

**ПЕРМСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ

**Сборник научных трудов
по материалам XVII Международной
научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых**

Пермь, ПГНИУ, 10–12 апреля 2024 г.



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD

*Сборник научных трудов по материалам
XVII Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых*

Пермь, ПГНИУ, 10–12 апреля 2024 г.



Пермь 2024

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

Г36

Г36 **Геология** в развивающемся мире = **Geology in the Developing World** [Электронный ресурс] : сборник научных трудов по материалам XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых / отв. ред. С. К. Карякин ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2024. – 45,88 Мб ; 626 с. – Режим доступа: http://www.psu.ru/files/docs/science/books/sborniki/geolog_v_razv_mire_2024.pdf. – Заглавие с экрана.

ISBN 978-5-7944-4193-2

В сборнике содержатся статьи студентов, аспирантов, молодых ученых (кандидатов наук) – участников XVII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Геология в развивающемся мире», проводимой на геологическом факультете Пермского государственного национального исследовательского университета.

Рассматриваются проблемы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых; минералогии, геохимии и петрографии; палеонтологии, стратиграфии и региональной геологии; геофизики; геологии нефти и газа; инженерной геологии и гидрогеологии; геоэкологии и охраны окружающей среды; геоинформационных систем в геологии.

Издание адресовано инженерам-геологам, гидрогеологам, геофизикам, минералам, палеонтологам, нефтяникам и геологам широкого профиля.

УДК 550.8+622(234.852)

ББК 26.3

*Издается по решению ученого совета геологического факультета
Пермского государственного национального исследовательского университета*

Ответственный редактор С. К. Карякин

Научные редакторы:

д-р. геол.-минерал. наук П. А. Красильников, д-р. геол.-минерал. наук Е. А. Меньшикова,
канд. геол.-минерал. наук Е. Е. Кожевникова, канд. геол.-минерал. наук Е. В. Дробинина,
канд. геол.-минерал. наук С. М. Блинов

Рецензенты: ведущий инженер лаборатории геофизики АО «ВНИИ Галургии», канд. техн. наук **А. В. Ворошилов;**

руководитель управления инженерных изысканий ООО «ПКиБЗ», канд. геол.-минерал. наук **С. В. Щербаков**

ISBN 978-5-7944-4193-2

© ПГНИУ, 2024

ОГЛАВЛЕНИЕ

РАЗДЕЛ 1. МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.

МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.....11

Борейко К.С.

Морфология золота техногенной россыпи (Краснотурьинск) 12

Идрисова Д.А.

Типоморфные признаки основных рудо- и породообразующих минералов Кукисвумчеррского месторождения, Хибинский массив 14

Мараховская В.Д., Белозерова С.О.

К особенностям вещественного состава рудной залежи малый Курумкан медно-никелевого месторождения Кун-Манье (Амурская область) 17

Арион А.Д., Плюснина К.И.

Морфология золота Крестовоздвиженской техногенной россыпи 28

Федотов А.В.

Полезные ископаемые рассыпных месторождений 31

Цимбал Д.В.

Морфология золота Невьянской россыпи..... 34

Мокроусова А.К., Мукаева У.Г.

Результаты исследования концентратов тяжелой фракции техногенной россыпи реки Верхний Велс (Пермский край) 36

РАЗДЕЛ 2. МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ 39

Ворожцов А.П.

Состав карбонатов зоны сюльбанского разлома и РТ-условия их формирования в рудном поле месторождения Урях (Иркутская область) 40

Вахрушева Е.А.

Петрография участка недр Мильканская Тугуро-Чумиканского района (Хабаровский край)..... 50

Башкирцева А.С.

Антропогенные факторы формирования твердого речного стока..... 55

Шешуков Д. В.

Диагностика шлиховых минералов тяжелой фракции на рамановском микроскопе 60

Габов А.С.

Исследование микроэлементного состава руд Главного Сарановского месторождения методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой..... 63

Гулиев Э. Х. о,

Литолого-геохимическая характеристика и условия накопления неокотских отложений Вандамской зоны (Южный склон Большого Кавказа, Азербайджан)..... 68

Епифанов В.В.	
Вещественный состав отложений уфимского яруса в Кунгурском районе (Пермский край)	73
Заманова Р.И.	
Вещественный состав вмещающих пород Огоджинского участка Селемджинского района (Амурская область).....	76
Кариев Р.Р., Холодилов И.В.	
Особенности состава и строение участка недр «Воложка-1» (Удмуртская республика).....	80
Кривошеков А.А.	
Состав пород Костомукшского железорудного месторождения	88
Гепперт В.А., Кузнецов Д.А.	
Изучение глинистой фракции сложнорастворимых соляных пород Верхнекамского месторождения.....	93
Останина Е.И.	
Литогеохимия терригенных пород в районе п. Серва (Пермский край).....	96
Пугач В.В., Пузик А.Ю.	
Оценка содержания элементов-примесей в хвостах полевошпатового производства методом ISP-MS.....	100
Сафаров Я.С.	
Минералогия и геохимия природных разновидностей первичных сульфидных руд степного полиметаллического месторождения (Рудный Алтай, Россия)	104
Пугач В.В., Пузик А.Ю.	
Минеральный состав хромшпинелидов восточного рудного тела Главного Сарановского месторождения	111
Ташкинов Г.В., Ташкинов Е.В.	
Псевдоморфозы древесины из юрских отложений Рыбинского района.....	114
Шитова С.К.	
Вскрышные породы как объекты попутной добычи	120
Чиркова Л.А.	
Петрографическое исследование отложений Ивакинского карьера	124
 РАЗДЕЛ 3. ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ	 129
Бражников А.О., Ключко А.А.	
Роль сдвигов в формировании отдельных структур в пределах Печоро-Кожвинского мегавала	130
Графеев О.Е.	
Количественная оценка эманации водорода перед сильными землетрясениями	137
Конюхова К.А.	
Секвенс-стратиграфический анализ Курмаковской свиты (Серпуховский ярус) разреза Мариинский лог (окрестности г. Губахи, Пермский край).....	140
Попцов Д.Р.	
Секвенс-стратиграфический анализ Протвинского горизонта (Серпуховский ярус) в типовом разрезе Вёлгур (Северный Урал, р. Вишера).....	144

IV. ГЕОФИЗИКА.....	151
Акинфиева С.А.	
Морская сейсморазведка. Особенности морской сейсморазведки. Сравнительный анализ морской и наземной сейсморазведки.....	152
Байрашев А.С., Тезиков А.Д.	
Выделение ослабленных интервалов верхней части разреза по данным комплексирования вертикального сейсмического профилирования и акустического каротажа	156
Бельшев Д.А., Заключение И.С.	
Азимутально-направленное выделение тектонических нарушений по сейсмическим данным МОГТ 3D..	161
Груздева Ю.К., Спешков М.В.	
Применение петрофизических приборов исследования керна для определения компонентов метана угольных пластов	166
Завгородняя Е.В.	
Решение геологических задач по геолого-технологическим исследованиям.....	171
Изотова А.А., Миннигалимова А.М.	
Определение текущей нефтенасыщенности пластов методом углеродно-кислородного каротажа	177
Исакова П.Д., Попова Е.В.	
Геофизические исследования в нефтегазовых скважинах аппаратурой литоплотностного гамма-гамма каротажа	181
Искандиров М.В.	
Проверка методик интерпретации контакта цемент-порода по данным акустического каротажа	187
Максимович К.А., Кашин Г.С.	
Перспективы использования искусственного интеллекта для оперативного анализа данных газового каротажа	193
Максимчук В.В.	
Результаты электротомографии на примере участка, выделенного под строительные нужды.....	196
Мицкевич А.А., Наберухина А.С.	
Перспективы замены метода бокового каротажного зондирования на многозондовый боковой каротаж при геофизических исследованиях нефтегазовых скважин	202
Мырзин С.А.	
Применение электротомографии для выявления глинистых тел в известняке на примере Чаньвинского месторождения.....	208
Пупырев Е.Ю.	
Томографическая инверсия данных ВЭЗ	211
Рыжов Н.В., Петросян Р.Н.	
Применение различных показателей качества при решении обратной задачи гравиразведки методом роя частиц	217
Сальникова О.Л., Стерляева В.М., Чухлов А.С.	
Электрическое микросканирование как метод повышения эффективности разработки интервалов со сложной структурой порового пространства	223
Азанов А.Д., Карякин С.К.	
Применение электроразведки для контроля целостности насыпных дамб	235
Стецяк А.С.	
Выбор алгоритма извлечения сейсмического импульса для целей инверсионных преобразований	238

Худякова В.А., Будник Д.А.	
Разработка технологии повышения качества вторичного вскрытия продуктивных пластов с применением поверхностно активных веществ.....	242
Чалова П.О.	
Возможность определения характеристик рассеянного органического вещества по данным комплекса ГИС	248
Чудинов П.Ю.	
Опыт применения оптоволоконной термометрии при эксплуатации скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	251
Шуткина М.А., Миннигузин В.Э., Мицкевич А.А.	
Особенности двумерной инверсии данных вертикального электрического зондирования	258
Занина В.Ю.	
Анализ толщи башкирских и фаменских отложений сибирского месторождения.....	264
Немцов Н.А., Кашин Г.С.	
Перспективы развития расширенного комплекса исследований бурового шлама	272
Се М., Белов С.В.	
Учет скважинных условий при количественной интерпретации данных ГГМ-Ц	276
 РАЗДЕЛ 5. ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА	 278
Балдина С.Н., Цыплякова Т.С.	
Нефтеносность Мексиканского залива на примере нефтяной системы Пимиента-Тамабра.....	279
Боталов А.Н.	
Анализ геолого-геофизической изученности Вычегодского прогиба.....	285
Гребнева Е.С.	
1D бассейновое моделирование глубокопогруженных отложений, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной.....	289
Дубовицкий Н.О.	
Литолого-петрографическая характеристика и условия формирования Ванаварской свиты (Придутское месторождение, Восточная Сибирь)	295
Егоров А.А., Сабиров Н.С., Мифтахов Т.Р.	
Анализ внедрения системы ППД на фоминовском участке Алеекеевского месторождения.....	298
Кагабиев Н.С.	
Геологические особенности и нефтегазоносность Савиноборского месторождения.....	305
Комарова Ю.С.	
Особенности пространственного размещения залежей УВ промышленных нефтегазоносных комплексов на территории Пермского края.....	311
Кузнецов И.А., Чевтаева А.К.	
Перспективы нефтегазоносности Южно- и Северо-Баренцевоморской триас-юрской нефтегазовой системы.....	317
Лисицина В.С.	
Геологическое строение и нефтегазоносность Полазненского нефтяного месторождения	321

Ляпичева Е.С., Исмагилова И.Р.

Комплексный подход при оперативной оценке изменения состояния запасов углеводородов на примере пласта БВ 10 месторождения N.....324

Маннанова Л.Р.

Оценка влияния факторов, связанных с определением зрелости органического вещества пород доманикового типа330

Нестерова А.В.

Анализ эффективности системы разработки пласта АС 4-8 Федоровского месторождения с целью рекомендаций по доизвлечению запасов при опережающей обводненности.....336

Ожгибесов Е.С.

Вероятностно-статистическое обоснование прогноза нефтегазоносности живецких отложений в пределах Нирмалинской и Западно-Ханчаргинской площадей341

Пономарева В.В., Козлов Д.О.

Диапазоны подсчетных параметров для вероятностной оценки ресурсов подготовленных объектов визейских терригенных отложений на Башкирском своде347

Румянцева К.С.

Влияние грунтовых вод при разведочных работах и разработке нефтяных скважин351

Сафарова Э.Р.

Глубокопогруженная триасово-среднеюрская углеводородная система района Ен-Яхинской скважины (СГ-7)354

Тябина А.Р.

Физико-химические свойства нефтей бортовых зон Камско-Кинельской системы палеопрогибов на Пермском своде и Бымско-Кунгурской моноклинали.....358

Цыплякова Т.С.

Особенности элементов нефтяных систем осадочных бассейнов различного типа364

Чевтаева А.К.

Генерационный потенциал киммериджских сланцев провинции грабен Северного моря369

Шиверский Г.В., Боталов А.Н.

Прогнозирование пористости в терригенных коллекторах методами машинного обучения375

Якушев К.В.

Оценка дифференциации рассеянного органического вещества верхнедевонско-турнейской толщи на территории башкирского свода.....381

РАЗДЕЛ 6. ПРОБЛЕМЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ И ОХРАНЫ НЕДР 385

Валиуллина Р.Ф.

Влияние химического выветривания на инженерно-геологические свойства элювиальных отложений в терригенных грунтовых массивах Республики Татарстан386

Василенко А.М.

Изменение деформационных свойств глинистого грунта в зависимости от химического состава порового раствора390

Владимиров В.В.

Инъектирование грунтов как способ геотехнической защиты искусственных сооружений в условиях распространения закарстованных грунтов396

Вшивков М.А.	
Исследование деформационных свойств песчаных грунтов при засолении	401
Искандиров С.В.	
Инженерно-геологические условия строительной площадки под обустройство полигона твердых бытовых отходов около районного центра Хворостянка Самарской области	407
Королева Н.В.	
Изучение влияния седиментационного обогащения глин на их физические свойства	410
Красноперов Н.А., Королёв А.Э.	
Инженерно-геологические условия участка схода оползня в скальном массиве Уржумского яруса при проходке дорожной выемки у села Гребени (Татарстан)	415
Летуновская С.С., Пензева Е.П., Пензев А.П.	
Влияние аутигенных карбонатных пленок на эффективность инъекционного закрепления песчаных грунтов модифицированным раствором алифатической эпоксидной смолы	419
Паршакова Е.В.	
Условия развития карста участка автодороги в Арзамасском районе Нижегородской области	424
Летуновская С.С., Пензева Е.П., Пензев А.П.	
Формирование цементационных контактов в песчаных грунтах при циклическом замачивании	428
Постоева Я.В., Москаленко В.А.	
Особенности процесса подтопления в природно-техногенных системах	432
Рякина Я.А.	
Экспериментальные исследования суффозионного изменения гранулометрического состава специфических карбонатных грунтов	438
Сахаутдинова А.И.	
Изучение коррозионной агрессивности глинистых грунтов к стали	442
Тартынских В.С., Маркаганов Е.С.	
Влияние температуры воды и гранулометрического состава на условие провалообразования в песчаных грунтах при физическом моделировании суффозионных процессов	449
Тепленин Д.С.	
Карстологическое районирование участка проектируемой трассы высокоскоростной железнодорожной магистрали Санкт-Петербург – Москва с применением метода балльной оценки классификационного признака	457
Фефилова М.А.	
Инженерно-геологические условия Чусовского городского округа	465
Хайрутдинов Т.И.	
Оценка геодинамических условий участка гостиничного комплекса в поселке городского типа Камское устье	475
Юрочкин Д.А.	
Изучение инженерно-геологических условий трассы магистрального трубопровода Баваненково-Ухта (участок Малоперанская-Ухтинская) с использованием линеаментно-геодинамического анализа	478
Леонтьев Ф.А.	
Инженерно-геологические условия побережий Нижнекамского водохранилища	484

РАЗДЕЛ 7. ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ И ОХРАНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД..... 488

Бачурин Н.А.

Стронций-содержащие воды Мазуевской карстовой депрессии489

Кашин М.К., Золотарев Д.Р., Щербаков С.В.

Изменения в химическом составе проб карбонатных пород до и после растворения по результатам микрозондового анализа цементного вещества.....494

Курская А.Р.

Аммоний в газонефтеводоносных комплексах в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции497

Макарова А.А.

Особенности генезиса и распространения сероводородных вод нижнепермских отложений Пермского Предуралья500

Мулюкова И.Ф.

Типы геологических разрезов в Иренском карстовом районе504

Лалетина И.С.

Особенности развития карста под обвальными карстовыми отложениями на примере п. Полазна.....510

Трошина В.А., Селина З.В.

Оценка карстоопасности деревни Лукино Пермского края515

Пшевловский М.А.

Влияние структурно-текстурных характеристик пород на процессы карстообразования.....523

Рзянин М.В.

Получение лицензии на право пользования недрами526

Соловьёва А.А.

Нефтяное загрязнение поверхностных и грунтовых вод Кокуйского месторождения534

Торопов М.Д.

Условия развития карста с. Серга Кунгурского муниципального округа541

РАЗДЕЛ 8. ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ 547

Александрова А.А.

Проблема рекультивации нарушенных земель в Арктической зоне и пути решения548

Анххуслэн Г., Иванов А.В.

Исследование проблемы выбросов пыли на хвостохранилище ПГС «Предприятие Эрдэнэт» в Монголии.....552

Халилов Р.И., Ефимова А.В.

К вопросу о возможных технологиях улучшения экологической ситуации в местах размещения угледобывающих предприятий (на примере Кизеловского угольного бассейна).....558

Калабина Д.Д.

Гидрогеологические исследования бассейна реки Ирень от посёлка Октябрьский до деревни Бикбай.....563

Крючкова Е.Н.

Источники мышьяка в природных водах567

Малыгин Н.А., Чукаева М.А.

Оценка возможности удаления тяжёлых металлов из загрязнённых сточных вод методом фиторемедиации571

Мухаметшина С.И.

Применение интегральных индексов для оценки экологического состояния донных отложений малых рек576

Пахомова Т.С., Смирнов Ю.Д.

Тепловое загрязнение Арктических гидросистем581

Сальникова Ю.М., Стрелкова Ю.Ю.

Поиск эффективных решений по восстановлению растительного покрова на загрязнённых почвах города Карабаш.....586

РАЗДЕЛ 9. ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В НАУКАХ О ЗЕМЛЕ 591

Безденежных А.А.

Типизация территории развития карбонатно-сульфатного карста и оценка устойчивости выделенных участков в отношении провалообразования592

Бурылов Е.О., Перминова К.Д.

Особенности распространения карстовых форм и их размеров на территории развития карбонатно-сульфатного типа карста597

Гильманов М.И., Бажутин П.И.

Использование ГИС при интерпретации данных поверхностных и подземных карстопроявлений в пределах Кунгурской ледяной горы603

Лисих Д.С.

Построение стратиграфической колонки Юрхаровского месторождения в программе STRATER610

Матыкина Д.А., Асосков А.Е.

Применение взаимнокорреляционной функции для выявления разрывных нарушений сдвигового характера по данным потенциальных полей614

Мизёв А.А.

К вопросу автоматизации оценки морфометрических параметров поверхностных карстовых форм....618

Сомис С.М.

Аспекты моделирования растительного покрова в городе по данным ВЛС (на примере восточной части Краснодара)623

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 1:
***МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ.
МЕТОДЫ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ***

XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"

SECTION 1:
***MINERAL DEPOSITS. METHODS OF PROSPECTING
AND EXPLORATION OF MINERAL DEPOSITS***

МОРФОЛОГИЯ ЗОЛОТА ТЕХНОГЕННОЙ РОССЫПИ (КРАСНОТУРЬИНСК)

Борейко Кристина Станиславовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: kristinabs618@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Наумова Оксана Борисовна

Аннотация: Изучена морфология частиц золота Краснотурьинского района из концентрата разных россыпей, обработанных на шлихообогатительной установке (ШОУ).

Ключевые слова: морфология золота, техногенная россыпь.

MORPHOLOGY OF TECHNOGENIC PLACER GOLD (KRASNOTURINSK)

Boreiko Christina

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Naumova Oksana

Abstract: The morphology of gold particles of the Krasnoturyinsky district from a concentrate of various placers processed at a dressing and processing plant has been studied.

Keywords: morphology of gold, technogenic placer

Цель данной работы заключается в изучении морфологии частиц золота техногенной россыпи.

Исследователями установлено, что морфология золота в россыпях неодинаковая. Она зависит от условий формирования и локализации золота в коренных источниках, физико-химических условий отложения золота в россыпях. Всё это накладывает отпечаток на форму, размер, характер поверхности золота [3].

Техногенная россыпь – это россыпь, образовавшаяся из отвалов горных выработок или из «хвостов» горно-обогатительных предприятий.

При разработке месторождений не всегда применяются технологии, полностью извлекающие золото. Из-за несовершенства методов обогащения руды и условий разработки месторождений из недр извлекается не всё сырьё, пригодное для использования. Формируются техногенные отвалы. В этих отвалах протекают процессы преобразования вещества и полезных компонентов, образующихся как при разработке россыпных месторождений, так и происходящие в них после формирования отвалов. В настоящее время такие отвалы горнодобывающих производств являются потенциальными месторождениями полезных ископаемых. В будущем при совершенствовании технологий из них могут быть извлечены полезные компоненты [1].

Техногенные месторождения золота – значительный, но плохо изученный минерально-сырьевой ресурс для добычи золота. Они сконцентрированы на крупных по площади и запасам районах отработки россыпей, добычи и обогащения руд коренных золотых, а также комплексных золотосодержащих месторождений [2].

В данной работе рассмотрено золото из отвалов техногенных россыпей Южно-Заозёрского прииска (Краснотурьинск, север Свердловской области, восточный склон Северного Урала). Полевая обработка проб и получение концентратов были проведены сотрудниками кафедры поисков и разведки полезных ископаемых в 1990-2000 гг. в ходе выполнения хоздоговорных работ.

В россыпях проявляются процессы технегенеза и техногеогенеза. Они выражаются в том, что золото отвалов при техногеогенезе преобразуется под воздействием атмосферных осадков, подземных и поверхностных вод, окислительно-восстановительных и других физико-химических условий среды [1].

При техногенезе происходит преобразование полезных компонентов, изменяется их состав и строение. Физико-химическое преобразование техногенных россыпей проявляется в переходе золота в коллоидное состояние, высвобождении частиц металла из глинистых агрегатов, растворении и отложении и других процессах. Всё это приводит к высвобождению и перераспределению концентраций золота на геохимических барьерах [2].

В процессе преобразования металла может происходить как укрупнение, так и уменьшение размера зерен. При этом на частицах золота образуются ртутные плёночки или железистые включения [2].

Морфологические исследования золота проводились с помощью бинокулярного микроскопа. Пробы предоставлены сотрудниками кафедры. Для исследования предоставлен металл размерностью 0,25-0,125 мм. Для количественной характеристики частиц золота была отобрана представительная группа в количестве 130 знаков.

Количественная характеристика формы золотин осуществлена путём замера частиц по трём направлениям: а – длина, b – ширина, с – толщина. По этим данным рассчитаны средние коэффициенты уплощённости по Н.Б. Вассоевичу ($K_{упл}$) и округлённости по Рейли ($K_{окр}$). Данные этих параметров приведены ниже:

$$K_{упл}=7,1$$

$$K_{окр}=0,72$$

Высокая уплощённость и небольшая округлённость частиц говорят о длительности переноса золота в водном потоке.

Цвет зёрен золотисто-жёлтый, ярко-жёлтый, преобладают частицы с плёнками ртути серого цвета и включениями киновари красного цвета. Большинство золотин имеют пластинчатую форму с загнутыми, неровными или рваными краями. Встречаются частицы палочкообразной, проволоковидной и гантелевидной формы. Поверхность неровная, с ямками и бугорками.

Изучение морфологии золота техногенной россыпи показало, что процессы технегенеза и техногеогенеза оказали влияние на форму, характер поверхности золотин, а также на наличие включений. Золото преимущественно пластинчатой формы (73%), плёнками ртути покрыты 75% золотин.

Учитывая многообразие форм золота можно предположить, что в отвалах находится металл из разных россыпных объектов. Для получения более точных сведений нужно продолжить исследования с применением высокоточной аппаратуры.

Литература

1. Наумов В.А., Наумова О.Б. Преобразование золота в техногенных россыпях. *Современные проблемы науки и образования*. 2013. № 5. С. 531.
2. Наумов В.А., Наумова О.Б. Формы нахождения и перспективы освоения золота в природных и техногенно-минеральных образованиях Западного Урала // *Вестник Пермского университета. Геология*. 2019. Т. 18. № 1. С. 55-63.
3. Петровская Н.В. Самородное золото: Общая характеристика, типоморфизм, вопросы генезиса. – Москва: Наука, 1973 [вып. дан. 1974]. – 347 с.

ТИПОМОРФНЫЕ ПРИЗНАКИ ОСНОВНЫХ РУДО- И ПОРОДООБРАЗУЮЩИХ МИНЕРАЛОВ КУКИСВУМЧЕРРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ХИБИНСКИЙ МАССИВ

Идрисова Дания Ахатовна

*Казанский федеральный университет
студентка 4 курса, г. Казань
e-mail: idrisowadan@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Беляев Евгений Владимирович

Аннотация: В статье представлено изучение влияния на типоморфные свойства апатит-нефелиновых руд трех групп минералогических факторов: текстурно-структурные особенности руд: – форма и размеры выделений апатита; взаимоотношения апатита с ассоциирующими минералами (наличие сростков, включений и т.п.); минеральный состав руд: – различия в минеральном составе руд (apatite-нефелиновые, titanite-apatite, «окисленные»); наличие минералов, флотирующихся вместе с апатитом; состав, свойства рудообразующих и сопутствующих минералов апатита.

Ключевые слова: Апатит, апатит-нефелиновая руды, минеральный состав руд, Хибинский массив.

TYPOMORPHIC FEATURES OF THE MAIN ORE AND ROCK-FORMING MINERALS OF THE KUKISVUMCHERRSKOYE FIELD, Khibinsky Massif

Idrisova Denmark

Kazan Federal University, 4th year Student, Kazan

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Belyaev Evgeniy

Abstract: The article presents the study of the influence on the typomorphic properties of apatite-nepheline ores of three groups of mineralogical factors: texture and structural features of ores: – shape and dimensions of apatite excretions; relationship of apatite with associating minerals (presence of splices, inclusions, etc.) ;mineral composition of ores: – differences in mineral composition of ores (apatite-nepheline, titanite-apatite, "oxidized"); the presence of minerals floated together with apatite; composition, properties of ore-forming and accompanying minerals of apatite.

Keywords: Apatite, apatite-nepheline ore, apatite, mineral composition of ores.

Хибинский массив является крупнейшей многофазовой щелочной интрузией центрального типа, приуроченной к тектоническому контакту метаморфизованных образований архея и протерозоя. В пределах массива распространены: нефелиновые сиениты, фойдолиты (ийолиты–уртиты), высококалиевые пойкилитовые нефелиновые сиениты (рисчорриты), а также: титанит-нефелиновые, титанит-apatite и апатит-нефелиновые породы (рис.1).

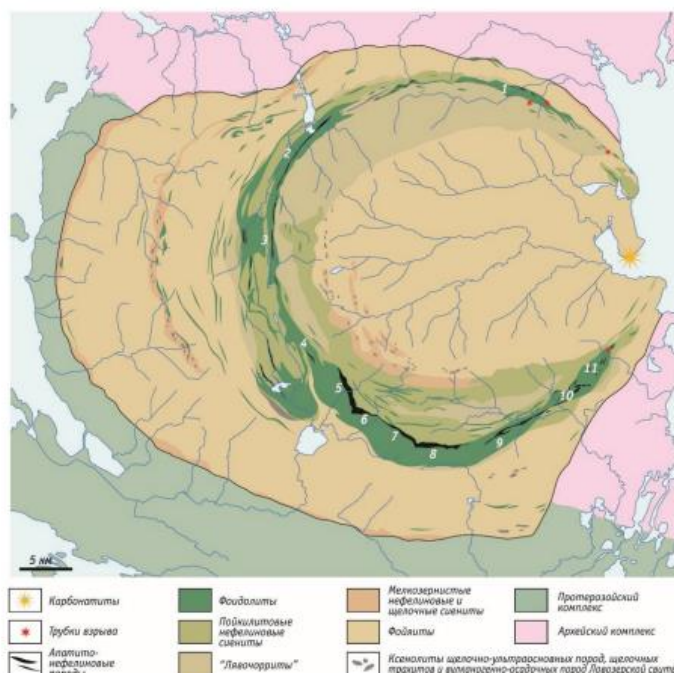


Рис. 1. Схема геологического строения Хибинского массива (Иванюк и др., 2009)

Апатито-нефелиновые место рождения и рудопроявления:

- 1 – Валенахк, 2 – Партомчорр, 3 – Куэльпорр, 4 – Снежный Цирк, 5 – Кукисвум чорр, 6 – Юкспор, 7 – Апатитовый Цирк, 8 – Плато Расвумчорр, 9 – Коаива, 10 – Ньоркпахк, 11 – Олений Ручей.

Апатит-нефелиновые месторождения Хибинского массива занимают ведущее место в структуре сырьевой базы России. Главный полезный компонент руд – пятиокись фосфора, носителем которой является фторапатит (апатит).

По вещественному составу и текстурным особенностям выделяют следующие типы руд [1]:

1. Апатитовая порода пятнистой текстуры;
2. Полосчатая, пятнисто-полосчатая апатит-нефелиновая порода;
3. Линзовидно-полосчатая апатит-нефелиновая порода;
4. Апатитовая брекчия;
5. Крупноблоковая порода;
6. Мелкоблоковая порода;
7. Уртит с апатитом;
8. Апатит-нефелиновые породы на контакте со среднезернистыми эгириновыми нефелиновыми сиенитами.

Данные типы руд отличаются по минеральному составу. Например, пятнисто-полосчатые породы отличаются от пятнистого более высокого содержания нефелина, что может быть обусловлено и присутствием в них отдельных уртитовых прослоев. Кроме того, по сравнению со всеми апатит-нефелиновыми породами, пятнисто-полосчатые породы отличаются самыми высокими содержаниями апатита и низким – темноцветных минералов. Менее богаты апатитом линзовидно-полосчатые апатит-нефелиновые породы. Полосчатые породы по составу очень близки к породам этого типа, но содержат больше апатита.

Цель работы: изучение влияния на типоморфные свойства апатит-нефелиновых руд три групп минералогических факторов:

- 1) текстурно-структурные особенности руд: – форма и размеры выделений апатита; взаимоотношения апатита с ассоциирующими минералами (наличие сростков, включений и т.п.);
- 2) минеральный состав руд: – различия в минеральном составе руд (апатит-нефелиновые, титанит-апатитовые, «окисленные»); наличие минералов, флотирующихся вместе с апатитом;
- 3) состав, свойства рудообразующих и сопутствующих минералов апатита.

Для проведения изучения было отобрано 14 образцов пород и руд, отобранных в процессе прохождения производственной практики, АО «Апатит» в 2023 году с месторождения Кукисвумчорр, из которых на основании различий во внешней морфологии выбрано 7 для данной работы.

Исследования проведены в лабораториях Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ с помощью комплекса методов: метод оптической микроскопии (микроскопы Axio imager vario a2m, ПОЛАМ РП-1), микрозондовый анализ, ЭПР анализ (Рентгеновский источник RENIS–M XRS50/50) и рентгеноструктурный анализ (BRUKER, Г.М. Ескина). Для оптической световой микроскопии и петрографического описания изготовлены шлифы и аншлифы, которые также изучены методом микро-РФА для получения карт распределения химических элементов.

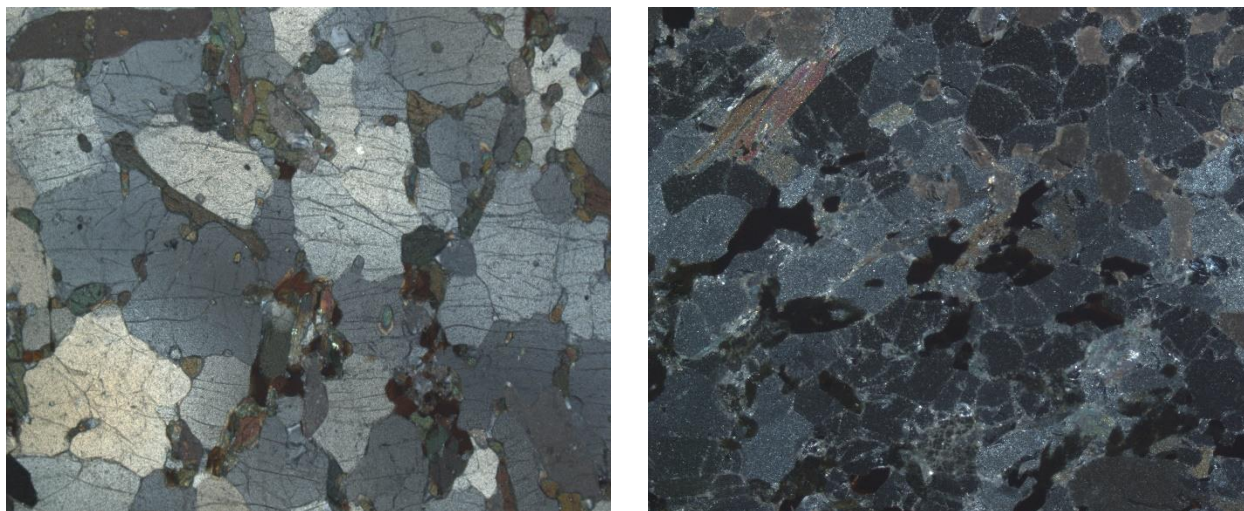


Рис. 2. Минеральные выделения фторапатита в апатит-нефелиновой руде линзовидно-полосчатой текстуры и бедной руде

Апатит во всех типах руд представлен двумя основными формами:

- 1) свободной крупнозернистой мономинеральной фазой (рис. 2), составляющей около 78 об. %, в том числе в нефелине ~ 9 об. %, в пироксенах ~ 8 об. %, в титаните ~ 5 об. % [3].
- 2) включениями (рис. 3) в других минералах (около 22 об. %),

Одним из способов определения минерального состава является установление корреляционных связей между основными компонентами вещественного состава апатит-нефелиновых руд и их отношениями.

В ходе изучений было установлено, что в состав руд Кукисвумчеррского месторождения входит нефелин, апатит, сфен(титаномagnetит). Вмещающие оруденение породы сложены гидрослюдами (в основном иллит и гидромусковит), минерал цеолитов филлипсит и глинистые минералы (шпреуштейнизайия), образованные под действием постмагматических процессов в зонах разрушений путем замещения первичных минералов, в основном нефелина.

Таким образом, можно сделать вывод, что разные типы руд имеют разные текстурно-структурные особенности и минеральный состав руд, состав и свойства рудообразующего апатита и сопутствующих минералов. Совокупность всех этих факторов определяет конечные показатели флотации – качество концентрата и извлечение пятиоксида фосфора.

Литература

1. Дудкин О.Б., Козырева Л.В., Померанцева Н.Г. *Минералогия апатитовых месторождений Хибинских тундр*. Л. Изд-во: Наука. 1964. 236 с.
2. Коноплева Н.Г., Иванюк Г.Ю., Пахомовский Я.А., Яковенчук В.Н., Михайлова Ю.А. *Типоморфизм фторапатита в Хибинском щелочном массиве (Кольский полуостров, Россия)* // ЗРМО. 2013. № 3. С. 65–83.
3. Нерадовский Ю.Н., Компанченко А.А., Чернявский А.В. *Минералого-технологические особенности хибинских апатит-нефелиновых руд* // Обогащение руд. 2022. № 3. С. 22–27. DOI 10.17580/or.2022.03.04.

К ОСОБЕННОСТЯМ ВЕЩЕСТВЕННОГО СОСТАВА РУДНОЙ ЗАЛЕЖИ МАЛЫЙ КУРУМКАН МЕДНО-НИКЕЛЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КУН-МАНЬЕ (АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Мараховская Виктория Дмитриевна

*Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова
студентка 4 курса, г. Новочеркасск
e-mail: NILLILIMAMBO777@mail.ru*

Белозерова Светлана Олеговна

*Южно-Российский государственный политехнический университет имени М.И. Платова
студентка 4 курса, г. Новочеркасск
e-mail: belozeroaaaa27@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Бутенков Александр Александрович

Аннотация: В данной работе произведено исследование особенностей распределения рудных компонентов залежи Малый Курумкан медно-никелевого месторождения Кун-Манье (Амурская область), с использованием результатов опробования по трем разведочным скважинам. Произведена геологическая интерпретация полученных результатов исследования.

Ключевые слова: медно-никелевое оруденение, графики изменчивости, корреляционный анализ.

THE PECULIARITIES OF THE MATERIAL COMPOSITION OF THE MALY KURUMKAN ORE DEPOSIT OF THE KUN-MANYE COPPER- NICKEL DEPOSIT (AMUR REGION)

Victoria Marakhovskaya

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov
4th year Student, Novocherkassk*

Svetlana Belozerova

*South-Russian State Polytechnic University (NPI) named after M.I. Platov
4th year Student, Novocherkassk*

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Butenkov Alexander

Abstract: In this work, the study of the distribution features of the ore components of the Maly Kurumkan deposit of the Kun-Manye copper-nickel deposit (Amur region) was carried out using the results of testing for three exploration wells. A geological interpretation of the obtained research results has been carried out.

Keywords: copper-nickel mineralization, graphs of variability, correlation analysis.

Материал для написания данной статьи был собран авторами при прохождении производственно-технологической практики в составе ООО «Восток Геосервис Партнер» (г. Чита).

Медно-никелевое месторождение Кун-Манье расположено в Амурской области, в Зейском районе, в 380 км северо-восточнее города Зея. Ближайшим населенным пунктом является пос. Бомнак (центр эвенкийской общины), расположенный в 240 км к юго-западу от месторождения.

Территория относится к Становой минерагенической провинции, имеющей разнообразную специализацию: на золото-серебро-молибденовую, апатито-титано-железородную, платино-медно-никелевую минерализацию, бурый уголь и другие полезные ископаемые [3].

В северо-восточной части Становой провинции выделена Кун-Маньенская платино-медно-никелевая зона, вытянутая в субширотном направлении на 200 км – от верховьев р. Туксани на западе до правых притоков верхнего и среднего течения р. Мая на востоке. Западную часть зоны, ранее было предложено называть Туксани-Кукурским потенциальным рудным узлом, а восточную – Кун-Маньенским медно-никелевым (с кобальтом и платиноидами) рудным узлом. Площадь месторождения Кун-Манье находится в центральной части этого узла [1, 2].

Район месторождения Кун-Манье расположен на юго-восточной окраине Алданского щита Сибирской платформы. В структурном отношении эта территория приурочена к области сочленения разнородных по строению крупных раннедокембрийских тектонических блоков Южно-Алданской и Становой систем (рис. 1).

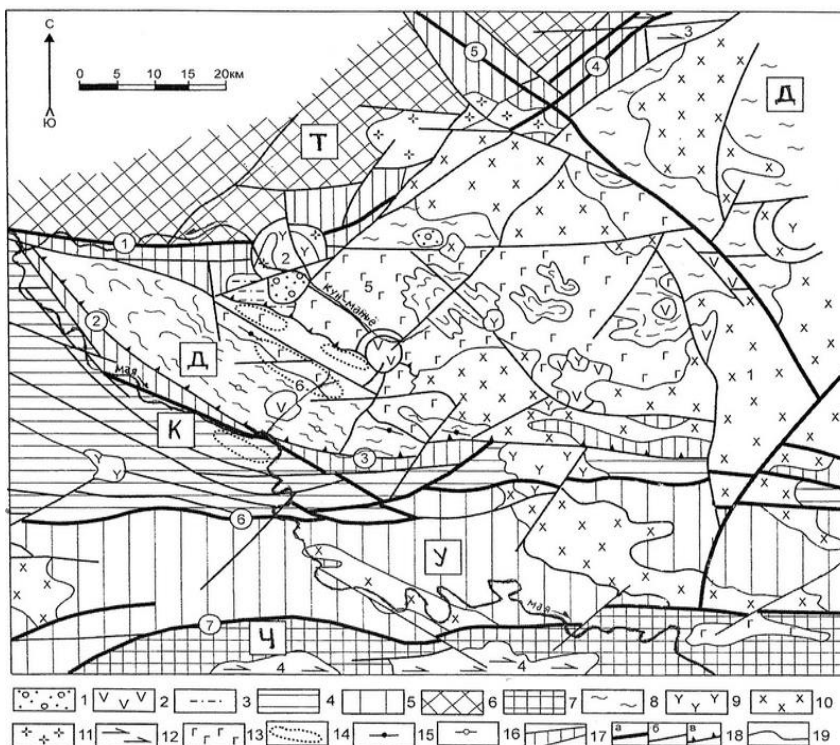


Рис. 1. Геолого-структурная схема района месторождения

Кунманьенская континентальная впадина: 1 – верхнемеловые – палеоценовые рыхлые отложения, 3 – верхнеюрские туфогенно-осадочные образования беркакитской свиты. Становая вулканоплутоническая зона: 2 – меловые вулканы. Раннедокембрийские структуры кристаллического фундамента. Южно-Алданская система блоков: 4 – Туксанийский (К) грануито-кристаллосланцевый блок сахабория, 6 – Тырканский (Т) грануито-гнейсовый блок алдания. Становая система блоков: 5 – Удско-Майский (У) гранит-зеленокаменный трог (грабен) становия, 7 – Чогарский (Ч) грануито-кристаллосланцевый блок алдания, 8 – Джанинский (Д) грануито-гнейсо-кристаллосланцевый блок алдания. Мезозойские и раннедокембрийские интрузивные образования: 9 – позднемеловые граниты, 10 – раннемеловые гранитоиды (1 – Чалбук-Яконский массив), 11 – раннепротерозойские гранитоиды вулканского комплекса (2 – Укиканский массив), 12 – раннеархейские анортозиты (3 – Джугджурский и 4 – Сехтагский массивы), 13 – метагаббро раннего архея (5 – Кунманьенский массив); 14 – основные ареалы распространения интрузий мафит-ультрамафитов кунманьенского комплекса (6 – Курумканский ареал). 15-16 – оси антиклиналей (15) и синклиналей (16); 17 – зоны развития бластомилонитов и диафоритов архейского возраста; 18 – разрывные нарушения: а) главные (цифра в кружке): Кунманьенский (1), Майский (2), Атагский (3), Южно-Учурский (4), Тавитчак-Уянский (5), Салга-Джанинский (6), Удыхынский (7), б) второстепенные, в) надвиги; 19 – геологические границы.

Площадь, включающая месторождение, находится в зоне влияния северо-западного регионального глубинного разлома, разделяющего Туксанийский и Джанинский блоки кристаллического фундамента. Площадь приурочена к западному флангу Джанинского блока, представленного глубокометаморфизованными породами – гнейсами, кристаллосланцами, амфиболитами. Западную часть блока занимает обширный Кун-Маньенский массив, представленный метаморфизованными габброидами и габбропироксенитами раннеархейского возраста (рис. 1).

Кун-Маньенское рудное поле представляет собой площадь развития вкрапленных медно-никелевых руд, связанных пространственно и генетически с телами мафит-ультрамафитов одноименного интрузивного комплекса раннепротерозойского возраста и локализуемая в южном эндоконтакте Кун-Маньёнского массива. По простиранию рудное поле прослежено на 30 км, ширина варьирует от 2 до 3 км.

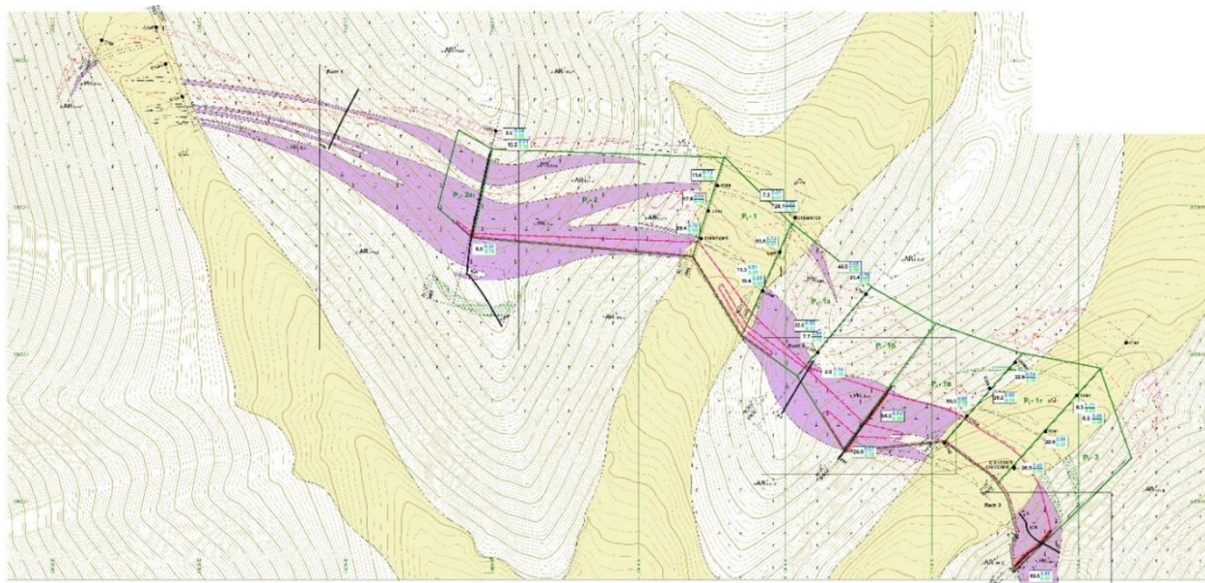


Рис. 2. Схематическая геологическая карта залежи Малый Курумкан

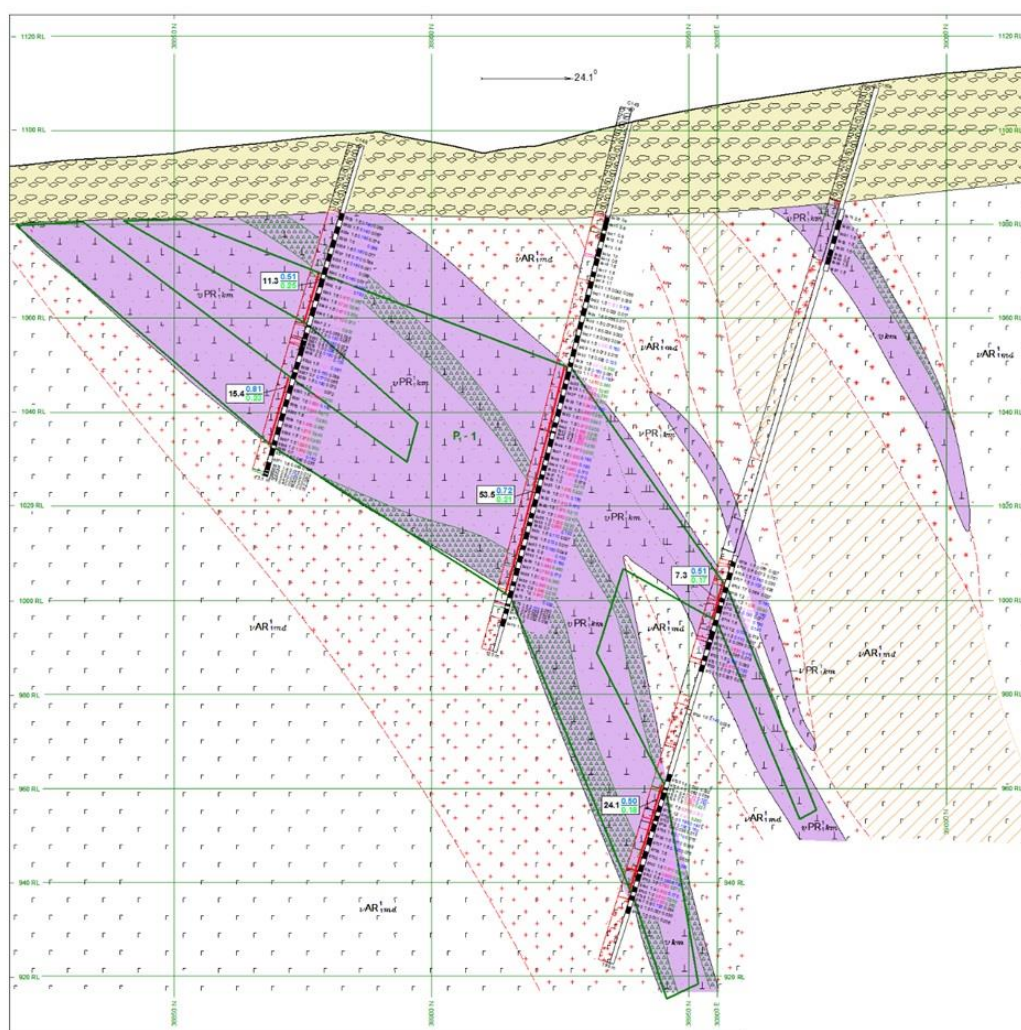


Рис. 3. Разрез по профилю скважин 148, 149, 150 к схематической геологической карте залежи Малый Курумкан

Месторождение Кун-Манье — это серия пространственно сближенных залежей вкрапленных сульфидных руд. Рудовмещающими образованиями являются интрузии ультрамафитов раннепротерозойского кунманьского комплекса, залегающие среди пород кристаллического фундамента раннего архея — метагаббро майско-джанинского комплекса. Месторождение относится к сульфидному медно-никелевому промышленному типу и к магматическому ликвационному генетическому типу. Оруденение сосредоточено в семи рудных залежах — наиболее крупными являются Малый Курумкан, Соболевская, Кубук, кроме них также разведаны залежи Горная, Треугольник, Шляпа, Фалкон [1, 2].

Залежь Малый Курумкан находится на западном фланге рудного поля, в бассейне р. Малый Курумкан (рис. 2-4). Оруденение приурочено к телу серпентинизированных оливиновых вебстеритов и плагиовестеритов, залегающих среди интенсивно гранитизированных, часто мигматизированных габброидов майско-джанинского комплекса. Тело ультрамафитов имеет северо-западное, близширотное простирание. Установленная длина тела ультрамафитов — более 1,5 км, ширина выхода на дневную поверхность от 60 до 140 м. Падение северное, невыдержанное, варьирует от 25 до 65–75°.

Сульфидная минерализация залежи имеет мелковкрапленную, реже — гнездовую и прожилково-вкрапленную текстуру. Количество сульфидов в рудах достигает 7-8%. В их числе отмечены пирротин (2-3%), пентландит (1-3%), халькопирит (до 0,5%), хизлевудит (0.5-1.5%), бравоит, борнит, магнетит, ильменит — единичные зерна.

Целью исследований в данной работе является выявление особенностей изменчивости и взаимосвязей компонентов вещественного состава руд месторождения Кун-Манье по её самой крупной залежи — Малый Курумкан. Для реализации этой цели были использованы данные кернового опробования по разведочным скважинам №№ 148, 149, 150, а именно химического анализа по пробам, по результатам которого имеются данные о содержаниях главных компонентов руд — никеля, меди, кобальта, серы (табл. 1).

Условные обозначения

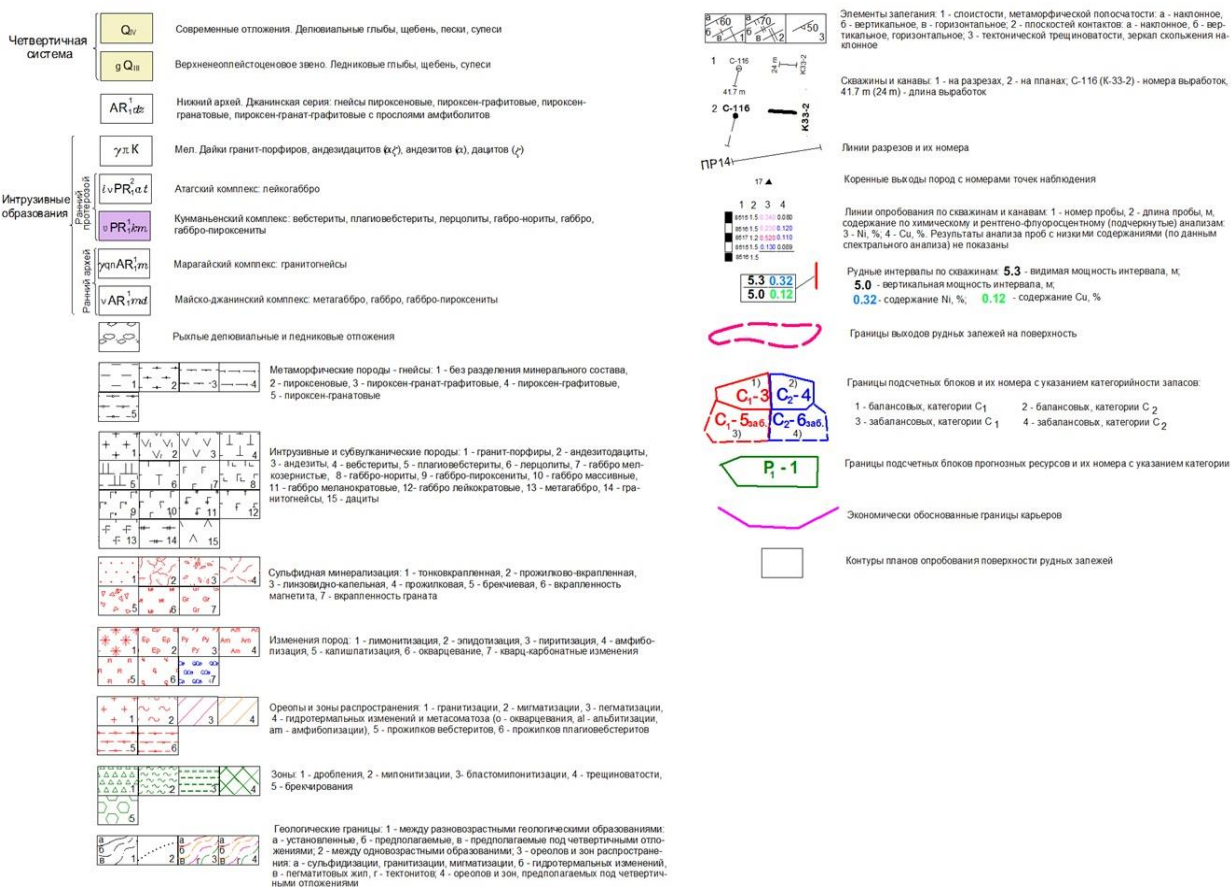


Рис. 4. Условные обозначения к карте и разрезу рудной залежи Малый Курумкан

Результаты химического анализа руд залежи Малый Курумкан

№ проб	Содержание полезных компонентов, вес. %				№ проб	Содержание полезных компонентов, вес. %				№ проб	Содержание полезных компонентов, вес. %			
	Ni	Cu	Co	S		Ni	Cu	Co	S		Ni	Cu	Co	S
6532	0,180	0,063	0,005	0,42	6420	0,042	0,055	0,002	0,23	6476	0,032	0,038	0,006	0,29
6533	0,140	0,057	0,004	0,38	6421	0,051	0,029	0,003	0,14	6477	0,020	0,040	0,002	0,15
6534	0,190	0,074	0,005	0,52	6422	0,320	0,130	0,006	0,72	6478	0,040	0,060	0,003	0,15
6535	0,210	0,099	0,005	0,58	6423	0,022	0,017	0,002	0,11	6704	0,067	0,027	0,003	0,17
6536	0,180	0,077	0,005	0,48	6424	0,056	0,017	0,002	0,14	6705	0,073	0,051	0,004	0,23
6537	0,170	0,064	0,005	0,40	6425	0,078	0,027	0,003	0,15	6706	0,140	0,030	0,003	0,23
6538	0,180	0,081	0,005	0,48	6426	0,024	0,022	0,001	<0,10	6707	0,100	0,038	0,002	0,10
6539	0,200	0,088	0,006	0,49	6427	0,063	0,034	0,002	0,17	6708	0,064	0,027	0,002	0,12
6540	0,160	0,071	0,006	0,44	6428	0,330	0,160	0,004	0,76	6709	0,900	0,170	0,018	1,86
6541	0,220	0,100	0,006	0,61	6429	0,073	0,015	0,002	0,14	6710	1,020	0,280	0,021	2,35
6542	0,290	0,130	0,007	0,79	6430	0,082	0,120	0,002	0,28	6711	0,490	0,160	0,011	1,00
6543	0,610	0,350	0,012	1,77	6431	0,210	0,330	0,004	0,86	6712	0,130	0,077	0,004	0,36
6544	0,700	0,290	0,014	1,98	6432	0,150	0,051	0,004	0,40	6713	0,430	0,190	0,010	1,10
6545	0,670	0,300	0,013	1,92	6433	0,560	0,160	0,011	1,54	6714	0,460	0,140	0,010	1,18
6546	0,710	0,370	0,014	2,01	6434	1,250	0,380	0,020	3,19	6715	0,100	0,019	0,007	0,27
6547	0,340	0,200	0,008	0,96	6435	0,710	0,260	0,012	1,83	6716	0,110	0,017	0,008	0,27
6548	0,059	0,028	0,007	0,13	6436	0,740	0,330	0,013	2,0	6717	0,530	0,110	0,012	<0,10
6549	0,130	0,061	0,005	0,30	6437	0,820	0,300	0,015	1,91	6718	0,059	0,017	0,003	1,16
6550	0,160	0,075	0,006	0,41	6438	0,840	0,190	0,018	2,05	6719	0,085	0,019	0,007	0,13
6551	0,067	0,031	0,003	0,41	6439	0,860	0,260	0,017	2,03	6720	0,190	0,063	0,008	0,39
6552	0,096	0,025	0,007	0,21	6440	0,900	0,240	0,017	2,04	6721	0,610	0,130	0,013	1,09
6553	0,180	0,076	0,005	0,45	6441	0,810	0,200	0,017	1,80	6722	0,071	0,030	0,006	0,36
6554	0,230	0,100	0,006	0,60	6442	0,990	0,200	0,019	2,20	6723	0,025	0,017	0,004	0,14
6555	0,220	0,091	0,007	0,59	6443	0,820	0,280	0,017	2,02	6724	0,140	0,026	0,004	0,51
6556	0,150	0,059	0,006	0,42	6444	0,550	0,860	0,011	2,08	6725	0,022	0,022	0,002	0,19
6557	0,170	0,065	0,005	0,44	6445	0,800	0,250	0,016	1,90	6726	0,088	0,082	0,004	0,24
6558	0,180	0,073	0,008	0,53	6446	0,970	0,200	0,019	2,18	6727	0,730	0,120	0,014	1,80

С помощью программы Microsoft Excel были построены графики изменчивости содержаний главных химических компонентов руд по разрезам скважин №№ 148, 149, 150 (рис. 5 – 16).

На рисунке 5 представлен график изменчивости содержаний Ni по скважине № 148. Значения колеблются от 0,01 до 1,4 %, в среднем по скважине – 0,356 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6544, 6546, 6566, 6568. Максимальные падения содержаний отмечены на пробах 6548, 6551, 6572, 6576.

На рисунке 6 представлен график изменчивости содержаний Cu по скважине № 148. Значения колеблются от 0,01 до 0,37 %, в среднем по скважине – 0,129 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6542, 6546, 6564, 6568. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6548, 6552, 6572, 6576.

На рисунке 7 представлен график изменчивости содержаний Co по скважине № 148. Значения колеблются от 0,002 до 0,025 %, в среднем по скважине – 0,009 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6544, 6546, 6566, 6568. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6551, 6570, 6576.

На рисунке 8 представлен график изменчивости содержаний S по скважине № 148. Значения колеблются от 0,1 до 2,8 %, в среднем по скважине – 0,88 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6544, 6546, 6566, 6568. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6548, 6572, 6576.

На рисунке 9 представлен график изменчивости содержаний Ni по скважине № 149. Значения колеблются от 0,02 до 1,3 %, в среднем по скважине – 0,455 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6433, 6470. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6409-6421, 6476-6478.

На рисунке 10 представлен график изменчивости содержаний Cu по скважине № 149. Значения колеблются от 0,01 до 0,89 %, в среднем по скважине – 0,151 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6444, 6466, 6468. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6409-641, 6422-6427, 6429, 6462, 6474.

На рисунке 11 представлен график изменчивости содержаний Co по скважине № 149. Значения колеблются от 0,002 до 0,02 %, в среднем по скважине – 0,01 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6434, 6442, 6446, 6453. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6426, 6477.

На рисунке 12 представлен график изменчивости содержаний S по скважине № 149. Значения колеблются от 0,05 до 3,3 %, в среднем по скважине – 1,05 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6434, 6442, 6446. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6426, 6462, 6478.

На рисунке 13 представлен график изменчивости содержаний Ni по скважине № 150. Значения колеблются от 0,01 до 1,03 %, в среднем по скважине – 0,348 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6710, 6730, 6741. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6708, 6723, 6725, 6734, 6749.

На рисунке 14 представлен график изменчивости содержаний Cu по скважине № 150. Значения колеблются от 0,01 до 0,53 %, в среднем по скважине – 0,115 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6710, 673, 6746. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6708, 6715, 6716, 6718, 6723, 6725, 6734, 6735, 6749.

На рисунке 15 представлен график изменчивости содержаний Co по скважине № 150. Значения колеблются от 0,002 до 0,022 %, в среднем по скважине – 0,009 %. Положительные пики содержаний наблюдаются на пробах 6710, 6729. Максимальное снижение содержаний отмечено на пробах 6707, 6708, 6725, 6734, 6749.

На рисунке 12 представлен график изменчивости содержаний S по скважине № 150. Значения колеблются от 0,1 до 16 %, в среднем по скважине – 1,15 %. Положительный пик содержаний наблюдается на пробе 6729. Максимальное снижение содержаний отмечено по большинству остальных проб.



Рис. 5. График изменчивости содержаний никеля по скважине № 148



Рис. 6. График изменчивости содержаний меди по скважине № 148



Рис. 7. График изменчивости содержаний кобальта по скважине № 148



Рис. 8. График изменчивости содержаний серы по скважине № 148



Рис. 9. График изменчивости содержаний никеля по скважине № 149



Рис. 10. График изменчивости содержаний меди по скважине № 149



Рис. 11. График изменчивости содержаний кобальта по скважине № 149



Рис. 12. График изменчивости содержаний серы по скважине № 149



Рис. 13. График изменчивости содержаний никеля по скважине № 150



Рис. 14. График изменчивости содержаний меди по скважине № 150



Рис. 15. График изменчивости содержаний кобальта по скважине № 150



Рис. 16. График изменчивости содержаний серы по скважине № 150

Также, с использованием результатов химического анализа медно-никелевых руд залежи Малый Курумкан, была рассчитана матрица корреляции, в которой рассмотренные рудные компоненты были оценены на наличие взаимосвязей между собой (табл. 2). При этом были использованы и данные по содержаниям благородных металлов (золота, серебра) и платиноидов (платины, палладия). В результате выявлены сильные положительные связи между никелем, кобальтом, медью и серой. Благородные металлы не обнаруживают отчетливых связей между собой. При этом серебро имеет отчетливо положительные связи с кобальтом, медью, никелем и серой, а золото с главными компонентами руд корреляционных связей в основном не имеет. Можно отметить лишь очень слабую положительную связь золота с медью. Платиноиды сильно положительно связаны между собой, также следует отметить их слабую положительную связь с никелем и медью.

Таблица 2

Матрица корреляции

	Ni	Cu	Co	S	Ag	Au	Pt	Pd
Ni	1							
Cu	0,71	1						
Co	0,97	0,68	1					
S	0,63	0,46	0,61	1				
Ag	0,48	0,49	0,53	0,48	1			
Au	0,01	0,13	0,01	0,08	-0,01	1		
Pt	0,21	0,22	0,12	0,17	0,15	-0,01	1	
Pd	0,22	0,22	0,11	0,18	0,15	0,01	0,83	1

Анализ изменчивости содержаний полезных компонентов руд залежи Малый Курумкан по разрезу трёх скважин, а также рассчитанной матрицы корреляции, позволяет сделать ряд выводов.

Кривые графиков изменчивости рудных компонентов по всем скважинам имеют резкий ломанный характер, что является отражением неравномерности распределения химических элементов (коэффициенты вариации в рудах составляют: для никеля – 46,84 %, для меди – 53,84 %, для кобальта – 41,3 %, для серы – 50,86 %). При чем, если в верхней части рудной залежи (по скважине № 148) в кривых графиков отчетливо выделяются два обогащённых рудными компонентами горизонта, то по падению залежи (по скважинам №№ 149 и 150) поведение кривых становится более сложным, с выделением множества частных положительных пиков. Эти особенности обусловлены тем, что рудные интервалы содержат участки прожилкового сульфидного оруденения, а также вкрапленную рудную минерализацию, имеющую неравномерный характер распределения: от практически полного отсутствия рудной составляющей до зон плотного сгущения.

Рассчитанные коэффициенты корреляции показывают, что главные компоненты руд тесно связаны между собой, что обусловлено их вхождением в единую минеральную ассоциацию. Никель, медь, кобальт и сера входят в состав таких главных минералов руд, как пентландит и халькопирит, а также второстепенных и редких кубанита, борнита, герсдорфита, кобальтина, макинавита.

Наиболее высокий положительный коэффициент корреляции между никелем и кобальтом объясняется преобладанием в минеральном составе руд пентландита, который помимо никеля содержит в своем составе значительную изоморфную примесь кобальта.

Золото и серебро, являющиеся попутными компонентами руд, не обнаруживают корреляционной связи между собой. Это объясняется тем, что благородные металлы в рудах находятся в основном не в составе единой минеральной формы (электрума), а большей частью в самородной форме и в теллуридных соединениях (гессит). Отсутствие корреляции между золотом и серебром можно также объяснить тем, что эти металлы могут относиться к разновременным минеральным ассоциациям. Также следует отметить, что серебро обнаруживает отчетливые положительные связи с главными компонентами сульфидных руд, а золото с ними практически не коррелирует.

Платина и палладий имеют очень высокую положительную связь, так как геохимически друг другу близки, и входят в состав единой минеральной ассоциации (палладиеносный мелонит Pd-NiTe_2 , сперрилит PtAs_2 , майчнерит $(\text{Pd, Pt}) \text{BiTe}$, мончеит $(\text{Pt, Pd}) (\text{TeBi})_2$, меренскиит PdTe_2). Характерна отчетливая положительная связь платиноидов с никелем и медью.

Выявленные взаимоотношения между рудными компонентами обусловлены формированием руд в ходе процесса ликвационной дифференциации магмы.

Литература

1. Гурьянов В.А., Приходько В.С. и др. Новый тип медно-никелевых месторождений юго-востока Алдано-Станового щита. // Доклады академии наук». Том 425, № 4, 2009. – С. 505-508.
2. Гурьянов В.А., Приходько В.С. и др. Платиноидно-медно-никелевое оруденение кунманьенского комплекса малых интрузий (юго-восток алдано-станового щита). // Сборник научных трудов – Платина России». Красноярск, 2011. – С. 407- 417.
3. Пересторонин А.Н., Гурьянов В.А., Приходько В.С., Петухова Л.Л. Геология, тектоническая позиция и геодинамическая интерпретация мафит-ультрамафитов кунманьёнского комплекса и связанного с ним медно-никелевого оруденения. – Институт тектоники и геофизики ДВО РАН, Хабаровск, 2012. – С. 104-107.

МОРФОЛОГИЯ ЗОЛОТА КРЕСТОВОЗДВИЖЕНСКОЙ ТЕХНОГЕННОЙ РОССЫПИ

Арион Анна Деонисовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: arion.star16@yandex.ru*

Плюснина Ксения Ильнуровна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: poisk@psu.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Наумова Оксана Борисовна

Аннотация: Рассмотрены морфологические особенности золота Крестовоздвиженской россыпи, рассчитаны морфометрические параметры в разных классах золота (коэффициенты уплощенности, округленности, сферичности), на основе морфологических признаках сделаны выводы об источниках питания россыпи.

Ключевые слова: морфология золота, техногенная россыпь, россыпеобразование, отвалы.

MORPHOLOGY OF THE GOLD OF THE KRESTOVOZDVIZHENSKAYA TECHNOGENIC PLACER

Arion Anna

Perm State University, 2nd year undergraduate, Perm

Plyusnina Ksenia

Perm State University, young scientist, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Naumova Oksana

Abstract: The morphological features of the gold of the Krestovozdvizhenskaya placer are considered, morphometric parameters in different classes of gold (coefficients of flatness, roundness, sphericity) are calculated, conclusions about the sources of nutrition of the placer are made on the basis of morphological features.

Keywords: morphology of gold, technogenic placer, placer formation, dumps.

Введение. «Отвалы Крестовоздвиженской россыпи заслуживают особого внимания по ряду причин, среди которой можно отметить большой объём материала, экономическую и транспортную освоённость территории, несовершенство технологии разработки россыпи в далёком XIX веке, установленное присутствие в отвалах заметного содержания золота соответствующей крупности» [1].

Исследованиями во многих россыпных районах мира установлено заметное влияние на золотоносных отвалах процессов преобразования золота, среди которых наиболее важными являются нарастание «нового» золота [4] на поверхности металла и образования «золотых конгломератов» [5] за счёт агломерации нескольких золотинок. Возможное развитие этих процессов на Крестовоздвиженском объекте, даже в локальных участках отвалов, существенно повышает экономическую эффективность их переработки.

Морфология самородного золота в осадочных породах определяется в первую очередь морфологией металла в источниках питания [5]. Замечено, что конкретная провинция или группа россыпей, возникших за счёт коренных источников одной формации, обычно всегда отличаются

присущими ей формами самородного золота. Далее на первичные морфологические признаки накладываются вторичные, приобретенные на экзогенной стадии. При этом в различных по происхождению россыпях и россыпе проявлениях форма зёрен, степень их окатанности и характер поверхности отличается большим разнообразием [7].

Вариации морфологических характеристик россыпных частиц золота, их направленное изменение во времени тесно связаны с эволюцией процессов седиментогенеза и россыпе образования. Морфометрические исследования золота позволяют выявить важные генетические признаки и закономерности формирования месторождений [2].

Характеристика объекта. Отвалы Крестовоздвиженской россыпи размещаются в горной части Среднего Урала на территории Горнозаводского района Пермского края в непосредственной близости от пос. Теплая Гора и Промысла. Общая площадь отвалов с прилегающими техногенными объектами составляет около 23 км².

Непосредственно Крестовоздвиженская техногенная россыпь золота представлена техногенными отложениями в пределах отработанного карьера, залегающими на породах среднего-верхнего отделов ордовикской системы, которые служат плотиком россыпи. В строении россыпи принимают участие снизу вверх следующие отложения: мезозойские элювиальные, делювиальные, палеогеновые аллювиальные, неогеновые делювиальные и делювиальными отложениями плейстоцена [1]. Коренное ложе Крестовоздвиженской россыпи, или, как называют его россыпники, плотик, сложено моноклинально залегающими доломитами, разбитыми субвертикальными разрывами на клавишные блоки [6].

Морфология золота. Материал для исследования был получен сотрудниками кафедры поисков и разведки полезных ископаемых при проведении хоздоговорных работ. Нами проведен замер знаков золота под биноклем и описана морфология металла.

Цвет золота преимущественно ярко-жёлтый, встречаются единичные случаи налёта гидроксидов красновато-коричневого оттенка. По форме золотины разные, но наибольшее количество – это приплюснутые округлые формы. Присутствуют золотины неправильной формы, с мятыми или рваными краями. Поверхность шероховатая, встречаются небольшие вмятины, выпуклости, царапины. На некоторых знаках золота наблюдаются пленки и налеты бурого, красноватого, желтоватого оттенков. На мелких частицах налет покрывает до 70 % золотины. На крупных чаще встречается в углублениях. Микронзондовым методом определен химический состав налетов, который показал их принадлежность гидроксидам железа или смеси гидроксидов железа с глинистым веществом [1].

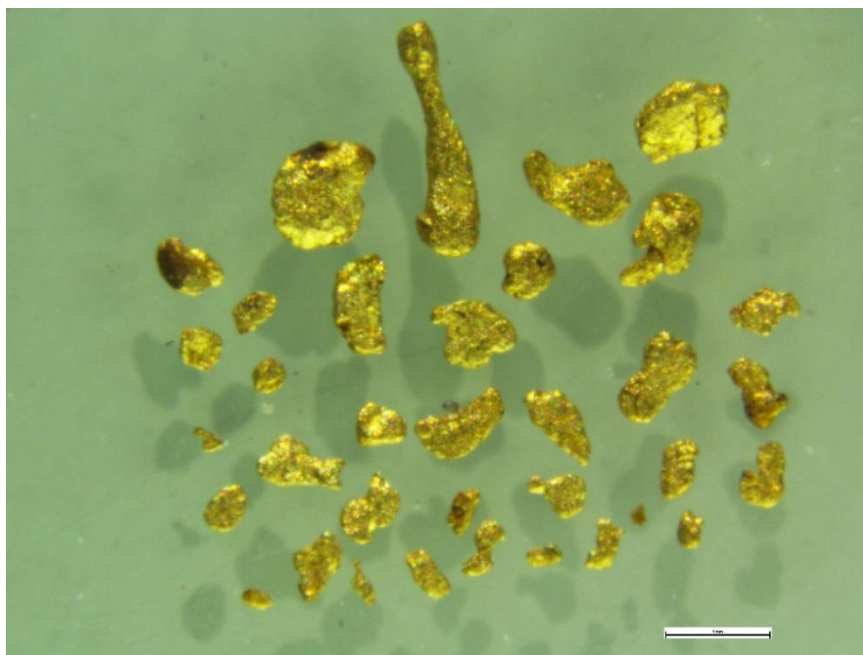


Рис. Золото Крестовоздвиженской россыпи

В гранулометрическом составе золота преобладают частицы класса 0,5–0,25 мм (50–57%). Золото в отвалах относится к преимущественно мелкому классу с небольшим количеством крупного и весьма мелкого металла. Оно достаточно хорошо отсортировано по крупности. Морфологически золото довольно разнообразное, однако преобладают знаки уплощенного облика (таблитчатые, чешуйчатые, листоватые, пластинчатые) [1].

Для количественной характеристики морфологических типов золотин была отобрана представительная группа в количестве 100 зёрен, включающая частицы разной крупности и формы. Используя данные замеров частиц по трём направлениям: а – длина, б – ширина, в – толщина, были рассчитаны следующие морфологические параметры: коэффициент уплощенности по Н.Б. Вассоевичу, коэффициент округленности по Рейли, коэффициент сферичности по Крамбейну. Коэффициент уплощенности плавно возрастает от меньшего класса к большему. В коэффициенте округленности максимальные значения находятся в классе 0,5–0,25 мм, также и в K сферичности.

Среднее значение коэффициента уплощенности золотин составляет 3,65. Наряду с уплощенными присутствуют зерна золота удлинённого (проволокновидные, листоватые, столбчатые) и дощатого облика. Некоторая часть золотин имеет изометрический облик (овальные, шаровидные). По степени окатанности преобладают золотины с величиной балла окатанности 4–5 баллов, т.е. хорошо окатанное (свыше 90% знаков). Однако определенная часть знаков практически не окатана (балл 1,0) [1].

Заключение. Исходя из морфологического анализа, можно сделать вывод, что в россыпи присутствует золото из разных источников питания. На это указывает разнообразная морфология золота [1].

Литература

1. Голдырев В.В., Илалтдинов И.Я., Осовецкий Б.М., Плюснина К.И. Перспективы переработки отвалов Крестовоздвиженской россыпи. // Вестник Пермского университета. Геология. 2022. Т. 21. № 2. С. 139–148.
2. Избеков Э.Д. Образование и эволюция россыпей. Новосибирск : Наука. Сиб. отд-ние. 1985. 190 с.
3. Наумов В.А., Наумова О.Б. Формы нахождения и перспективы освоения золота в природных и техногенно-минеральных образованиях Западного Урала // Вестник Пермского университета. Геология. 2019. Т. 18. № 1. С. 55–63.
4. Осовецкий Б. М. «Новое» золото : монография; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь : Пермский гос. нац. исслед. ун-т, 2016. – 115 с.
5. Петровская Н.В. Самородное золото: Общая характеристика, типоморфизм, вопросы генезиса. – Москва : Наука, 1973 [вып. дан. 1974]. – 347 с.,
6. Чайковский И.И. Геологические памятники Пермского края: Энциклопедия. Горный институт УрО РАН. Пермь, 2009. 616 с.
7. Шило Н.А. Учение о россыпях : теория россыпеобразующих рудных формаций и россыпей; Рос. акад. наук, Дальневосточное отд-ние. – 2-е изд., перераб. и доп. – Владивосток : Дальнаука, 2002. – 576 с.

ПОЛЕЗНЫЕ ИСКОПАЕМЫЕ РАССЫПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Федотов Арсений Владимирович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

email: fedotowarsen@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Меньшикова Елена Александровна

Аннотация. На основании данных государственного доклада «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ» (2019, 2020, 2021 г.г.) рассматриваются россыпные месторождения России, с которыми связаны ресурсы золота, алмазов и платины. Приведены сведения о законе «О старательской деятельности (вольном приносе)», который будет способствовать развитию интереса к небольшим россыпным месторождениям.

Ключевые слова: россыпные месторождения, государственный доклад, старательская деятельность.

PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF PLACER DEPOSITS

Fedotov Arseniy Vladimirovich

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Scientific supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Menshikova Elena

Annotation. Based on the data of the state report «On the state and use of mineral resources of the Russian Federation» (2019, 2020, 2021), the placer deposits of Russia, with which the resources of gold, diamonds and platinum are associated, are considered. Information is provided on the law «On prospecting (free bringing)», which will contribute to the development of interest in small placer deposits.

Keywords: placer deposits, state report, prospecting activities.

Россыпи принадлежат к числу месторождений, освоенных человечеством с глубокой древности, и сегодня они продолжают играть важную роль как источники многих видов минерального сырья – титана, циркония, золота, олова, янтаря, платиноидов, алмазов, вольфрама и других видов сырья [1, 5]. Интерес горнодобывающей промышленности к россыпным месторождениям обусловлен тем, что они являются источником получения высококачественных концентратов при сравнительно невысоком уровне затрат на добычу; для таких объектов существует возможность ускоренной оценки, быстрый ввод в эксплуатацию месторождений. Эти факты рассматривается и причиной быстрого истощения близповерхностных россыпных месторождений в старых горнодобывающих районах. Существует мнение, что россыпи в современных условиях в значительной мере утратили свою роль, а дальнейшее развитие горнорудной промышленности должно ориентироваться на коренные месторождения.

Цель представленного исследования – анализ современной ситуации с освоением россыпных месторождений РФ. Главными задачами работы являются поиск данных по теме исследований с использованием интернет ресурсов, включая анализ данных Государственного доклада «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов РФ», который содержит актуальную информацию, характеризующую состояние и использование минерально-сырьевой базы Российской Федерации, а также аналитические материалы, освещающие положение дел в минерально-сырьевом комплексе страны и мира [2, 3, 4].

В России основные россыпные месторождения находятся на Северном Кавказе, в Забайкалье, на Дальнем Востоке, в Приамурье, в Западной Сибири. В последние годы активно разрабатывают новые россыпные месторождения, что способствует увеличению добычи алмазов, платины, золота и других драгоценных металлов.

По состоянию на 01.01.2022 балансовые запасы платиноидов, заключенные в 32 коренных и 92 россыпных месторождениях, составляют 16,03 тыс. т. Ещё 20 месторождений содержат только забалансовые запасы. Запасы платиноидов в россыпях учтены на территориях шести субъектов Российской Федерации. Среди россыпных месторождений (42,8 т, менее 0,3% балансовых запасов страны) выделяются собственно платиновые (среднее содержание металлов платиновой группы в запасах 0,26 г/м³), платино-палладиевые (7,5 г/м³) и комплексные россыпи трех промышленных типов: платино-золотоносные (0,08 г/м³), золотоносные с содержаниями платины (0,007 г/м³) и алмазоносные с содержаниями платины (0,007 г/м³). Основные запасы (более 90%) сосредоточены в собственно платиновых россыпях Камчатского, Хабаровского, Пермского краев, Свердловской области и платино-палладиевых россыпях Красноярского края.

В 2021 г. добыча золота из недр увеличилась на 2,6% (до 438,1 т) по сравнению с предыдущим годом; рост в основном вызван плановым наращиванием производительности на комплексных месторождениях (Томинское и др.) и россыпных объектах. Доля россыпей в отечественной золотодобыче по-прежнему остается высокой – 19,9%. Так, АО «Сусуманзолото» ведет добычу на Ветренском и Штурмовском месторождениях и многочисленных россыпях Магаданской области.

По состоянию на 01.01.2022 балансовые запасы алмазов составляют 1 018,9 млн карат, которые заключены в 65 месторождениях (20 коренных и 45 россыпных). Еще на 12 месторождениях (трех коренных и девяти россыпных) учитываются только забалансовые запасы (20,6 млн кар). Небольшое количество запасов алмазов (0,13% российских) заключено в мелких низкоалмазоносных россыпях бассейна р. Вишеры в Пермском крае (0,12%), а также в песках россыпного объекта Ингашетский участок Шелеховской россыпи в Иркутской области (0,01%).

В Пермском крае Государственным балансом учтены запасы 16-ти россыпей золота. В настоящее время в пределах Пермского края ФГБУ «ВСЕГЕИ» апробировано 20 перспективных площадей на алмазы с прогнозными ресурсами категории Р₃. Большинство из них находятся в пределах Красновишерского, Яйвинского и Пашийского алмазородно-россыпных районов. В пределах этих районов подсчитаны прогнозные ресурсы как по россыпям, так и по возможным коренным источникам кимберлитового и кимберлит-лампроитового типов. Кроме того, в северо-восточной части Пермского края выделен Косинский алмазородный узел, а в северной части края – Ксенофонтовский, Колвинский, Березовский и Ныробско-Ухтымский районы также с прогнозными ресурсами Р₃. Несколько обособленно в центральной части Пермского края выделены Мысовско-Шушланская и Усольская прогнозируемые алмазоносные зоны, перспективные на поиски как россыпных, так и коренных алмазов. В общей сложности прогнозные ресурсы по категории Р₃ россыпных и коренных алмазов по Пермскому краю составляют 117,568 млн карат. Достаточно высокие прогнозные ресурсы позволяют считать Пермский край весьма перспективным на поиски месторождений алмазов [7].

Так, в 2022 г. в Александровском районе Пермского на участке недр «Глубокий» была открыта Сюзёвская россыпь – первая на территории РФ алмазоносная россыпь зоны тектонических разломов. Подтвержденные запасы месторождения – более 0,4 млн карат, прогнозные ресурсы более 0,2 млн карат. В настоящее время результаты четырехлетней работы проходят заключительный этап экспертизы в Роснедрах. Известно, что до середины прошлого десятилетия Прикамье дало государству 4,5 млн карат алмазов, более 90 процентов которых – ювелирные. При этом ранее изучались и отрабатывались россыпи с относительно неглубоким залеганием (до 20-25 м), а особенность нового – Сюзёвского – месторождения, расположенного в 32 км к северо-востоку от г. Александровска, в том, что два мощных (до 14-16 м) пласта залегают друг над другом и имеют аномально высокие содержания алмазов. При этом нижний пласт погружен на глубину до 50-60 м [6].

Развитию интереса к небольшим россыпным месторождениям, несомненно, будет способствовать новый закон РФ «О старательской деятельности (вольном приносе)» от 21 апреля 2023 года № 343102-8, который принят Госдумой РФ в первом чтении. Этот документ разрешает физическим лицам добывать золото. Индивидуальные предприниматели могут получить лицензию с уплатой налога 45 842 руб. в год. Участок можно получить пока в Дальневосточном федеральном округе и в Арктической зоне. Зарегистрировать участок нужно через информационную систему

Роскадастр на портале НаДальнийВосток.рф. В дальнейшем будет разработан специальный портал для регистрации старателей. Индивидуальным предпринимателям выдаётся один участок площадью не более 10 га на срок не более 6 лет. Есть ограничения использования земель лесного фонда для этого вида деятельности. Запрещенными видами деятельности на таких участках согласно новому закону являются:

1. Взрывные работы;
2. Использование запрещающих веществ и химических способов добычи золота;
3. Ведение земляных работ на глубины более 5 м;
4. Привлечение наемных работников более 10 человек;
5. Использование насосов мощностью более 5 кВт (при этом количество насосов не урегулировано).

Каждый квартал не позднее 10-ти дневного срока старатель обязан представлять отчетность о проделанной работе со свежими GPS привязанными фотографиями и видео о способах и видах работ, а также об объеме добытого золота. Разрабатывать старатели будут месторождения с запасами золота 20-30 кг, эксплуатация которых промышленным способ неэффективна. Сырье старатели будут сдавать по ФЗ 41 «О драгоценных металлах».

Таким образом, в современных экономических условиях интерес к россыпям обусловлен технико-экономическими показателями – меньшими затратами на разработку месторождений, ценностью добываемого сырья (стратегические виды), которое пользуется стабильным спросом, служит надежным источником валютных поступлений.

Литература

1. Голдырев В.В., Илалтдинов И.Я., Осовецкий Б.М., Плюснина К.И. Перспективы переработки отвалов Крестовоздвиженской россыпи // Вестник Пермского университета. Геология. 2022. Т. 21. № 2. С. 139-148.
2. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2021 году. [Электронный ресурс] // Режим доступа: [<https://vims-geo.ru/ru/activity/iacn/russia/gosdokladi/>] (дата обращения: 07.03.2024).
3. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году [Электронный ресурс] // Режим доступа: [<https://vims-geo.ru/ru/activity/iacn/russia/gosdokladi/>] (дата обращения: 07.03.2024).
4. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году [Электронный ресурс] // Режим доступа: [<https://vims-geo.ru/ru/activity/iacn/russia/gosdokladi/>] (дата обращения: 07.03.2024).
5. Патык-Кара Н.Г. Россыпные месторождения России и других стран СНГ. М.: Научный мир, 1997. 454 с.
6. Сюзевская россыпь – новая веха в истории добычи алмазов на Урале [Электронный ресурс] // Режим доступа: [<https://www.vnedra.ru/glavnaya-tema/syuzeyovskaya-rossyp-novaya-veha-v-istorii-dobychi-almazov-na-urale-21162/>] (дата обращения: 07.03.2024).
7. Характеристика минерально-сырьевой базы Пермского края на 15.03.2021 [Электронный ресурс] // Режим доступа: [<https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/e49eb0cbd6291f7593d855eb708fc0ed.pdf>] (дата обращения: 07.03.2024).

МОРФОЛОГИЯ ЗОЛОТА НЕВЬЯНСКОЙ РОССЫПИ

Цимбал Дарья Витальевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: doritsimbal@yandex.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Наумова Оксана Борисовна

Аннотация: Изучена морфология частиц золота Невьянского района.

Ключевые слова: морфология золота, россыпь.

MORPHOLOGY OF GOLD OF THE NEVIANSK PLACER

Tsimbal Daria Vitalievna

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Naumova Oksana

Abstract: The morphology of gold particles in the Nevyansk region has been studied.

Keywords: gold morphology, placer.

Цель данной работы заключается в изучении морфологии частиц золота Невьянска.

Россыпи – это рыхлые, реже сцементированные скопления обломочного материала, содержащие ценные компоненты в количествах, представляющих промышленный интерес. Полезными компонентами в россыпях являются минералы устойчивые химическому и физическому выветриванию.

Россыпи золота являются экзогенными вторичными месторождениями полезных ископаемых, так как образуются в результате разрушения более древних коренных месторождений, которые по отношению к россыпям являются первичными (коренными источниками). Образованию новой россыпи всегда предшествует разрушение, дробление, окисление и выщелачивание коренных источников процессами физического и химического выветривания.

Невьянск находится в 90 км севернее г. Екатеринбурга. В окрестностях города ведётся добыча золота (Невьянский карьер с шахтой «Быньговский» комбината Уралзолото). Территория относится к Невьянско-Кантуровской мезозойской эрозионно-структурной депрессии, которая простирается в меридиональном направлении, и является вмещающим разновозрастных россыпей золота [1].

Артель старателей «Нейва» была образована в январе 1978 г. решением руководителей производственного объединения «Уралзолото» и Невьянского прииска, а с 1992 г. стала самостоятельным предприятием. Артель ведет разработку открытым гидравлическим способом россыпных месторождений золота и платины в Невьянском и Пригородном районах Свердловской области. За время существования артель добыла более 21700 кг золота и 400 кг платины.

Приоритет открытия россыпного золота в России принадлежит штейгеру (рудничному мастеру) Льву Ивановичу Брусницыну. В 1814 году во время добычи рудного золота на Петропавловской рудотолчейной фабрике (в районе находки первого рудного золота) он исследовал техногенные отвалы после промывки золота из продуктов дробления руды. Он обратил внимание на две крупинки золота, которые не были расплющены, имели совершенно иные морфологические особенности. На металле не было ни малейших следов от протоочки. По своей форме и внешнему виду эти частицы золота отличались от золота, полученного при дроблении (толчении) из кварцевых жил, где частицы всегда были расплющены, разорваны и имели более темный цвет [3].

Россыпи стали разрабатываться на Урале с 1819 г. и эксплуатируются по настоящее время. Всего известно около 250 россыпей общей протяжённостью более 600 км. Россыпи обрабатывались мускульным, гидравлическим и дражным способами. По неполным данным из всех обрабатывавшихся россыпей добыто более 55 т шлихового металла. Большая часть россыпей располагается в полосе девонских карстующихся пород.

На площади выделяются две крупные золотоносные россыпи – Шуралинско-Ключевская и группа россыпей Нейвинская, Невьянская и Белые Пески. Россыпи подразделяются на ложковые и аллювиальные, среди последних известны долинные и водораздельные. Возраст россыпей от верхнего мела до голоцена. Большинство из них четвертичного и неоген-четвертичного возраста. На настоящий момент числится россыпей для дражной отработки – 5, остальные для гидравлической добычи. Россыпи для гидравлической отработки отличаются, как правило, тяжелой промывистостью продуктивных отложений [1].

Морфологические исследования золота проводились с помощью бинокулярного микроскопа. Опробование россыпи проведено в 1990-2000 гг. сотрудниками кафедры поисков и разведки полезных ископаемых при выполнении хоздоговорных работ.

Количественная характеристика формы золотинок осуществлена путём замера частиц по трём направлениям: а – длина, b – ширина, с – толщина. По этим данным рассчитаны коэффициенты уплощённости по Н.Б. Васоевичу, округлённости по Рейли, сферичности по Крамбейну. Результаты приведены ниже. Цвет преимущественно темно желтый, присутствуют частицы с гидроокислами железа. Формы золотинок разнообразны, но большинство из них имеют комковидную, детритовую и пластинчатые формы с загнутыми и не ровными краями, уплощенные. В процентном соотношении комковидные частицы составляют 60%, детритовые 10%, пластинчатые 30%.

Коэффициент уплощенности по Н.Б. Васоевичу равен 10,1

Коэффициент округленности по Рейли равен 0,8

Коэффициент сферичности по Крамбейну равен 0,35

Разработка россыпного месторождения золота гидравлическим способом

При разработке россыпных месторождений золота в геологическом разрезе выделяют три основных слоя: нижний, так называемый «плотик», может быть представлен коренными глинами или закарстованными известняками, вышележащий, представленный песчаными или глинистыми породами, где сосредоточена основная масса золота – «пески» и верхний слой – «торфа», породы (пески и глины) не содержащие или с весьма низким содержанием полезного ископаемого, распространенные до глубины 5-10 м.

В отличие от соседних участков сложность работы на Увальской оказалась в том, что плотик состоял из известняка, на который осаждалось золото. В результате выщелачивания в плотике появились пустоты, в которые проваливался золотосодержащий песок.

Главными характеристиками россыпного месторождения (в частности золота) являются: содержание полезного компонента в породе, составляющее от 150 мг до первых грамм на 1 т и запасы месторождения, измеряющиеся в килограммах и тоннах. Существует такое понятие, как бортовое содержание, то есть такое количественное содержание золота, измеряемое в мг/т, ниже которого разработка месторождения считается экономически невыгодной.

Литература

1. Мурзин В.В., Суставов С.Г., Мамин Н.А. Золотая и платиноидная минерализация россыпей Верх-Нейвинского массива альпинотипных гипербазитов (Средний Урал). Екатеринбург: УГГГА, 1999. 93 с.)
2. Петровская Н.В. Самородное золото. Общая характеристика, типоморфизм, вопросы генезиса Москва 1973
3. Яблокова Л.С. Типоморфные особенности самородного золота и их использование при геологоразведочных работах 2007г
4. Rybnikova L.S., Naumova O.B., Rybnikov P.A., Naumov V.A., Navolokina V.Yu., Sosnin V.E., Kopylov I.S. Geological structure and mining development of the Urals. post-conference tour. Perm – Yekaterinburg – Nizhny Tagil – Perm. 19-22 July 2019

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КОНЦЕНТРАТОВ ТЯЖЕЛОЙ ФРАКЦИИ ТЕХНОГЕННОЙ РОССЫПИ РЕКИ ВЕРХНИЙ ВЕЛС (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

Мокроусова Анна Константиновна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: anyamocrousova@yandex.ru*

Мукаева Ульяна Геннадьевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: ulka116@mail.ru*

Научный руководитель: д.г.-м. н., доцент Наумова Оксана Борисовна

Аннотация: Исследовано золото техногенной россыпи реки Верхний Велс (Пермский край) из осадков намывных и отвальных техногенных фаций. Морфология золота разнообразна. Выделено 2 группы металла: 1) массивные агрегатные частицы с шороховатой поверхностью; 2) уплощенные яркие знаки с сильным блеском и неровной поверхностью. В концентратах обнаружены: спирали из металла ровной формы круга; металлические проволоки с коррозией; плотные шарики разных размеров.

Ключевые слова: техногенная россыпь, морфология золота, преобразования золота в россыпи, техногенные образования в россыпях.

THE RESULTS OF THE STUDY OF CONCENTRATES OF THE HEAVY FRACTION OF THE TECHNOGENIC PLACER OF THE UPPER WELLS RIVER (PERM REGION)

Mokrousova Anna

Perm State University, 4th year Student, Perm

Mukaeva Ulyana

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Naumova Oksana

Abstract: The gold of the technogenic placer of the Verkhniy Vels River (Perm region) from sediments of alluvial and dump technogenic facies was studied. The morphology of gold is varied. Two groups of metal have been identified: 1) massive aggregate particles with a rough surface; 2) flattened bright signs with a strong shine and an uneven surface. The following were found in the concentrates: metal spirals of an even circle shape; metal wires with corrosion.

Keywords: man-made deposits of placer gold morphology, conversion of gold placers.

Введение

Река Верхний Велс (левый приток реки Вишеры) находится в Красновишерском районе Пермского края. Верхне-Велсовское россыпное месторождение представляет собой несколько небольших россыпей, расположенных на реках Велс, Заблудящая, Талая, Поповский Ключ и Широкая. Среднее содержание золота — 216 мг/м³. Металл средней крупности. Запасы золота категорий В+С1+С2 составляют 2468 кг [6].

Проведен обзор и анализ литературы по исследованию магнитных сферул, шариков, спиралей [1]. Они обнаружены в современных аллювиальных отложениях на территориях с техногенным воздействием и представляют собой природно-техногенное образования различной морфологии и состава. В составе сферулы могут иметь большое разнообразие металлов и их соединений: никель, титан, оксиды железа, марганец, кремнезем, глинозем, оксиды кальция, магния, натрия. В статье Е.А. Меньшиковой и Б.М. Осовецкого описаны три основные группы магнитных сферул с различным химическим и минеральным составом – железистые (магнетитовые), силикатно-железистые (магнетитовые с кварцем, полевыми шпатами и др.) и силикатные [1].

Породы отвалов и полезные компоненты при техногенезе преобразуются под влиянием поверхностных и подземных вод, атмосферных осадков, под воздействием окислительно-восстановительных и других физико-химических условий среды. Свободное золото в техногенных россыпях подвергается механической дифференциации [2,3].

Проведен обзор и анализ литературы по исследованию самородного и техногенного золота [2,4]. Золото в россыпях имеет разную морфологию. Наблюдаются кристаллы, иглы, сферулы, спирали, изогнутые проволоочки. Морфологическое разнообразие скоплений золота зависит от условий локализации золота в рудных телах и от некоторых региональных особенностей оруденения. К основным признакам самородного золота относятся: золотиносные минеральные ассоциации, размеры частиц золота, форма выделений, их состав (пробность, элементы-примеси) и внутреннее строение. Основные признаки детализируются по ряду частных характеристик (классам крупности, интервалам пробности и т.п.) [4].

Золото из техногенных россыпей давно исследуется учеными Пермского университета. Установлено, что оно характеризуется пластинчатой и уплощенной формой, имеет шероховатую, бугорчатую поверхность, тусклый желтовато-коричневый оттенок и в большей степени металлоподобный блеск. Большая часть техногенных золотинок сохраняет на своей поверхности следы и пленки ртути, соединения железа. Это связано с процессами техногенного преобразования на уровне химической дифференциации осадков. Такие преобразования происходят вследствие изменения химического состава среды, включая подземные и поверхностные воды, а также продукты гипергенного преобразования других минералов, и, как следствие, изменение поверхностных свойств золотинок [3].

Вариации морфологических характеристик россыпных частиц золота, их направленное изменение во времени тесно связаны с эволюцией процессов седиментогенеза и россыпеобразования.

Методика исследования

Изучены 4 пробы из отвальных техногенных фаций р. Велс. Пробы отобраны в 1990-2000 гг. геологами кафедры поисков и разведки полезных ископаемых при выполнении хозяйственных работ. Нами под биноклем исследованы концентраты проб (0,5-3 мм). Отобрано 112 знаков золота, которое может быть разделено на 2 типа.

1 тип – массивное золото с шероховатой поверхностью, следами и наростами гипергенного (техногенного) золота. Отмечены налеты лимонита. Окраска золотинок желтовато-бурая. Имеют металлоподобный блеск.

2 тип – золото уплощенной и вытянутой формы, более яркого желтого цвета, Поверхность неровная.

В одном из концентратов обнаружены шарики различных размеров от 0,3 до 2 мм в диаметре (37 шариков). На них отчетливо видна коррозия. На поверхности шариков виднеется уплощенное золото [4]. При отборе в шлихе металлической палочкой, шарики к ней притягивались, из чего сделан вывод о том, что в них содержится магнетит, однако не во всех шариках. Информация о таких формах в шлихах найдена нами в литературе [2]. Эти авторы считают, что железистые сферулы отличаются наиболее правильной шарообразной формой, сильным полуметаллическим блеском, черным цветом, гладкой поверхностью и небольшими размерами (обычно менее 100 мкм). Они обладают наиболее сильными ферромагнитными свойствами. В их химическом составе доля оксидов железа превышает 80 %. Для того, чтобы это исследовать, нужно использовать микрозонд.

При исследовании следующих двух концентратов найдены спирали и медные проволоки. Спираль имеет форму идеального круга, алюминиевого цвета. Всего было найдено 11 спиралей диаметром 2 мм и 3 медные проволоки диаметром 0,3 мм. Известно, что в техногенных отвалах часто встречаются медные проволоочки с диаметром от 0,3 до 2 мм. Наблюдается замещение золотом поверхности медной проволоки. Доля золота оставляет до 50% массы [2].

Техногенные россыпи золота современными геологами рассматриваются как объекты, сформированные человеком при неосознанном управлении концентрированием золота. В техногенных россыпях золото подвергается механической дифференциации, на него влияют физико-химические и биологические процессы. Формируются и преобразуются концентрации новообразованных агрегатов золота [3].

Вариации морфологических характеристик россыпных частиц золота, их направленное изменение во времени тесно связаны с эволюцией процессов седиментогенеза и россыпеобразования. Морфометрические исследования золота позволяют выявить важные генетические признаки и закономерности формирования месторождений [5].

Литература

1. *Меньшикова Е.А., Осовецкий Б.М. Магнитные сферулы природно-техногенных осадков // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – №1. – С.1-7.*
2. *Наумов В.А., Наумова О.Б. Техногенное золото Верхневелсовской россыпи // Горный журнал. Известия высших учебных заведений. – 2014. С. 2-4.*
3. *Наумов В.А., Наумова О.Б. Преобразование золота в техногенных россыпях// Современные проблемы науки и образования. – 2013. – №5. – С.1-5.*
4. *Николаева Л.А., Яблокова С.В. Типоморфные особенности самородного золота и их использование при геологоразведочных работах. – М.: ЦНИГРИ, 2007. – С. 42-49.*
5. *Избеков Э.Д. Образование и эволюция россыпей. Новосибирск. Наука, 1985.*

*XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»*

*РАЗДЕЛ 2:
МИНЕРАЛОГИЯ, ГЕОХИМИЯ И ПЕТРОГРАФИЯ*

*XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"*

*SECTION 2:
MINERALOGY, GEOCHEMISTRY AND PETROGRAPHY*

СОСТАВ КАРБОНАТОВ ЗОНЫ СЮЛЬБАНСКОГО РАЗЛОМА И РТ-УСЛОВИЯ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ В РУДНОМ ПОЛЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УРЯХ (ИРКУТСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Ворожцов Андрей Павлович

Национальный исследовательский Томский государственный университет

магистр 2 курса, г. Томск

e-mail: vorozhtsov-2000@mail.ru

Научный руководитель: *к.г.-м.н. Тишин Платон Алексеевич*

Аннотация: в данной работе произведено петрографическое изучение сюльбанитов – метасоматической горной породы, выполняющей Сюльбанский разлом. Установлена многостадийность формирования этих пород путём выделения в них различных генераций карбонатов. С помощью рентгеноспектрального микроанализа установлен химический состав данных генераций и по доломит-кальцитовым парагенезисам определены РТ-условия их минералообразования в пространстве и времени.

Ключевые слова: золото, Урях, Сюльбанский разлом, карбонаты, геотермобарометрия, рентгеноспектральный микроанализ, петрографический анализ.

COMPOSITION OF CARBONATES IN THE SYULBAN FAULT ZONE AND PT CONDITIONS OF THEIR FORMATION IN THE ORE FIELD OF THE URYAKH DEPOSIT (IRKUTSK REGION)

Vorozhtsov Andrey

National research Tomsk State University

2nd year Master's Degree Student, Tomsk

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy Tishin Platon*

Abstract: In this work, a petrographic study of sulbanites, a metasomatic rock that fills the Sulban fault, was carried out. The multistage formation of these rocks has been established by isolating different generations of carbonates in them. Using X-ray spectral microanalysis, the chemical composition of these generations was established, and the PT conditions of their mineral formation in space and time were determined from dolomite-calcite parageneses.

Keywords: Gold, Uryakh, Syulban fault, carbonates, geothermobarometry, X-ray microanalysis, petrographic analysis.

Уряхское рудное поле находится в пределах Северо-Байкальского геолого-экономического района, на территории Муйского района Ленской золотоносной провинции. В административно-территориальном отношении месторождение относится к Бодайбинскому району Иркутской области и находится на правом берегу реки Витим, в 7 км южнее от «Витимского» государственного заповедника. Рельеф в пределах месторождения средне-низкогорный с абсолютными отметками 900–1585 м. Ближайшими населёнными пунктами являются посёлок Неляты Забайкальского края и посёлок Муя Республики Бурятия, расположенные к югу, соответственно, в 60 и 70 км, от которых по грунтовым дорогам можно добраться до Байкало-Амурской железнодорожной магистрали, проходящей через крупный посёлок Таксимо (рис. 1) [2].

Рудное поле в тектоническом отношении располагается в пределах Саяно-Байкальской складчатой области и является частью Байкало-Витимского вулканоплутонического пояса.

простираение (50–60°), горизонтальную амплитуду смещения от 40 до 90 м и «срезающиеся» Сюльбанским швом. Таким образом, восточный блок имеет структурное несогласие со швом Сюльбанского разлома [2,4].

Западный блок (рис. 2) сложен позднерифейскими метавулканитами усть-келянской толщи. Породы представлены метаэффузивами основного, среднего и кислого составов и метаморфизованы в условиях зеленосланцевой фации, и преобразованы в милониты, породообразующими минералами которых служат хлорит, эпидот, альбит и кварц. Отложения вмещают кварцевые жилы и прорваны многочисленными дайками и долеритов таллаинского габбро-плагиогранитового и бирамынского габброидного интрузивных комплексов. Западная часть толщи перекрыта основными эффузивами таллаинского габбро-плагиогранитового комплекса [2,4].

Восточный блок (рис. 2) Сюльбанского разлома, сложен средне-позднерифейским метаосадочным терригенно-карбонатным комплексом усть-уряхской и водораздельной свит. Породы усть-уряхской свиты представлены переслаиванием чёрных известняков с чёрными плочистыми угленосными сланцами, при преобладании первых. Сланцы состоят из кальцита, кварца, мусковита, присутствует органическая примесь – «углистое» вещество, в качестве аксессуаров отмечаются турмалин и сфен. Известняки состоят из кальцита, кварца, плагиоклаза и мусковита. Водораздельная свита сложена переслаиванием черных углеродистых сланцев с метапесчаниками и мраморизованными известняками, подверженными окварцеванию и сульфидизации, изредка отмечается хлоритизация, карбонатизация и эпидотизация. Отложения водораздельной свиты вмещают рудные тела восточного блока и многочисленные кварцевые жилы и прорваны дайками гранитов таллаинского габбро-плагиогранитового и качойского интрузивного комплексов [2,4].

Сюльбанский разлом представляет собой серию субпараллельных разрывных нарушений, простирающихся через всё Уряхское рудное поле на северо-запад по азимуту 330–340° и имеющих запад-юго-западное падение под углами от 55° до вертикального. Ширина Сюльбанского разлома варьирует от 10 м на юге рудного поля до 200 м на севере (участок Климовский) [2,4].

Разлом выполнен хлорит-карбонатными милонитами и сюльбанитом. Последние представляют собой кварц-доломитовый метасоматит, состоящий из светло-серого доломита с густой сетью кварцевых прожилков, которые свидетельствуют о многочисленных деформациях, происходивших в Сюльбанском разломе. Отмечаются единичные значения кальцита, анкерита, сидерита и кварца [2,4].

Месторождение Урях относится к жильному и прожилково-вкрапленному типу, а руды локализуются как в породах западного и восточного блоков, так и в теле Сюльбанского разлома [2,4].

Рудные тела представлены золотоносными кварцевыми жилами, березитизированными породами усть-келянской толщи и водораздельной свиты, а также метасоматитами Сюльбанского разлома. В золото-кварцевых жилах, имеющих содержания золота от 0,1 до 41,4 г/т и серебра от 1,0 до 619,2 г/т, отмечаются такие рудные минералы, как галенит, пирит, блеклая руда, халькопирит и арсенопирит. При этом блеклые руды могут составлять до 70% всех рудных минералов. В березитизированных породах, представленных кварц-серицит-карбонат-пиритовыми метасоматитами с прожилками кварца, содержание золота до 3 г/т (изредка до 272 г/т). Содержание рудных минералов не превышает 5%, из которых на пирит приходится порядка 90%. Также отмечаются галенит, блеклая руда и сфалерит. В кварцевых прожилках присутствует халькопирит. В сюльбанитах общее количество рудных минералов редко превышает 5%. К рудным минералам относятся шеелит, пирит, халькопирит, блеклые руды, галенит и сфалерит. Наибольшим распространением пользуются блеклые руды, составляя до 50% от всех рудных минералов [2,4].

Разнообразие типов оруденения, а также условий их локализации обусловили выделение в пределах месторождения 10 участков (рис. 2). Стоит отметить приуроченность всех участков к Сюльбанскому разлому, который являлся как источником флюидов, так и сформировал подходящие для оруденения условия – многочисленные трещины. Помимо этого, как уже было отмечено, непосредственно в теле Сюльбанского разлома локализуются специфические кварц-доломитовые метасоматиты, часто включающие рудные тела. В этой связи вариации условий формирования этих метасоматитов позволяют реконструировать динамику развития карбонатной минерализации Сюльбанского разлома [2,4].

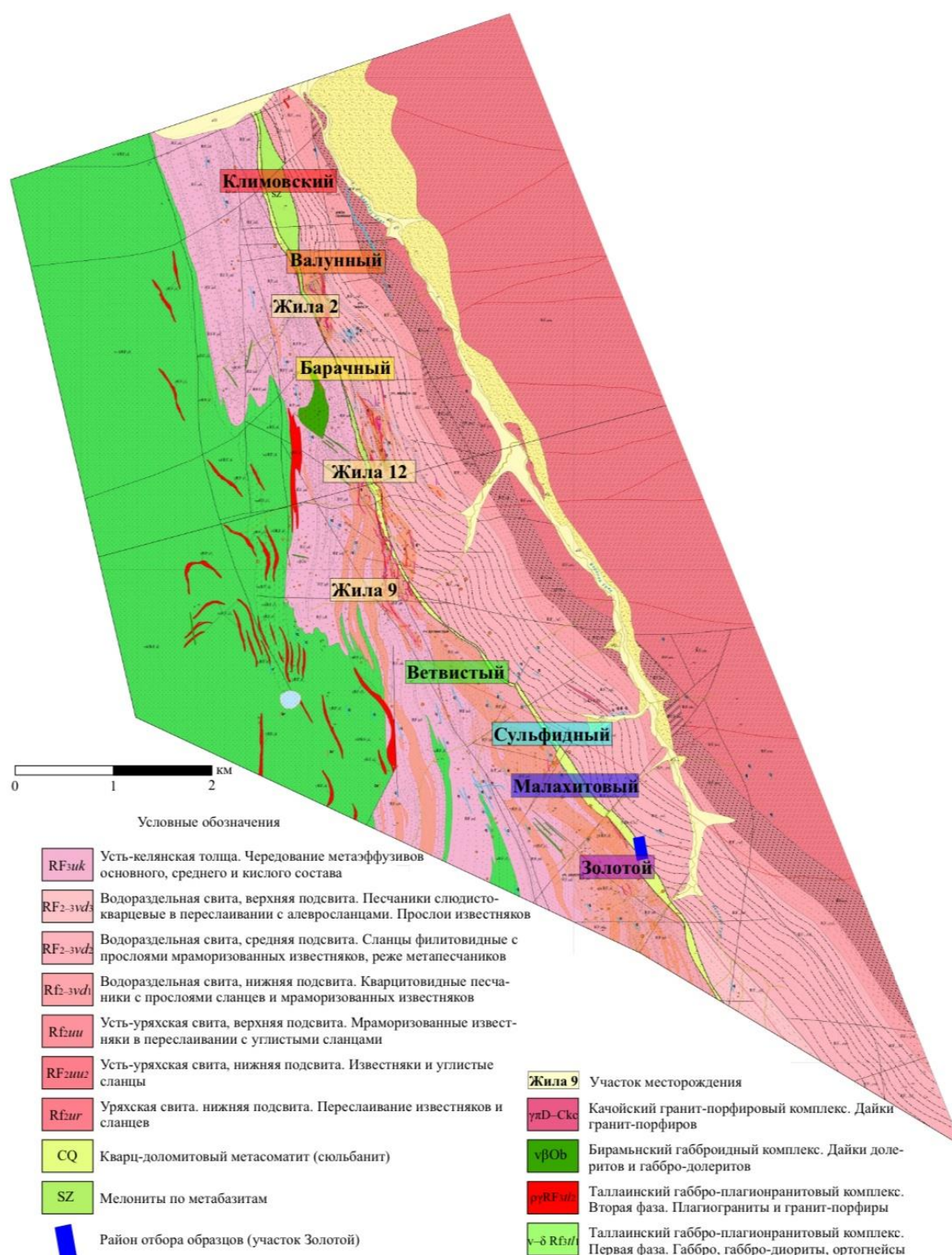


Рис. 2. Геологическая карта Уряхского рудного поля [1]

Автором статьи и его научным руководителем был изучен разрез (рис. 3) вдоль производственной дороги (участок золотой), полностью вскрывающий Сьюлбанский разлом. Западный висячий блок в пределах разреза представлен метавулканитами с порфиробластовой структурой и полосчатой текстурой. Восточных лежащий блок сложен метааргиллитами с гранолепидобластовой структурой и полосчатой текстурой. В породах обоих блоков отмечаются складки двух порядков, а также многочисленные трещины. В сьюлбаните отмечены многочисленные системы прожилков (11 систем), при полном отсутствии складчатости и трещин.

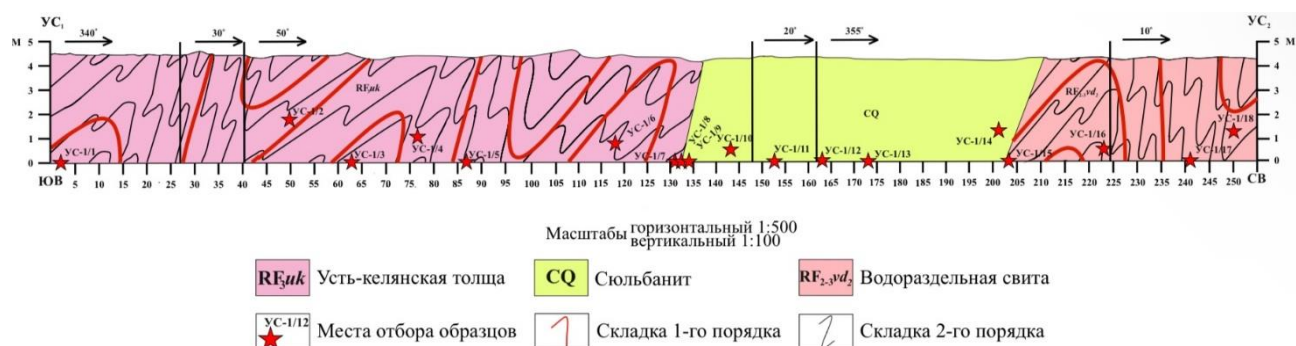


Рис. 3. Разрез Сюльбанского разлома и прилегающих горных пород

Для реконструкции динамики развития карбонатной минерализации Сюльбанского разлома автором были отобраны 6 образцов сюльбанита (рис. 3.) (УС–1/9, УС–1/10, УС–1/11, УС–1/12, УС–1/13, УС–1/14) из вышеописанного разреза. Образцы отбирались через каждые 10 метров строго из коренных выходов сюльбанита. Интервал между 173 м и 202 м остался неопробованным из-за отсутствия безопасного подхода к коренным породам. Из образцов были сделаны шлифы и зеркальные аншлифы, исследованные с помощью петрографического анализа и рентгеноспектрального микроанализа (РСМА).

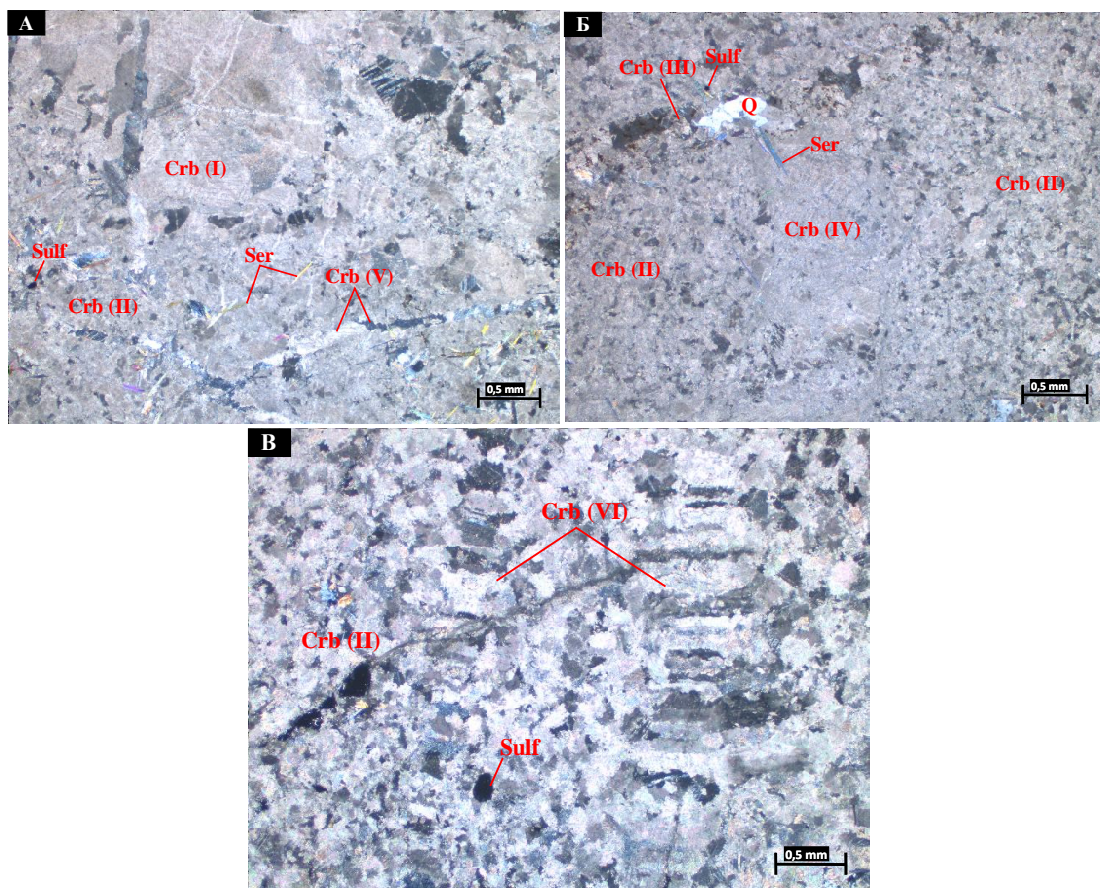


Рис. 4. Сюльбанит. Шлиф УС–1/14

Q – кварц, Ser – серицит, Sulf – сульфиды, Crb (I) – карбонаты, генерация №1, Crb (II) – карбонаты, генерация №2, Crb (III) – карбонаты, генерация №3, Crb (IV) – карбонаты, генерация №4, Crb (V) – карбонаты, генерация №5, Crb (VI) – карбонаты, генерация №6.

A – порфирокластовая структура; Б и В – мозаичная структура

В результате петрографического анализа, было установлено, что структуры карбонатов изменяются с запада на восток. В висячем фланге устанавливается среднезернистая гранобластовая структура. По мере смещения к лежащему флангу она сменяется порфирокластовой структурой (рис. 4А), где реликты первичных крупных зёрен погружены в мелкозернистую основную ткань

новообразованных зёрен (необластов). По мере движения на восток доля необластов возрастает и в приконтактной зоне порфировкластовая структура сменяется мозаичной (рис. 4Б, 4В) представляющей собой тонкозернистый гранобластовый агрегат рекристаллизованных зерен. Общая микроструктура пород осложняется микробудинами, микротрещинами, взбросовыми системами и микропрожилками.

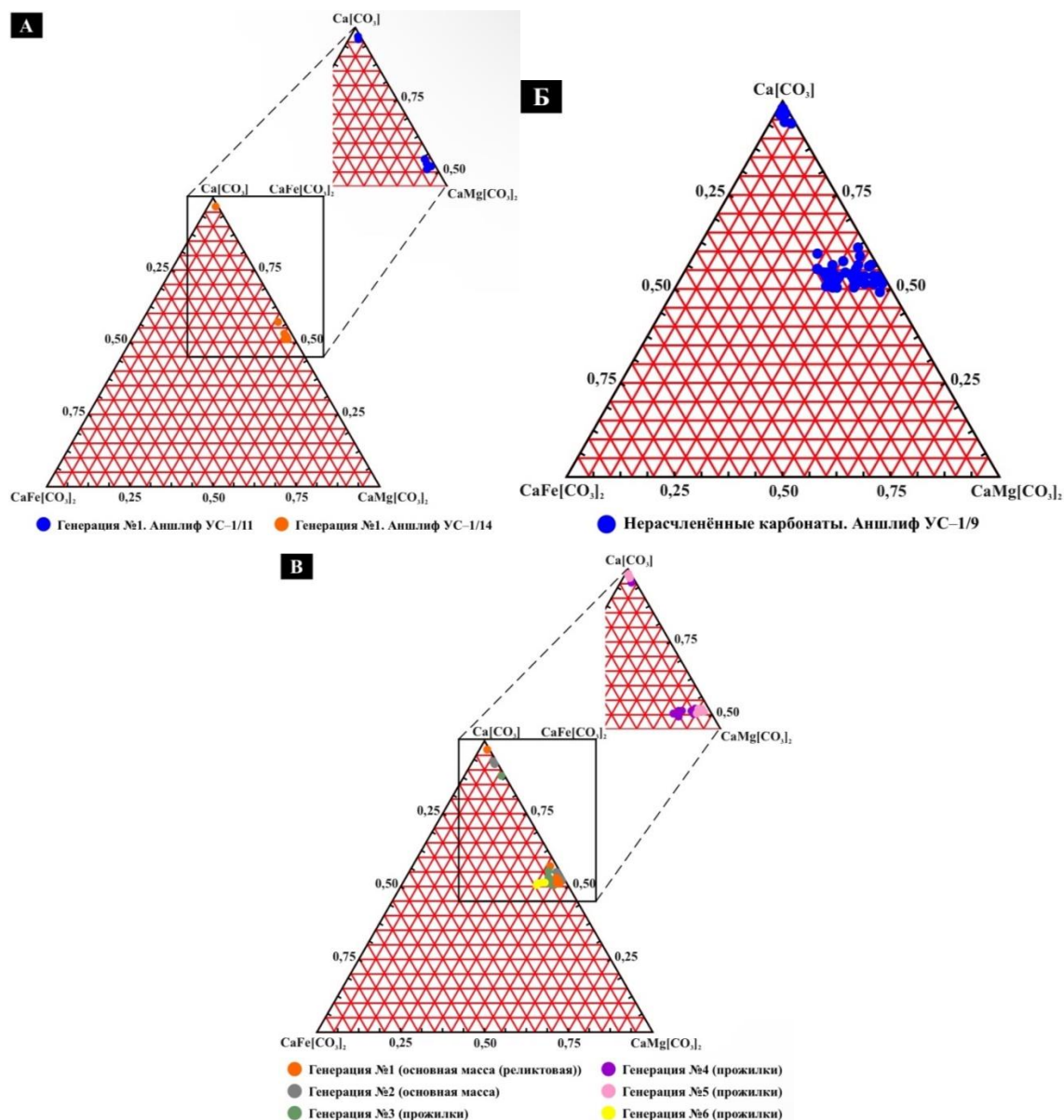


Рис. 5. Тройные диаграммы карбонатов с вынесенными результатами РСМА микропрожилками

При этом от висячего к лежащему флангу доля и разнообразие микропрожилков увеличивается, так в основании разлома в образце УС–1/14 установлено 11 разноориентированных систем трещин [5].

В метасоматитах Сюльбанского разлома автором было выделено 15 генераций карбонатов. Четыре из них составляют основную массу метасоматитов и представляют собой относительно крупные первичные карбонаты и продукты их синтетектонической перекристаллизации. Другие 11 генераций соответствуют каждая своей системе трещин.

Предполагается, что каждая из выделенных генераций формировалась при определённых условиях и в определённый момент времени. Такой подход, опираясь на взаимоотношения систем прожилков, позволил установить временную последовательность образования генераций и, следовательно, оценить вариации РТ-условий минералообразования сюльбанита не только в пространстве, но и во времени. Автором был детально изучен химический состав карбонатов разных генераций в трех образцах (УС–1/9, УС–1/11, УС–1/14) и определены РТ-условия их

минералообразования с помощью геотермобарометрии по доломит-кальцитовым парагенезисам, предложенной А.С. Таланцевым [1,3].

Образец УС–1/9 (рис. 5Б) отобран на висячем фланге Сюльбанского разлома (рис. 3). Метасоматит представлен преобладающим железистым доломитом с подчинёнными содержаниями доломита и единичными значениями кальцита, и характеризуется среднезернистой структурой. Зёрна имеют форму от ромбической и субизометричной до вытянутой с неровными извилистыми, зачастую размытыми и нечёткими гранями. Химический состав данной горной породы варьирует в широких диапазонах как между соседними зёрнами, так и в пределах одного зерна. Проявлений пластических деформаций в породах не установлено, трещины и прожилки отсутствуют. В следствие широкого разнообразия форм зёрен и вариаций химического состава произвести выделений генераций оказалось невозможным.

Образец УС–1/11 (рис. 5А) отобран на висячем фланге Сюльбанского разлома (рис. 3). Порода полностью сложена среднезернистой гранобластовой основной массой, по мнению автора статьи являющейся реликтовой, представленной доломитом с незначительным количеством кальцита и выделенной в генерацию №1 (рис. 4А). Зёрна характеризуются изометричной и четырехугольной формой, имеют размеры до 3 мм и пронизаны многочисленными разноориентированными микропрожилками. Между зёрнами может отмечаться растворение. Крупные трещины и прожилки отсутствуют.

Образец УС–1/14 (рис. 4, 5А, 5В) отобран на лежачем фланге Сюльбанского разлома (рис. 3). Порода характеризуется порфирокластами, представленными генерацией №1, погружёнными в тонкозернистую основную массу с мозаичной структурой, выделенную в генерацию №2. Мелкозернистая основная масса на 99% состоит из доломита и на 1% из кальцита и разбита многочисленными разноориентированными прожилками. Наиболее ранние прожилки выполнены карбонатами (генерация №3), представленными доломитом с единичными значениями кальцита, и расположены по отношению к полосчатости под углом 115°. Зёрна в прожилке расположены в несколько рядов и отличаются разнообразной формой – от субизометричной и ромбической до неправильной, имеющей четырёхугольные очертания и расплывчатые неровные грани. Генерация №4, представленная железистым доломитом, доломитом и небольшим количеством кальцита и выделенная в прожилках, расположенных субпараллельно полосчатости, характеризуется зёрнами вытянутой формы с относительно прямолинейными гранями и размерами до 1,5 мм в длину при ширине в 0,5 мм. Зёрна расположены параллельно стенкам прожилка в один ряд. Следующая система прожилков, секущих полосчатость под углом в 35° представлена карбонатами, выделенными в генерацию №5. Зёрна, представленные доломитом и кальцитом в приблизительно равных количествах, характеризуются вытянутой формой и неровными, изрезанными гранями, являющимися стенками прожилка. Наиболее поздние прожилки секут полосчатость под углом в 35° и залечены доломитом, зёрна которого расположены перпендикулярно к стенкам прожилка и имеют вытянутую форму (генерация №6).

Изучение вариаций химического состава карбонатов разных генераций и РТ-условий их образования позволило установить, что карбонаты первой генерации (рис. 5В и 6) (образцы УС–1/11 и УС–1/14) сформировались при температуре в 395°C и давлении 1,55 кбар (табл. 1). При этом доломит первой генерации состоит на 51–57 at.% из Ca, 41–47 at.% из Mg и имеет выдержанное содержание Fe в 2 at.%. Кальцит первой генерации состоит на 95–98 at.% из Ca, 1–4 at.% из Mg, 1 at.% из Fe, иногда отмечается Mn в количестве 1 at.%.

Генерация №2 (рис. 5А и 6) формировалась при температуре в 500°C и давлении 1,65 кбар (табл. 1). Доломит данной генерации состоит на 51–55 at.% из Ca, 44–47 at.% из Mg и имеет выдержанное содержание Fe в 1 at.%. В состав кальцита входит 92–94 at.% Ca, 5–7 at.% Mg и 1 at.% Fe.

Температура минералообразования карбонатов генерации №3 (рис. 5В и 6) понизилась до 400°C при повышении давления до 1,9 кбар (табл. 1). Доломит состоит на 50–55 at.% из Ca, 41–45 at.% из Mg и 2–5 at.% из Fe, иногда отмечается Mn в количестве 1 at.%. Кальцит состоит на 88–91 at.% из Ca, 11–12 at.% из Mg, 1 at.% из Fe.

Таблица 1

Результаты изучения природных доломит-кальцитовых парагенезисов

Генерация	Минерал	Состав, вес. %				Параметры парагенезиса		РТ-условия формирования парагенезиса	
		CaO	MgO	FeO	MnO	Mg'к	K _{Fe}	T, °C	P, кбар
Генерация №1 (УС–1/11)	Кальцит	53,21	0,94	0,26		0,024	0,19	395	1,55
	Доломит	30,28	17,93	1,34					
Генерация №1 (УС–1/14)	Кальцит	53,74	0,93	0,24		0,024	0,19	395	1,55
	Доломит	30,73	17,96	1,26					
Генерация №2 (УС–1/14)	Кальцит	50,23	1,74	0,16		0,044	0,21	500	1,65
	Доломит	29,91	19,14	0,77					
Генерация №3 (УС–1/14)	Кальцит	47,92	0,96	0,63		0,026	0,22	400	1,9
	Доломит	29,72	18,22	2,86	0,20				
Генерация №4 (УС–1/14)	Кальцит	51,03	0,81	0,29	0,17	0,021	0,18	380	1,5
	Доломит	29,13	18,57	1,62	0,14				
Генерация №5 (УС–1/14)	Кальцит	51,83	0,63	0,18		0,016	0,11	345	0,75
	Доломит	29,2	18,86	1,61	0,15				
Генерация №6 (УС–1/14)	Доломит	28,41	15,45	7,12	0,43				
Генерация №6 (УС–1/14)	Доломит	28,82	17,58	4,26					
Генерация №6 (УС–1/14)	Доломит	28,76	16,29	6,56	0,43				

Температура и давление минералообразования карбонатов генерации №4 (рис. 4В, 5В и 6) составляли 380°C и 1,5 кбар соответственно (табл. 1). Железистый доломит состоит на 49–52 at.% из Ca, 38–42 at.% из Mg, 6–12 at.% Fe и из 1 at.% Mn. Доломит состоит на 50–52 at.% из Ca, 45–47 at.% из Mg, 1–4 at.% из Fe, иногда отмечается Mn в количестве 1 at.% Кальцит состоит на 95–96 at.% из Ca, 2–4 at.% из Mg, 1 at.% из Fe и 1 at.% из Mn.

Температура и давление минералообразования карбонатов генерации №5 (рис. 4А, 5В и 6) продолжали закономерно уменьшаться и достигли 345°C и 0,75 кбар (табл. 1) Доломит состоит на 50–53 at.% из Ca, 44–47 at.% из Mg и 2–4 at.% Fe, изредка отмечается 1 at.% Mn. Кальцит состоит на 97–98 at.% из Ca и 1–2 at.% из Mg, Fe отмечается не во всех зёрнах и может достигать 1 at.%. Железистый доломит генерации №6 (рис. 5В) (табл. 1) состоит на 50–52 at.% из Ca, 39–44 at.% из Mg и 6–10 at.% Fe, изредка отмечается 1 at.% Mn. Так как данная генерация полностью представлена железистым доломитом, то определить РТ-условия минералообразования данной генерации оказалось невозможным.

Железистый доломит генерации №6 (рис. 5В) (табл. 1) состоит на 50–52 at.% из Ca, 39–44 at.% из Mg и 6–10 at.% Fe, изредка отмечается 1 at.% Mn. Так как данная генерация полностью представлена железистым доломитом, то определить РТ-условия минералообразования данной генерации оказалось невозможным.

Западная часть разлома, изученная по образцу УС–1/9, характеризуется более разнообразным химическим составом карбонатов (рис. 4Б) (табл. 2). Железистый доломит состоит на 50–59 at.% из Ca, 29–44 at.% из Mg, 6–15 at.% из Fe. Доломит состоит на 49–61 at.% из Ca, 39–49 at.% из Mg, 1–5 at.% из Fe. Кальцит состоит на 96–98 at.% из Ca, 1–5 at.% из Mg, 1–3 at.% из Fe. В составе всех трёх минералов часто встречается Mn в количестве до 1 at.%.

Таблица 2

Часть результатов РСМА образца УС-1/9

№ спектра	Состав, вес. %			
	CaO	MgO	FeO	MnO
Спектр №1	29,27	18,94	0,41	2,27
Спектр №2	51,71	0,17	0,18	
Спектр №3	28,07	17,14	3,40	0,19
Спектр №4	28,37	14,03	8,16	0,58
Спектр №5	47,21	0,39	1,60	0,18
Спектр №6	28,23	13,38	8,60	0,64
Спектр №7	28,77	13,53	9,54	0,50
Спектр №8	49,49	0,56	1,01	0,75
Спектр №9	27,79	13,58	9,89	0,53
Спектр №10	50,70	0,55	0,36	
Спектр №11	51,97	0,45	0,20	
Спектр №12	29,80	15,08	1,60	
Спектр №13	27,95	16,76	1,16	
Спектр №14	49,10	1,06	1,04	1,49
Спектр №15	28,41	18,14	0,99	0,16
Спектр №16	28,66	16,22	4,60	0,23
Спектр №17	27,72	14,22	8,44	0,53
Спектр №18	45,48	0,25	0,23	
Спектр №19	28,02	15,59	2,62	0,19
Спектр №20	28,27	17,25	3,84	0,23

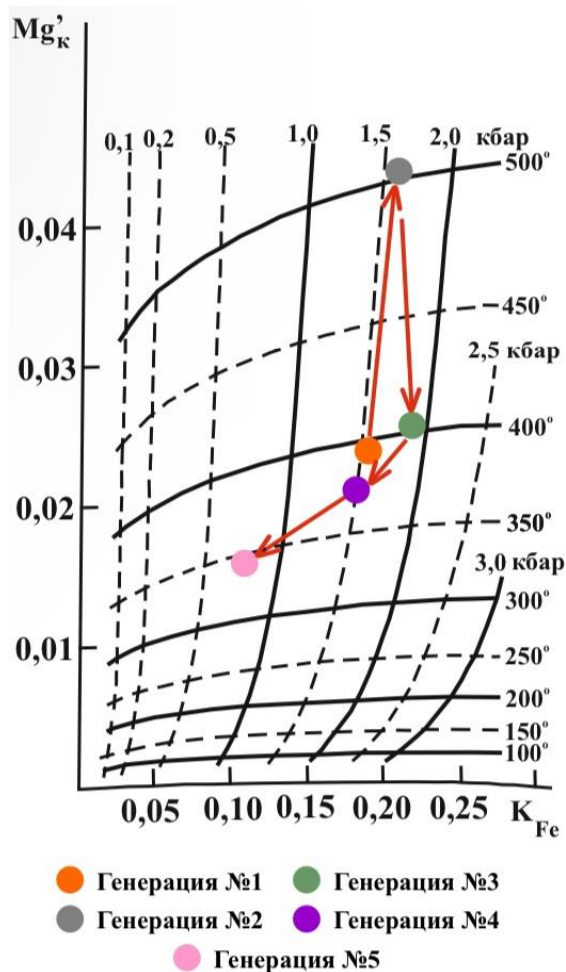


Рис. 6. Диаграмма доломит-кальцитового геобарометра с вынесенными параметрами парагенезисов разных генераций карбонатов [3]

Таким образом, было установлено, что исходная горная порода формировалась при температуре в 395°C и давлении 1,55 кбар, что соответствует глубине в 4,5 км. В дальнейшем вдоль разлом началось перемещение блоков, которое привело к повышению температуры до 500°C и давления до 1,65 кбар, сопровождавшихся рекристаллизацией карбонатов и его рафинированием – сбросом не характерных примесей (Fe, Mn и др.). На следующем этапе давление достигло пика и составило 1,9 кбар, что привело к разрыву сплошности горной породы и формированию многочисленных трещинных систем. При этом данный этап характеризовался резким понижением температуры до 400°C, что свидетельствует о гидроразрывном характере трещин, сопровождавшимся внедрением многочисленных водных растворов со стороны карбонатно-терригенной толщи восточного блока, которые и привели к значительному понижению температуры и более высокому содержанию Fe в карбонатах генерации №3. Формирование следующей системы прожилков, расположенных субпараллельно полосчатости, происходило уже при понижении РТ-параметров до 380°C и 1,5 кбар, являющемся следствием того, что блоки Сюльбанского разлома стали оказывать на него меньшее давление. При этом повышенная активность гидротермальных растворов подчеркивается обогащением карбонатов генерации №4 железом. Заключительный этап формирования карбонатной минерализации Сюльбанского разлома проходил в условиях продолжающегося закономерного уменьшения температуры и давления, показатели которых достигли 345°C и 0,75 кбар вследствие прекращения перемещения блоков вдоль Сюльбанского разлома. В это время возникли прожилки, секущие полосчатость под углом в 35° и имеющие относительно низкие содержания Fe.

Разнообразный химический состав карбонатов в западной и восточной частях разлома связан с широким воздействием флюидов, источниками которых являлись горные породы западного и восточного блока. Поэтому можно предположить, что при формировании западной части разлома

температура и давление могли быть несколько выше, так как западный блок, в силу своих физических свойств, на границе с разломом оказывал на его метасоматиты большее давления, при этом поставляя меньшее количество воды, влияющей на температуру окружающих горных пород, нежели карбонатно-терригенные породы восточного блока.

Литература

1. Расчёт формул минералов [Электронный ресурс] // СтудФайлс – Электрон. дан. – URL: (Расчет формул минералов (studfile.net)) (дата обращения 18.12.2023).
2. *Свинтицкий И.Л. и др.* Техничко-экономическое обоснование постоянных разведочных кондиций с подсчётом запасов по центральной части Уряхского рудного поля (участки «Жила 12, «Жила 9» и «Жила 2» по состоянию на 01.06.2019 г.). – Красноярск, 2021. – 439 с.
3. *Таланцев А.С.* Геотермобарометрия по доломит-кальцитовым парагенезисам – М.: Наука, 1981. – 136 с.
4. *Тимонов А.С.* Детальное геологическое картирование масштаба 1:20000 участка развития промышленного оруденения «Валунный-Барачный» на Уряхском рудном поле. – Киров, 2013. – 71 с.
5. *Чернышов А.И., Вологодина И.В.* Структуры и текстуры магматических и метаморфических горных пород: учебно-методическое пособие. – Томск, 2014. – 36.

ПЕТРОГРАФИЯ УЧАСТКА НЕДР МИЛЬКАНСКАЯ ТУГУРО-ЧУМИКАНСКОГО РАЙОНА (ХАБАРОВСКИЙ КРАЙ)

Вахрушева Екатерина Андреевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: vhrshvkat27@yandex.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель Томилина Елена Михайловна

Аннотация: минералого-петрографическое изучение горных пород участка недр Мильканская Тугуро-Чумиканского района, Хабаровский край. Изучение текстурно-структурных особенностей и минерального состава горных пород при использовании макроскопического и микроскопического методов, проведение рентгенофазового анализа с целью изучения более точного минерального состава горных пород.

Ключевые слова: минералого-петрографическое изучение, макроскопический анализ, микроскопический анализ, рентгенофазовый анализ, сланцы, Тугуро-Чумиканский район, Хабаровский край.

PETROGRAPHY OF THE MILKANSKAYA SUBSOIL AREA OF THE TUGURO-CHUMIKAN DISTRICT (KHABAROVSK REGION)

Vakhrusheva Ekaterina

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Tomilina Elena

Abstract: mineralogical and petrographic study of rocks of the Milkanskaya subsoil area of the Tuguro-Chumikan district, Khabarovsk Territory. Study of textural and structural features and mineral composition of rocks using macroscopic and microscopic methods, X-ray phase analysis to study the composition of rocks.

Key words: mineralogical and petrographic study, macroscopic analysis, microscopic analysis, X-ray phase analysis, shales, Tuguro-Chumikan district, Khabarovsk Krai.

Актуальность исследования обусловлена в изучении метаморфических пород Хабаровского края, с установлением их химического состава. Метаморфические породы используют в строительной (для отделочных и облицовочных работ) и других видах промышленности – например, тальк, метаморфический камень, используется в отрасли бумаги, краски и пластмассы.

Участок недр Мильканская площадь расположен в Дальневосточном федеральном округе, Хабаровском крае, Тугуро-Чумиканском районе. Районный центр Тугуро-Чумиканского района – пос. Чумикан, расположен на берегу Удской губы в приустьевой части р. Уды [1].

Мильканская площадь располагается в Монголо-Охотской складчатой области, относится к Тукурингро-Джагдинскому антиклинорию и в основном сложена породами Девонского возраста. Здесь располагается наиболее полный разрез девонской системы, где она представлена терригенными и карбонатными породами мощностью 2,5 – 3 км (пески, алевролиты, алевроиты, известняки, доломиты) [3].

Тектонически строение территории весьма сложное и резко неоднородное. Центральная его часть сложена сильно дислоцированными нижнекембрийскими породами, а северная и юго-восточная – верхнеюрскими и меловыми слабоскладчатыми образованиями. Кроме того, на территории листа в небольших наложенных прогибах раннепалеозойского фундамента установлены средне-верхнедевонские отложения [1].

Тукуринго-Джагдинская структура относится к выступам палеозойской складчатости, сложена сильно деформированными палеозойскими вулканогенно-терригенными толщами, особенно мощными в Джагдинской зоне, прорванными многочисленными телами гранитоидов и терригенными отложениями триаса и юры [2] (рис. 1).

Рис. 1. Фрагмент с государственной геологической карты РФ масштаба 1:1000 0000 (2006 г.)

При макроописании было выявлено, что образцы сланцев имеют афанитовую (<0,5 мм), гомеобластовую и лепидобластовую структуру. Текстура однородная, плотная, сланцеватая. В составе содержится серицит, хлорит, кварц и пирит (рис. 2).

Образец 2 представлен хлоритовым сланцем с кристаллобластовой, микрозернистой ($<0,5$ мм) и мелкозернистой (0,5-1,0 мм) и гетеробластовой по относительному размеру зерен, порфиробластовой, лепидобластовой структурой. Текстура такситовая. В минеральном составе присутствует хлорит, кварц, флогопит, пирит. Хлорит характеризуется ксеноморфными формами, субизометрическими и таблитчатыми зёрнами. Вся масса углефицирована. Зерна кварца субизометричной, гипидиоморфной и ксеноморфной формы с характерным равномерным погасанием. Флогопит изометричной, ксеноморфной формы. Под микроскопом без анализатора цвет светло-бурый, плеохроитует от светло до темно-коричневого. Характер погасания зёрен равномерный, погасание прямое. Пирит изометричный, изотропный (рис.3).



Рис. 2. Образцы с участка недр Мильканская, общий вид

Образец 4 представлен актинолит-хлоритовым сланцем с микрозернистой ($<0,5$ мм), мелкозернистой (0,5-1,0 мм) и среднезернистой (1,0-5,0 мм), гетеробластовой и лепидобластовой структурой и такситовой текстурой. В минеральном составе присутствуют хлорит, актинолит, кварц, стильпномелан, кальцит и рудный минерал – пирит. Хлорит характеризуется ксеноморфными формами, субизометрическими и призматическими зёрнами. Под микроскопом без анализатора светло-зеленого цвета, плеохроирует до темно-зеленого цвета. Имеет совершенную спайность. Вся масса углефицирована. Актинолит характеризуется ксеноморфными формами, таблитчатыми зёрнами. Под микроскопом без анализатора светло-зеленого цвета, плеохроирует до темно-зеленого цвета. Зерна кварца субизометричной, гипидиоморфной формы с характерным равномерным погасанием. Зёрна стильпномелана представлены ксеноморфной формой, таблитчатыми и субизометричными зёрнами. Под микроскопом без анализатора бесцветный, плеохроирует до светло-зеленого цвета. Зёрна кальцита представлены субизометричными, таблитчатыми зернами гипидиоморфной, ксеноморфной формы. Под микроскопом без анализатора бесцветный, характерна псевдоабсорбция. Рудный минерал пирит характеризуется изометричными зернами, изотропный (рис.3).

Образцы 1, 3, 5 были исследованы в аншлифах. При изучении пород под микроскопом было установлено, что образцы имеют одинаковый состав и представлены силикатной массой, пиритом и халькопиритом. По относительному размеру индивидов структура неравномернотекстурированная, от микро- до мелкозернистой, текстура вкрапленная. Зерна пирита размером от 0,336 до 1,274 мм, изометрической, субизометрической, таблитчатой формы, по степени идиоморфизма – идиоморфные и гипидиоморфные формы. Зерна халькопирита размером от 0,28 до 0,168 мм. Таблитчатой, субизометрической формы, по степени идиоморфизма гипидиоморфной и ксеноморфной формы (рис. 4).

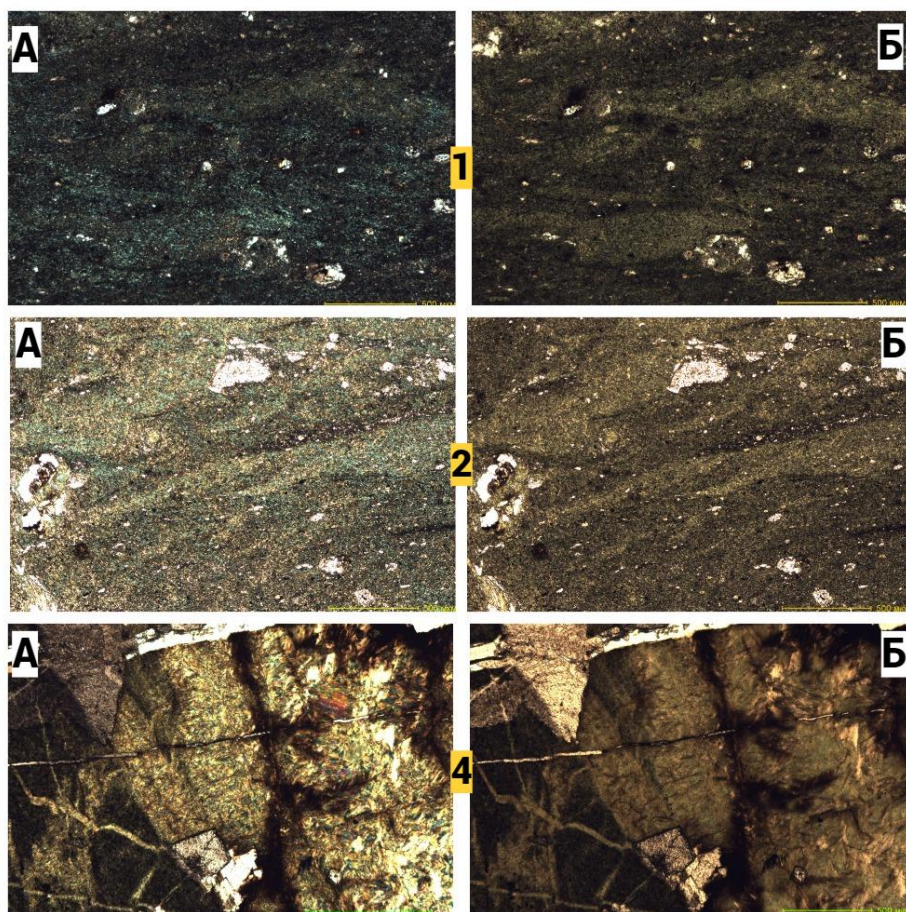


Рис. 3. Шлиф 1 – серицит-хлоритовый сланец, 2 – хлоритовый сланец, 4 – актинолит-хлоритовый сланец. Изображение А шлифа 1 на общей массе хлорита небольшие зерна серицита и кварца с анализатором, изображение Б без анализатора. Изображение А шлифа 2 хлорит с зернами кварца, есть бурый флогопит с анализатором, изображение Б без анализатора. Изображение А шлифа 4 зерна хлорита, актинолита, кальцита, стильномелана и кварца с анализатором, изображение Б без анализатора.

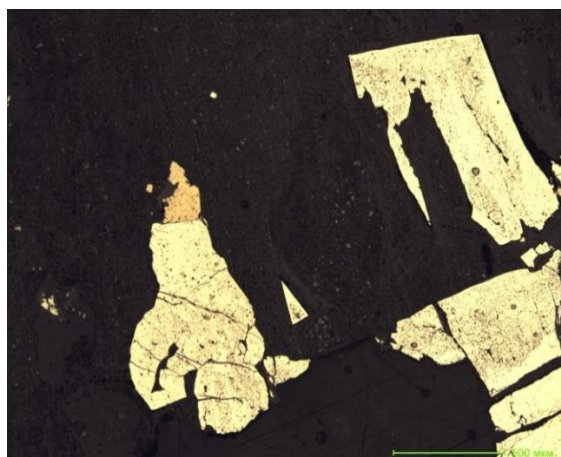


Рис. 4. Образец 3. Фрагмент аншлифа под микроскопом. Зерна пирита, халькопирита и силикатная масса.

Был проведен рентгенофазовый анализ образцов, он выполнялся с применением рентгеновского порошкового дифрактометра D2 Phaser (фирма «Bruker», ФРГ). По результатам анализа мы получили дифрактограмму, по которой узнали содержание минерала в породе. Обработка кривых (сглаживание, поиск пиков) и качественный анализ выполнялись с помощью программы Diffrac.Eva. Для поиска минеральных фаз использовалась база данных порошковой дифрактометрии – PDF-2. Количественный анализ валового состава пробы выполнялся с помощью программного обеспечения Toras 4-2, которое реализует безэталонный анализ на основе метода Ритвельда –

процедуры минимизации отклонения между экспериментальной и теоретически рассчитанной дифрактограммами. Сумма минеральных фаз рассчитывалась к 100 % (аналитик Томилина Е.М.). Исследования выполнены с использованием аппаратуры Центра коллективного пользования и Сектора наноминералогии ПГНИУ.

По результатам рентгенофазового анализа во всех образцах преобладает содержание хлорита. Так же во всех образцах присутствует кварц и рудный минерал – пирит. Образцы 1, 2, 3 содержат в себе актинолит и антигорит. Образцы 4 и 5 содержат в себе стильпномелан и кальцит.

Таблица

Валовый минеральный состав образцов

Минералы	Содержание, %				
	1	2	3	4	5
Кварц	27,6	25,3	16,1	10,8	11,2
Хлорит	55,1	69,7	68,3	60,0	48,6
Пирит	0,9	0,9	0,6	5,5	7,9
Актинолит	2,8	1,0	2,3	-	-
Антигорит	13,6	3,1	12,7	-	-
Стильпномелан	-	-	-	6,8	19,7
Кальцит	-	-	-	16,9	12,6
Сумма	100	100	100	100	100

По результатам анализа можем более точно типизировать образцы согласно Петрографическому кодексу по граничному содержанию минералов, % – образцы 1, 2, 3 относятся к антигорит-хлоритовому виду и имеют натриевый тип щелочности. Образец 4 относится к хлоритовому виду и имеет натриевый тип щелочности. Образец 5 относится к стильпномелан-хлоритовому виду и имеет натриевый тип щелочности [5].

Литература

1. Авторский коллектив ООО «А-Стил» / Проект на проведение работ по объекту «геологическое изучение, включающее поиски и оценку железных руд, на участке недр мильканская площадь тугуро-чумиканского района хабаровского края» – Хабаровск, 2022, – 127 с.
2. Геология России и сопредельных территорий [Электронный ресурс]. URL: https://studref.com/671640/geografiya/mongolo_ohotskaya_skladchataya_sistema (Дата обращения 11.03.24).
3. Геология России, Монголо-Охотская складчатая область [Электронный ресурс]. URL: <https://dereksiz.org/geologiya-rossii.html?page=6> (Дата обращения 11.03.24).
4. Краснощёкова Л.А. Пороодообразующие минералы и структуры кристаллических пород: учеб. пособие / Томский политехнический университет. Томск, 2009. С. 84
5. Петрографический кодекс России. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб.: ВСЕГЕИ, 2009, 200 с.

АНТРОПОГЕННЫЕ ФАКТОРЫ ФОРМИРОВАНИЯ ТВЕРДОГО РЕЧНОГО СТОКА

Башкирцева Алина Сергеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail: alina.naumova01@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Меньшикова Елена Александровна

Аннотация. Твердый сток рек – важная характеристика речных систем при решении множества водохозяйственных и геоэкологических задач (заиление водохранилищ, нормирование сбросов сточных вод при оценке фоновой мутности, проектирование и эксплуатация водозаборов, оценка ущербов планируемых гидротехнических мероприятий и др.). В работе выполнен обзор основных антропогенных факторов, влияющих на формирование твердого речного стока. Выделены внешние и внутренние факторы поступления твердого вещества в речную сеть.

Ключевые слова. Антропогенные факторы формирования твердого стока, речные наносы, техногенный осадочный материал.

ANTHROPOGENIC FACTORS OF SOLID RIVER FLOW FORMATION

Bashkirtseva Alina

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Scientific Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy,

Associate Professor Menshikova Elena

Annotation. Solid river runoff is an important characteristic of rivers, which is taken into account when solving a variety of water management and geoecological tasks (siltation of reservoirs, rationing of wastewater discharges when assessing background turbidity, design and operation of water intakes, damage assessment of planned hydraulic engineering measures, etc.). The paper provides an overview of the main anthropogenic factors affecting the formation of solid river runoff. The external and internal factors of solid matter entering the river network are also highlighted.

Keywords. Anthropogenic factors of solid runoff formation, river sediments, man-made sedimentary material.

Каждая река, помимо непосредственно воды, несет с собой и массу других веществ, в том числе и в твердом состоянии (минеральные и органические частицы). Вещества, входящие в твердый сток рек, делятся на два типа: взвешенные и влекомые (донные) наносы. Речные наносы формируются в результате смыва минерального вещества со склонов, размыва дна и берегов рек, они формируют особый генетический тип отложений – аллювий. Формы и размеры частиц, из которых состоят речные наносы, зависят от природы самого вещества и степени механической обработки в процессе движения.

Твердый сток – является важной характеристикой речных вод. Многие работы российских геологов и гидрологов посвящены изучению формирования стока наносов и их влиянию на различные водохозяйственные объекты [1, 4, 6, 7, 8]. Сток наносов отражает всю динамику изменений темпов денудации, влияет на различные факторы развития экзогенных процессов, играет важную роль в миграции химических элементов в водотоках, в техногенных ландшафтах, в формировании зон загрязнения и образовании в руслах рек нового типа современных русловых отложений – техногенных илов, которые характеризуются специфическим вещественным составом и

своеобразными геохимическими свойствами, резко отличающимися их от типичного руслового аллювия [9]. Речная взвесь влияет и на качество воды, определяет видовой и численный состав гидробионтов.

Сток наносов изменяется под влиянием как естественного (природного) воздействия, так и в результате антропогенного воздействия, что влечет за собой массу серьезных экологических последствий, прежде всего в освоенных районах [8]. Исследования твердого стока представляют в наше время огромный интерес, так как с каждым годом растет степень хозяйственной освоенности территорий. Оценка влияния твердого стока предполагает в первую очередь анализ факторов его формирования. Целью моей работы является обзор опубликованных источников по антропогенным факторам формирования твердого стока в речной сети.

Как и любой другой природный процесс формирование твердого стока зависит от целого ряда причин, например, от ландшафтно-климатических условий на водосборе, рельефа территории, литологии горных пород территории водосбора и степени антропогенной нагрузки [7]. Вклад той или иной составляющей в процессе формирования стока речных наносов будет отличаться друг от друга, так как все водные объекты индивидуальны, как и процессы, протекающие на территории их водосборов и непосредственно в водном потоке.

На водосборах рек основную часть стока наносов составляют обломки горных пород малого и крупного размера, частицы почв, фрагменты растительного и животного происхождения. Как правило, есть две основные группы факторов, формирующих сток наносов: *внешние и внутренние* [4]. К внешним факторам относят процессы выветривания и денудации, почвенную эрозию, климатические условия и антропогенные факторы. Внутренними источниками формирования речных наносов являются русловой и пойменный аллювий, обломочный материал коры выветривания и непосредственно первичные продукты разрушения материнских пород в местах контакта с ними речного потока. В активнодействующем потоке постоянно наблюдается обновление речного аллювия: происходит его частичный вынос и замена новым материалом, принесенным с вышерасположенных участков реки или же непосредственно поступившим на этот участок обломочным материалом за счет внешних источников питания. Большинство рек равнинных территорий и предгорий текут в руслах, проложенных в толщах аллювиальных отложений, накопившихся в результате многолетней деятельности либо самой реки или ее доисторических предшественников (ледниковых потоков).

За последние годы в сложившейся системе природопользования функции многих рек кардинальным образом изменились. Возрастающее влияние хозяйственной деятельности негативно сказывается на речных бассейнах, долинах и руслах рек. Одни виды хозяйственной деятельности вызывают увеличение твердого стока, а другие уменьшение этой характеристики. Основными факторами увеличения стока наносов являются горнодобывающая деятельность, сельскохозяйственное возделывание земель и сведение лесов на территории самого водосбора. К уменьшению стока наносов приводят урегулирование речного стока, водозаборные мероприятия, добыча песка и гравия из русла рек [1]. Изменение стока наносов происходит как в локальных створах, так и по всей длине реки. В совокупности с естественными факторами формирования, указанные антропогенные факторы отражают сложные пространственно-временные закономерности формирования и перемещения литогенного материала вдоль речных систем.

На рисунке автором предложена классификация, включающая как антропогенные, так и физико-географические (природные) факторы формирования твердого стока рек.



Рис.1. Основные факторы формирования твердого речного стока

Вырубка лесов, осушение болот, распашка и орошение земель, транспортное освоение речных бассейнов, разработка месторождений полезных ископаемых, городская застройка и другие факторы являются основными типами антропогенных нагрузок на природные эрозионно-аккумулятивные системы, влияющие на сток взвешенных и влекомых наносов.

Исторически сложилось, что первым видом воздействия хозяйственной деятельности на сток наносов считается вырубка лесов и осушение переувлажненных территорий. Эти виды хозяйственной деятельности сопровождаются увеличением стока воды и стока наносов, что объясняется возникающими особенностями водного баланса и снижением противозерозионной устойчивости грунтов [2].

Изменение условий формирования стока наносов на распаханых территориях часто связано с орошением. Орошение сельскохозяйственных угодий обуславливает искусственное увеличение расходов воды в пределах поливных борозд и эродирующей способности водных потоков. Впитывание влаги, уменьшение расходов воды по длине борозд, уменьшение уклона склонов приводит к снижению транспортирующей способности потока и возникновению неравенства между этой способностью и количеством переносимого твердого стока наносов. Особенно это актуально для территорий аридных зон.

Для конкретных регионов России масштабы хозяйственного освоения речных бассейнов и формирования речного стока наносов изменяются как в большую, так и в меньшую сторону. В пределах Европейской части России (северные регионы) существуют речные системы не подверженные антропогенным факторам формирования и изменения стока наносов. С увеличением степени распаханности водосборных пространств и при переходе к южным и западным регионам происходит интенсивное увеличение поверхностной эрозии, которая в свою очередь приводит к смыву на склонах водосборов различного грунта [2]. В результате этого существенно возрастает параметр твердого стока.

Все проектируемые, строящиеся и эксплуатируемые гидротехнические сооружения (ГТС) подразделяются как на пассивные – подверженные влиянию руслового процесса, но сами не влияющие на этот процесс, так и активные (плотины, мостовые переходы, различные дамбы, водозаборные сооружения), которые непосредственно влияют на русловые процессы и формирование твердого стока в руслах и поймах рек [6]. Перегораживая русло плотинами при строительстве водохранилищ или стесняя его при строительстве мостовых переходов, продольных дамб обвалования и мелиоративных сооружений, эти сооружения изменяют жидкий сток, регулируя его и соответственно повышая. Из-за этого изменяется и транспортирующая способность потока, т.е. поступления твердого стока наносов на зарегулированные участки русел.

В нижних бьефах как правило наблюдается сосредоточение потоков в одном русле, врезание последнего, отмирание различных рукавов и как следствие изменения типа руслового процесса. Изменение типа руслового процесса сопровождается уменьшением гидравлических сопротивлений и соответственно падением уровня воды, достигающих порой нескольких метров, причём на участках большой протяженности. Врезание русел и падение уровней воды приводит к резкому замедлению процесса формирования пойм, так как они полностью перестают затопляться, это приводит к уменьшению объема самих отложений. В верхних бьефах наблюдается противоположный процесс – аккумуляция наносов, и не только в водохранилищах, но и перед мостовыми переходами, дамбами обвалования и другими подпорными сооружениями. Мостовые переходы создают подпор на участках выше сооружения, уменьшают тем самым транспортирующую способность потока, что приводит к осаждению влекомых (донных) наносов перед ними.

В итоге, строительство подпорных гидротехнических сооружений приводит к затоплению значительных территорий, изменению гидрологического и руслового режима водотока, а также к изменению климатических условий региона. Это все приводит к образованию в зоне влияния гидроузла нового природно-технического комплекса. Строительства дорог и мостовых переходов нередко приводит к активизации селевых потоков, которые в свою очередь оказывают огромное влияние на русловые процессы и сток наносов.

Добыча речного аллювия в качестве нерудного строительного материала является одним из существенных антропогенных факторов, влияющих на водные объекты и экосистемы с целом. Такой процесс приводит к существенному нарушению режима стока наносов. Карьеры перехватывают значительную часть руслового стока наносов, что приводит к развитию ниже по течению эрозии, а выше карьеров увеличивает уклон и скорость течения [6]. Несовершенные разработки карьеров в руслах рек могут привести к снижению уровней воды, увеличению уклонов водной поверхности, росту скоростей течения потока, активизации селевых и оползневых явлений, что существенно влияет на формирование и транспорт речных наносов. Следствием этих процессов является обнажение водозаборов и водовыпусков, подмыв мостовых опор и трубчатых переходов, нарушение устойчивости работы гидротехнических сооружений. В качестве примера можно привести песчаный карьер площадью в 30 га, разработанный в 1988 г. и расположенный в г. Казань. Этот карьер был выделен с целью добычи песка для производства силикатного кирпича. Создание карьера ухудшило экологическое состояние поймы на этом участке, т.к. работа карьера значительно увеличила количество органического и минерального вещества, смываемого с этого участка [2].

Малые и средние реки являются коллекторами сточных вод и загрязненного поверхностного стока, который содержит в себе значительное количество техногенного осадочного материала. Модуль твердого стока в таких районах возрастает в два раза, при этом осадочный материал, поступающий в водотоки, геохимически специфичен, т.к. содержит в себе высокую концентрацию химических элементов и соединений, в том числе токсичных. Этот осадочный материал значительно увеличивает общий модуль стока твердых наносов в речных бассейнах.

Сброс сточных вод, как правило, является одним из важнейших источников поставки техногенного осадочного материала в реки. Во-первых, канализационный сток городов достаточно постоянен из года в год, т. е. поставка им осадочного материала, как правило, не зависит от сезона и относительно стабильна в течение года. Во-вторых, именно канализационный сток поставляется наиболее широкий спектр загрязняющих веществ в поверхностные водные объекты [10]. Все это ставит задачи изучения химического состава и особенностей поступления техногенного осадочного материала с канализационным стоком в речную сеть, особенно для территорий с отсутствием очистных сооружений.

Для Пермского края проблема загрязнения речных бассейнов особенно актуальна для территории Кизеловского угольного бассейна, закрытие шахт которого повлекло за собой множество экологических последствий. Основными факторами загрязнения прилегающей территории являются самоизлив кислых шахтных вод и поверхностный сток с породных отвалов и промышленных площадок [3]. Это привело к увеличению поверхностного стока и мутности рек от верховьев к устьям. В результате сброса изменился химический состав вод. На загрязненных участках рек ежедневно формировалось около 80 тонн техногенных осадков, представленных аморфными гидроксидами железа и алюминия с высоким содержанием Mn, Cu, Ni, Zn, Pb, Cd [5]. В состав этих осадков входят угольно-породные частицы (до 22%), шлаки (до 6,5%), магнитные сферулы (до 1,1%). Присутствующий алевритоглинистый материал в зонах техногенного влияния имеет ярко-оранжевый и ржавый цвет, а значительную долю его состава могут составлять рентгеноаморфные вещества – до 68-91%. В кристаллической части алевритоглинистых осадков присутствуют вторичные минералы

(%): гётит – до 15, ярозит – до 11, базальоминит – до 8, лепидокрокит – до 4, диаспор и копиапит – до 2 [3]. При поступлении этих веществ в Камское водохранилище и р. Чусовую они являются источником вторичного загрязнения речных вод, что может рассматриваться существенным источником негативного воздействия на водозаборы питьевого водоснабжения г. Перми. Сложившаяся геоэкологическая обстановка требует реализации природоохранных мероприятий [5].

Таким образом, твердый сток (сток наносов) является важной характеристикой при решении многих водохозяйственных и геоэкологических задач, прежде всего при заилении водохранилищ, нормировании сбросов сточных вод при оценке фоновой мутности, проектировании и эксплуатации водозаборов, оценке ущерба планируемых гидротехнических мероприятий в пределах водного объекта или на его водосборе. В современных условиях изучение антропогенных факторов формирования твердого стока в речных системах является актуальной задачей, так как с каждым годом растет степень хозяйственной освоенности территорий. Учет всех физико-географических и в особенности антропогенных факторов формирования стока наносов, оценка их вещественного состава может стать основой природоохранных мероприятий.

Литература

1. Алексеевский Н.И. Формирование и движение речных наносов. М., 1998. С. 136-144.
2. Барышников Н.Б., Самусева Е.А. Антропогенное воздействие на саморегулирующуюся систему бассейн – речной поток – русло. СПб: Изд-во РГТМУ, 1999. С.199-225.
3. Белкин П.А., Меньшикова Е.А., Ушакова Е.С. Антропогенная трансформация донных осадков реки Косьвы: последствия закрытия шахт Кизеловского угольного бассейна // в сборнике: Экологическая безопасность в условиях антропогенной трансформации природной среды. Сборник материалов всероссийской школы-семинара, посвященной памяти Н.Ф. Реймерса и Ф.Р. Штильмарка. Пермь, 2022. С. 199-204.
4. Ковязина И.А., Баяндина Д.С. Факторы формирования стока взвешенных наносов рек и методы его количественной оценки // в сборнике: Развитие географических исследований в Беларуси в XX–XXI веках. Материалы междунар. науч.-практ. оч.-заоч. конф., посвящ. 100-летию Белорус. гос. ун-та, 60-летию каф. физ. географии и образоват. технологий, 100-летию со дня рождения проф. О.Ф. Якушко. Минск, 2021. С.478-484.
5. Максимович Н.Г., Черемных Н.В., Хайрулина Е.А. Экологические последствия ликвидации Кизеловского угольного бассейна // Географический вестник. 2006. №2. С.128-134.
6. Фазылов А.Р. Антропогенные изменения стока наносов рек, зоны их формирования // Вестник КРСУ. 2015. Том 15. №3. С.189-193.
7. Цыпленков А.С. Формирование стока взвешенных наносов в бассейнах малых горных рек: общие закономерности и региональные особенности: дисс. на соискание учен. степ. канд. географ. наук. М.: 2019. С.14-28.
8. Шмакова М.В. Методология решения геоэкологических задач, связанных с оценкой твердого стока водных объектов: дисс. на соискание учен. степ. канд. географ. наук. СПб., 2019. С.14-28.
9. Янин Е.П. Техногенные речные илы (условия формирования, вещественный состав, геохимические особенности). М.: НП «АРСО», 2018. С. 4-8.
10. Янин Е.П. Химический состав и особенности поставки твердых взвешенных веществ в малую реку с канализационным стоком города // Научные и технические аспекты охраны окружающей среды, 2013. С.2-16.

ДИАГНОСТИКА ШЛИХОВЫХ МИНЕРАЛОВ ТЯЖЕЛОЙ ФРАКЦИИ НА РАМАНОВСКОМ МИКРОСКОПЕ

Шешуков Дмитрий Владимирович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

e-mail: gg7716payd@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Пактовский Юрий Германович

Аннотация: в данной статье представлены результаты качественного и количественного анализа двух шлиховых проб, отобранных с реки Чурочная. Определена минеральная ассоциация аллотигенных минералов тяжелой фракции в классе 0,25–0,1 мм. С помощью спектроскопии комбинационного рассеяния света определена принадлежность гранатов р. Чурочная к группе альмандина.

Ключевые слова: Пермский край, Вишерский алмазоносный район, р. Чурочная, шлиховое опробование, минералогия.

DIAGNOSTICS OF HEAVY FRACTION SCHLICH MINERALS USING A RAMAN MICROSCOPE

Sheshukov Dmitry

Perm State University, 3th year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Paktovsky Yuri

Abstract: this article presents the results of qualitative and quantitative analysis of two schlich samples taken from the Churochnaya River. The mineral association of allotigenic minerals of heavy fraction in the class 0.25-0.1 mm has been determined. Raman spectroscopy was used to determine the affiliation of the Churochnaya river garnets to the almandine group.

Key words: Perm region, Vishera diamondiferous region, Churochnaya River, schlich testing, mineralogy.

Для выполнения работы на реке Чурочная были отобраны две шлиховые пробы (№7 и 8). Река Чурочная – это левый приток реки Вишера в её среднем течении (рис.1).

Для исследования проб был отобран класс 0,25-0,1 мм как наиболее представительный. Отделена тяжелая фракция, используя бромформ. Был определен выход ТФ из шлиха пробы №7 и №8 (табл.1).

Таблица 1

Выход тяжелой фракции

№ пробы	Место отбора	Объем, л	Масса шлиха (домыто), г	Масса тяжелой фракции, г	Выход ТФ, %
7	р. Чурочная	10	0,75	0,2893	38,5
8	р. Чурочная	10	2	0,2809	14,1

Хоть расстояние между точками отбора проб составляет 500 метров, выход ТФ в шлихе №7 в два раза выше, чем в шлихе №8. Можно предполагать, что в месте отбора пробы №7 существуют благоприятные условия для накопления минералов тяжелой фракции, в отличие от места отбора пробы №8.

Далее был проведен количественный минералогический анализ тяжелой фракции проб в классе 0,25–0,1 мм. Анализ проводился с помощью стереомикроскопа Meiji Techno. В результате для шлиха №7 определена гранат-ставролит-эпидот-турмалин-цирконовая ассоциация, а для шлиха №8 – гранат-циркон-эпидот-турмалиновая ассоциация (табл.2). Наличие в обоих пробах дистена позволяет предполагать о том, что материнская порода была приурочена к амфиболитовой фации.

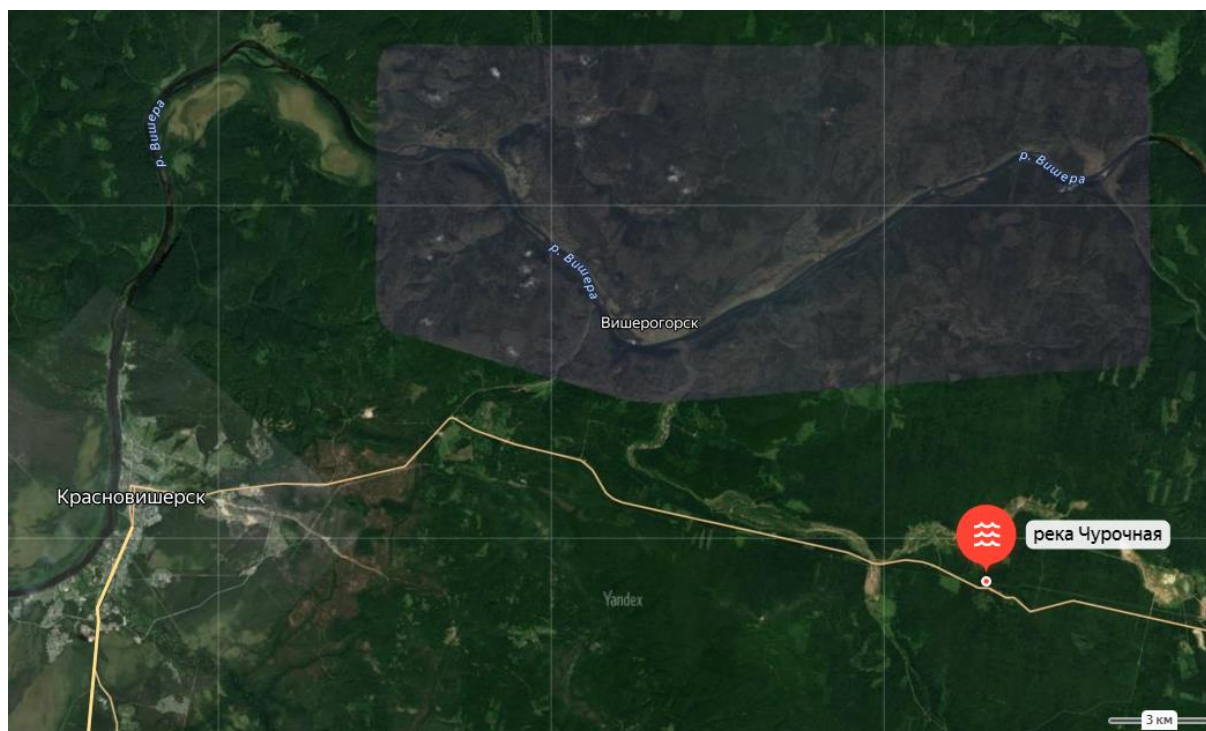


Рис.1. Место отбора проб

Таблица 2

Количественный минералогический анализ ТФ проб в классе 0,25-0,1 мм, %

№ п/п	Минерал	Шлих 7	Шлих 8
1	Гранат	11,3	12,0
2	Лейкоксен	2,4	3,7
3	Циркон	28,9	21,1
4	Турмалин	23,2	33,4
5	Рутил	1,1	0,8
6	Анализ	0,2	0,2
7	Эпидот	19,0	21,8
8	Ставролит	12,4	6,2
9	Дистен	1,3	0,7
10	Хромшпинелид	0,2	0,2
Сумма аллотигенных		100,0	100,0

Также было отобрано 5 зерен граната для определения его минерального вида с применением метода комбинационного рассеяния света. Исследование проводилось на рамановском микроскопе Senterra II с использованием газового лазера с длиной волны 785 нм. После обработки полученных спектров и сравнения их со спектрами открытой базы данных RRUFF [1] можно сказать, что гранаты р. Чурочная относятся к группе альмандина (рис.2).

При детальном рассмотрении каждого зерна было установлено наличие следов коррозии, одно из зерен было полностью закрыто продуктами окисления, напоминающие келифитовую кайму. Это позволяет нам предполагать о незначительном переносе обломочного материала от коры выветривания.

Спектроскопия комбинационного рассеяния света является прецизионным методом исследования вещества, развитие которого началось в конце прошлого века. В силу своей точности, дешевизны анализа и скорости проведения измерения, данный метод может существенно упростить качественный анализ минералов.

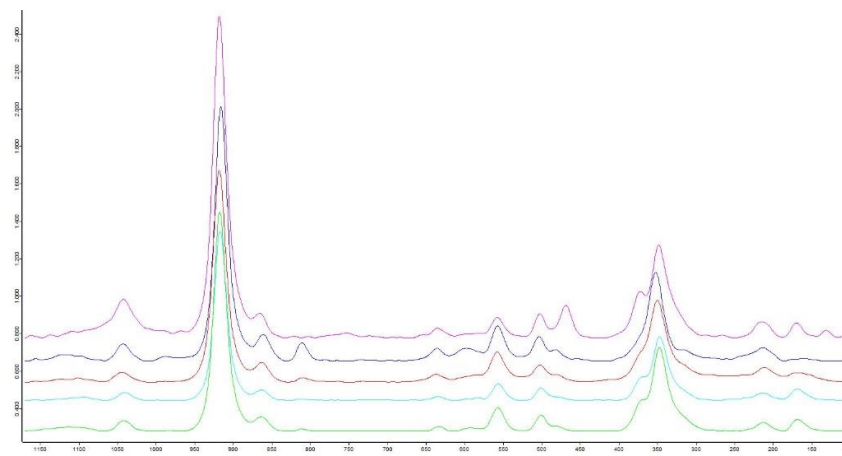


Рис.2. Спектры комбинационного рассеяния света гранатов

Литература

1. *RRUFF Database: Raman, X-ray, Infrared, and Chemistry* [Электронный ресурс]. URL: <https://rruff.info/>
2. Колесов Б.А. *Прикладная КР-спектроскопия*, Новосибирск, издательство сибирского отделения российской академии наук, 2018.

ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОЭЛЕМЕНТНОГО СОСТАВА РУД ГЛАВНОГО САРАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕТОДОМ МАСС-СПЕКТРОМЕТРИИ С ИНДУКТИВНО-СВЯЗАННОЙ ПЛАЗМОЙ

Габов Арсений Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: a.g4bov@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Пузик Алексей Юрьевич

Аннотация: Приведена общая геологическая характеристика Главного Сарановского месторождения хромовых руд. Рассмотрены принципы прецизионных спектральных методов для изучения геологических объектов. В ходе исследования были проанализированы пробы хромитов и вмещающих их серпентинитов методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой на содержание редкоземельных элементов, проведено нормирование показаний РЗЭ по хондриту для определения генезиса и структуры месторождения.

Ключевые слова: Главное Сарановское месторождение хромитов, интрузивный комплекс, хромиты, прецизионные методы, масс-спектрометрия.

INVESTIGATION OF THE TRACE ELEMENT COMPOSITION OF MAIN SARANOVSKOYE DEPOSIT ORES BY INDUCTIVELY COUPLED PLASMA MASS SPECTROMETRY

Gabov Arseniy

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Puzik Aleksey

Abstract: The general geological characteristics of the Main Saranovskoye deposit of chrome ores are given. The principles of precision spectral methods for studying geological objects are considered. During the study, samples of chromites and serpentinites containing them were analyzed by inductively coupled plasma mass spectrometry for the content of rare earth elements, and the REE readings for chondrite were normalized to determine the genesis and structure of the deposit.

Keywords: Main Saranovskoye chromite deposit, intrusive complex, chromites, precision methods, mass spectrometry.

В данной работе приведено исследование геологических образцов с помощью метода масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой на примере руд и вмещающих пород Главного Сарановского месторождения хромовых руд.

Главное Сарановское месторождение хромитовых руд располагается на западном склоне Среднего Урала близ п. Сараны в Горнозаводском районе Пермского края. Месторождение привлекло к себе особое внимание геологов сразу же после открытия в начале XIX века. Известный с 1890-х годов по настоящее время массив изучался многочисленными исследователями: О. К. Ивановым, И. А. Зиминим, С. А. Вахромеевым, Р. Г. Ибламиновым, Н. П. Старковым, Я. Ш. Брянским, Ю. А. Волченко, В. К. Сергеевым, В. А. Зуевым, В. А. Кабановым, П. М. Захаровым, И. А. Малаховым, И. И. Чайковским и др.

Район Сарановских месторождений хромитов расположен в пределах Кваркушско-Каменногорского мегантиклинория Центрально-Уральского поднятия. Главное Сарановское

месторождение хромовых руд располагается в пределах Северного Сарановского массива серпентинитов, центральная часть Северного которого сложена аподунитовыми серпентинитами, которые образуют субмеридионально направленное линзовидное тело, размером 850 x 175 м, круто падающее на восток [4]. Формировался в позднем рифее и раннем венде [3]. Установлено, что массив является ближайшим аналогом стратиформного Бушвельдского комплекса. Морфология Северного Сарановского массива свидетельствует о том, что это конформно-линзовидная тектонизированная залежь, имеет протяженность 1,9 км в длину и 0,42 км в ширину. Мощность до 580 м. Из-за тектонических процессов комплекс был будинирован и приобрел крутое залегание, а сплошность рудных тел была нарушена. Месторождение имеет выраженную тектоническую осложненность ввиду того что деформирована многочисленными разрывными нарушениями как по простиранию, так и по падению. Это может быть объяснено тем, что массив при выходе в верхние горизонты земной коры сохранялась субвертикальная ориентировка рудных тел [7].

Сарановский габбро-анортозит-дунит-гарцбургитовый комплекс разделен на две толщи. Нижний слой составляют дуниты, дунит-гарцбургиты, гарцбургиты. Верхний, настилающий слой представлен габбро, анортозитами, габбро-анортозитами. На площади распространены магматические образования, сформировавшиеся в позднерифейское и вендское время, в эпоху континентально-окраинного рифтогенеза. По И.А. Зимину, формирование массивов и месторождений Сарановского комплекса происходило в два этапа. В первый этап формируется дифференцированный глубинный габбро-перидотитовый батолит с обособлениями рудных масс в нижней части. Во второй этап часть перидотитов с рудными скоплениями в пластичном состоянии по разломам выдавливается в верхние зоны земной коры. Второй этап завершается интрузиями габбро и диоритов. Важнейшей особенностью позднепротерозойского магматизма является образование и внедрение расслоенных интрузий гарцбургит-ортопироксенит-норитовой формации, сыгравшей значительную роль в формировании Сарановского комплекса. Таким образом, модель рудообразования Сарановского месторождения сочетает в себе и тектонические, и магматические процессы.

В настоящее время в составе сарановского комплекса (без Шишимского массива) известны девять интрузий, прослеживаемых на расстояние около 80–85 км с северо-северо-запада на юго-юго-восток в пределах осевой части Кваркушко-Каменногорского мегантиклинория Среднего Урала и относящихся к региональному тектоническому нарушению, нечетко проявленному на геологических картах и представляющие собой конформно-линзовидные тектонизированные залежи ультрамафитовой макрорасслоенности [1]: *Северный Сарановский массив* и *Южный Сарановский массив*, *Кырминские* и *Воронковские* интрузии, представленные тремя и двумя массивами соответственно, *Северный Акинский* и *Южный Акинский* массив.

Хромит (хромовая руда) – горная порода, сложенная минералами группы хромшпинелидов. Минерал состава $\text{FeO} \cdot \text{Cr}_2\text{O}_3$ также носит название хромит, состав -67,9% Cr_2O_3 и 32,1% FeO . Группу хромшпинелидов составляют следующие минералы: хромит FeCr_2O_4 , магнохромит $(\text{Mg,Fe})\text{Cr}_2\text{O}_4$, алюмохромит $\text{Fe}(\text{Cr,Al})_2\text{O}_4$ и хромпикотит $(\text{Mg,Fe})(\text{Cr,Al})_2\text{O}_4$. Содержание наиболее важных оксидов в хромшпинелидах колеблется в следующих пределах: Cr_2O_3 – 18–62%; FeO – 0–18%; MgO – 6–16%; Al_2O_3 – 0–33%; Fe_2O_3 – 2–30%. Кроме того, в них часто присутствуют в виде изоморфных примесей TiO_2 , V_2O_5 , MnO , ZnO , NiO , CoO . Кубическая сингония, структура схожа со структурой шпинели. Цвет преимущественно черный, твердость 5,5–7,5, плотность 4–4,8 г/см³. Температура плавления чистого хромита – 2180°C. Минералами-спутниками являются: оливин, серпентин, кальцит, магнезит, хромсодержащие хлориты, гранаты и другие

Методы исследования

Современные прецизионные методы позволяют с большой точностью определять свойства образцов минералов и горных пород, такие как дифрактометрия, раман-спектроскопия, ИК-спектроскопия, рентгеноспектральный анализ. В рамках данного исследования рассматривается масс-спектрометрия с индуктивно связанной плазмой (ИСП-МС, или ICP-MS)

Метод масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой основан на использовании индуктивно связанной плазмы в качестве источника ионов и масс-спектрометра для их разделения и определения. Разделение ионов осуществляется масс-анализатором. Ионы делятся по отношению

массы к заряду, и детектор получает сигнал, соразмерный концентрации частиц с определенным соотношением. Концентрация иона определяется путем градуировки с использованием элементных стандартов, соответственно определяется и изотопный состав. Методом ИСП-МС одновременно определяются концентрации элементов с атомной массой от 7 до 250, т.е. от Li до U. Современная ИСП масс-спектрометрия позволяет выполнять измерения низких и ультранизких содержаний одновременно нескольких десятков элементов с чувствительностью до $10^{-13}\%$, а также проводить изотопный анализ выбранного иона [6]. Данный метод также целесообразно сочетать с рентгеноспектральным анализом и лазерной абляцией для повышения точности измерения вещественного состава проб и уменьшения искажений, способствуя более корректной интерпретации аналитических данных.

Хондриты, как предполагается, являются образцами первичного недифференцированного протопланетного вещества. Нормализация к хондриту выполняет важную функцию – нивелирует пилообразный эффект закона Оддо-Харкинса, связанный с более высокой стабильностью четных элементов по сравнению с, расположенными рядом, нечетными [5].

Измерение содержаний РЗЭ проводилось на масс-спектрометре с индуктивно-связной плазмой BRUKER AURORA M90 производства США. Работы выполнены в Секторе наноминералогии Центра Коллективного Пользования Пермского Государственного Национального Исследовательского Университета аналитики Волкова М.А. и Пузик А.Ю. Результаты исследования представлены ниже (табл. 1).

Таблица 1

Описание проб, извлеченных из скважины 1

№ пробы	Интервал опробования, м	Описание проб
200	141,6-142,6	Серпентинит
201	142,6-143,6	То же
202	143,6-144,6	– « –
135	144,6-145,6	– « –
204	145,6-146,6	Хромитит густовкрапленный
205	146,6-147,6	То же
206	147,6-148,6	– « –
207	148,6-149,6	– « –
208	149,6-150,6	– « –
209	150,6-151,6	– « –
210	151,6-152,6	– « –
211	152,6-153,6	– « –
212	153,6-154,6	– « –
213	154,6-155,6	– « –
214	155,6-156,6	– « –
215	156,6-157,6	Хромитит средневкрапленный
216	157,6-158,6	Хромитит густовкрапленный
217	158,6-159,6	То же
218	159,6-160,6	– « –
219	160,6-161,2	– « –
220	161,2-162,2	Серпентинит
221	162,2-163,2	То же
222	163,2-164,2	– « –

Результаты исследований и выводы

В таблице 2 приведены значения количественного содержания РЗЭ в 10^{-4} масс %, в пробах 203, 204, 205, 207.

Содержание РЗЭ в апробированных образцах

Элемент	Содержание РЗЭ, 10 ⁻⁴ масс. %			
	203	204	205	207
La	1,312	1,247	1,199	1,104
Ce	3,043	2,846	3,12	2,448
Pr	0,365	0,317	0,356	0,278
Nd	1,539	1,152	1,196	0,975
Sm	0,356	0,219	0,201	0,191
Eu	0,047	0,023	0,023	0,047
Gd	0,443	0,282	0,218	0,195
Tb	0,062	0,035	0,024	0,023
Dy	0,428	0,229	0,144	0,135
Ho	0,091	0,045	0,032	0,028
Y	2,337	1,221	0,804	0,76
Er	0,306	0,147	0,091	0,082
Tm	0,049	0,022	0,014	0,012
Yb	0,331	0,156	0,088	0,077
Lu	0,054	0,023	0,015	0,012

На рисунке приведены результаты нормирования по хондриту [8]. Во всех пробах прослеживается тренд к уменьшению коэффициентов концентрации с ростом атомной массы РЗЭ, что характерно для магматических пород. В серпентините, ввиду иного химического состава, содержания редкоземельных элементов по сравнению с хромититами повышены и тренд более пологий.

Во всех пробах отмечается Eu аномалия отрицательного характера, однако в пробе хромитита под номером 207 она выражена в значительно меньшей степени, что может объясняться присутствием минералов с нетипичным для основного рудного тела генезисом. Предположительно, имели место вторичные метаморфические процессы. Пониженное содержание европия в образцах объясняется переходом элемента из обособившихся в процессе остывания магмы хроморудных масс в габбро-анортозиты, состоящие преимущественно из плагиоклазов. Благодаря способности образовывать двухвалентные связи в восстановительной среде, ионы европия(Eu^{2+}) замещали ионы кальция(Ca^{2+}) в расплаве [9].

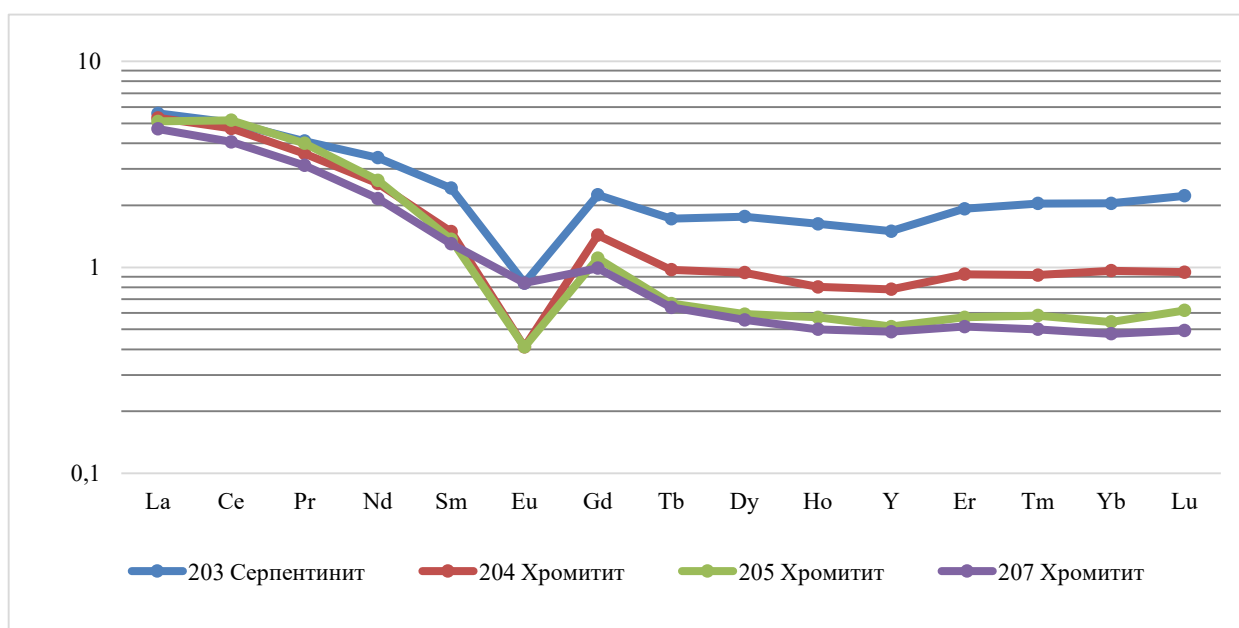


Рис. Кривые изменения нормализованных РЗЭ в исследуемых образцах

Подводя вышесказанное, результат анализа говорит о формировании геологических тел в результате дифференциации магматического расплава. Установлена закономерность, согласно которой с увеличением атомной массы элементов коэффициенты концентрации РЗЭ по отношению к хондриту уменьшаются. Выявлена геохимическая подвижность европия, обусловленная миграцией ионов из первично кристаллизовавшихся хромитов в расплавы габбро-анортозитов благодаря нетипичной валентности, возникающей при определенных условиях.

Литература

1. Алексеев А.А., Алексеева Г.В., Ковалев С. Г. *Расслоенные интрузии западного склона Урала*. Уфа: Гилем, 2000. 188 с.
2. Зимин И.А. Сарановское хромоворудное месторождение // *Труды / Уральск. НИИ геол., разведки и исследования минер. сырья*, 1938. Вып. 2. С. 163–188.
3. Ибламинов Р. Г. *Геологическая история Сарановского месторождения хромовых руд – отражение истории развития региона* // *Проблемы минералогии, петрографии и металлогении*. Пермь, 2002. с. 229-247.
4. Иванов О.К. *Расслоение хромитоносных ультрамафитов [Стратифицированные хромовые ультрамафиты Урала]*. Наука, Москва, 1990. 243 с.
5. Мартынов Ю.А. *Основы магматической геохимии*. – Владивосток: Дальнаука, 2010. – 228 с.: 121 рис., 14 табл.
6. Осовецкий Б.М. *Прецизионные методы исследования минералов: учебное пособие*. Пермский гос. нац.исслед. ун-т. – Пермь, 2021. – 156 с.: илл.
7. Ширяев П.Б., Вахрушева Н.В. *Трецинная тектоника хромититов главного Сарановского месторождения (Пермский край)*, 2022
8. Anders E. and Grevesse N. *Abundances of the elements: Meteoritic and solar* // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. Vol.53.1989. P. 197-214.
9. Sinha, Shyama P.; *Scientific Affairs Division, North Atlantic Treaty Organization* (1983). «The Europium anomaly». *Systematics and the properties of the lanthanides*. Pp. 550–553.

ЛИТОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И УСЛОВИЯ НАКОПЛЕНИЯ НЕОКОМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВАНДАМСКОЙ ЗОНЫ (ЮЖНЫЙ СКЛОН БОЛЬШОГО КАВКАЗА, АЗЕРБАЙДЖАН)

Гулиев Эмин Халыг оглы

*Институт геологии и геофизики Министерства науки и образования
Азербайджанской Республики, аспирант 3 курса, г. Баку
e-mail: guliyevemin@outlook.com*

*Научный руководитель: д.г.-м.н., член-корреспондент Национальной академии наук
Азербайджана, Алиева Эльмира Гаджи-Мурад*

Аннотация: Проведено геохимическое исследование неокомских отложений Вандамской зоны с целью выявления палеогеографических и палеоклиматических особенностей их осадконакопления. По результатам анализа микроэлементного состава было установлено, что накопление кепучской и гыркхбулагской свит происходило в условиях слабосоленого палеобассейна с окислительной средой и доминирующей ролью семиаридного климата.

Ключевые слова: геохимические индикаторы, Вандамская зона, палеоклиматические условия, палеосоленость, окислительно-восстановительные условия.

LITHOGEOCHEMICAL CHARACTERISTICS AND CONDITIONS OF ACCUMULATION OF NEOCOMIAN SEDIMENTS OF THE VANDAM ZONE (SOUTHERN SLOPE OF THE GREATER CAUCASUS, AZERBAIJAN)

Guliyev Emin

*Institute of Geology and Geophysics of the Ministry of Science and Education
3 rd year PhD Student, Baku*

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Corresponding Member of ANAS Aliyeva Elmira

Abstract: Geochemical analysis of Neocomian deposits of the Vandam zone was carried out with the aim of determining the paleogeographic and paleoclimatic features of their accumulation. Based on the results of trace element composition it was found that the formation of Kepuch and Gyrkhubulag Formations took place in a paleoenvironment dominated by semiarid paleoclimate, oxic conditions, and brackish water.

Keywords: geochemical indicators, the Vandam zone, paleoclimatic conditions, paleosalinity, redox conditions.

Изучение меловых отложений южного склона Большого Кавказа имеет длительную историю. Однако, несмотря на это работ, посвященных геохимическим особенностям этих отложений немного. Как известно, литохимические особенности и геохимическая специализация осадочных пород играют ключевую роль в определении условий накопления осадков, предоставляя информацию о составе пород питающих провинций, условиях выветривания, транспортировки и отложения [1]. Практически полное отсутствие детальных реконструкций условий среды, выполненных с применением комплекса геохимических индикаторов, обуславливает актуальность настоящей работы. С этой целью объектом для исследования послужили неокомские терригенные отложения, изученные по коренным обнажениям. Отбор образцов проведен по кепучской свите по трем разрезам, а по гыркхбулагской – по двум. Аналитические исследования выполнены методом масс-спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой (ИСП-МС) в лаборатории геохимии, геохронологии и изотопной геологии Миланского Государственного Университета (Università degli Studi di Milano).

Согласно тектонической схеме территории Азербайджана, Вандамская зона относится к числу сложных по строению и истории развития структурных единиц южного склона Большого Кавказа, в пределах которого на поверхности обнажаются, главным образом, осадочные и вулканогенные образования мела [5]. В типовом разрезе неокома для Вандамской зоны выделяются две свиты: кепучская и гырхбулагская. Кепучская свита представлена внизу массивными пластами известняков, мергелей и туфопесчаников, а выше располагается толща светло-серого карбонатно-терригенного флиша. Соответствует валанжину (вместе с берриасом) [4]. Проанализированные песчаники и алевропесчаники кепучской свиты характеризуются концентрациями SiO_2 , варьирующимися от 55.61 до 79.27 мас. %, и Al_2O_3 от 6.41 до 10.36 мас. %. Средние содержания TiO_2 , Na_2O , MgO , K_2O , MnO , Fe_2O_3 общ., P_2O_5 составляют 0.41, 1.09, 1.66, 1.58, 0.08, 3.79, 0.09 масс % соответственно.

Гырхбулагская свита соответствует готериву и представлена темно-серым терригенно-карбонатным флишем, заметно отличаясь от кепучской свиты своим исключительно терригенным характером. Главной составной частью терригенно-карбонатного флиша являются глинистые сланцы, переслаивающиеся с маломощными прослоями известковистых мелкозернистых песчаников и алевролитов. Местами в составе толщи появляются редкие прослои рассланцованного пелитоморфного известняка [4]. Для алевропесчаников гырхбулагской свиты характерен разброс концентраций SiO_2 (от 61.41 до 70.14 %, в среднем 67.56 %) и Al_2O_3 (от 10.71 до 17.55 %, в среднем 13.80 %). Также были определены Na_2O (1.24–1.42, среднее значение 1.31 %), MgO (1.35–2.90, среднее значение 1.92 %), K_2O (1.57–3.66, среднее значение 2.46 %), CaO (0.43–1.10, среднее значение 0.69 %), TiO_2 (0.58–0.69, среднее значение 0.64 %), MnO (0.01–0.06, среднее значение 0.04 %), P_2O_5 (0.11–0.12, среднее значение 0.11 %), Fe_2O_3 общ. (4.50–6.65, среднее значение 5.78%) и установлена закономерность их распределения в породах $\text{SiO}_2 > \text{Al}_2\text{O}_3 > \text{Fe}_2\text{O}_3 > \text{K}_2\text{O} > \text{MgO} > \text{Na}_2\text{O} > \text{CaO} > \text{TiO}_2 > \text{P}_2\text{O}_5 > \text{MnO}$.

На основе полученных геохимических показателей отложений кепучской и гырхбулагской свит проведен расчет различных геохимических индексов для дальнейшей реконструкции возможных условий осадконакопления пород (табл.).

Таблица

Элементные отношения пород кепучской и гырхбулагской свит

Свита	№ проб	Sr/Ba	U/Th	B/Ga	Ga/Rb	$\text{K}_2\text{O}/\text{Al}_2\text{O}_3$	ГМ ¹	CIA ²
Кепучская свита	SQ-1	0.67	0.22	6.55	0.12	0.21	0.24	66.6
	KC-1	1.48	0.26	5.39	0.17	0.13	0.30	56.07
	KC-3	1.38	0.21	5.67	0.17	0.12	0.30	55.9
	DC-1	0.50	0.21	4.34	0.17	0.17	0.25	68.8
	DC-3	0.12	0.25	3.97	0.16	0.18	0.16	67.2
	DC-4	0.21	0.19	3.81	0.14	0.21	0.29	69.2
Гырхбулагская свита	BC-1	0.14	0.18	4.95	0.13	0.20	0.50	71.9
	FL-1	0.16	0.43	5.78	0.13	0.17	0.36	73.7
	FL-2	0.31	0.39	5.88	0.14	0.14	0.34	64.8
	FL-3	0.26	0.34	6.16	0.11	0.16	0.31	65.8

Отношение Sr/Ba является важным индикатором солёности в палеобассейнах. Химические свойства стронция аналогичны свойствам бария, при этом растворимость стронция выше, что делает его особенно чувствительным к изменениям солёности воды. При повышении солёности воды сначала выпадает в осадок барий в форме BaSO_4 , а затем по мере продолжающегося увеличения солёности стронций также выпадает в осадок, образуя SrSO_4 . Следовательно, более высокое значение отношения Sr/Ba указывает на более высокую солёность. Отложения с отношением Sr/Ba < 1 обычно ассоциируются с пресноводными и слабосолеными условиями, в то время как отношение Sr/Ba > 1 указывает на морские условия с более высокой солёностью [6]. Значения Sr/Ba в исследуемых образцах, колеблющиеся от 0.1 до 1.48 со средним значением 0.52 в основном предполагают формирование в условиях с низкой солёностью, характерных для пресноводных или слабосоленых водоемов.

Индикаторами палеосолёности бассейна осадконакопления также могут выступать концентрации таких элементов как В и Ga. Содержание бора и галлия обычно выше в морских

отложениях, чем в пресноводных отложениях. Хотя концентрация бора в осадках зависит от различных факторов, таких как состав пород питающих провинций, климатические обстановки осадконакопления, степень зрелости отложений, влияние палеосолености на содержание бора является определяющим по сравнению с другими факторами. [3,8,11].

Значения соотношения урана к торию (U/Th) отражают окислительно-восстановительные характеристики среды осадконакопления: в окислительных условиях $U/Th \leq 0.75$; значение U/Th в пределах от 0.75 до 1.25 свидетельствует о среде, не содержащей кислород; в то время как для восстановительной среды характерно $U/Th > 1.25$ [10]. В анализируемых образцах кепучской свиты значения соотношения U/Th значительно ниже 0.75 (в среднем составляют 0.22), что чуть меньше по сравнению с показателями образцов гырхбулагской свиты (среднее значение $U/Th \sim 0.33$). Это свидетельствует о кислородных условиях осадконакопления.

Для более наглядного представления результатов были построены диаграммы Th/U-Sr/Ba [14 и B-Ga [13]. На этих диаграммах точки составов изучаемых пород сосредоточены в области составов типичных для кислородных фаций слабосоленых водоемов (рис. 1).

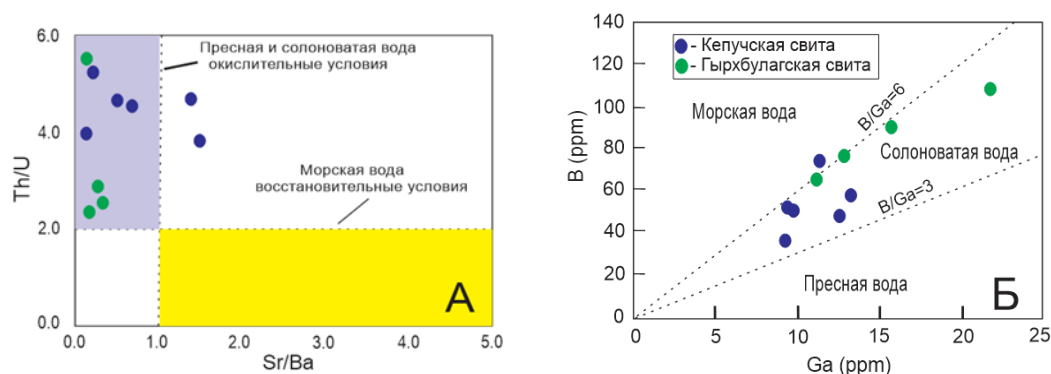


Рис. 1. Положение фигуративных точек состава пород кепучской и гырхбулагской свит на диаграммах Th/U-Sr/Ba (А) и B-Ga (Б)

Для реконструкции палеоклиматических обстановок осадконакопления осадочных образований в основном используются гидролизатный модуль Я.Э. Юдовича [7], индекс химической изменчивости CIA (Chemical Index of Alteration) [9], а также содержания основных петрогенных элементов и микроэлементов, чувствительных к климатическим изменениям [12].

Гидролизатный модуль (ГМ), который вычисляется по формуле (1), используется для разделения пород, содержащие продукты гидролиза (такие как каолинит, оксиды алюминия, железа, марганца), и кремнезем.

$$ГМ = (Al_2O_3 + TiO_2 + Fe_2O_3 + FeO) / SiO_2 \quad (1)$$

Повышенные значения этого индекса ($ГМ > 0.55$) характеризуют продукты гумидного выветривания и указывают на интенсивное и глубокое выветривание пород источников сноса, в то время как более низкие ($ГМ < 0.10$) значения свидетельствуют о высокой зрелости осадочных пород. По полученным значениям гидролизатного модуля (ГМ) (табл.) образцы кепучской свиты относятся к классу миосилитов (0.21–0.30), а образцы гырхбулагской свиты относятся к сиаалитам (0.31–0.50).

Интенсивность химического выветривания усиливается в теплых и влажных климатических условиях, и наоборот. Это связано с тем, что более высокие температуры и влажность способствуют химическим реакциям, включая гидролиз. В связи с этим, индикаторы, основанные на анализе соотношений содержания оксидов Al, K, Na, Ca, а также других литофильных и сидерофильных элементов могут быть использованы для оценки степени выветривания и реконструкции палеоклимата, так как эти элементы чувствительны к процессам гидролиза, окисления и растворения, являющимся ключевыми компонентами химического выветривания. Одним из таких индикаторов является индекс химической изменчивости CIA, который вычисляется по формуле (2):

$$CIA = [Al_2O_3 / (Al_2O_3 + CaO^* + Na_2O + K_2O)] \times 100 \quad (2)$$

,где в молярных пропорциях представлены литофильные элементы в окисной форме, CaO^* – содержание CaO в силикатах.

Для пород гырхбулагской свиты среднее значение индекса химической изменчивости (CIA) составляет 69.1 (минимум-64.8, максимум-73.7), а для пород кепучской свиты свойственна несколько меньшая средняя величина CIA (66.04, минимум-55.9, максимум-69.2). Эти значения указывают на умеренную интенсивность процессов химического выветривания, что свидетельствует о семиаридном климате. Это также подтверждается распределением точек состава песчаников и алевропесчаников кепучской и гырхбулагской свит на диаграмме K_2O/Al_2O_3 -Ga/Rb [2] (рис. 2), где большинство из них находится в зоне, типичной для обломочных пород, формирующихся в условиях прохладного и полусухого климата.

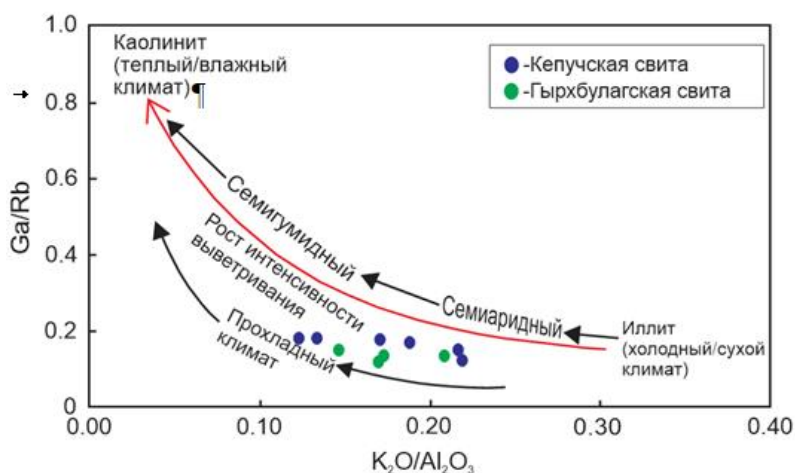


Рис. 2. Положение точек состава песчаников и алевропесчаников кепучской и гырхбулагской свит на диаграмме K_2O/Al_2O_3 - Ga/Rb

Таким образом, по результатам интерпретации геохимических данных предполагается, что образование кепучской и гырхбулагской свит происходило в семиаридном климате в условиях слабосоленого палеобассейна с окислительной средой осадконакопления.

Литература

1. А. В. Маслов. Использование лито- и геохимических данных для реконструкции условий накопления осадочных образований // *Металлогения древних и современных океанов*, 2006, стр. 25.
2. А. В. Маслов. К реконструкции палеоклиматических обстановок накопления отложений ашинской серии венда Южного Урала. // *Ежегодник -2013, вып. 161, 2014, с. 64-69*
3. А. В. Маслов и др. Литогеохимия тонкозернистых алюмосиликосластических пород серебрянской серии венда Среднего Урала // *Геохимия*, 2011, №10, стр 1032–1062
4. А. Г. Халилов. Стратиграфия Азербайджана // *Справочник*, Баку, 1978, стр. 67,77
5. Ак. А. Ализаде. Геология Азербайджана, том IV, Тектоника, Баку Издательство "Nafta Press", 2005, стр. 187
6. С. И. Меренкова и др. Реконструкция палеосолености и батиметрии Еникальского пролива в восточной части океана Паратетис в сарматское время по геохимическим данным // *ВЕСТ. МОСК. УН-ТА. СЕР. 4. Геология*, 2020, №3, стр. 38–39
7. Юдович Я.Э., Кемпис М.П. Основы литохимии. СПб.: Наука, 2000, 479 с
8. Ayman N. Qadrouh et. al. Mineralogical and geochemical imprints to determine the provenance, depositional environment, and tectonic setting of the Early Silurian source rock of the Qusaiba shale, Saudi Arabia // *Marine and Petroleum Geology*, 2021, p. 13
9. Fedo, C.M., Nesbitt, H.W. and Young, G.M. (1995) Unravelling the Effects of Potassium Metasomatism in Sedimentary Rocks and Paleosols, with Implications for Palaeo-Weathering Conditions and Provenance. // *Geology*, 23, 921-924.

10. Jones, B. and Manning, D.A.C (1994) *Comparison of Geochemical Indices Used for the interpretation of Paleoredox Conditions in Ancient Mudstones*. // *Chemical Geology*, 111, 111-129
11. P.E. Potter et. al. *Trace elements in marine and fresh-water argillaceous sediments*. // *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 1963, Vol. 27, pp. 669 to 694.
12. Wei, Gangjian et.al. *Major and trace element concentrations in sediments of ODP Hole 184-1144, South China Sea, during the last 230 ka and their paleoclimate implications*. // *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 212 (3-4), 2004, 331-342
13. Wei Wei. *Elemental proxies for paleosalinity analysis of ancient shales and mudrocks* // *Geochimica et Cosmochimica Acta*, Volume 287, 2020, pp. 341-366
14. Yongbo Wei. *Influence of a Paleosedimentary Environment on shale Oil Enrichment: A case study on the Shahejie Formation of Raoyang Sag, Bohai Bay Basin, China*, 2021, p. 11

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ОТЛОЖЕНИЙ УФИМСКОГО ЯРУСА В КУНГУРСКОМ РАЙОНЕ (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

Епифанов Виталий Владимирович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 1 курса магистратуры

e-mail: epifanovvit2001@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Пактовский Юрий Германович

Аннотация: Отложения уфимского яруса (P_{1u}) широко распространены на верхнем разрезе Кунгурского района Пермского края. Основная цель статьи, обобщить опубликованные данные о вещественном составе отложений, вывести закономерности присутствия или отсутствия различных минералов в шлихах и протолочных пробах.

Ключевые слова: уфимский ярус, вещественный состав, тяжелая фракция, минеральная ассоциация, эпидот.

MATERIAL COMPOSITION OF UFA STAGE SEDIMENTS IN THE KUNGURSKY REGION (PERM KRAI)

Epifanov Vitaly

Perm State University, 1st year master's Student, Perm

Scientific supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Paktovskiy Yuri

Abstract: Ufa Stage (P_{1u}) sediments are widespread in the upper section of the Kungursky district of Perm Krai. The main purpose of the article is to summarise the published data on the material composition of the sediments, to deduce the regularities of presence or absence of various minerals in schlichs and flow samples.

Keywords: Ufa Stage, material composition, heavy fraction, mineral association, epidote.

Изучение вещественного состава отложений, является важным фактором в геологическом изучении отдельных регионов. На основании полученных данных о минеральном составе тяжелой фракции шлиховых и протолочных проб, можно сделать выводы о палеообстановках материнских пород отложений, а также условий генезиса терригенных пород. Принимая во внимания данные факторы, автор работы задался целью изучить имеющиеся данные о вещественном составе верхних по разрезу отложений пермского возраста. Территорией изучения выбран Кунгурский район, родной для автора регион.

Кунгурский муниципальный район расположен на Юго-востоке Пермского края в 100 км. от г. Перми. Площадь района составляет 4391 км² – 2,7% всей площади Пермского края [2].

В геологическом разрезе Пермского края представлены толщи различные по возрасту и составу. В работе рассмотрены пробы уфимского яруса пермской системы. Уфимский ярус подразделяется на два горизонта: соликамский и шешминский.

Данные о вещественном составе проб взяты из открытых источников (научных статей и сборников конференций). Так же в работе использовались результаты и выводы, полученные автором в ходе подготовки к Выпускной Квалификационной Работе бакалавра в 2023 году. В таблице 1 представлены номера проб, места их отбора, а также фамилии тех, чьи материалы использованы в данной работе. Места отбора проб приурочены к Бымско-Кунгурская впадине, отрицательной тектонической структуре первого порядка Волжско-Камской антеклизы. Находится в поле распространения пород уфимского яруса нижней перми [4].

Таблица 1

Таблица фактического материала

№	Место отбора проб	Исследователи
1-2	С. Калинино	Илалтдинов И.Я., Пономарева Г.Ю., Бадьянова И.В.
3-7	р. Бабка с. Кыласово	Семченко Л. А.
8-9	с. Мазунино	Епифанов В.В.

Для составления полного представления о вещественном составе отложений уфимского яруса на территории Кунгурского района, данные и выводы сравниваются с работой Осовецкого Бориса Михайловича. Так как, по мнению автора, данная научная работа имеет фундаментальное значение.

Разный уровень навыков и опыта в отборе и анализе проб привели к разному набору найденных минералов при количественном анализе. Но это не мешает проследить важные тенденции и прийти к общим выводам по всем пробам. Полный список минералов представлен в таблице 2.

Таблица 2

Вещественный состав проб

Минералы	Пробы									Осовецкий
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Группа эпидота	27,7	46,0	19,6	21,0	13,0	13,4	19,2	56,1	74,6	42,9
Хромшпинелид	13,0	3,2	0,4	1,2	0,4	1,2	1,6	-	-	0,8
Магнетит	27,1	11,8	-	-	-	-	-	-	-	17,7
Гематит	28,3	22,4	79,6	72,0	81,8	80,6	73,4	18,2	8,9	17,6
Ильменит	-	8,2	-	-	-	-	-	-	-	3
Гидрогетит	2,2	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Лейкоксен	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	0,3
Гранат	+	0,4	-	2,4	0,4	0,2	0,8	-	-	2,2
Ставролит	0,4	-	0,2	1,2	0,8	0,4	2,4	-	-	0,8
Циркон	0,9	0,2	2,0	1,8	1,8	4,2	2,0	4,5	4,0	0,6
Турмалин	-	-	-	0,2	-	-	0,6	1,5	2,0	-
Пироксен	0,2	0,2	-	-	-	-	-	-	-	1,4
Амфиболы	0,2	4,9	-	-	-	-	-	-	-	-
Актинолит	-	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-
Слюдистые агрегаты	-	-	-	-	-	-	-	1,5	1,2	0,1
Апатит	-	0,2	-	-	-	-	-	-	-	-
Рутил	-	-	-	0,2	-	-	-	-	-	-
Гидрогетит	-	-	-	-	-	-	-	18,2	8,9	2,8

Преобладание минералов группы эпидота прослеживается в большинстве анализируемых проб, что может свидетельствовать о эпидотовой минеральной ассоциации исследуемых отложений на территории Кунгурского района.

По Осовецкому Б.М., эпидотовая минеральная ассоциация более характерна для средне- и верхнепермских песчаников, но содержание эпидота в исследуемых пробах могут говорить о пограничном (нижне- и среднепермском) возрасте размываемых пород. Источником эпидота были породы зеленокаменной зоны Урала, но подвергшиеся интенсивному воздействию процессам метаморфизма, в результате которых ультраосновные породы были преобразованы в эпидозиты [1].

Для песчаников нижней перми наиболее характерна хромитовая минеральная ассоциация тяжелой фракции. В некоторых локальных районах хромитовые рудопоявления отсутствовали и главными минералами тяжелой фракции оказались характерные породообразующие минералы из ультраосновных пород (оливин, пироксены). [1]

Исходя из этого, наиболее вероятно, что пробы 1–7 относятся к уфимскому ярусу, так как в них, содержание эпидота самое низкое из исследуемых проб, а содержание хромшпинелидов высокое.

Такие устойчивые минералы как турмалин, циркон, гематит и слюдистые минералы так же присутствуют во всех пробах в различных процентных соотношениях.

Анализ исследуемого материала показал колебания в содержаниях минералов в тяжелой фракции. Доминирующим минералом является эпидот, его содержания понижаются с севера на юг на изучаемой площади.

Длительное во времени и протяженное в пространстве существование минеральной ассоциации эпидота, установленное путем детального изучения состава тяжелых фракций в пермских терригенных породах, представляет собой уникальное явление, имеющее важное палеогеографическое, петрологическое и седиментологическое значение. Он является результатом эрозии в течение значительного интервала геологического времени огромной массы метаморфизованных зеленокаменных пород на Урале [1]. Прделанная автором работа подтверждает данный тезис.

Литература

1. Osovetsky, B. (2023). *Mineral Associations of Permian Sandstones in the Pre-Kama Region*. In: Isaeva, E., Rocha, A. (eds) *Science and Global Challenges of the 21st Century – Innovations and Technologies in Interdisciplinary Applications*. Perm Forum 2022. Lecture Notes in Networks and Systems, vol 622. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-031-28086-3_22
2. Епифанов, В. В. Литологическая характеристика отложений шешминской свиты (Plu ss) в Кунгурском районе, Пермского края / В. В. Епифанов // *Геология в развивающемся мире : Сборник научных трудов по материалам XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых Пермь, Пермь, 13–14 апреля 2023 года* / Отв. редактор Н.В. Кулакова. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2023. – С. 26–31.
3. Илалудинов, И. Я. Минеральный состав тяжелой фракции пермских песчаников Прикамья / И. Я. Илалудинов, Г. Ю. Пономарева, И. В. Бадьянова // *Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского*. – 2020. – № 23. – С. 163–166.
4. Семченко, Л. А. Шлиховое опробование в среднем течении реки Бабка (Кунгурский район, Пермский край) / Л. А. Семченко // *Геология в развивающемся мире : Сборник научных трудов по материалам XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых Пермь, Пермь, 13–14 апреля 2023 года* / отв. редактор Н.В. Кулакова. – Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2023. – С. 81–84.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД ОГОДЖИНСКОГО УЧАСТКА СЕЛЕМДЖИНСКОГО РАЙОНА (АМУРСКАЯ ОБЛАСТЬ)

Заманова Регина Илиатовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: zamanovar@yandex.ru*

Научный руководитель: старший преподаватель Томилина Елена Михайловна

Аннотация: Минералого-петрографическое изучение метасоматических и магматических горных пород. Значимость и составляющая пород, как вмещающих на угольных месторождениях, относящихся к Сугодинско-Огоджинской угленосной площади Селемджинского района Амурской области.

Ключевые слова: минерал, исследование, горные породы, угольное месторождение, Амурская область.

THE SUBSTANCE COMPOSITION OF THE HOST ROCKS OF THE OGODZHINSKY SITE OF THE SELEMDZHINSKY DISTRICT (AMUR REGION)

Zamanova Regina

Perm State University, 4 thyear Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Tomilina Elena

Abstract: Mineralogical and petrographic study of metasomatic and igneous rocks. The significance and component of rocks as containing coal deposits belonging to the Sugodinsko-Ogodzhinskaya coal-bearing area of the Selemdzhinsky district of the Amur region.

Keywords: mineral, research, rocks, coal deposit, Amur region.

Огоджинский участок относится к Сугодинско-Огоджинской угленосной площади, которая расположена в юго-восточной части Гербикано-Огоджинской угленосной площади, в геолого-структурном отношении приуроченной к краевому прогибу – Огоджинской впадине, расположенной на стыке Буреинского срединного массива с Монголо-Охотской геосинклинальной складчатой системой (рис. 1). Весь комплекс пород района можно разделить на три структурных этажа.

Фундамент представлен сложнодислоцированными метаморфическими породами протерозоя и интрузиями палеозойских гранитоидов. Второй структурный этаж представлен осадочными отложениями огоджинской свиты, залегающими моноклинально на эродированной поверхности фундамента с падением в северном, северо-восточном направлениях. К третьему структурному этажу отнесены вулканогенные образования андезитовой толщи, с явным угловым несогласием перекрывающие осадочные отложения огоджинской свиты и породы фундамента за пределами впадины.

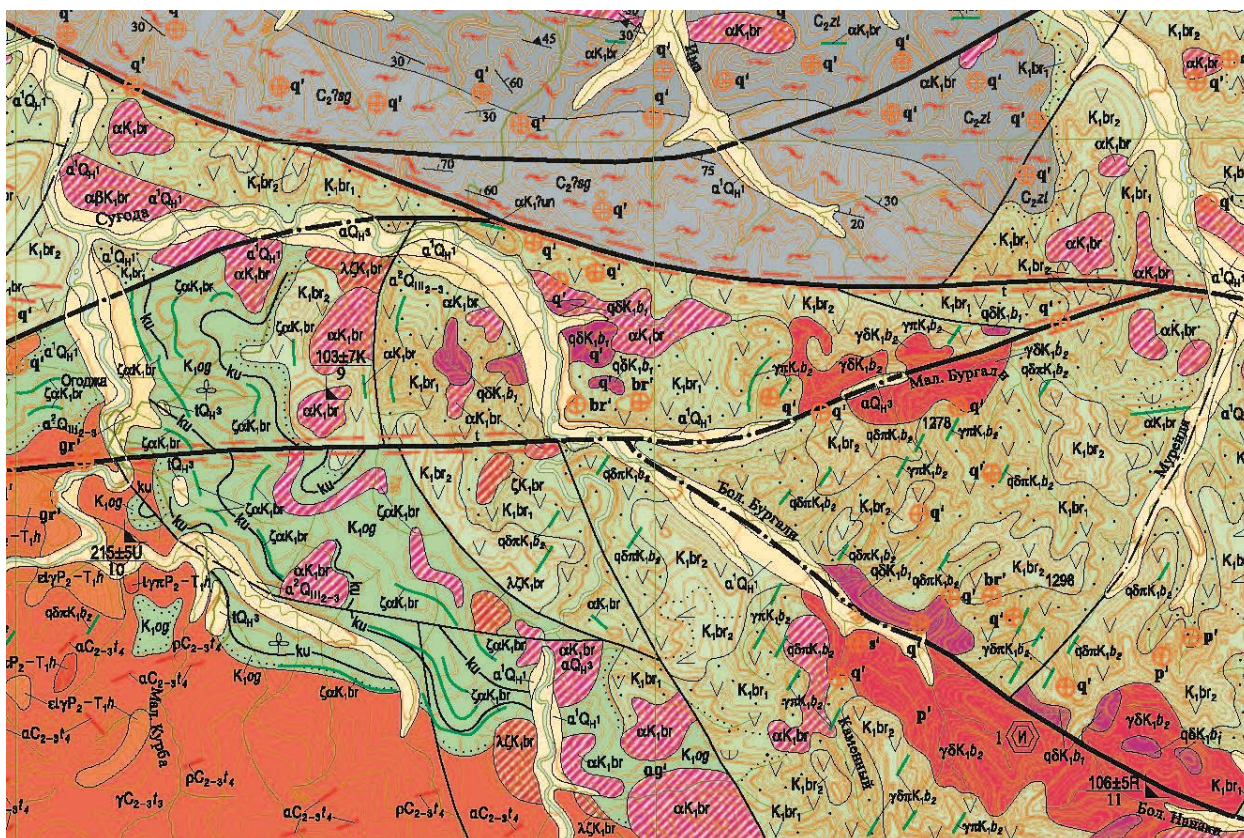


Рис. 1. Геологическая карта района, масштаб 1:200000 (Государственная геологическая карта Российской Федерации) [1]

Образцы, изученные в данной работе, были привезены автором в рамках производственной практики. К изучению магматических и метасоматических пород были применены несколько методик – макроскопический, микроскопический, рентгенофлуоресцентный анализ, рентгенофазовый анализ. В данной статье мы подробнее рассмотрим методы микроскопического описания, рентгенофлуоресцентный анализ и рентгенофазовый анализ

Исследования выполнены с использованием аппаратуры Центра коллективного пользования и Сектора наноминералогии ПГНИУ. Петрографическое изучение шлифов проведено на поляризационном микроскопе Meiji Techno ML9420 (Япония). Кроме этого сделаны снимки шлифов на оптическом микроскопе Olympus BX51 (Япония) в проходящем свете и в скрещенных николях при увеличении 50х. Рентгенофазовый анализ образцов выполнялся с применением рентгеновского порошкового дифрактометра D2 Phaser (аналитик Томила Е.М.). Рентгенофлуоресцентный анализ образцов был выполнен с применением волнодисперсионного рентгенофлуоресцентного спектрометра последовательного типа действий S8 Tiger (аналитик Казымов К.П.).

При описании образцов магматических и метасоматических горных пород определялась их окраска, структуры, текстуры, минеральный состав и вторичные изменения.

Для метасоматических пород характерна структура микрозернистая, мелкозернистая, среднезернистая, гетеробластовая, гранобластовая. Из главных породообразующих минералов преобладают кварц, полевой шпат и серицит. Из вторичных изменений наблюдаются замещения кальцитом и соссюритом. Характер вторичных изменений разный.

Магматические породы представлены долеритом и гранитом. Для долерита характерны структуры полнокристаллическая, офитовая, микрозернистая, мелкозернистая, среднезернистая, неравномернозернистая, гипидиоморфнозернистая. Породообразующие минералы клинопироксен и плагиоклаз. Для гранита характерны структуры полнокристаллическая, мелкозернистая, среднезернистая, неравномернозернистая, гипидиоморфнозернистая. Из главных породообразующих минералов преобладают плагиоклаз, кварц и биотит. Из вторичных изменений наблюдаются мirmekиты, замещения уралитом, кальцитом, хлоритом, соссюритом и лейкоксеном. Характер вторичных изменений разный [2].

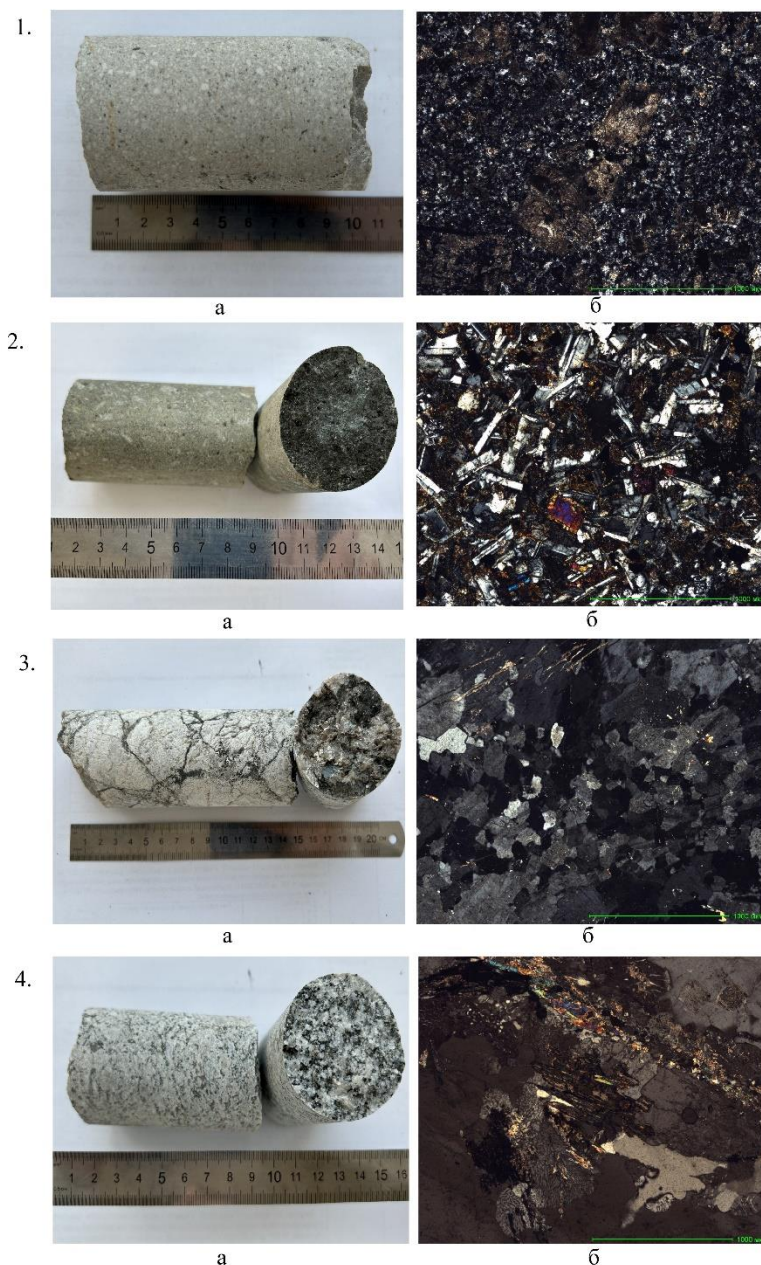


Рис. 2. 1, 3 – метасоматит; 2 – долерит; 4 – гранит;
а – общий вид, б – шлиф с анализатором

Для более точного определения состава горных пород был применен рентгенофазовый анализ, который основан на явлении дифракции рентгеновских лучей от кристаллической решетки минералов.

По результатам рентгенофазового анализа в кристаллической фазе метасоматических пород в образцах 1 и 3 преобладает кварц. Вторым главным породообразующим минерал – полевые шпаты. Также в первом образце присутствуют рудные минералы – пирит и гематит. В образце 2 преобладают полевые шпаты, кварц второй породообразующий минерал (табл. 1).

Для всех образцов магматических пород породообразующим минералом является плагиоклаз. Вторым породообразующим минералом является кварц. В образцах 3 и 5 присутствуют также рудные минералы – пирит и гематит (табл. 2).

Таблица 1

Количественное содержание минералов для метасоматических пород

Название минерала	Содержание, %		
	Образец 1	Образец 2	Образец 4
Кварц	44,6	40,2	45,1
Полевые шпаты	27,4	41,5	34,1
Слюда	2,3	8,7	14,5
Хлорит	15,3	9,6	6,3
Кальцит	4,4	0	0
Доломит	4,5	0	0
Пирит	1,2	0	0
Гематит	0,3	0	0
Сумма	100	100	100

Таблица 2

Количественное содержание минералов для магматических пород

Название минерала	Содержание, %		
	Образец 3	Образец 5	Образец 6
Плагиоклазы	70	45,2	75
КППШ	0	19	0
Клинопироксены	7,2	0	5,3
Хлорит	6,9	2,5	8,1
Кварц	13,1	24,4	11,2
Слюда	0	5,4	0
Кальцит	2,2	0,4	0,4
Доломит	0	2,5	0
Гематит	0,6	0,6	0
Сумма	100	100	100

С помощью минералого-петрографических исследований удалось качественно диагностировать минералы, определить их размер и форму, выявить особенности строения и сложения пород. Дали возможность определить абсолютный размер зерен, их относительный размер и взаимоотношение, а также как распределяются зерна минералов в породе. Что в свою очередь позволило более точно типизировать горные породы в соответствии с Петрографическим кодексом [3]. Три образца относятся к метасоматическим горным породам, остальные три образца к магматическим горным породам. Метасоматические горные породы представлены метасоматитами. Для магматических горных пород выполнялся рентгенофлуоресцентный анализ. По результатам химического состава трёх магматических образцов было выявлено, что образец 3 относится к основному отряду, нормальнощелочному подотряду, образец 5 относится к кислому отряду и нормальнощелочному подотряду и образец 6 к основному отряду, нормальнощелочному подотряду.

Литература

1. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1: 200 000. Издание второе. Серия Тугурская. Лист N-53-XXV (Экимчан). Объяснительная записка [Электронный ресурс]. URL: <https://www.geokniga.org/sites/geokniga/files/mapcomments/n-53-xxv-ekimchan-gosudarstvennaya-geologicheskaya-karta-rossiyskoy-federac.pdf> (дата обращения 31.03.2024)
2. Краснощёкова Л.А. Породообразующие минералы и структуры кристаллических пород: учебное пособие/Томский политехнический университет. Томск, 2009. – 84 с.
3. Петрографический кодекс России. Магматические, метаморфические, метасоматические, импактные образования. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб: ВСЕГЕИ, 2009. С. 20-71.

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА И СТРОЕНИЕ УЧАСТКА НЕДР «ВОЛОЖКА-1» (УДМУРТСКАЯ РЕСПУБЛИКА)

Кариев Радик Равилевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курса, г. Пермь
e-mail: radikpaw2002@gmail.com*

Холодилов Илья Витальевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курса, г. Пермь
e-mail: iliya.kholodilov@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Казымов Константин Павлович

Аннотация: В ходе выполнения данной работы были выполнены следующие задачи: изучение фондового материала, рассев грубообломочных аллювиальных отложений на полном наборе сит, анализ гранулометрического, петрографического и минерального состава отложений. В результате изучения данных отложений была определена минеральная ассоциация тяжелой фракции, на основании чего выявлены фациальные особенности отложений, их генетические особенности и источники питания. Проводилась оценка на перспективность данного проявления песчано-гравийных отложений для строительных целей в соответствии с ГОСТ.

Ключевые слова: минералогия, петрография, гранулометрия, аллювий, легкая фракция, тяжелая фракция, песчано-гравийная смесь, песок.

FEATURES OF THE COMPOSITION AND STRUCTURE OF THE «VOLOZHKA-1» SUBSOIL SITE (UDMURT REPUBLIC)

Kariev Radik

Perm State University 1 st year master's Student, Perm

Kholodilov Iliya

Perm State University 1 st year master's Student, Perm

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kazymov Konstantin

Abstract: In the course of this work, the following tasks were completed: study of stock material, sifting of coarse alluvial sediments on a full set of sieves, analysis of the granulometric, petrographic and mineral composition of sediments. As a result of studying these deposits, the mineral association of the heavy fraction was determined, on the basis of which the facies features of the deposits, their genetic characteristics and food sources were identified. An assessment was made of the prospects of this manifestation of sand and gravel deposits for construction purposes in accordance with GOST.

Keywords: mineralogy, petrography, granulometry, alluvium, light fraction, heavy fraction, sand-gravel mixture, sand.

Введение

Объектом исследования являются аллювиальные отложения участка недр «Воложка-1», расположенного на территории г. Ижевска, в северной части акватории Ижевского водохранилища.

На основе исследованного материала и обработки фондовых данных была поставлена цель – изучить аллювиальные отложения участка недр Воложка-1 с выяснением его генезиса и источника

питания отложений. Для изучения на кафедре минералогии и петрографии ПГНИУ была взята по 1 пробе песка и песчано-гравийной смеси (пгс) русловых отложений р. Иж.

Были поставлены следующие задачи:

1. Изучение фондового материала;
2. Рассев на стандартном наборе сит;
3. Разделение в бромформе двух классов ПАМ и ПГС и взвешивание тяжелой фракции;
4. Количественный минералогический анализ легкой и тяжелой фракции отложений по двум размерным классам с диагностикой минералов;
5. Петрографический анализ ПГС;
6. Выяснение генетической природы данных отложений и источников их питания на основе анализа полученных данных по гранулометрическому и минеральному составу;
7. Определение оценки пригодности ПАМ и ПГС для строительных целей по требованиям ГОСТов.

Физико-географическое положение

В административном отношении участок недр расположен на границе Октябрьского и Ленинского района г. Ижевска, в междуречье Вятки и Камы, в северной части Ижевского водохранилища, возведенном на несудоходной р. Иж, правом притоке р. Кама (рис.1).

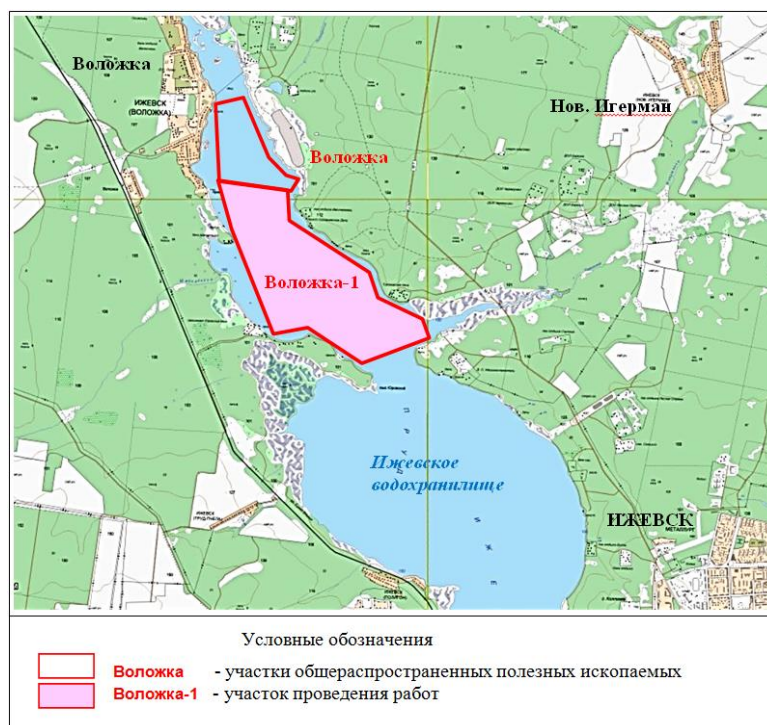


Рис.1. Обзорная карта района участка недр «Воложка-1». М. 1:60 000

Геологическое строение участка недр Воложка-1

Участок недр Воложка-1 на глубину, изученную скважинами, сложен современными четвертичными аллювиальными отложениями русловой фации голоцена (аН). Подстилающими продуктивными отложения породами являются отложения уржумского яруса ильинской свиты (P2il) среднего отдела пермской системы, представленные коричневыми и буровато-красными плотными глинами. Подстилающие породы вскрыты на глубину 0,1–0,3 м.

Залежь песчано-гравийного материала повсеместно перекрывается песчаными отложениями. Мощность песчано-гравийной залежи изменяется от 0,5 до 4,4 м, в среднем по скважинам, её вскрывшим – 1,86 м. Мощность песчаного слоя изменяется от 0,3 до 5,0 м, в среднем по участку – 3,46 м (рис. 2).

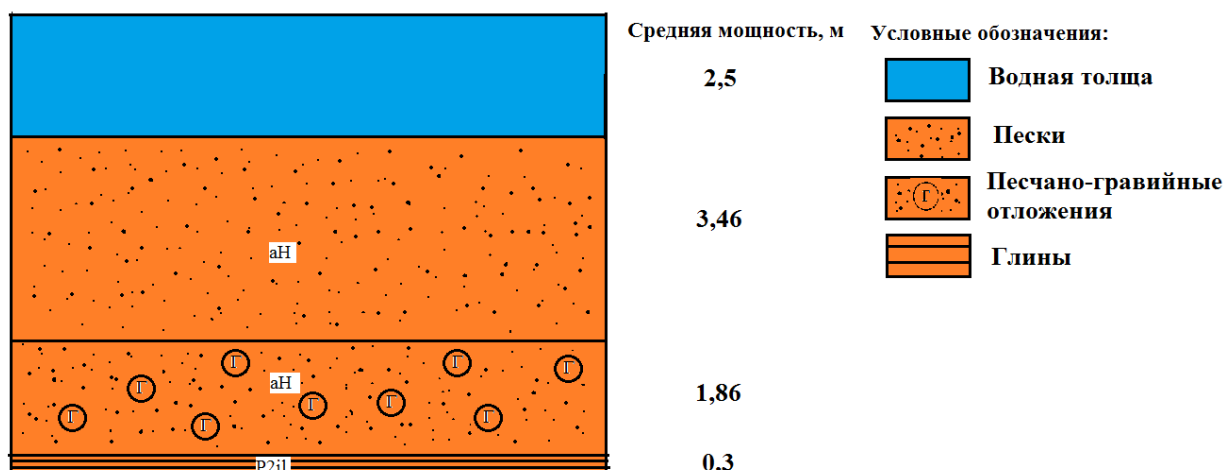


Рис 2. Геологический разрез участка недр «Воложка-1»

Методика работ

Комплекс литолого-минералогических анализов проводился на кафедре минералогии и петрографии ПГНИУ.

Отмучивание проб. Для избавления от пылевидных, глинистых и илистых примесей применяется процедура стандартной отмывки или отмучивания песка и песчано-гравийной смеси. Этот метод включает в себя залив песка водой, выдерживание в течение нескольких минут и удаление верхнего слоя загрязненной воды. После этого производится долив чистой воды и тщательное промывание песка до тех пор, пока вода над песком не станет прозрачной.

Гранулометрический анализ гравийно-галечного материала. Гравийно-галечная часть осадка высушивалась и рассеивалась на стандартных ситах с круглыми ячейками на 16 классов, мм: 40-31,5; 31,5-25,0; 25,0-20,0; 20,0-16,0; 16,0-12,5; 12,5-10; 10-8; 8-6,3; 6,3-5; 5-4; 4-3,15; 3,15-2,5; 2,5-2,0; 2,0-1,6; 1,6-1,25; 1,25-1,0. Каждый гранулометрический класс, взвешивался с точностью до 0,01 г.

Гранулометрический анализ ПАМ. Песчано-алевритовый материал (ПАМ) пробы высушивался и взвешивался на весах с точностью до 0,01 г. Потом проба рассеивалась на 12 классов, мм: 1,0-0,8; 0,8-0,63; 0,63-0,5; 0,5-0,4; 0,4-0,315; 0,315-0,25; 0,25-0,16; 0,16-0,125; 0,125-0,1; 0,1-0,08; 0,08-0,063; 0,063-0,05. Для этого использовался традиционный литологический набор сит, изготовленных лицензионным предприятием «Экрос-Балт» (г. Санкт-Петербург). Каждый гранулометрический класс взвешивался с точностью до 0,01 г.

Фракционирование. Две гранулометрические классы ПАМ 0,25-0,16 и 0,1-0,08 мм разделялись в тяжелой жидкости, с удельным весом 2,89 г/см³ (трибромметан) на легкую и тяжелую фракции. Затем эти классы частиц были взвешены на электронных весах с точностью до 0,01 г.

Минералогический анализ легкой и тяжелой фракций проводился посредством просмотра материала под бинокулярным стереоскопическим микроскопом Nikon SMZ 645 (Япония). Бралась представительная выборка зёрен: 500 для тяжелой и легкой фракции, по которым определялся минеральный состав каждого гранулометрического класса песчано-алевритового материала исследуемых отложений с диагностикой минералов на основе микроскопических (поляризационный микроскоп NikonEclipsis 100Pol, Япония), люминесцентных, иммерсионных методов, с определением оптических показателей, твердости, хрупкости, магнитности и других свойств минералов.

Петрографический анализ проводился путем разбора на различные горные породы гравийно-галечных отложений размером более 5 мм.

Расчетами получены данные: 1) гранулометрического состава отложений гравийно-галечной и песчано-алевритовой части осадка; 3) выход тяжелой и легкой фракций; 4) процентное содержание минералов легкой и тяжелой фракции, как по отдельным классам, так и валовые (средневзвешенные по классам); 4) петрографического состава гравийно-галечного материала.

Результаты исследования

В результате полученных данных гранулометрического отсева были построены гистограммы, отражающие распределение проб как ПГС (рис. 3), так и песка (рис. 7).

Гистограмма песчано-гравийных отложений отражает полимодальный тип распределения. По размерности данный тип осадков будет относиться к песчано-гравийным, т.к. песчаная мода существенно преобладает над гравийной.

Наблюдается существенный провал в гравийно-песчаной части с 3,15 до 0,63 мм.

Наиболее глубокий провал (дефицит) приурочен к классу 3,15-2,5 мм. Для данного дефицита был рассчитан показатель зрелости осадка по следующей формуле (1).

$$m = \frac{P_{\text{гал}} + P_{\text{пес}}}{P_{\text{min}}} \quad (1)$$

где $P_{\text{гал}}$ – содержание обломков в модальном узкоразмерном классе гравийно-галечной части распределения, %;

$P_{\text{пес}}$ – то же для песчаной части распределения, %;

P_{min} – минимальное содержание зерен в узкоразмерном дефицитном классе интервала между модами, %.

Было получено значение m , равное 174, что характеризует данные отложения как весьма зрелые [3].

В фациальном плане, как было сказано выше, данные песчано-гравийные отложения относятся к русловой макрофафии. Исходя из дробного гранулометрического анализа можно сделать более подробную фациальную классификацию. Так, отложения будут отнесены к пристрежневой фафии, значительно пониженное содержание гравийно-галечных обломков по сравнению с песчаными позволяет отнести рассматриваемые отложения к субфафии плесов.

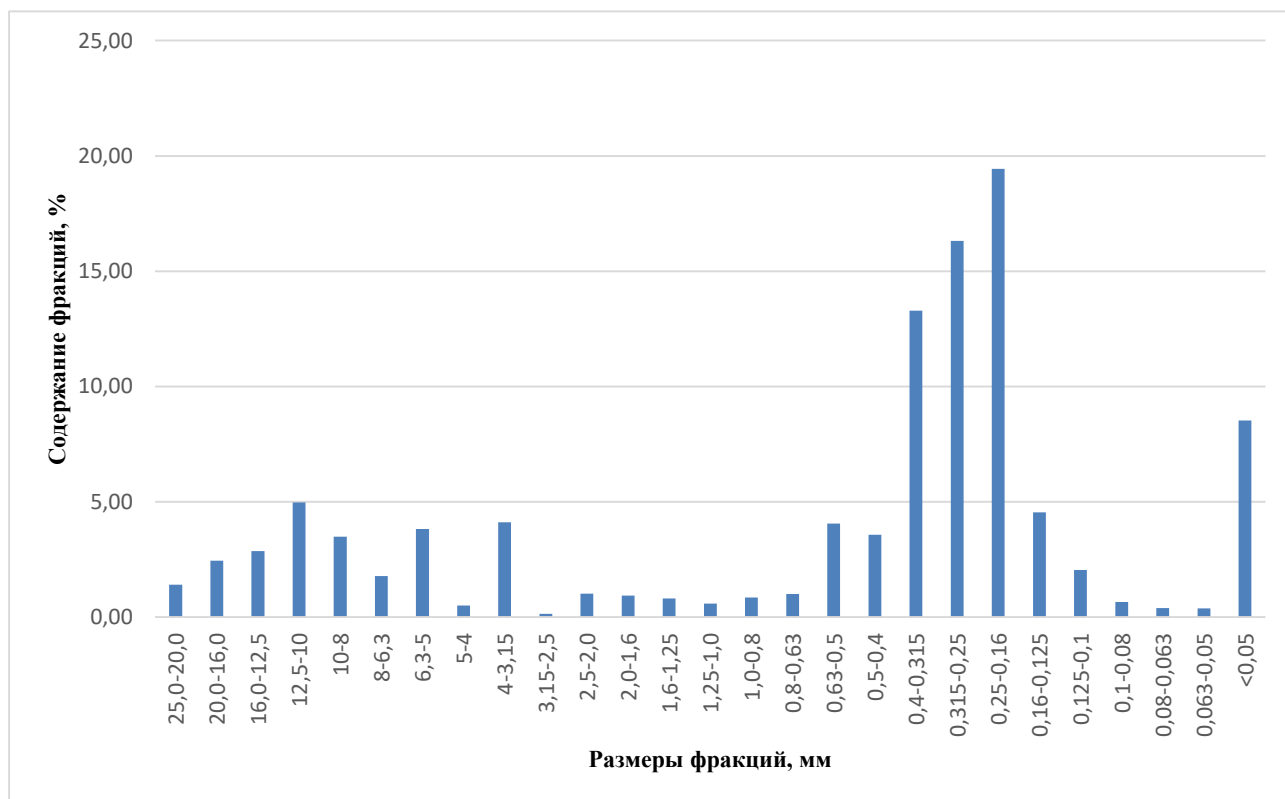


Рис. 3. Гистограмма распределения песчано-гравийной смеси у.н. Воложка-1

Полученный минералогический состав тяжелой фракции ПГС (рис. 4) позволяет сделать вывод об источнике данной тяжелой фракции и её распространения – терригенно-минералогической макропровинции [4]. В данном случае выявлена ильменит-эпидотовая ассоциация, указывающая на приуроченность данного района к уральской макропровинции.



Рис. 4. Минералого-петрографический состав тяжелой фракции ПГС у.н. Воложка-1

Минеральный состав легкой фракции песчано-алевритовой части (рис.5) и петрографический состав галечно-гравийной части (рис.6) явно различаются по своему составу. Для гравийно-галечной части характерно преобладание некрепких обломочных пород с карбонатно-глинистым цементом и известняков, тогда как для песчаной части отложений характерно преобладание кварца и кремнистых образований. Данное различие было вызвано скорее всего локальным источником галечно-гравийного материала, сносимого в отложения.

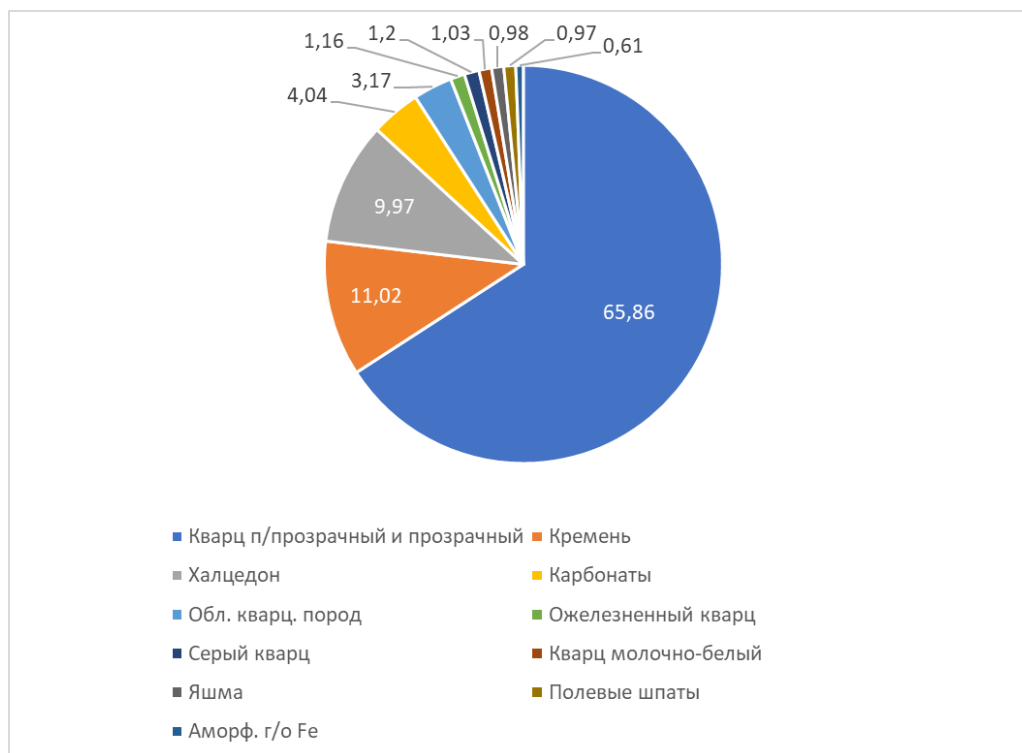


Рис. 5. Минералого-петрографический состав легкой фракции ПГС у.н. Воложка-1

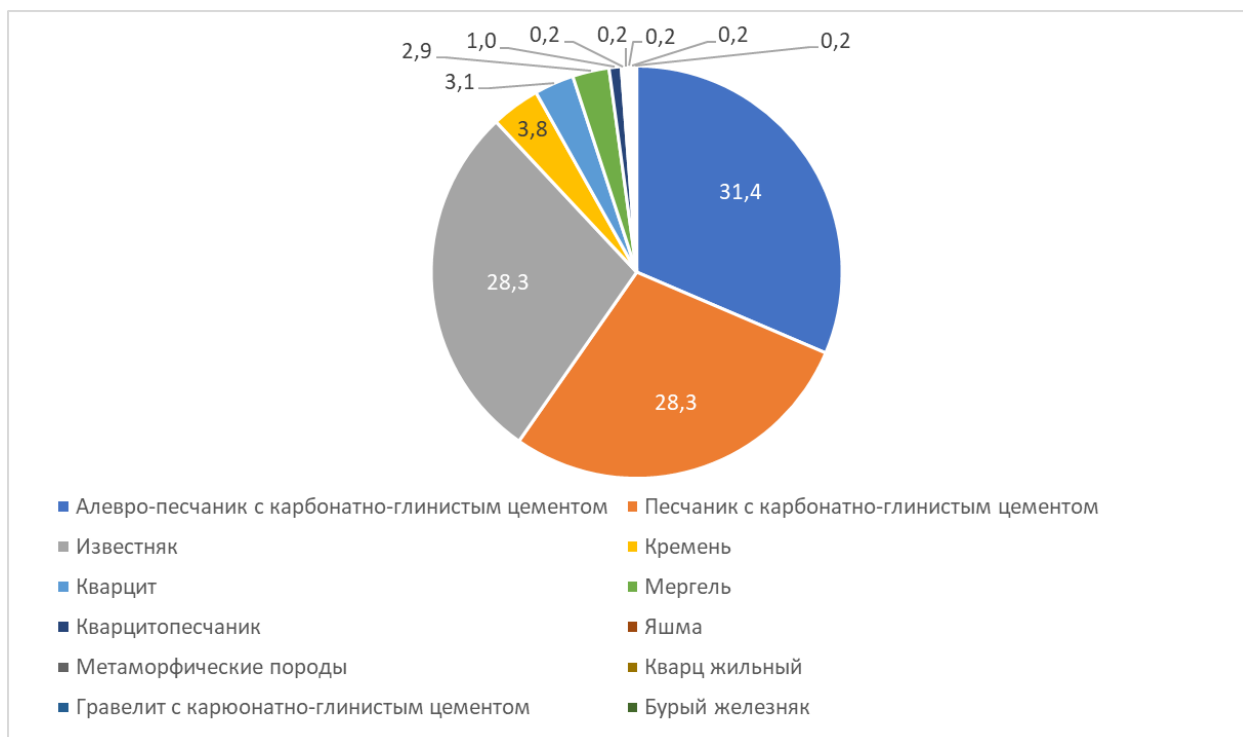


Рис. 6. Петрографо-минералогический состав галечно-гравийной части ПГС у.н. Воложка-1

Гистограмма распределения песчаных отложений имеет одномодальный тип распределения с модальным классом 0,25–0,16 (рис.7). Согласно десятичной классификации, песчаные отложения будут являться мелкозернистыми песками с хорошей степенью сортировки обломочного материала [3].

Данные отложения, исходя из конкретного одномодального распределения и модой в мелкозернистом классе, были отнесены к фации прирусловой отмели.

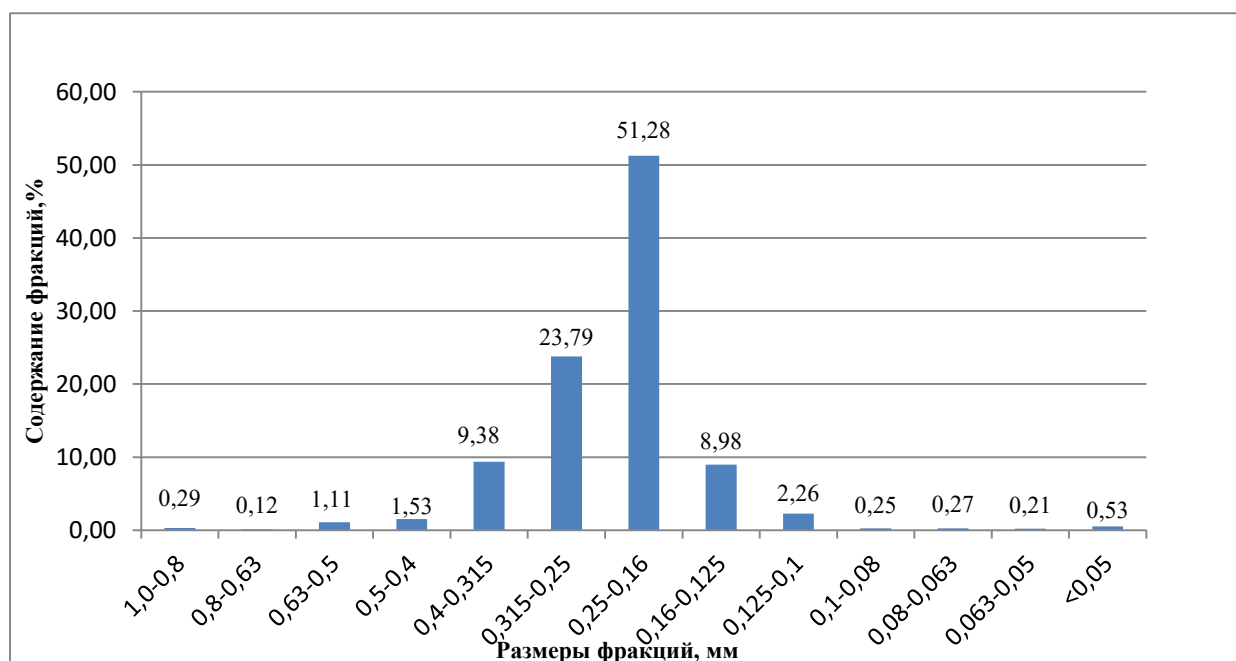


Рис. 7. Гистограмма распределения песчаных отложений у.н. Воложка-1

Минералогический состав тяжелой фракции (рис.8) показывает эпидотовую ассоциацию, и, как и в случае с песчано-гравийными отложениями, указывает приуроченность района к уральской макрорвинции.

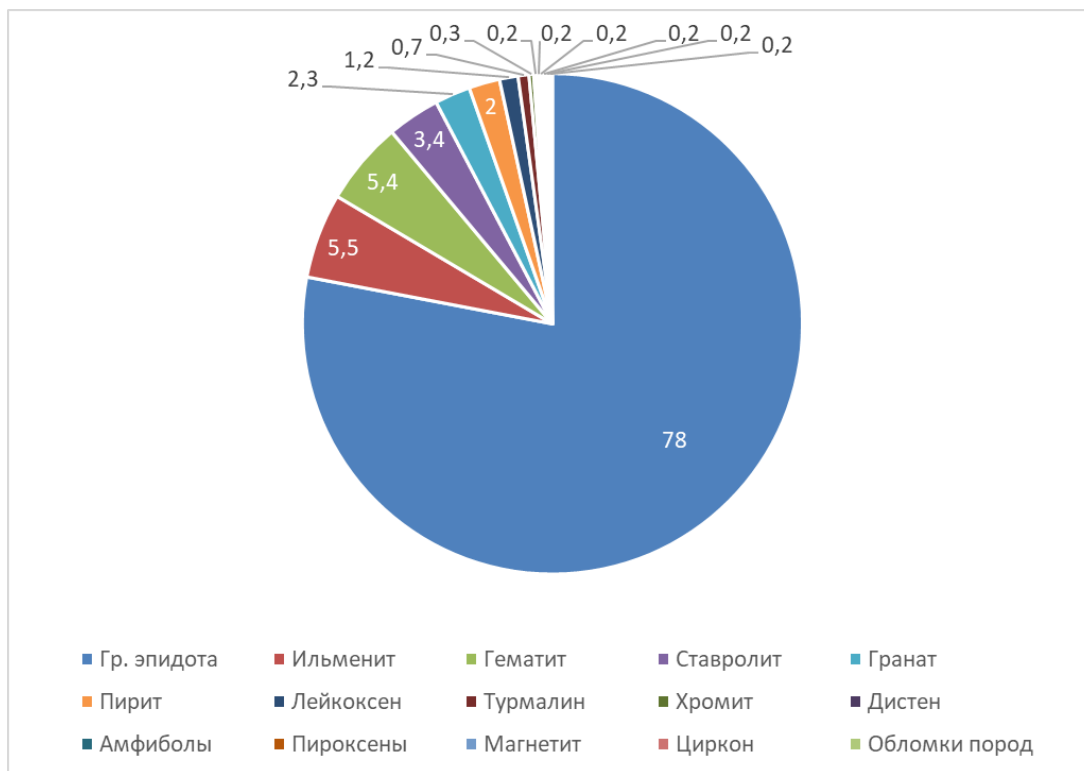


Рис. 8. Минералого-петрографический состав тяжелой фракции песчаных отложений у.н. Воложка-1

Минеральный состав легкой фракции песчаных отложений (рис.9) в целом повторяет тот же состав песчаных зерен песчано-гравийных отложений.

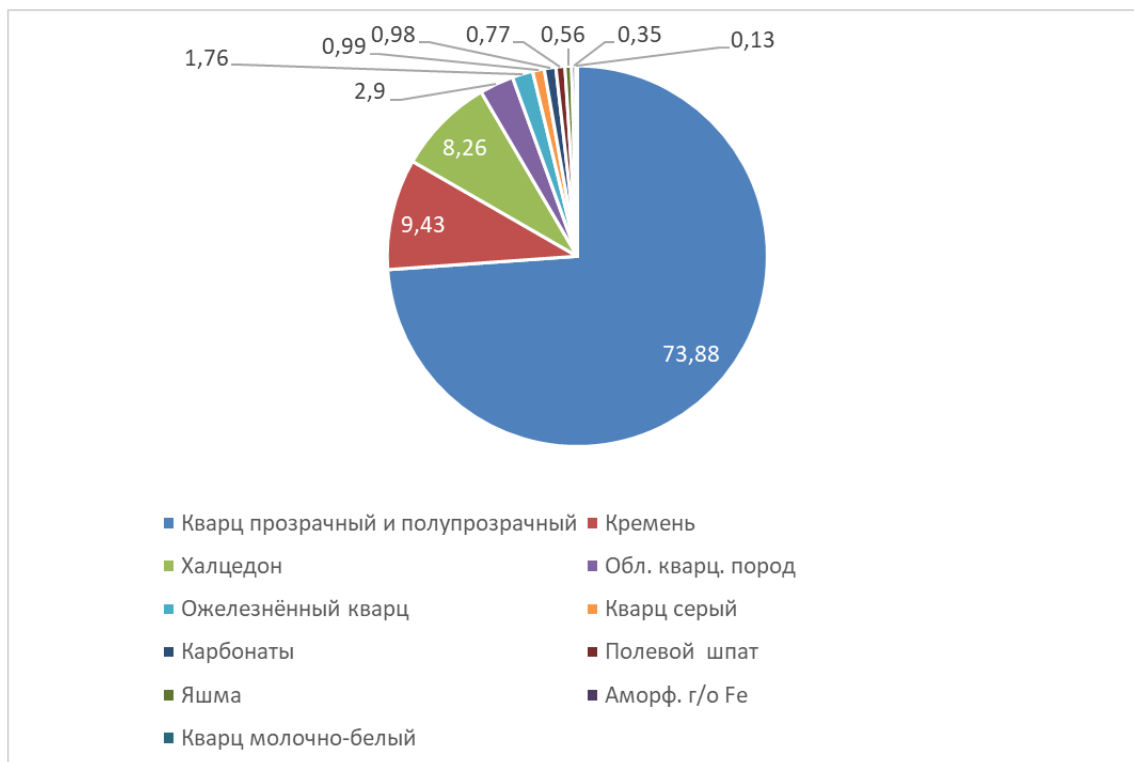


Рис. 9. Минералого-петрографический состав легкой фракции песчаных отложений Воложка-1

Из полученных данных гранулометрического отсева и минералого-петрографическим данным можно сделать некоторые выводы о пригодности ПГС и песка к добыче.

По ПГС, согласно ГОСТу 23735-2014 содержание зерен гравия (согласно этому же ГОСТу различной степени окатанности обломки размером от 5 до 70 мм) в природной песчано-гравийной смеси должно быть не менее 10% и не более 90 % по массе, в данном случае их содержание оценивается в 20,7 %, что удовлетворяет указанным кондициям.

Содержание пылевидных и глинистых частиц (менее 0,05 мм) в природной песчано-гравийной смеси не должно превышать 5 %. Данное требование не удовлетворяется в анализируемых ПГС, где данное содержание оценивается в 8,5 %.

Содержание частиц менее 0,16 мм не должно превышать 20 % по массе, что соответствует песчано-гравийным отложениям в данном исследовании, где данное содержание равно 16,5 %.

Также песчано-гравийные смеси не удовлетворяют кондициям по крепости пород, т.к. более 50 % гравийной части представлено некрепкими обломочными породами, легко подвергаемых к разрушению.

Заключение

Обобщая полученные результаты, можно сделать следующие выводы по ПГС и песку.

Песчано-гравийные отложения представляют из себя весьма зрелые аллювиальные отложения прибрежной фации субфации плесов.

Ильменит-эпидовая ассоциация данных отложений указывает на приуроченность района к Уральской макропровинции.

Согласно пригодности к добыче песчано-гравийные отложения не удовлетворяют кондициям по содержанию глинистых и пылеватых частиц, а также по крепости зерен гравия.

Возможным вариантом добычи данных ПГС может являться их последующее обогащение путем удаления глинистой составляющей.

Песчаная фракция данных отложений на 99,03% состоит из минералов легкой фракции, а по минеральному составу она является – кварцевой.

Выход минералов тяжелой фракции не значителен – 0,97%. Минеральная ассоциация тяжелой фракции как и у пгс – ильменит-эпидовая. Следовательно данная ассоциация минералов тяжелой фракции аллювия будет относиться к Уральской ТММП, а источником питания является размыв пермских отложений Уральской горной системы [4].

Гистограмма распределения песчаных отложений имеет одномодальный тип распределения с модальным классом 0,25-0,16. Согласно десятичной классификации, песчаные отложения будут являться мелкозернистыми песками с хорошей степенью сортировки обломочного материала, отнесенные к фации прирусловой отмели [3].

Изученные песчаные отложения были оценены в соответствии с ГОСТ на перспективность применения для строительных целей.

Согласно ГОСТ 8736-2014 содержание пылевидных и глинистых частиц в очень мелком песке класса II по согласованию с потребителем допускается до 7% по массе [2]. У этого песка 1,26%. Следовательно, песчаные отложения участка недр «Воложка-1» отвечают требованиям ГОСТа и может быть применим для строительных работ.

Литература

1. ГОСТ 23735-2014. Смеси песчано-гравийные для строительных работ. Технические условия
2. ГОСТ 8736-2014. Песок для строительных работ. Технические условия
3. Осовецкий Б.М. Дробная гранулометрия аллювия. Пермь, 1993. – 343 с.
4. Осовецкий Б.М. Тяжелая фракция аллювия. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 1986. 259 с.
5. Страхов Н.М., Бушинский Г.И., Пустовалов Л.В. Методы изучения осадочных пород. Том I.- Москва: ГОСГЕОЛТЕХИЗДАТ, 1957, 322 с.
6. Отчет поиски и оценка месторождения песчано-гравийной смеси и песка на участке недр воложка-1 на территории муниципального образования «город Ижевск» удмуртской республики. г. Ижевск, 2023. – 168 с.

СОСТАВ ПОРОД КОСТОМУКШСКОГО ЖЕЛЕЗОРУДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кривошеков Андрей Александрович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

e-mail: krivoshekovandriy@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Меньшикова Елена Александровна

Аннотация: Представлены результаты обобщения данных по минеральному и петрографическому составу пород Костомукшского железорудного месторождения как фактора формирования сточных вод, определяющего потенциальное воздействие на экологическую обстановку и изменение геохимических условий природной среды. Деятельность по разработке Костомукшского железорудного месторождения вносит вклад в перераспределение химических элементов в изучаемом районе. Прежде всего K, S, N, Li, Ni, Al, Mn и Fe. С учетом содержания элементов-примесей в породах месторождения перспективны к наблюдению в составе сточных вод Co, Sb, Cu, Ag, Ti, Zn.

Ключевые слова: джеспилиты, железо, сточные воды, химический состав, Костомукшское месторождение.

COMPOSITION OF ROCKS OF THE KOSTOMUKSHA IRON ORE DEPOSIT

Krivoshechekov Andrey

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Menshikova Elena

Abstract: The results of the generalization of data on the mineral and petrographic composition of the rocks of the Kostomuksha iron ore deposit as a factor in the formation of wastewater, determining the potential impact on the ecological situation and changes in the geochemical conditions of the natural environment, are presented. The development of the Kostomuksha iron ore deposit contributes to the redistribution of chemical elements in the studied area. First of all K, S, N, Li, Ni, Al, Mn и Fe. Taking into account the content of impurity elements in the rocks, the deposits are promising for observation in the composition of wastewater Co, Sb, Cu, Ag, Ti, Zn.

Keywords: jespilites, iron, wastewater, chemical composition, Kostomuksha deposit.

Актуальность темы исследований обусловлена важной геоэкологической задачей изучения процессов формирования сточных вод горнодобывающих территорий. В рудных районах, где ведется активная разработка месторождений полезных ископаемых, значительный интерес представляет анализ особенностей перераспределения химических элементов между породами и природными водными растворами (атмосферными осадками, поверхностными и подземными водами), которые определяют состав сточных вод предприятий и их потенциальное воздействие на экологическую обстановку и изменение геохимических условий природной среды.

Целью представленного исследования является характеристика состава пород рассматриваемого месторождения как источника химических элементов, формирующих сточные воды в результате добычи и обогащения руд. Главными задачами работы являются: поиск данных по теме исследований с использованием интернет ресурсов, включая общее рассмотрение вопросов эволюции накопления железа в истории Земли; обобщение опубликованных данных по влиянию химического состава пород на формирование сточных вод.

Изучаемая территория располагается в пределах Костомукшского железорудного месторождения, расположенного в северо-западной части республики Карелия в 30 км от

Государственной границы с Финляндией. Месторождение приурочено к горизонтам железистых кварцитов, участвующих в строении костомукшской свиты риодацит-железисто-кварцитово-й формации верхнего лопия (неоархея). Месторождение открытым способом отрабатывается АО «Карельский окатыш» (рис. 1). Основная продукция АО «Карельский окатыш» – высококачественные железорудные офлюсованные и неофлюсованные окатыши для металлургической промышленности.

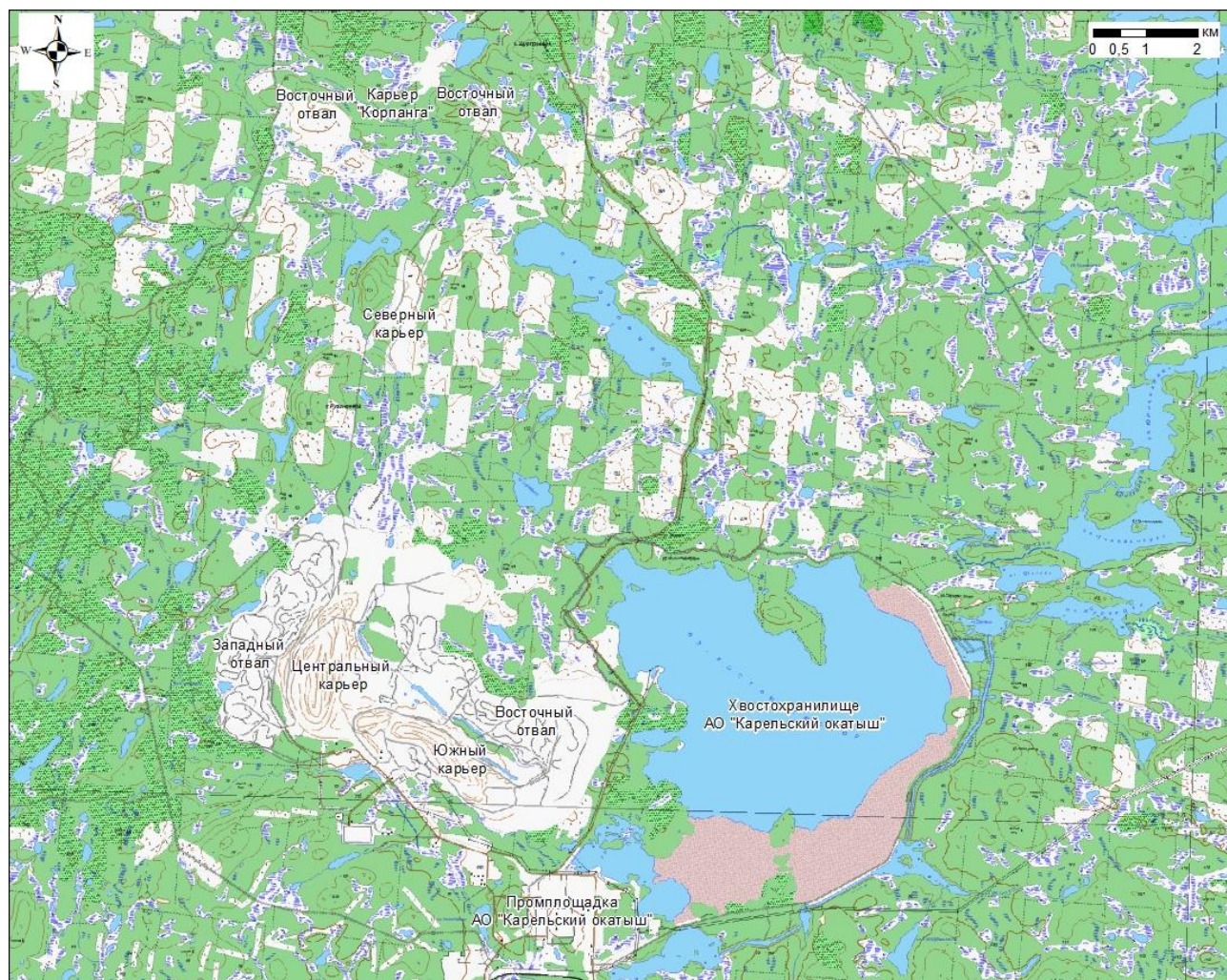


Рис. 1. Схема расположения объектов АО «Карельский окатыш»

На Костомукшском месторождении залегают неоархейские джеспилиты формирование которых в докембрийской истории Земли проходило в три ярко выраженных этапа – неоархейский (в течение 2,8-2,5 млрд лет), палеопротерозойский (в течение 2,5-2,3 млрд лет) и неопротерозойский (в течение 720-635 млн лет) [6]. Формирования концентраций железа в первом этапе совершалось в зеленокаменных поясах (морских бассейнах). Такие руды связаны с эффузивно-осадочными толщами, куда железо поступало из эндогенных источников. Общие запасы железных руд этого возраста составляют первые десятки миллиардов тонн [7,9].

Неоархейские джеспилиты Костомукшского месторождения – это породы формации полосчатого железа, которые залегают среди гнейсов гимольской серии. Костомукшская свита сложена кварц-биотитовыми и углистыми сланцами, биотит-магнетитовыми, грюнерит-магнетитовыми, магнетит-роговообманково-грюнеритовыми и другими кварцитами и их разновидностями. В минеральном составе рудной части разреза развит преимущественно магнетит и гематит. Нерудные представлены кварцем, амфиболами и биотитом. Акцессорные минералы – пирит, пирротин и апатит. Отличительными чертами месторождения является сложное, невыдержанное по мощности строение, частое переслаивание с безрудными прослоями, обилие наложенной кварц-сульфидной минерализации [10].

Таким образом, руды месторождения представлены магнетитовыми кварцитами костомукшского горно-промышленного типа. Основным рудным минералом железистых кварцитов

является магнетит (20-65%), гематит присутствует постоянно, но в среднем не более 2%, из сульфидов встречаются пирит, пирротин, редко халькопирит, арсенопирит, сфалерит, марказит, галенит. Силикатная часть представлена кварцем (20-50%), амфиболами (5-20%), биотитом (0-40%).

По составу силикатов магнетитовые кварциты разделяются на три природных разновидности:

Первый тип – щелочно-амфибол-магнетитовые кварциты, содержащие 40-60% магнетита, 30-50% кварца и не более 10% щелочных амфиболов (рибекита и эгирина). Руды этого типа отличаются наиболее крупными агрегатами магнетита и характеризуются лучшей обогатимостью.

Второй тип – биотит-магнетитовые кварциты, содержащие не более 15% биотита и 30-50% магнетита, иногда до 30% карбоната (анкерита или магнезио-доломита).

Третий тип – грюнерит-роговообманково-магнетитовые и грюнерит-магнетитовые кварциты, содержащие 35-50% кварца, 20-35% магнетита и повышенное (до 10%) по сравнению с двумя первыми типами количество пирротина и акцессорного апатита (до 3%), которые несут серу и фосфор, являющиеся вредными примесями.

Среднее содержание железа магнетитового ($Fe_{\text{магн}}$) снижается от первого типа руд к третьему. В Основной рудной залежи преобладает первый природный тип руд, в залежи Переслаивания – второй (57%) и третий (22%) типы, при этом доля третьего типа возрастает в мелких рудных телах и на выклинивании крупных тел [11].

Основное влияние Костомукшского горно-обогатительного комбината на водные объекты выражается в поступлении техногенных вод, среди которых можно выделить:

1. *Карьерные воды*, которые на Костомукшском месторождении закачиваются в хвостохранилище их общий объем составляет около 9 млн м³/год.

2. *Попуски воды из хвостохранилища* в систему р. Кенти, их объем зависит от водности года и в среднем достигает около 14 млн м³/год.

3. *Фильтрационные воды*, поступающие из хвостохранилища и с отвалов вскрышных пород.

Особенностями техногенных вод являются их высокая минерализация и аномальное соотношение главных катионов, а также значительное количество азотсодержащих веществ, микроэлементов (Ni, Li, Mn) и Al (в воде, фильтрующейся с отвалов). Для этих вод характерны низкие концентрации органического вещества и $P_{\text{общ}}$ [2,4,5].

В воде хвостохранилища за период с 1994 г. по настоящее время величина минерализации увеличилась почти в два раза (с 400 до 800 мг/л), содержание анионов сульфатов – в шесть раз (с 60 до 350 мг/л) (рис. 2).

Основное антропогенное влияние на водные объекты системы р. Кенти оказывают попуски воды из хвостохранилища и сток из отводных каналов. Как следствие, в настоящее время по всей системе сформировался техногенно измененный сульфатно-калиевый тип вод. В химическом составе воды всех объектов системы отмечено существенное увеличение минерализации, содержания K^+ , SO_4^{2-} , NO_3^- , Li и Ni по сравнению с их природным состоянием.

Формирование состава сточных горнодобывающих территорий обусловлено активным взаимодействием природных и технологических вод с рудой и вмещающими породами. Известно, что горные породы являются постоянным и безграничным источником химических элементов, которые в твердой фазе являются инертными и только с помощью воды вовлекаются в активное взаимодействие. В свою очередь вода, химически взаимодействуя, в процессе фильтрации с горными породами меняет состав и формирует тот или иной геохимический тип, который ассоциирует со строго определенным минеральным комплексом. Так характер взаимодействия воды с первичными алюмосиликатами меняется в зависимости от продолжительности контакта воды с горными породами – на разных этапах взаимодействия система формирует разные гидрогенно-минеральные комплексы [8].

Наличие большого количества первичных алюмосиликатных минералов находящихся в состоянии насыщения оксидами и гидроксидами алюминия и железа, способствуют активному развитию сорбционных процессов в воде, а также выводу из раствора минералообразующих элементов и ряда других химических элементов, сорбированных на поверхности вторичных минералов [3].

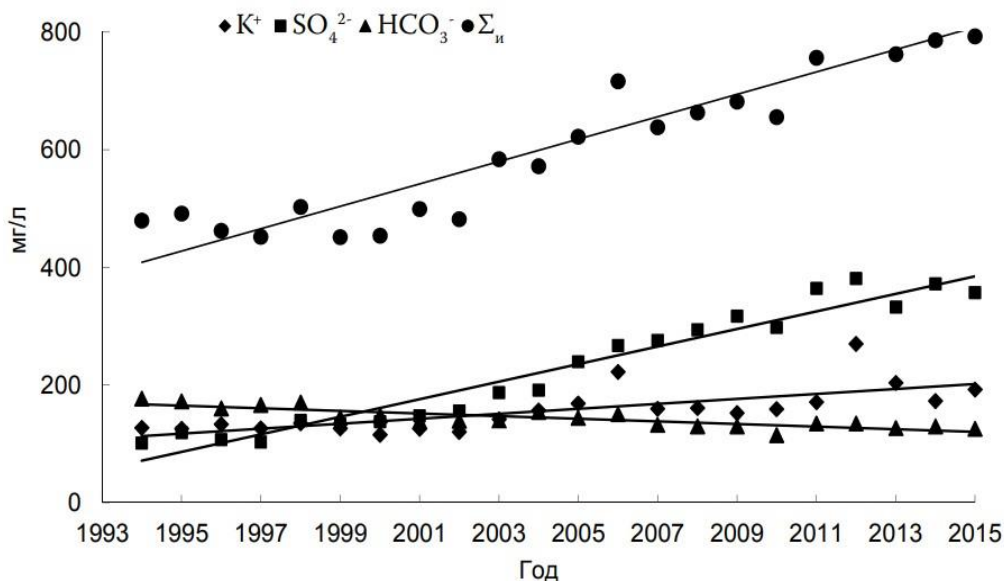


Рис. 2. Многолетняя динамика минерализации, содержания K^+ , SO_4^{2-} и HCO_3^- в воде хвостохранилища [5]

Ниже приведены обобщенные данные по минеральному составу пород Костомукшского месторождения как источника компонентов сточных вод, формулы минералов приведены по данным каталога Catalogmineralov.ru [12] и учебного издания А.Г. Бетехтина [1].

SO₄²⁻: пирит FeS_2 (примеси Co, Ni, As, Sb, Cu, Ag, Au); пирротин Fe_7S_8 (примеси Ni, Co, Cu); марказит FeS_2 (примеси Cu, As, Sb, Co, Tl, Bi); галенит PbS (примеси Fe, Mn, Ag, Cu, Bi, Se, As, Sb, Zn);

K⁺: биотит $K(Mg, Fe^{2+})_3[Si_3Al]O_{10}[OH, F]_2$ (примеси Ti, Na, V, Li, Mn, Ba, Sr); эгирин $NaFe^{3+}[Si_2O_6]$ (примеси K, Ca, Mn, Mg, Al, Ti, V); роговая обманка $Ca_2Na(Mg, Fe^{2+})_4(Al, Fe^{3+})[(Si, Al)_4O_{11}][OH]_2$ (примеси K, F, Ti);

Al³⁺: биотит $K(Mg, Fe^{2+})_3[Si_3Al]O_{10}[OH, F]_2$ (примеси Ti, Na, V, Li, Mn, Ba, Sr); роговая обманка $Ca_2Na(Mg, Fe^{2+})_4(Al, Fe^{3+})[(Si, Al)_4O_{11}][OH]_2$ (примеси K, F, Ti); эгирин $NaFe^{3+}[Si_2O_6]$ (примеси Al, K, Ca, Mn, Mg, Ti, V); рибекит $Na_2(Fe_3^{2+}Fe_2^{3+})Si_8O_{22}(OH)_2$ (примеси Al, Ti, Mg, Mn);

Mn: пирротин Fe_7S_8 (примеси Mn, Ni, Co, Cu, Zn); халькопирит $CuFeS_2$ (примеси Mn, Sb, Au, Ag, Se); сфалерит ZnS (примеси Mn, Cd, Hg, In, Tl, Ga, Ge, Sb, Sn, Pb, Ag); галенит PbS (примеси Mn, Ag, Cu, Fe, Bi, Se, As, Sb, Zn); рибекит $Na_2(Fe_3^{2+}Fe_2^{3+})Si_8O_{22}(OH)_2$ (примеси Mn, Ti, Mg, Al); эгирин $NaFe^{3+}[Si_2O_6]$ (примеси Mn, K, Ca, Mg, Al, Ti, V); биотит $K(Mg, Fe^{2+})_3[Si_3Al]O_{10}[OH, F]_2$ (примеси Mn, Ti, Na, V, Li, Ba, Sr); анкерит $CaFe[CO_3]_2$ (примеси Mn, Ce, La, TR, Mg); доломит $CaMg[CO_3]_2$ (примеси Mn, Fe, Co, Pb, Zn); апатит $Ca_{10}(PO_4)_6(OH, F, Cl)_2$ (примеси Mn, Fe, Sr, Al, Th);

Li: биотит $K(Mg, Fe^{2+})_3[Si_3Al]O_{10}[OH, F]_2$ (примеси Li, Ti, Na, V, Mn, Ba, Sr);

Ni: пирит FeS_2 (примеси Ni, Co, As, Sb, Cu, Ag, Au); пирротин Fe_7S_8 (примеси Ni, Co, Cu); арсенопирит $FeAsS$ (примеси Ni, Co);

NO₃⁻: Взрывчатые вещества при карьерной отработке;

Fe: магнетит Fe_3O_4 ; гематит Fe_2O_3 ; грюнерит $Fe^{3+}_7[Si_4O_{11}]_2[OH]_2$; пирротин Fe_7S_8 (примеси Ni, Co, Cu); пирит FeS_2 (примеси Ni, Co, As, Sb, Cu, Ag, Au); арсенопирит $FeAsS$ (примеси Ni, Co); марказит FeS_2 (примеси Cu, As, Sb, Co, Tl, Bi); рибекит $Na_2(Fe_3^{2+}Fe_2^{3+})Si_8O_{22}(OH)_2$ (примеси Al, Ti, Mg, Mn); роговая обманка $Ca_2Na(Mg, Fe^{2+})_4(Al, Fe^{3+})[(Si, Al)_4O_{11}][OH]_2$ (примеси K, F, Ti); эгирин $NaFe^{3+}[Si_2O_6]$ (примеси Al, K, Ca, Mn, Mg, Ti, V); биотит $K(Mg, Fe^{2+})_3[Si_3Al]O_{10}[OH, F]_2$ (примеси Ti, Na, V, Li, Mn, Ba, Sr); анкерит $CaFe[CO_3]_2$ (примеси Ce, La, TR, Mg, Mn); апатит $Ca_{10}(PO_4)_6(OH, F, Cl)_2$ (примеси Fe, Mn, Sr, Al, Th); галенит PbS (примеси Fe, Mn, Ag, Cu, Bi, Se, As, Sb, Zn);

Минерализация вод: дезинтеграция руд, способствующая активному растворению минералов; обратное водоснабжение.

Проведенная работа позволяет сделать заключение о том, что деятельность по разработке Костомукшского железорудного месторождения и производству продукции АО «Карельский окатыш» вносит вклад в перераспределение химических элементов в изучаемом районе. Прежде всего: K, S, N, Li, Ni, Al, Mn и Fe. С учетом содержания примесей в породах месторождения перспективны к наблюдению в составе сточных вод: Co, Sb, Cu, Ag, Ti, Zn, Mg и Ca.

Литература

1. Бетехтин А.Г. Курс минералогии: учебное пособие / А. Г. Бетехтин. — М.: КДУ, 2007. 721 с.
2. Галахина Н.Е., Лозовик П.А. Формирование химического состава поверхностных вод в зоне влияния Костомукинского ГОКа // Экологические проблемы северных регионов и пути их решения: материалы V Всеросс. научн. конф. с междунар. участием. Ч. 2. Апатиты: КНЦ РАН, 2014. С. 128–132.
3. Гусева Н.В., Воробьева Д.А., Евтюгина З.А. Особенности взаимодействия в системе водопорода на территории водосбора озера Имандра (Кольский полуостров) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2020. Т. 331. № 8. 12 с.
4. Лозовик П.А., Галахина Н.Е. Последствия антропогенного влияния на водные объекты района Костомукии // Роль науки в решении проблем региона и страны: фундаментальные и прикладные исследования: материалы всеросс. научн. конф., посвящ. 70-летию КарНЦ РАН. Петрозаводск. 2016. С. 25–27.
5. Лозовик П.А., Калмыков М.В., Кулакова Н.Е. Многолетняя динамика изменения режима системы р. Кенти под влиянием техногенных вод Костомукинского ГОКа // Материалы конф. «Экологические проблемы Северных регионов и пути их решения». Ч. 1. Апатиты: Изд-во КНЦ РАН, 2010. С. 203–208.
6. Савко А.Д. Эволюция накопления железа в истории Земли // Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Геология. 2023, № 3, 4–39. 36 с.
7. Савко К.А., Базилов Н.С., Артеменко Г.В. Геохимическая эволюция железисто-кремнистых формаций Воронежского кристаллического массива в раннем докембрии: Источники вещества и геохронологические ограничения // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2015. Т. 23. № 5. С. 3–21.
8. Шварцев С.Л. Основные процессы и механизмы эволюционного развития системы водопорода // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 311. №1. 11 с.
9. Щеголев И.Н. Железорудные месторождения докембрия и методы их изучения. М.: Недра, 1985. 192 с.
10. Bark, Glenn. Orogenic gold in the new Lycksele-Storuman ore province, northern Sweden; the Palaeoproterozoic Fäboliden deposit // Glenn Bark & Pär Weihed. Licenciate Thesis. Luleå University of Technology, 2005. 25 p.
11. Карельский окатыш [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Карельский_окатыш (дата обращения: 7.03.2024).
12. Минералы и их разновидности. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://catalogmineralov.ru/mineral/> (дата обращения: 15.03.2024).

ИЗУЧЕНИЕ ГЛИНИСТОЙ ФРАКЦИИ СЛОЖНОРАСТВОРИМЫХ СОЛЯНЫХ ПОРОД ВЕРХНЕКАМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гепперт Виктория Андреевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: viktoriajamaica@mail.ru*

Кузнецов Даниил Андреевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: danilkuzin15@gmail.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Осовецкий Борис Михайлович

Аннотация: в работе представлены результаты исследований по изучению нерастворимого остатка солей Верхнекамского месторождения с применением методов электронной микроскопии. Приведены данные о химическом составе глинистых минералов, полученные с применением микрозондового анализа.

Ключевые слова: электронный микроскоп, нерастворимый остаток, Верхнекамское месторождение солей, глинистая фракция, сложнорастворимые соляные породы.

STUDY OF THE CLAY FRACTION IN COMPLEX SOLUBLE SALT ROCKS OF THE VERKHNEKAMSKOYE DEPOSIT

Geppert Viktoria

Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm

Kuznetsov Daniil

Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Osovetsky Boris

Abstract: the paper presents the results of studies on the insoluble residue of salts of the Verkhnekamsk deposit using electron microscopy methods. The data on the chemical composition of clay minerals obtained using microprobe analysis are presented.

Keywords: electron microscope, insoluble residue, Verkhnekamskoye Salt deposit, clay fraction, difficult-to-dissolve salt rocks.

Введение

Всего существуют 4 формы нахождения микровключений в соляных породах, к ним относятся включения в кристаллах минералов солей, галопелитовые прослои, скопления глинистого материала и вкрапления в межзерновом пространстве [1]. Изученные микровключения присутствуют в минералах солей и представлены мелкими включениями глинистого материала (преимущественно гидрослюдой).

Для изучения примесей, мешающих переработке сырья и/или носящих вред человеку и окружающей среде, проводятся выделение и исследование глинистой фракции. Это также необходимо для обоснования технологических способов переработки сырья, нахождения более эффективной технологии обогащения руды [3].

Нерастворимый остаток присутствует во всех толщах Верхнекамского месторождения солей и

представлен в основном глинистыми минералами. Реже встречаются карбонаты, гипс, ангидрит и др. [4].

Вероятнее всего, глины в солях появлялись в результате выноса реками материала кор выветривания магматических полевошпатовых горных пород, которые осаждались на дне в полузамкнутых лагунах с повышенной концентрацией солей [5].

Образец был отобран из пласта В, который сложен преимущественно карналлитом ($\text{KCl} \cdot \text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) и галитом. В качестве примесей присутствуют сильвин, а также несоляные компоненты (такие, как глинистые, ангидрит, карбонаты). Окраска чаще всего темно-красная, реже желтовато-бурая. Слоистость породы менее отчетливая, чем в красных сильвинитах. Прослои представлены почти мономинеральным карналлитом, галитом и глинистым материалом. Структура карналлитовых прослоев средне- и крупнозернистая (размер зерен 2–5 мм) [2].

Карналлитовая порода нередко имеет брекчиевидный облик, причем обломки наиболее богатой карналлитовой породы, имеющие неправильную угловатую форму, перемешаны с такими же обломками каменной соли. Другая особенность карналлитовых пород — присутствие трещин кливажа, которые являются реакцией пород на тектонические движения, обусловившие внутрисолевую складчатость [2].

Методика исследований

Нами изучен минеральный состав глинистой фракции нерастворимого остатка керновой пробы, отобранной из промышленного карналлитового пласта В Верхнекамского месторождения.

Для получения нерастворимого остатка был взят образец карналлитовой породы весом 1350 г, который в последующем был разделен на 2 части, каждая весом 696 г. Одна часть была взвешена и помещена в емкость с дистиллированной водой. В процессе растворения проводилась регулярная замена дистиллированной воды. Процесс растворения солей в образце занял по меньшей мере месяц. После того, как соль была растворена, нерастворимый остаток промыли, отделили глинистую фракцию, а затем просушили.

Масса полученной глинистой фракции 0,33 г. Полученный остаток анализировался под сканирующим электронным микроскопом JSM 6390LV (фирмы Jeol, Япония) с энергодисперсионным спектрометром (INCA Energy 350). Исследования выполнены в Центре коллективного пользования уникальной научной аппаратурой и на кафедре минералогии и петрографии ПГНИУ. Оператор Осовецкий Б.М.

Результаты исследований

Среди терригенных компонентов существенно преобладают глинистые минеральные частицы, образующие обычно рыхлые агрегаты. Глинистое вещество, судя по данным микрозондового анализа, имеет гидрослюдистый состав (индикаторные компоненты кремнезем, глинозем и оксид калия). Однако присутствие других характерных элементов свидетельствует о наличии в составе глинистых агрегатов следующих примесей: пирита (индикаторные компоненты Fe и S, примеси Cu и Zn), карбонатов (Ca, Mg), хлоритов (Mg), лейкоксена (Ti), гидрогетита (Fe). Кроме того, присутствие Na и Cl свидетельствует о слабом засолении глинистых агрегатов (таблица).

Таблица

Химический состав глинистого вещества в образце соли, мас. %

Оксид	1	2	3	4	5	6	7
SO ₃	0,98	0,93	3,54	0,59	0,41	-	-
SiO ₂	32,54	58,38	51,74	59,07	63,45	49,03	42,53
TiO ₂	0,65	0,53	0,72	0,28	0,12	0,36	11,68
Al ₂ O ₃	8,93	9,88	13,29	16,03	16,47	13,13	33,57
FeO*	47,84	21,73	15,79	8,61	2,55	8,05	0,68
MgO	1,76	1,78	4,42	0,92	0,31	4,98	1,39
CaO	2,43	2,03	-	4,64	0,33	1,88	0,05
MnO	0,13	0,09	0,35	-	-	0,10	-
Na ₂ O	0,45	0,54	0,77	1,31	0,54	0,58	0,51
K ₂ O	3,79	3,81	4,10	8,55	14,31	7,11	9,33
Cl	0,50	0,30	0,35	-	0,29	0,72	-
S	-	-	-	-	-	4,87	0,10
Cu	-	-	-	-	0,56	0,83	-
Zn	-	-	-	-	0,41	0,68	-

Микрозондовый анализ глинистых агрегатов не позволил установить в них присутствия Au, Th и U.

Вещество в анализах 1 и 2 представлено биотитом с железистым налетом FeO*. Биотита, вероятно, имеет магматическое происхождение. Предположительно, он был привнесен с Уральских гор и в конечном итоге осел на дне лагун с повышенным содержанием солей.

В анализах 3 и 4 приведен состав глинистого материала с пониженным содержанием железа. Анализ в точке 5 соответствует глинам с высоким содержанием мусковита. Анализ 6 и 7 по составу соответствует гидрослюдам. Причем, в гидрослуде (анализ 6) в заметном количестве присутствует тонкодисперсный пирит (индикаторные элементы Fe и S), а также мусковит (анализ 7).

Заключение

В ходе проведения исследований при растворении образца карналлитита из пласта В была получена глинистая фракция нерастворимого остатка. Химический состав глинистой фракции изучен под электронным микроскопом. Она состоит из гидрослуды с присутствием различных тонкодисперсных примесей.

Литература

1. Э.О. Баяндина. *Исследование геологических условий и результатов избирательного истирания керна сильвинитов при разведке Верхнекамского месторождения* // диссертация. МГРИ-РГГРУ, 2017. –с.1-145.
2. А.И. Кудряшов. *Верхнекамское месторождение солей*. Москва, Издательство «EPSILONPLUS», 2013. –с.1-371.
3. И. И. Чайковский, Т.А. Уткина, Г.А. Исаева. *Эволюция минерального состава нерастворимого остатка солей Верхнекамского месторождения* // Горное эхо. Пермь, ГИ УрО РАН, 2021. – с. 17-20.
4. И. И. Чайковский. *Эволюция химического состава первичных солей Верхнекамского месторождения* // Ученые записки Казанского университета. Серия: естественные науки. Казань, Казанский (Приволжский) федеральный университет, 2020. – с. 290-301.
5. Шестакова В.А. *Формирование глинистых прослоев в соляной толще* // Геология в развивающемся мире. Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2022. – с. 85-89.

ЛИТОГЕОХИМИЯ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД В РАЙОНЕ П. СЕРВА (ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

Останина Екатерина Ивановна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 2 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: Katya.guselnikowa@yandex.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Илалтдинов Ильдар Ягфарович

Аннотация: В статье по результатам анализа валового химического состава породообразующих компонентов терригенных пород п. Серва Коми-Пермяцкого округа Пермского края сделан вывод о палеотектонической обстановке развития территории, климате, источнике исходного вещества для формирования осадочных пород.

Ключевые слова: терригенные породы, породообразующие компоненты, литогеохимия.

LITHOGEOCHEMISTRY OF TERRIGENOUS ROCKS IN THE AREA OF THE VILLAGE OF SERVA (PERM KRAI)

Ostanina Ekaterina

Perm State University, 2nd year master's Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Ildar Ilaltidinov

Abstract: In the article, based on the results of the analysis of the gross chemical composition of the rock-forming components of terrigenous rocks of the Serva settlement of the Komi-Permyak District of the Perm Territory, a conclusion is made about the paleotectonic situation of the territory's development, climate, and the source of the initial substance for the formation of sedimentary rocks.

Keywords: terrigenous rocks, rock-forming components, lithogeochemistry.

Введение. Расположение объекта исследования находится на территории Коми-Пермяцкого округа в п. Серва, в осадочном чехле пермского возраста Восточно-Европейской платформы. Фактическим материалом для исследования послужили разные петротипы терригенных пород, которые были пробурены и отобраны из разреза скв. №5 в 2005 г сотрудниками кафедры минералогии и петрографии во главе с профессором Курбацкой Ф.А.

Методика исследования. Изучение проб осуществлялось на кафедре минералогии и петрографии ПГНИУ. Использована аналитическая аппаратура Центра коллективного пользования ПГНИУ, руководитель Осовецкий Б.М. Для определения валового химического состава был применен ренгенофлуоресцентный анализ на спектрометре последовательного типа действия S8 Tiger фирмы «BRUKER» (ФРГ) в Центре коллективного пользования уникального научного оборудования ПГНИУ, выполненный доцентом кафедры минералогии и петрографии К.П. Казымовым.

Объект исследования. Исследуемый материал представлен пятью пробами разного литологического состава и подразделяется на следующие петротипы:

- глины от сургучно-красного до темно-бурого шоколадно-коричневого цвета с линзами голубого мелкозернистого песчаника, так же наблюдаются примазки карбонатного материала (вскипает с HCl), в части образцов отмечаются участки глин зеленовато-серого цвета;
- гравийно-галечно-песчаная смесь с зеленоватым оттенком, гальки в виде угловато-окатанных кремней, реже рыхлый мучнистый материал песчаной размерности.

Одним из современных методов исследования вещества является рентгенофлуоресцентный анализ, позволяющий определять основные породообразующие компоненты осадочных пород и их аналогов (табл.).

Данные о валовом химическом составе в осадочных породах позволяют получить представление об особенностях выветривания на палеоводосборах, составе размывавшихся пород и некоторых параметрах процессов осадконакопления, которые часто не могут быть установлены другими методами [1,2].

Таблица

Химический состав осадочных пород скв. 5 п. Серва по данным рентгенофлуоресцентного анализа, масс.%

Окислы и модули	Номер пробы и интервал				
	1 (6-7 м)	2 (10-13 м)	3 (25-26,2 м)	4 (30-33 м)	5 (37-41 м)
Na ₂ O	0,11	0,08	0,00	0,00	0,21
TiO ₂	0,88	0,59	0,39	0,99	1,12
MnO	0,14	0,02	0,43	0,11	0,12
Fe ₂ O ₃	10,59	3,23	3,35	11,90	10,68
MgO	1,86	1,00	0,90	2,19	3,10
Al ₂ O ₃	12,59	11,55	4,51	14,12	17,15
SiO ₂	39,86	78,36	15,00	44,38	58,23
P ₂ O ₅	0,06	0,09	<0,01	0,05	0,03
SO ₃	0,02	0,03	<0,01	0,01	<0,01
K ₂ O	1,70	1,78	0,33	1,04	2,22
CaO	17,17	0,48	45,89	13,24	1,45
ППП при 950°C	14,92	2,69	29,16	11,77	5,48
вода при 105°C	3,77	1,65	2,98	6,54	4,83

На диаграмме K₂O/Na₂O–SiO₂/Al₂O₃ [3] фигуративные точки глинистых пород (пробы 1,5) и гравийно-галечно-песчаных отложений (проба 2) оказываются в поле пассивной континентальной окраины. Это согласуется с геологическим положением скважины, пробуренной в позднепермских отложениях, расположенной в краевой части Восточно-Европейской платформы, представлявшей собой пассивную окраину в завершающий позднепермско-раннетриасовый этап палеозойского развития [1]. Две пробы 3 и 4 не попадают на данную диаграмму, поскольку содержание Na₂O в них равно нулю, что свидетельствует о значительном выносе данного компонента в процессе формирования осадочных отложений и осадочных пород в последующем (рис. 1).

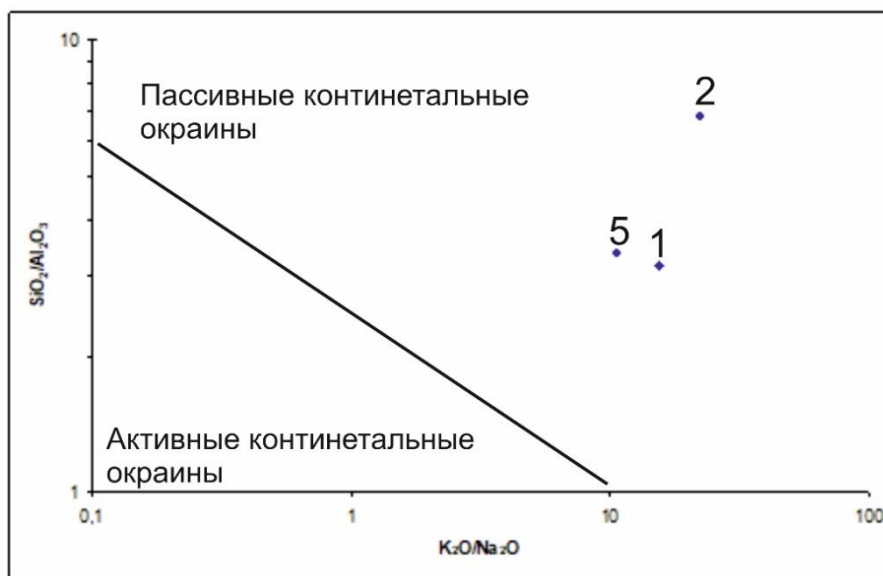


Рис. 1. Положение фигуративных точек осадочных пород скв. 5 п. Серва на диаграмме K₂O/Na₂O–SiO₂/Al₂O₃ [5]

Обстановку на территории палеоводосбора характеризует химический индекс изменения (CIA) по Несбиту и Янгу (1982), являющийся наиболее широко принятым показателем выветривания горных пород.

В процессе химического выветривания, где главным является гидролиз алюмосиликатов, происходит вынос наиболее подвижных катионов Na⁺, K⁺, Ca²⁺ и накопления в коре выветривания наименее подвижных катионов Al³⁺, Fe³⁺, Ti⁴⁺. Высокие значения CIA отражают удаление подвижных

катионов по отношению к наименее подвижным. Низкие значения CIA свидетельствуют о слабом воздействии атмосферных воздействий на эти катионы.

Результаты расчетов CIA свидетельствуют о слабом выветривании в области сноса (либо об отсутствии такового). Так, величина индекса CIA [6], рассчитанного по формуле $(Al_2O_3 / (Al_2O_3 + CaO + Na_2O + K_2O)) \cdot 100$ оказалась меньше 60 в пробах 1, 2, 3, 4, что трактуется как начальная стадия выветривания. Лишь в пробе 5 этот индекс достигает 76,0, что соответствует промежуточной стадии выветривания.

Климат во время формирования осадочных отложений, несомненно, был аридным. Это наглядно подтверждает диаграмма $Al_2O_3 + Na_2O + K_2O / SiO_2$ (рис. 2).

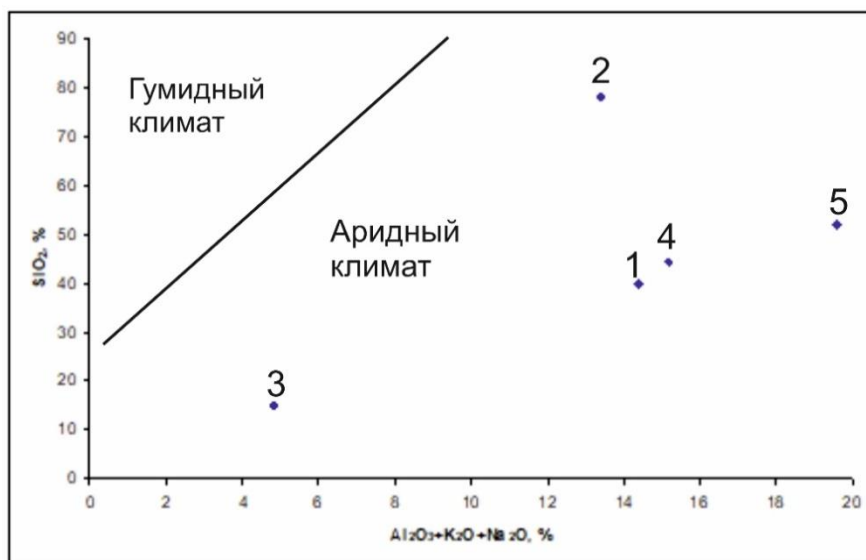


Рис. 2. Климат в позднепермскую эпоху по литохимическим параметрам. Положение фигуративных точек пород на диаграмме $Al_2O_3 + Na_2O + K_2O / SiO_2$ [7]

О составе пород-источников обломочного материала для формирования осадочных пород скв. 5, можно с той или иной степенью достоверности судить по диаграмме F3–F4 [3,4]. Фигуративные точки проб 1, 3, 5 располагаются в поле изверженных пород основного состава. За пределы поля выходит фигуративная точка пробы 4, так как параметр F3 незначительно превышает пограничное значение – 10 и составляет – 11. Скорее всего, и для формирования пород данного интервала исходными породами были магматические породы основного состава. Фигуративная точка пробы 2 попадает в поле изверженных пород среднего состава (рис. 3).

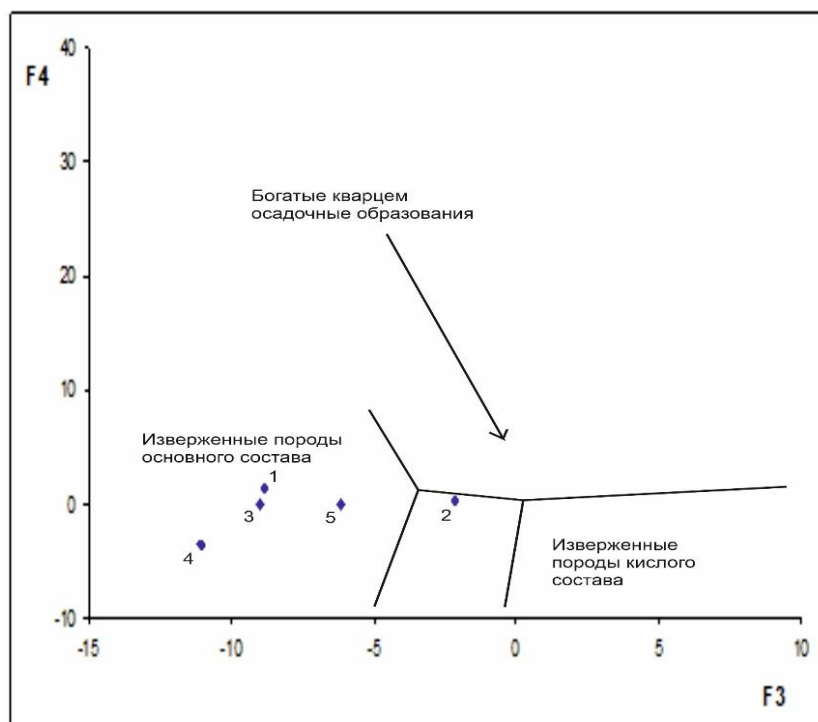


Рис. 3. Положение фигуративных точек осадочных пород скв. 5 п. Серва на диаграмме F3–F4 [3,4]

$$F3 = 30,638 \times \text{TiO}_2 / \text{Al}_2\text{O}_3 - 12,541 \times \text{Fe}_2\text{O}_{3\text{общ}} / \text{Al}_2\text{O}_3 + 7,329 \times \text{MgO} / \text{Al}_2\text{O}_3 + 12,031 \times \text{Na}_2\text{O} / \text{Al}_2\text{O}_3 + 35,402 \times \text{K}_2\text{O} / \text{Al}_2\text{O}_3 - 6,382; \\ F4 = 56,5 \times \text{TiO}_2 / \text{Al}_2\text{O}_3 - 10,879 \times \text{Fe}_2\text{O}_{3\text{общ}} / \text{Al}_2\text{O}_3 + 30,875 \times \text{MgO} / \text{Al}_2\text{O}_3 - 5,404 \times \text{Na}_2\text{O} / \text{Al}_2\text{O}_3 + 11,112 \times \text{K}_2\text{O} / \text{Al}_2\text{O}_3 - 3,89$$

Вывод

Терригенные породы, отобранные в п. Серва Коми-Пермяцкого округа, попадают в поле пассивных континентальных окраин, сформированных в условиях аридного климата. По результатам диаграммы F3–F4 изучаемые породы являются изверженными среднего и основного состава.

Литература

1. Маслов А.В., Алексеев В.П. *Осадочные формации и осадочные бассейны: Учебное пособие.* Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2003. 203с.
2. Тейлор, С. Р., Мак-Леннан, С. М. *Континентальная кора: ее состав и эволюция: рассмотрение геохимической летописи, запечатленной в осадочных породах.* Пер. с англ. Р.Н. Соболева, Л.Т. Соболевой; под ред. Л.С. Бородина. – М.: Мир, 1988. – 384 с.
3. Bhatia M.R. Plate tectonics and geochemical composition of sandstones. *J. Geol.* 1983. V. 91. P. 611–627.
4. Bhatia M.R., Crook K. A. W. Trace element characteristics of graywackes and tectonic setting discrimination of sedimentary basins. *Cotrib. Mineral. Petrol.* 1986. V. 92. P. 181–193.
5. Maynard J. B., Valloni R., Ho Shing Ju. Composition of modern deep-sea sands from arc-related basin. *J. geol. Soc. Amer. Spec. Publ.*, 1982. No. 10. P. 551–561.
6. Nesbitt H.W., Young G.M. Prediction of some weathering trends of plutonic and volcanic rocks based on thermodynamic and kinetic considerations. *J. Geol.* – 1982. – 48. – P.1523 – 1534.
7. Sutter L. J., Dutta P.K. Alluvial sandstone composition and paleoclimate, I. Framework mineralogy. *J. Sediment. Petrol.* 1986. V. 56. P. 329–345.

ОЦЕНКА СОДЕРЖАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ-ПРИМЕСЕЙ В ХВОСТАХ ПОЛЕВОШПАТОВОГО ПРОИЗВОДСТВА МЕТОДОМ ISP-MS

Пугач Владимир Владимирович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курса, г. Пермь
e-mail: Vova5011999@mail.ru*

Пузик Алексей Юрьевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: Alex.puzik@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Илалтдинов Ильдар Ягфарович

Аннотация: в данной работе рассматриваются содержания элементов примесей в хвостах полевошпатového производства. Актуальность заключается в активном изучении отвалов, хвостов горнодобывающей промышленности с целью вовлечения в повторный цикл обогащения.

Ключевые слова: минералы, отвалы, хвосты, полевые шпаты, обогащение, ISP-MS, элементы примеси.

STUDIES OF FELDSPAR PRODUCTION TAILS USING ISP-MS FOR THE CONTENT OF IMPURITY ELEMENTS

Vladimir Pugach

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Alexei Puzik

Perm State University, Young Researcher, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Ildar Ilaltdinov

Abstract: in this paper, the contents of impurity elements in the tailings of feldspar production are considered. The relevance lies in the active study of dumps, tailings of the mining industry in order to involve them in a repeated enrichment cycle.

Keywords: minerals, dumps, tailings, feldspars, enrichment, ISP-MS, impurity elements.

Полевошпатовым сырьем следует называть измененные или неизмененные горные породы (независимо от их генезиса) полевошпатového, кварцево-полевошпатového, нефелиново-полевошпатového или кварцево-серицитового состава, содержащие незначительный процент темноцветных минералов (или не содержащие их вовсе), используемые в промышленности в раздробленном состоянии без обогащения или дающие после обогащения концентрат, отвечающий требованиям соответствующих отраслей промышленности (стекольной, фарфоро-фаянсовой и абразивной) [1].

Полевые шпаты – многоликая группа минералов, широко используемая человеком. Их кристаллическая структура имеет каркасный тип с чередующимися кремнекислородными и алюмокислородными тетраэдрами. Химический состав определяется отношением содержания компонентов в системе: $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$ – KAlSi_3O_8 – $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$. Сложное соотношение состава минерала, различная упорядоченность распределения алюминия и кремния по структурным положениям,

возможность распада твердых растворов определяют существование множества разновидностей полевых шпатов. Однокомпонентными полевыми шпатами являются ортоклаз (KAlSi_3O_8), альбит ($\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$) и анортит ($\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$), а остальные представители имеют либо твердый раствор соединений $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$ и KAlSi_3O_8 , тогда такие полевые шпаты относят к калий-натриевым или щелочным, либо имеют твердый раствор соединений $\text{NaAlSi}_3\text{O}_8$ и $\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$, в этом случае полевые шпаты называют кальциево-натриевыми, или плагиоклазами [3].

В настоящее время наиболее распространенными промышленными методами обогащения стали флотация и электромагнитная сепарация. Полевошпатовые материалы используют для производства художественного и хозяйственного фарфора, фаянса и электротехнического фарфора, производства санитарно-керамических изделий, производства отделочных и облицовочных плиток, производства отделочных и облицовочных плиток и низкотемпературного фарфора, технического стекла, листового технического стекла, листового оконного стекла, покрытий сварочных электродов, керамических связок [4].

Метод масс-спектрометрии с индуктивно связанной плазмой основан на использовании индуктивно связанной плазмы в качестве источника ионов и масс-спектрометра для их разделения и идентификации. Современная ИСП масс-спектрометрия позволяет выполнять измерения низких и ультранизких содержаний одновременно нескольких десятков элементов с чувствительностью до 10-13%, а также проводить изотопный анализ выбранного иона.

Плазма, используемая в данном методе, представляет собой газ, содержащий повышенные концентрации ионов и электронов, что делает его электропроводным. Индуктивно связанная плазма находится в горелке, состоящей из трех концентрических трубок, изготовленных обычно из кварца. Конец горелки расположен внутри катушки индуктивности, через которую протекает радиочастотный электрический ток. Между двумя внешними трубками продувается поток аргона. Для возбуждения в потоке газа свободных электронов на короткое время пропускается электрическая искра. Эти электроны взаимодействуют с радиочастотным магнитным полем катушки, ускоряются и сталкиваются с атомами аргона. Последние теряют некоторое количество электронов, в результате чего формируется газовая среда (плазма), состоящая из атомов и ионов аргона, а также свободных электронов. Температура плазмы достигает 1 000 К. Второй поток аргона пропускается между центральной и средней трубками горелки, а третий – внутри центральной трубки. Анализируемый образец вводится в центральную трубку обычно в виде аэрозоля. Частицы распыленного образца испаряются и распадаются на атомы. При столь высокой температуре значительное количество атомов многих химических элементов ионизируется с переходом в состояние однозарядного иона.

Разделение ионов осуществляется масс-анализатором. Обычно эту функцию выполняет квадрупольный масс-спектрометр. Ионы разделяются на основании отношения массы к заряду, и детектор получает сигнал, пропорциональный концентрации частиц с определенным соотношением. Концентрация иона в образце определяется путем градуировки с использованием элементных стандартов, соответственно определяется и изотопный состав. Методом ИСП-МС одновременно определяются концентрации элементов с атомной массой от 7 до 250, т.е. от Li до U [2].

При изучении хвостов поллевошпатового производства был выполнен гранулометрический анализ на стандартном наборе сит диаметром 1,0-0,5 мм; 0,5-0,25 мм; 0,25-0,1 мм; 0,1-0,01 мм. Для изучения методом ИСП-МС выбраны представительные классы крупности 0,25-0,1 мм; 0,1-0,01 мм, с содержанием от общей массы 46,6 % и 38,7% соответственно.

Данные анализа образцов хвостов полевошпатового производства представлены в таблице 1.

Содержание элементов-примесей в хвостах полевошпатового производства по классам крупности, г/т.

Элемент	Класс крупности, мм	
	0,25–0,1 мм	0,1–0,01 мм
<i>Ta</i>	74,35±36,43	37,23±21,96
<i>Co</i>	41,75±24,63	29,08±17,16
<i>Ce</i>	64,06±37,79	22,61±13,34
<i>U</i>	16,28±5,05	18,22±5,65
<i>Nd</i>	15,19±8,96	5,90±3,48
<i>Ge</i>	11,71±6,91	7,42±4,38
<i>Hf</i>	11,54±6,58	2,24±1,32
<i>Pb</i>	3,67±2,16	5,30±3,13
<i>Li</i>	6,37±3,76	4,03±2,38
<i>Mo</i>	5,23±3,08	3,60±2,12
<i>Sn</i>	2,98±1,76	3,55±2,09
<i>Y</i>	5,82±3,43	2,81±1,66
<i>Se</i>	0,69±0,41	1,88±1,11
<i>Pr</i>	4,63±2,73	1,72±1,01
<i>Cd</i>	9,25±5,46	1,41±0,83
<i>Te</i>	1,18±0,69	1,31±0,77
<i>Th</i>	2,40±1,42	1,09±0,64
<i>Gd</i>	2,41±1,42	1,08±0,63
<i>Sm</i>	1,97±1,16	0,89±0,52
<i>Cs</i>	1,54±0,91	0,87±0,51
<i>Dy</i>	1,16±0,68	0,64±0,38
<i>Be</i>	0,18±0,11	0,43±0,25
<i>Er</i>	0,77±0,45	0,42±0,25
<i>Yb</i>	0,75±0,44	0,40±0,23
<i>Eu</i>	0,65±0,38	0,36±0,21
<i>Sb</i>	0,19±0,11	0,20±0,12
<i>Tb</i>	0,26±0,15	0,14±0,08
<i>Tl</i>	0,09±0,05	0,09±0,05
<i>Ho</i>	0,18±0,10	0,07±0,04
<i>Bi</i>	0,02±0,01	0,03±0,018
<i>Tm</i>	0,08±0,04	0,03±0,018
<i>In</i>	0,06±0,03	0,03±0,018
<i>Lu</i>	0,08±0,04	0,01±0,006

Анализ полученных данных в соответствии с таблицей 2 свидетельствует:

1. Содержание некоторых элементов, таких как тантал (Ta), церий (Ce) и кобальт (Co), относительно высокое, что может указывать на потенциальную ценность хвостов полевошпатового производства как источника этих элементов.
2. Содержание урана (U) также является значительным, что может быть важным с точки зрения потенциального загрязнения окружающей среды.
3. Относительно высокое содержание лития (Li) и молибдена (Mo) также представляет интерес с точки зрения промышленных содержаний данных элементов.

4. Некоторые элементы, такие как индий (In), лютеций (Lu), индий (In), Таллий (Tl), и Диспрозий (Dy), имеют низкие концентрации, что может указывать на их второстепенное значение для дальнейшего изучения.

Таблица 2

Содержания элементов примесей в земной коре и размерных классах хвостов полевошпатового производства, мас.%

Элемент	Кларковое значение в земной коре	Класс, мм	
		0,25–0,1	0,1–0,01
Ta	0,00025	0,0074	0,0037
Ce	0,007	0,0064	0,0023
Co	0,003	0,0042	0,0029
U	0,0003	0,0016	0,0018
Li	0,0032	0,0006	0,0004
Mo	0,0002	0,0005	0,00036

Анализ показал широкий спектр элементов в хвостах полевошпатового производства, что требует дальнейшего исследования для оценки их потенциальной ценности и влияния на окружающую среду.

Литература

1. Магидович, В.И. Полевошпатовое сырье, его генетические типы и принципы оценки / Акад. наук СССР. Ин-т геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии. – Москва: Наука, 1964. – 144 с.
2. Осовецкий Б.М. Прецизионные методы исследования минералов: учебное пособие / Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2021. – 156 с
3. Соломонов В.И., Спирина А. В., Попов М. П., Макарова А. С. / Люминесцентные характеристики полевых шпатов // Известия Уральского государственного горного университета. – 2022. – № 3(67). – С. 21-27.
4. Солодкий Н.Ф., Шамриков А.С., Погребенков В.М. Минерально-сырьевая база Урала для керамической, огнеупорной и стекольной промышленности. Справочное пособие / Под ред. проф. Масленниковой Г.Н. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 332 с.

МИНЕРАЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ ПРИРОДНЫХ РАЗНОВИДНОСТЕЙ ПЕРВИЧНЫХ СУЛЬФИДНЫХ РУД СТЕПНОГО ПОЛИМЕТАЛЛИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (РУДНЫЙ АЛТАЙ, РОССИЯ)

Сафаров Яхё Сафарович

*Национальный исследовательский Томский государственный университет
магистрант 2 курса, г. Томск
e-mail: yahyo9900@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Зырянова Луиза Алексеевна

Аннотация: Объектом исследования выступили первичные сульфидные полиметаллические руды Степного месторождения (Рудный Алтай, Россия). В ходе работы проведена классификация природных разновидностей руд. Выделенный природный тип первичных сульфидных руд Степного месторождения представлен четырьмя природными разновидностями с учетом минерального, химического состава, макроструктур и текстур. Было выделено 3 типа макроструктур: сплошная, вкрапленная и прожилковая. В рудах наблюдаются следующие типы микротекстур: коррозионная, реликтовая, эмульсионная.

Ключевые слова: Степное месторождение, полиметаллическая руда, сфалерит, галенит, халькопирит, пирит, природные разновидности руд.

MINERALOGY AND GEOCHEMISTRY OF NATURAL VARIETIES OF PRIMARY SULFIDE ORES OF THE STEPNOE POLYMETALLIC DEPOSIT (RUDNY ALTAI, RUSSIA)

Safarov Yahyo

National Research Tomsk State University, 2nd year Master's Degree Student, Tomsk

Research supervisor: Senior Lecturer Zyryanova Luiza

Abstract: The object of the study was the primary sulfide polymetallic ores of the Stepnoye deposit (Rudny Altai, Russia). In the course of the work, a classification of natural varieties of ores was carried out. The identified natural type of primary sulphide ores of the Stepnoye deposit is represented by four natural varieties, taking into account the mineral and chemical composition, macrostructures and textures. Three types of macrostructures were identified: solid, interspersed and veined. The following types of microtextures are observed in the ores: corrosion, relict, emulsion.

Keywords: Stepnoe deposit, polymetallic ore, sphalerite, galena, chalcopyrite, pyrite, natural varieties of ores.

В настоящее время активно уделяется внимание технологической минералогии, цели которой оптимизировать процесс переработки руд путём сокращения потерь извлекаемых металлов и экономических затрат. Исследование в области технологической минералогии базируются на стандартных минералогических исследованиях руд. Выделению технологических типов и сортов руд предшествует выделение природных типов и разновидностей. Настоящая работа посвящена характеристике природных разновидностей первичных сульфидных руд Степного полиметаллического месторождения Рудного Алтая.

Фактическим материалом послужили образцы руд месторождения. Микроструктурные характеристики руд изучены в аншлифах с использованием микроскопа

Степное полиметаллическое месторождение расположено на левом берегу р. Степная, в 4 км юго-восточнее села Таловка на западном склоне г. Круглая, (Змеиногорский район Алтайского края России).

В структурном отношении Степное полиметаллическое месторождения приурочено к Рубцовскому рудному району, располагаясь на территории Таловского рудного поля.

В пределах рудного поля выделяются два структурных этажа: каледонский и герцинский. Рудовмещающая толща приурочена к отложениям герцинского структурного этажа и включает шипуновскую и давыдовскую свиты среднего и верхнего девона.

Шипуновская свита (D_2qv_2schp) преимущественно осадочного, давыдовская свита (D_3fr_1dv) преимущественно вулканогенного состава. Приуроченность рудных тел приходится непосредственно на контакт этих свит [3].

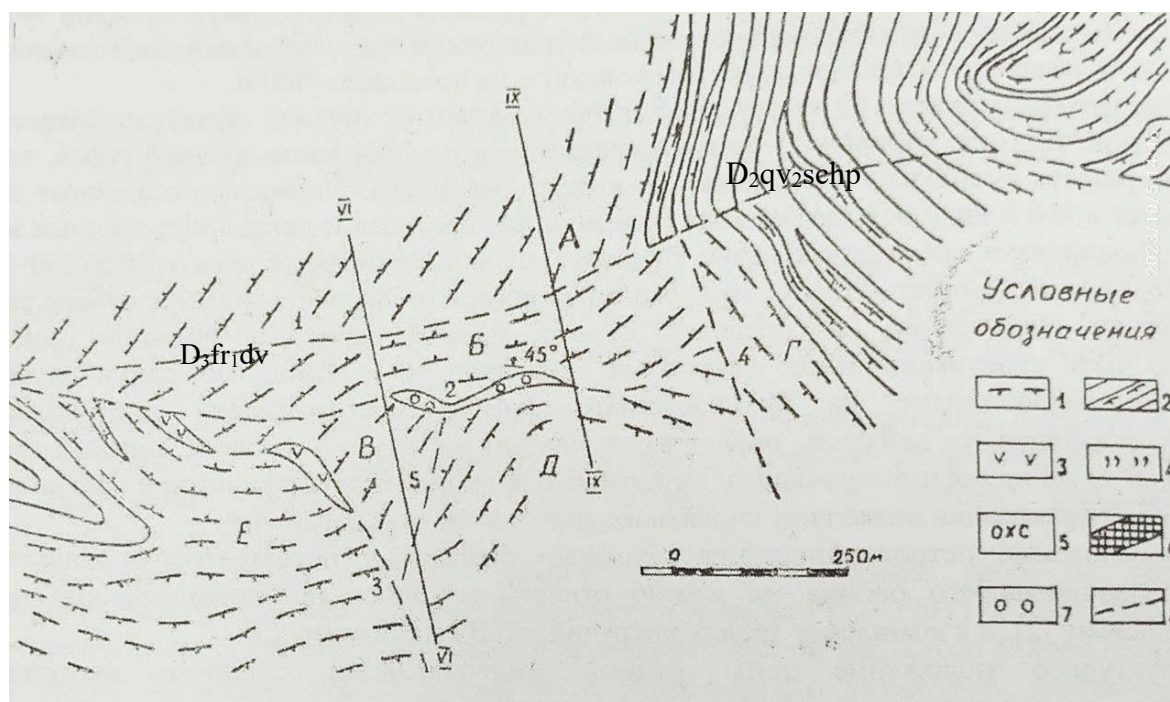


Рис. 1. Схематическая геологическая карта Степного месторождения[3]

1 – давыдовская свита, 2 – шипуновская свита, 3 – диабазовые порфириды, 4 – микрокварциты, 5 – гидротермально-измененные породы кварцево-хлористо-серицитового состава, 6 – полиметаллические руды, 7 – зона окисления, 8 – разломы (1 – Северный, 2 – Рудный, 3 – Западный, 4 – Восточный, 5 – Промежуточный); А – Тектонические блоки (А – Северный, Б – Центральный, В – Промежуточный, Г – Восточный, Д – Южный, Е – Западный); VI-VI, IX-IX линии геологических разрезов.

Структурное положение зоны рудной минерализации Степного месторождения определяется пространственной связью с одноименной брахиантиклинальной складкой субширотного простирания, осложняющей центральную часть Таловской синклинали.

В пределах месторождения выявлены тектонические нарушения, разломы Северный, Рудный, Западный, Восточный, Промежуточный, разделившие месторождение на тектонические блоки (Северный, Центральный, Промежуточный, Восточный, Южный, Западный) (рис. 1).

Промышленная рудная минерализация месторождения представлена окисленными, смешанными и первичными сульфидными природными типами руд [4]. В работе рассмотрены только первичные сульфидные руды.

Сульфидная минерализация проявилась на месторождении разнообразно и неравномерно, на месторождения выделены следующие морфогенетические типы первичных сульфидных руд: рудные залежи, рудные жилы и ореолы рассеянной сульфидной минерализации.

Рудные залежи представляют собой относительно крупные геологические тела, которые сформировались в местах благоприятного сочетания условий для интенсивного проявления сульфидного метасоматоза. В пределах месторождения рудные залежи установлены в Северном, Центральном, Промежуточном и Южном блоках. Все они располагаются в зоне контакта давыдовской и шипуновской свит и залегают согласно с напластованием вмещающих пород (рис.2). Вместе с тем у

залежей отдельных блоков наблюдаются некоторые различия в строении и взаимоотношениях с вмещающими породами и другими морфогенетическими типами оруденения.

В целом залежи метасоматических руд являются ведущим морфогенетическим типом оруденения, который отвечает максимуму процесса рудоотложения. В них сосредоточена значительная часть разведанных запасов руд, и они составляют основу большинства промышленных рудных тел.

Рудные жилы являются другим морфогенетическим типом промышленной минерализации, отражающим особенности процесса рудообразования в условиях открытых полостей относительно крупных размеров. По сравнению с рудными залежами они получили ограниченное и неравномерное развитие в пределах Центрального, Промежуточного, Северного блоков. [3]

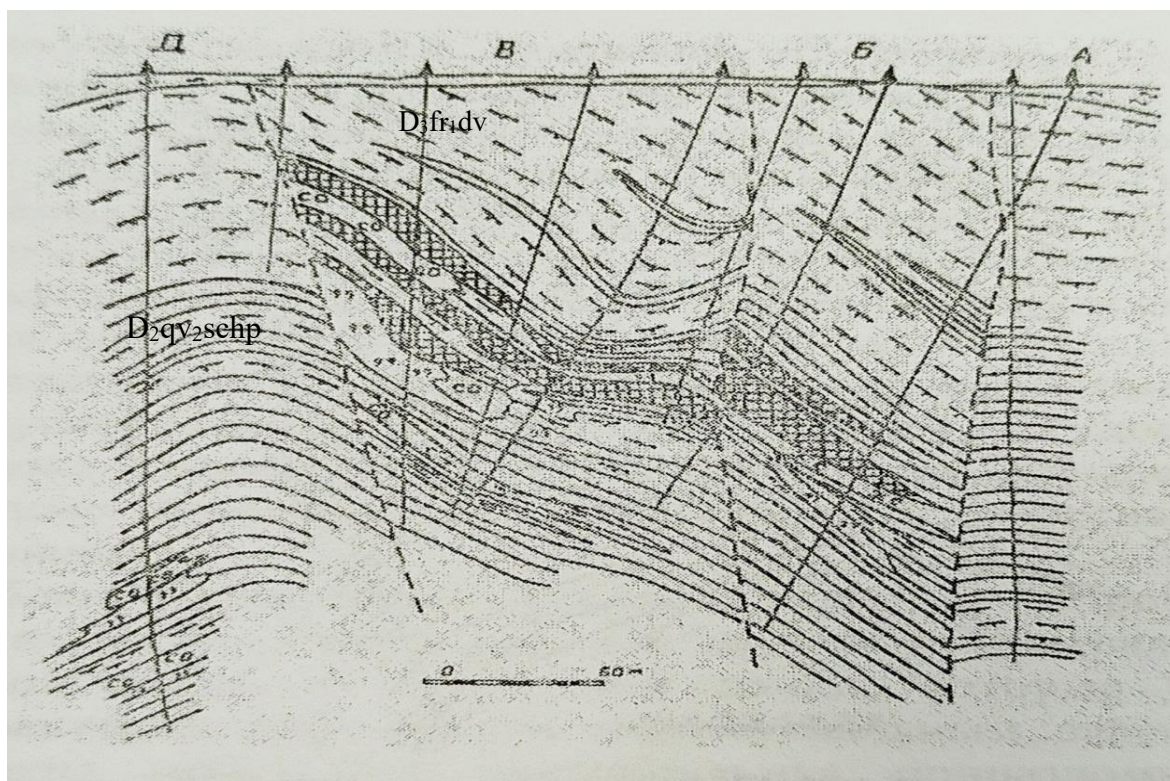


Рис. 2. Геологический разрез по линии VI-VI[3]

Секущие жилы имеющие резкие и четкие контакты, характеризуются более разнообразным минеральным составом, но относительной простотой внутреннего строения. Слагающие их сульфиды, барит, кварц, реже карбонаты образуют крупнокристаллические мономинеральные выделения в виде отдельных полос, гнезд и вкрапленности, обуславливающих соответственно полосатую, брекчиевидную и пятнисто-массивную текстуры отдельных частей жил. В последних местах присутствуют остроугольные обломки вмещающих пород и мелкозернистых руд, входящих в состав залежей.[3]

Ореолы рассеянного оруденения пользуются широким пространственным распространением на месторождении. Как правило, выявленные рудные залежи сопровождаются ореолами рассеянного оруденения, большая часть которых размещается в лежащем боку и на выклинивании их. Невыдержанные маломощные ореолы рудной минерализации сопровождают отдельные рудные жилы.[3]

Природный тип первичных сульфидных руд Степного месторождения включает ряд природных разновидностей. Основными промышленными минералами руд являются сфалерит, галенит, халькопирит и пирит.

Сплошные руды – тонко-среднезернистые составляют незначительную часть общего запаса руд и характеризуются плотными, массивными, пятнистыми, реже полосчатыми текстурами. С учетом суммы металлов содержания сульфидов для них характерно: \sum мет. >20% при \sum сульфидов >50% (рис.3).



Рис. 3. Сульфидные руды сплошной текстуры. Минеральный состав руд: сфалерит, галенит, халькопирит с небольшим содержанием пирита
Образец C-13. Примечание. Csp – халькопирит, Gn – галенит, Sp – сфалерит.

Вкрапленные руды – составляют около половины общих запасов руд. В отличие от сплошных, их контуры не имеют четких контактов с вмещающими породами, текстуры пятнистые, редко полосчатые. С учетом суммарного содержания сульфидов и металлов они характеризуются \sum мет. $\leq 20\%$ при \sum сульфидов $\leq 50\%$ (рис.4).



Рис. 4. Сульфидные руды вкрапленной текстуры. Минеральный состав руд: сфалерит, галенит, халькопирит с небольшим содержанием пирита. Образец C-18
Примечание. Csp – халькопирит, Gn – галенит, Sp – сфалерит.

Прожилковые руды развиты в основном в микрокварцитах, слагающих обычно лежащий бок отдельных рудных тел и рудной зоны в целом. С учетом суммарного содержания сульфидов и рудных металлов: Σ мет. <10%, Σ сульфидов <<50% (рис. 5).



Рис. 5. Сульфидные руды прожилковой текстуры. Минеральный состав руд: халькопирит, пирит, с небольшим содержанием галенита и сфалерита. Образец C-37
Примечание. Csp – халькопирит, Py – пирит.

Руды Степного месторождения, относящиеся к природному типу первичных сульфидных, характеризуются простым минеральным составом, включая сфалерит, галенит, халькопирит и пирит в качестве основных рудных компонентов. С учетом вариаций химического и минерального состава выделены 4 природные разновидности.

Полиметаллическая (халькопирит-галенит-сфалеритовая) руда с соотношением основных рудообразующих компонентов $Zn > Pb > Cu$ (рис. 6). Эта природная разновидность имеет сплошную макротекстуру, зернистую структуру. Минеральный состав: сфалерит, галенит, халькопирит, пирит. Руды характеризуются сложными микроструктурами. Преобладают аллотриоморфнозернистые, коррозионные структуры. Для сфалерита наблюдается эмульсионная вкрапленность халькопирита [1].

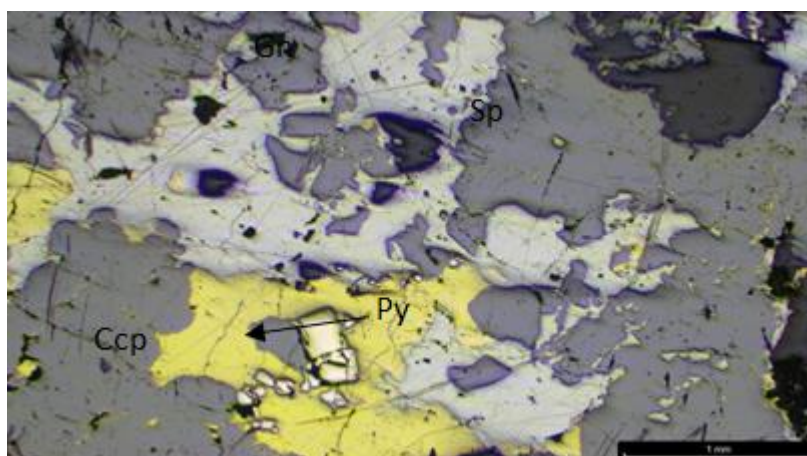


Рис. 6. Полиметаллическая руда. Сфалерит с эмульсионной вкрапленностью халькопирита активно корродируется галенитом и халькопиритом с образованием зазубренных границ. В руде редкие реликты пирита. Аншлиф C-12
Примечание. Csp – халькопирит, Gn – галенит, Sp – сфалерит, Py – пирит.

Свинцово-цинковая (галенит-сфалеритовая) руда с соотношением основным рудообразующих компонентов $Zn > Pb >> Cu$ (рис.7). Минеральный состав: галенит, сфалерит, халькопирит, с небольшим количеством пирита. Руда сплошной макротекстуры, зернистой структуры.

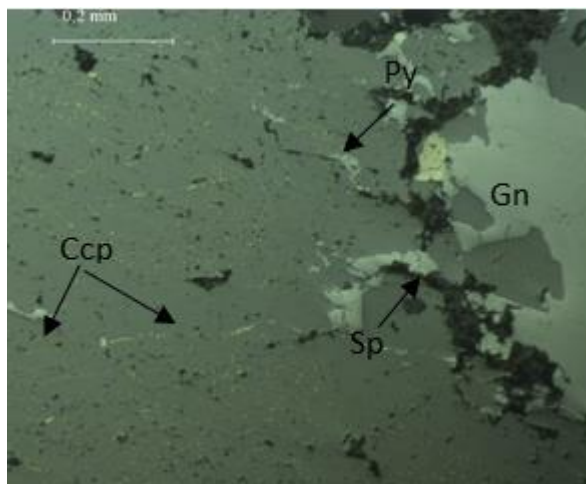


Рис. 7. Свинцово-цинковая руда. Коррозионная структура замещения галенитом сфалерита, содержащего эмульсионную вкрапленность халькопирита. Аншлиф С-7
Примечание. *Csp* – халькопирит, *Gn* – галенит, *Sp* – сфалерит, *Py* – пирит.

Медно-колчеданная руда с соотношением основных рудообразующих компонентов $Cu >> Zn >> Pb$. Минеральный состав: халькопирит при небольшом содержании галенита и сфалерита, содержание пирита более 10%. Руда вкрапленной и прожилковой макротекстуры, зернистой структуры (рис.8).

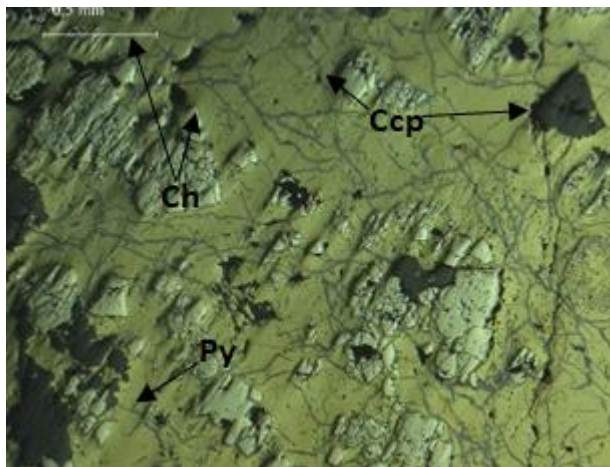


Рис. 8. Медно-колчеданная руда. Халькопирит с нитевидными прожилками клейофана и реликтами пирита. Аншлиф С-16.
Примечание. *Csp* – халькопирит, *Ch* – клейофан, *Py* – пирит

Колчеданно-полиметаллическая (халькопирит-галенит-сфалеритовая с пиритом) руда с соотношением основных рудообразующих компонентов $Zn > Pb > Cu$, с содержанием пирита более 10%. Минеральный состав этой природной разновидности руд: пирит, сфалерит, галенит, халькопирит (рис. 9).

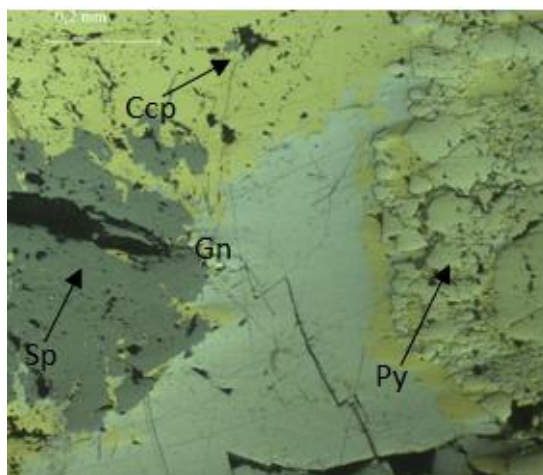


Рис. 9. Колчеданно-полиметаллическая руда. Реликты пирита в халькопирите. Корродированные галенитом сфалерита и халькопирита с образованием коррозионных границ. Аншлиф С-7

Примечание. Csp – халькопирит, Gn – галенит, Sp – сфалерит, Py – пирит.

Таким образом, установлено, что руды Степного полиметаллического месторождения с учетом вариация минерального и химического состава, структурно-текстурных характеристик разделяются на природные разновидности: полиметаллическая, свинцово-цинковая, колчеданно-полиметаллическая и медно-колчеданная, с учетом макроструктура и текстура разделяется на: сплошная, вкрапленная и прожилковая. Выделенных природных разновидности первичных сульфидных руд характеризуются тонкими микроструктурными взаимоотношением с образованием аллотриоморфная, зернистая, коррозионная, реликтовая, эмульсионная структурами, которые позволяют с позиций технологической минералогии относит их к труднообогатимым [2].

Литература

1. Исаенко М.П. *Определитель структур и текстур руд.* // 3-е изд., перераб. и доп. М.: Недра. 1983, 261 с.
2. Кононов О.В., Бакшеев И.А. *Курс технологической минералогия: учеб. пособие.* М.: Изд-во МГУ, 2004. 203 с.
3. Строителев А.Д., Чекалин В.М., Бальтер Б.Л., Беляев А.П. *Особенности геологического строения и оруденения Степного полиметаллического месторождения (Рудный Алтай) // Вопросы минералогии и петрографии Западной Сибири.* Томск: Изд-во ТГУ, 1972. 194–204 с.
4. Чекалин В.М., *Месторождение Степное.* // *Металлогения Казахстана. Рудные формации. Месторождения руд свинца и цинка.* Алма-Ата: Изд-во Наука КазССР., 1978. 102-104 с.

МИНАЛЬНЫЙ СОСТАВ ХРОМШПИНЕЛИДОВ ВОСТОЧНОГО РУДНОГО ТЕЛА ГЛАВНОГО САРАНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пугач Владимир Владимирович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курса, г. Пермь
e-mail: Vova5011999@mail.ru*

Пузик Алексей Юрьевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университе
молодой ученый, г. Пермь
e-mail: Alex.puzik@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Илалтдинов Ильдар Ягфарович

Аннотация: в данной работе рассматриваются вариации химического состава хромшпинелидов восточного рудного тела Главного Сарановского месторождения, а также представлены вероятные условия их образования.

Ключевые слова: миналы, химический состав, Сарановское месторождение, сканирующий электронный микроскоп, полезные ископаемые, рудное тело, хромшпинелиды.

THE MINAL COMPOSITION OF CHROME SPINELIDES OF THE EASTERN ORE BODY OF THE MAIN SARANOVSKOYE DEPOSIT

Pugach Vladimir

*Perm State University
1st year Master's Degree Student, Perm*

Puzik Alexei

Perm State University, Young Researcher, Perm

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Ilaltidinov Ildar*

Abstract: this study examines variations in the chemical composition of chromite spinelides in the eastern ore body of the Main Saranov Deposit, along with probable formation conditions.

Keywords: minerals, chemical composition, Saranov Deposit, scanning electron microscope, mineral resources, ore body, chromite spinelides.

Главное Сарановское месторождение расположено на западном склоне Среднего Урала. Сарановский гипербазитовый комплекс расположен в Кваркушско-Каменногорском мегантиклинории Центрально-Уральского поднятия, в блоке метаморфических пород неопротерозоя. Его формирование происходило в рифтогенной обстановке позднего рифея и раннего венда [1].

В промышленном плане месторождение разделено на 3 крупных промышленных пласта, получивших название Восточное, Центральное и Западное рудные тела (ВРТ, ЦРТ, ЗРТ). Всего установлено 29 пластов, сложенных порфировидными полиэдрическими, оливковыми и пироксеновыми хромититами. Для них характерен постепенный или ритмично – постепенный переход в ультрамафиты, осложненный в основании пластов развитием ультрамафических пегматитов [2].

Хромшпинелиды представляют собой важный класс минералов, содержащих в своем составе различные сочетания хрома, железа, магния, алюминия и других элементов. Изучение их минерального состава является ключевым для понимания геологических процессов и формирования рудных месторождений. В данной работе мы сосредоточимся на анализе минерального состава хромшпинелидов в восточном рудном теле главного сарановского месторождения.

Пробы отбирались с горизонта +100 метров, Главного Сарановского месторождения шахты “Рудная”, вкрест простирания от маркшейдерской точки 889 через каждые 50 сантиметров. Пробы отбирались в северо – восточном направлении через вмещающие породы и рудные тела.

Пробы были доставлены в сектор наноминералогии центра коллективного пользования Пермского государственного национального исследовательского университета, где были изготовлены аншлифы, а также для анализа минерального состава хромшпинелидов использовался сканирующий электронный микроскоп JeolJSM-6390LV с электронно-зондовыми приставками для локального микроанализа. Образцы были подвергнуты микроанализу для определения химического состава (аналитик Осоветский Б.М.).

Электронно-оптическая система растрового микроскопа построена так же, как и в ПЭМ. Электронный пучок здесь фокусируется в тонкий зонд диаметром около 1 мкм с помощью системы двух электромагнитных линз: конденсорной и объективной. Столик для образцов снабжен специальным устройством, позволяющим наклонять образец на угол до 90°, перемещать его горизонтально в двух направлениях по осям X и Y на 10 мм, а также вращать в горизонтальной плоскости на 360°. Для замены образца имеется система шлюзования. На столике может размещаться один крупный образец (30x10 мм) или десятки и сотни мелких зерен [4].

Данные анализа образцов хромшпинелидов представлены в таблице ниже:

Таблица

Минеральный состав хромшпинелидов ВРТ

№	Минералы						
	Хромит FeCr_2O_4	Магнетит FeFe_2O_4	Хромомарганцевая шпинель MnCr_2O_4	Магнезио хромит MgCr_2O_4	Шпинель MgAl_2O_4	Треворит NiFe_2O_4	Титаномагнетит FeTi_2O_4
39	23,5	8,31	1,5	32,25	32,25	0,75	0,75
40	25,31	9,25	1,5	30	32,25	0,38	0,75
41	21,56	9,44	1,5	34,5	31,5	0,38	0,75
42	20,4	9,44	1,88	35,06	31,69	0,38	0,56
43	27	8,88	1,88	29,25	31,5	0,38	0,56
44	32,37	7,93	1,87	25,87	31,12	-	0,56
45	25,68	8,68	1,5	32,25	30,75	-	0,75
46	31,37	8,31	1,87	27	30,75	-	0,56
47	21,75	9,25	1,87	35,06	30,93	-	0,75
48	26,62	8,68	1,5	30,18	32,06	-	0,56

Причиной такого разнообразия состава хромшпинелидов в данном рудном теле может быть геологическая и минералогическая специфика формирования месторождения. Хромит, магнезиохромит и шпинель являются преобладающими компонентами, что свидетельствует о доминирующем влиянии хрома и магния на процессы минералообразования на данном участке. Вероятно, в условиях, характерных для этого месторождения, именно хром и магний играют ключевую роль в формировании данных минералов. (Табл).

С другой стороны, относительно низкие концентрации треворита и титаномагнетита указывают на их менее значительное участие в минералогическом составе рудных образцов. Это может быть обусловлено различными условиями образования, процессами изменения состава на различных стадиях формирования месторождения, а также влиянием других физико-химических факторов, определяющих обогащение различных минералов.

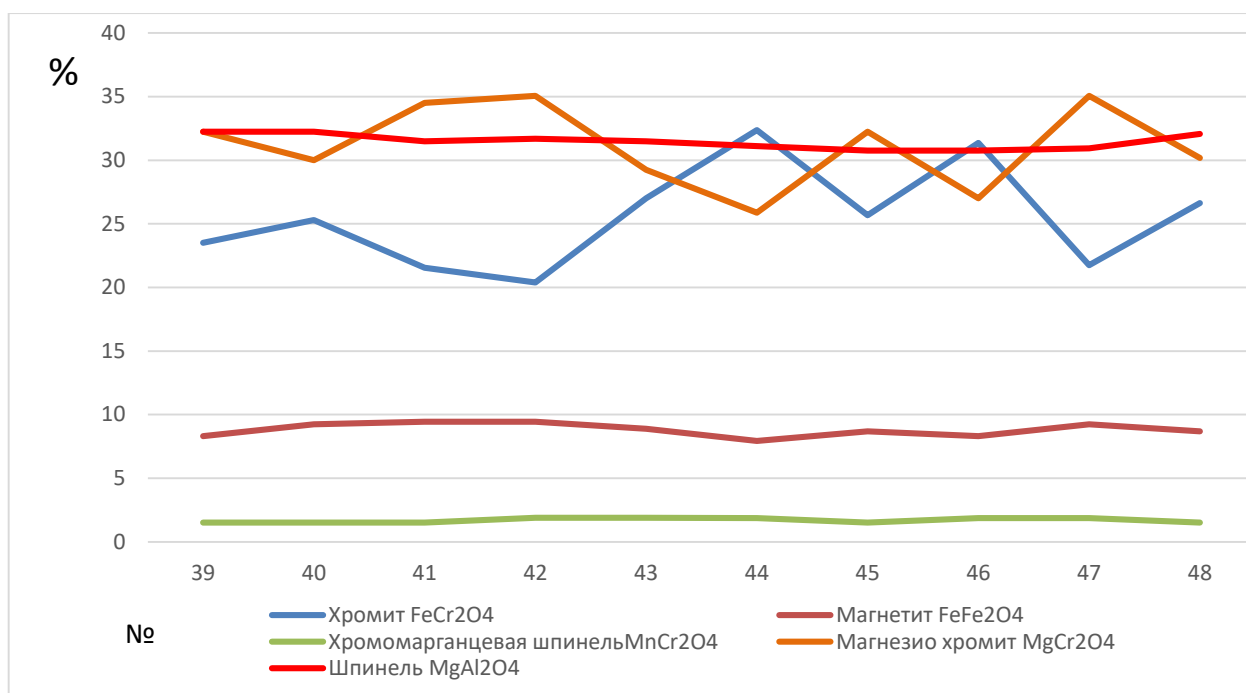


Рис. График изменения минерального состава хромшпинелидов с расстоянием

Исходя из корреляции миналов на рисунке, можно сделать вывод что чем больше минала хромита, тем меньше минала магнезиохромита.

Повышение концентрации Fe^{2+} при одновременном уменьшении концентрации Mg в хромшпинелидах может говорить о следующем:

1. Температура: при более высоких температурах скорость кристаллизации Fe^{2+} -богатых шпинелидов возрастает, что может привести к увеличению концентрации Fe^{2+} и уменьшению содержания Mg.

2. Окислительно-восстановительные условия: В окисдных условиях уровень окисления Fe^{2+} будет повышен, что приведет к повышенной концентрации Fe^{2+} в шпинелидах и соответственно уменьшению концентрации Mg.

3. Начальные магматический состав: если магма содержит больше Fe^{2+} и меньше Mg, это приведет к формированию более железистых и менее магнезиальных шпинелидов при кристаллизации [3].

Исследование минерального состава хромшпинелидов восточного рудного тела главного сарановского месторождения позволяет лучше понять геологические процессы, лежащие в основе его формирования. Полученные данные о составе минералов могут быть полезны для дальнейших исследований геологической структуры региона и поиска рудных залежей.

Литература

1. Ибламинов Р.Г., Суслов С.Б. Сарановский комплекс: региональное положение, палеотектоника // Проблемы минералогии, петрографии и металлогении. Научные чтения памяти П.Н. Чирвинского: сб. науч. статей / Перм гос. ун-т. Пермь, 2015. С. 145 – 153.
2. Иванов О.К. Минеральные ассоциации Сарановскохромитового месторождения. Екатеринбург. Уральская летняя минералогическая школа – 97. УГГГА. 1997г. – 123 с.
3. Мартынов Ю.А. Основы магматической геохимии. – Владивосток: Дальнаука, 2010. – 228 с.
4. Осовецкий Б.М. Прецизионные методы исследования минералов: учеб. пособие / Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2021. – 156 с

ПСЕВДОМОРФОЗЫ ДРЕВЕСИНЫ ИЗ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РЫБИНСКОГО РАЙОНА

Ташкинов Георгий Валерьевич

*Рыбинский государственный авиационный технический университет
студент 1 курса, г. Рыбинск
e-mail: zhora.tashkinov.00@mail.ru*

Ташкинов Евгений Валерьевич

*Пермский государственный аграрно-технологический университет
аспирант, г. Пермь
e-mail: zafranceperm@mail.ru*

Научный руководитель: педагог дополнительного образования Центра «Молодые таланты»
Ташкинова Ольга Петровна

Аннотация: В работе рассмотрены и изучены образцы древесины, отобранные из юрских отложений в районе с. Глебово Рыбинского района. Рентгеноспектральным детектором микроскопа исследован один обломок древесины, установлено, что окаменелая древесина состоит, в основном, из фторапатита, реже пирита. Клеточные структуры сложены разными химическими элементами, что свидетельствует об избирательности их замещения. Рассмотрены этапы процесса фоссилизации растительной ткани древесины.

Ключевые слова: Древесина, Глебово, замещение, минерализация, процессы.

PSEUDOMORPHOSES OF WOOD FROM JURASSIC DEPOSITS OF THE RYBINSK DISTRICT

Tashkinov Georgiy

*Rybinsk State Aviation Technical University
1st year student, Rybinsk*

Tashkinov Evgeniy

Perm State Agrarian and Technological University, Post-graduate Student, Perm

Research Supervisor: Educator of Additional Education of Center "Young Talents" Tashkinova Olga

Abstract: The samples of wood taken from Jurassic deposits near the village of Glebovo in the Rybinsk district were examined and studied. One fragment of wood was analyzed using an X-ray spectrometer microscope detector, revealing that the petrified wood consists mainly of fluorapatite, with pyrite occurring less frequently. The cellular structures are composed of various chemical elements, indicating selective replacement. The stages of the fossilization process of the plant tissue of the wood were examined.

Keywords: Wood, Glebovo, replacement, mineralization, processes.

Во время полевых исследований в обнажениях по берегу реки Волги от села Глебово до д. Горохово найдены куски породы темно-коричневого цвета – это плотные минерализованные обломки стволов древних растений, иногда рыхлые, которые легко разрушаются.

Цель данной работы заключается в изучении химического состава псевдоморфоз по древесине из юрских песчаных отложений Глебовских обнажений.

Актуальность исследования – изучением химического состава находок древесины в отложениях юрского возраста памятника природы «Глебово» Ярославской области на данное время никто не занимался.

Сбор находок древесины из коренных пород в районе ГПП Глебово проводился с 2017 по 2022 год юными геологами Рыбинска. Возраст пород, содержащих древесину, определен по многочисленной фауне беспозвоночных: аммонитов *Epivirgatites bipliciformis*, *E.nikitini*, *Laugaites stschurowskii*, белемнитов, двустворчатых моллюсков. Благодаря им установлена принадлежность песчаников и фосфоритов к волжскому региоярису верхней юры (средний региоподъярус, зона *Epivirgatites nikitini*) [7].

Образцы древесины изучены методами оптической и электронной микроскопии с микрозондовым анализом. При рассмотрении спилов изучаемой древесины был использован оптический микроскоп «Олимпус».

Химический анализ образца был выполнен на базе геологического института Кольского научного центра российской академии наук (КНЦ РАН). Окаменелое дерево (Препарат) изучено на сканирующем электронном микроскопе Leo-1450 (Carl Zeiss), оснащенный рентгеноспектральным детектором Aztec UltimMax-100 (Oxford Instruments) Препарат напылен углеродом. Снимки выполнены в режиме обратно-рассеянных электронов (BSE). Ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда для BSE- изображений 400нА, для анализов 2,5 мкА. Обзорный снимок составлен из 107 BSE-изображений, снятых в режиме быстрого сканирования. Более подробно изучены 6 участков, поставленных на смене годовых колец.

Первые упоминания о находках древесины в песках под д. Горохово встречаются в отчете Иванова А.П. [4] по изучению фосфоритов в 1910 году.

В 1929 году Зонов Н.Т. во время геологопоисковых работ НИУ фосфоритов, изучал геологическое строение Ивановской, Московской, Ярославской областей. В песках и конкрециях фосфоритов по правому берегу реки Волга от с. Коприно до с. Глебово. Николай Тихонович Зонов описывает находки древесины. Эти данные были опубликованы в 1934 году [1].

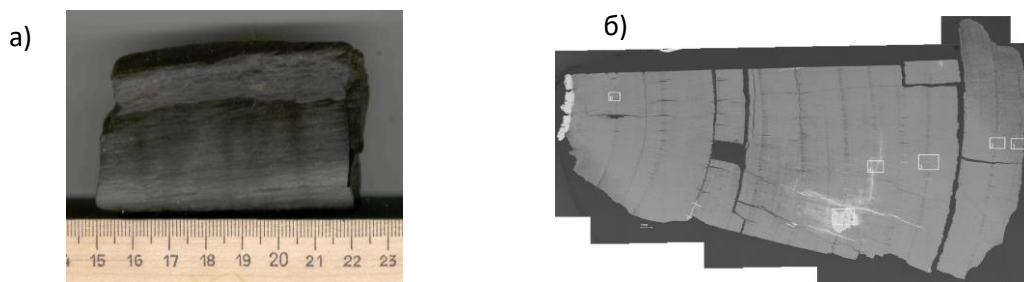


Рис.1. а) Фрагмент образца вдоль ствола древесины
б) Обзорный снимок с точками проведения анализа на 6 площадках

Позже о находках древесины в фосфоритах указал А.Н. Иванов [2,3], но нигде в литературе состава древесины не указано.

В последние годы возрос интерес к механизмам замещения ископаемого органического вещества, в том числе и древесины. Так, например, Л.Я. Кизильштейн занимался изучением кремнефикации и пиритизации древесного вещества [5,6]. Он предполагает в своих работах не только возможность увидеть структуру клеток растений, но и возможность сохранения в этих структурах генетической информации.

Изучаемые образцы представлены обломками ископаемой древесины, были отобраны из коренных пород: песчаников, чаще – из конкреций фосфоритов.

Нами был изучен один образец (рис. 1). Под микроскопом видно, что окаменелая древесина состоит из трахеид. Клетки трахеид имеют округленную и вытянуто-овальную форму, множество из них полые (рис.2). Эти клетки расположены правильными радиальными рядами, хорошо видны кольца прироста. Из снимков, сделанных с помощью электронного микроскопа, видно, что поры большей частью не подвергаются процессам кремнефикации [11].

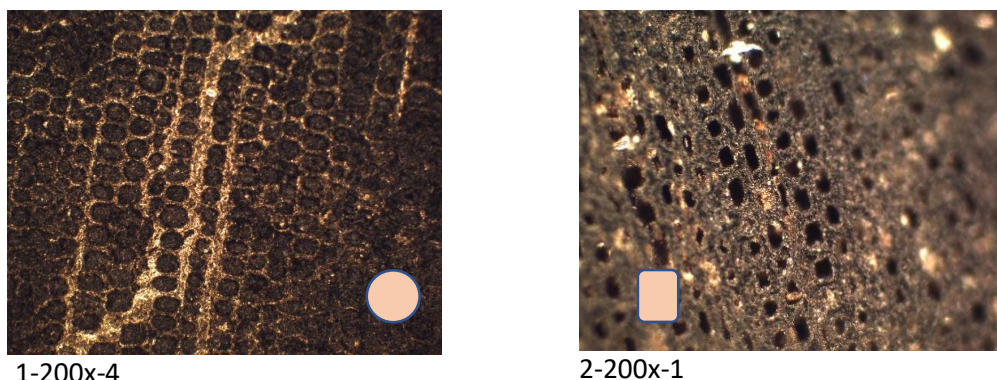


Рис. 2. Форма клеток ископаемой древесины

Рентгеноспектральным детектором микроскопа установлено, что окаменелая древесина состоит, в основном, из фторапатита, реже пирита (анализы 1-1a и 1-1b на участке 1-1). Темные участки в центре круглых и овальных структур, а также трещины между структур заполнены агрегатом, состоящим из кальцита, а также апатита и пирита в разных соотношениях (рис. 3).

Апатит на снимках "зональный". Возможно, это объясняется разной степенью пористости (анализы 3-1a и 3-1b) или зависит от примесей марганца, за счет увеличения которого цвет апатита становится более темным.

В областях, выполненных пиритом, также можно заметить зональность (анализы 5-1a, 5-1b и 5-1c). Можно увидеть разницу между оттенками пирита, слагающими округлые структуры и тонкие жилки. В самых темных пиритах есть примесь апатита (5-1c).

Изредка в центрах округлых структур отмечается кальцит (участок 6-1, анализ 6-1a).

Различные клеточные структуры сложены разными химическими элементами, что свидетельствует об избирательности их замещения (рис. 3).

Неоднородность минерального и химического состава окаменелых растительных остатков обусловлена стадийностью процесса fossilization в процессе накопления и литификации осадков [12]. Процесс fossilization растительной ткани древесины, вероятно, протекал в несколько этапов:

- 1) накопление кремния при жизни (фитолиты);
- 2) попадание древесины в водную среду;
- 3) погружение древесины на дно бассейна осадконакопления, перекрытие осадком и диагенетическое растрескивание;
- 4) образование пирита по трещинам, локальное замещение материала древесины (пиритизация);
- 5) пропитывание древесины фосфорными соединениями (фосфоритизация).

Определено, что из кремнезема состоят, в основном, оболочки клеток. Возможно, накопление кремнезема в оболочках клеток происходило еще при жизни, что характерно для высших растений. То, что древесина полностью не окремневает, может свидетельствовать о нехватке кремнезема по отношению к требующемуся для полного псевдоморфного замещения.

Основным фактором, ограничивающим образование пиритовых псевдоморфоз из разлагающегося органического вещества, является низкое содержание серы в растениях и особенно в древесине, сероводород в растение поступает за счет транспортировки водами [8].

Древесина поглощает химические элементы в виде коллоидов, которые мигрируют в водной среде. Наиболее активны коллоидные растворы Si, Al, Fe, Mn, P [9].

Захоронение обломков древесины происходило в морских отложениях, о чем указывает минералогический состав вмещающих пород и ископаемая фауна, найденная в тех же слоях, что и древесина. Вероятно, литификация древесины происходила на дне неглубокого моря, недалеко от берега. Процесс окаменения происходил под толщей осадков на глубине водоема без доступа кислорода. Богатая минеральными веществами вода, просачиваясь сквозь осадок, приносит химические элементы в клетки растения, лигнин и целлюлоза начинают распадаться, а их место занимают минеральные образования.

Анализируя полученные данные химического исследования образца от внешнего края к сердцевине, сделан вывод, что содержание пирита уменьшается. Максимальные значения пирита отмечены в порах древесины (точка 1,2,3), далее – в трещинах (точка 4), размеры трещин 0,1–0,4 мм. Высокое содержание отмечено в смоляных карманах древесины (точка 5), смоляной карман имеет размер 2х3 мм. Присутствие апатита в точках 1,2,3 постоянно. В точке 6 анализ показал замещение

древесины кальцитом. Черным цветом на снимке отражены трещины, заполненные углеродом.

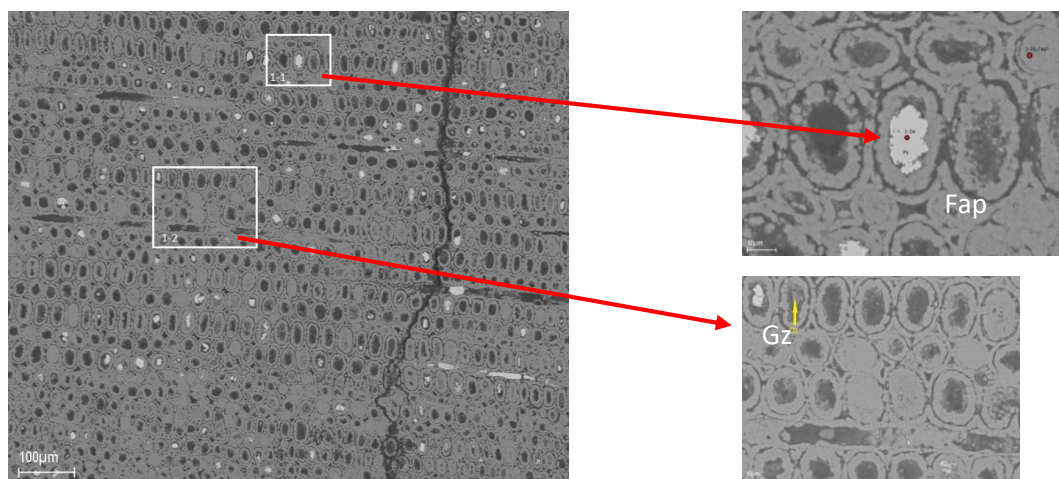
Установлена неоднородная минерализация образца с зональностью, преобладают минералы: апатит, пирит и кальцит. Химический состав обломков древесины по данным рентгеноструктурного анализа говорит о наличии P_2O_5 , который связан с кальцитом и апатитом; Na_2O , SiO_2 – отмечен в небольших количествах; S и Fe – образуют пирит.

После отмирания растительные организмы и его отдельные части обязательно подвергаются различным преобразованиям. Это механический перенос, питание для живых организмов, химические и биохимические процессы.

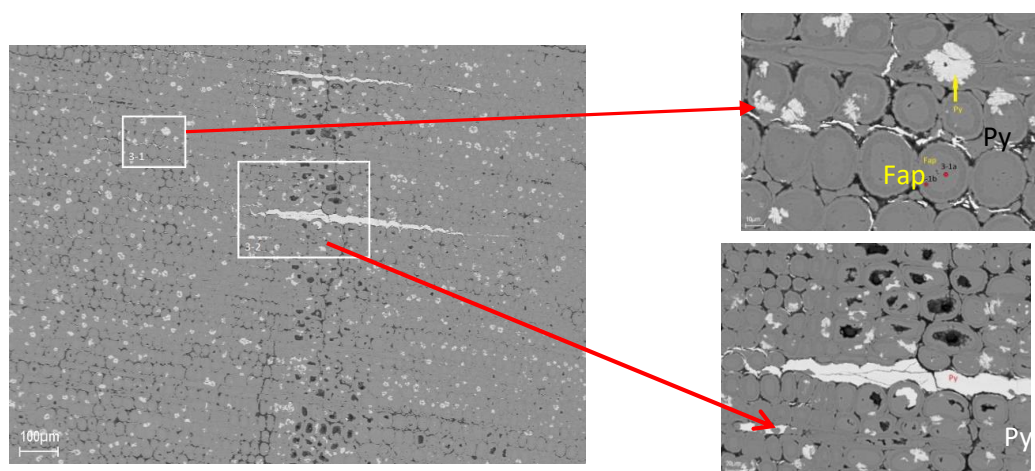
Из снимков, сделанных с помощью электронного микроскопа видно, что часть пор древесины заполнены фторапатитом, меньшая часть пиритом, а часть не подверглась процессам минерализации. Вероятно, замещение древесины происходило последовательно в разных геохимических условиях при спокойной геологической обстановке.

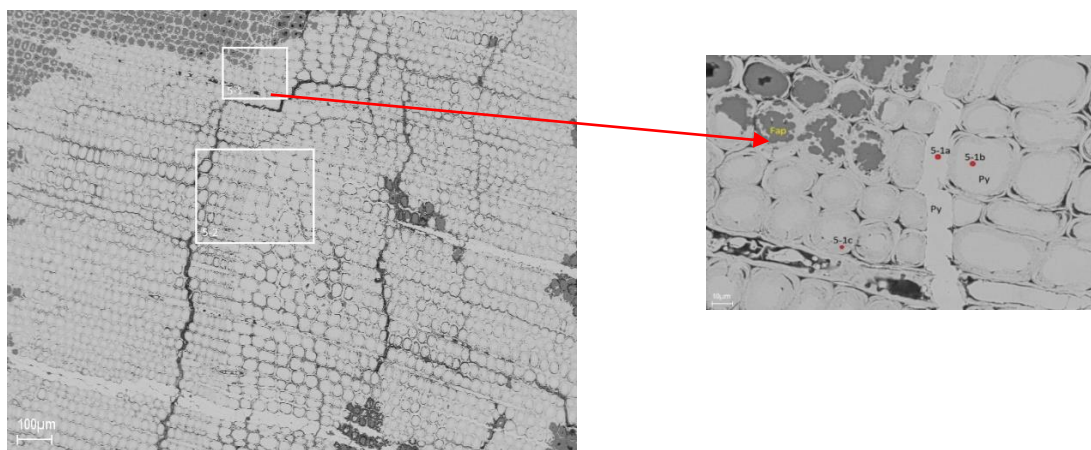
Изучение состава ископаемой древесины представляет огромный интерес для решения ряда проблем, например, она является индикатором определенных палеогеографических условий (климатических, географических), а также определения химического состава вод древних морей.

Выражаю благодарность Жуковой Татьяне Михайловне, наставнику объединения «Юный геолог» г. Рыбинска за консультации при написании работы, Корзиновой Анастасии Сергеевны, младшему научному сотруднику ГО Борок ИФЗ РАН за сделанные спилы древесины. Специалистам геологического института КНЦ РАН Савченко Евгению Эллановичу и Волкову Сергею Николаевичу за помощь в проведении химических анализов. Своему руководителю – Ташкиновой Ольге Петровне за ценные советы при планировании исследования и рекомендации по работе.

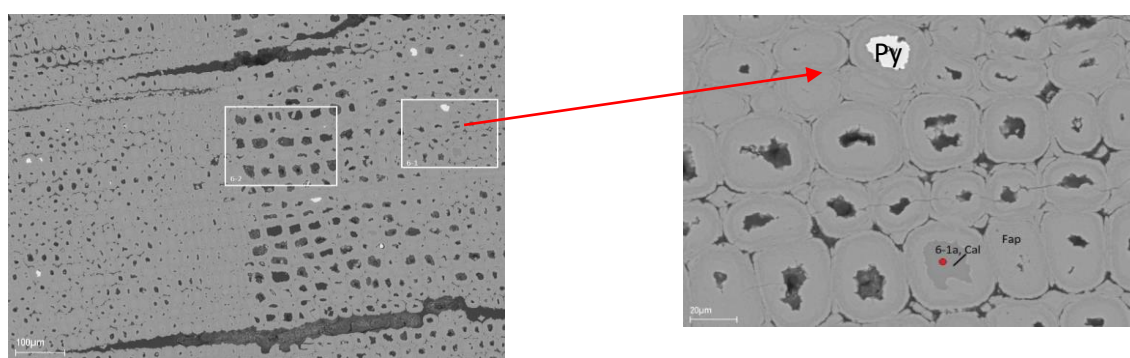


Снимки участка 1-1, 1-2





Снимки участка 5-1



Снимки участка 6-1

Рис.3. Снимки, сделанные рентгеноспектральным детектором микроскоп

Литература

1. Зонов Н.Т. Геологический обзор юрских и меловых фосфоритовых отложений бассейна р. Волги от г. Мышкина до г. Рыбинска. М. Л. Новосибирск. ОНТИ НКТП СССР Государственное научно-техническое горно-геолого-нефтяное издательство, 1934. С. 4-11.
2. Иванов А.Н. Геологические экскурсии по Ярославской области. Ярославское областное государственное издание, 1950. С. 43-53.
3. Иванов А.Н., Новский В.А. Геологическое строение и полезные ископаемые // Природа и хозяйство Ярославской области. Ч.1. Природа. Ярославское книжное издательство, 1959. С. 38 – 142.
4. Иванов А.П. Геологическое описание фосфоритонесущих отложений по р.р. Нее, Желвати, Мере и Волге в Костромской губ. и по р. Волге в пределах Тверской и Ярославской губерний // Труды комиссии Московского Сельскохозяйственного Института по исследованию фосфоритов. Том II. Москва. Типо-лит. В. Рихтер, Тверская, Мамоновский пер., соб.дом. 1910. С. 54-150.
5. Кизильштейн Л.Я. Внутриклеточные структуры в ископаемых растительных тканях // Доклады Академии наук, 2002. т. 383, №2. С. 230–232.
6. Кизильштейн Л.Я. Как возникают окаменелости // Химия и жизнь. Ежемесячный научно-популярный журнал, 3, 2003. С. 30-36.
7. Киселев Д.Н., Баранов В.Н., Муравин Е.С. и др. Объекты геологического наследия Ярославской области: стратиграфия, палеонтология и палеогеография. М.: ЗАО «Юрицинформ», 2012. С. 131–144.
8. Мороз В.П. Процессы фоссилизации растительных остатков на примере Среднего Поволжья // Фиторазнообразие Восточной Европы. ТХ, №1, 2016. С. 97–138.
9. Общая геохимия: учеб. пособие / Д.А. Яковлев, Т.А. Радомская, А.А. Воронцов, А.М. Федоров, А.Е. Будяк. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Иркутск: Издательство ИГУ, 2019. 301 с.

10. Хамадиев Р.И. Замещение минералами кремнезема ископаемых растительных остатков. Казань, 2013. С.183-186
11. Хамадиев Р.И. Хасанов Р.Р. Механизмы и условия замещения минералами кремнезема растительной ткани окаменевшей древесины // Ученые записки Казанского университета. Т. 157. кн.2. Естественные науки, 2015. С. 118-128.
12. Шиловский О.П, Хасанов Р.Р. Геохимические особенности псевдоморфоз пирита по растительным остаткам из верхнеюрских отложений республики Татарстан. Миасс: ЮУ ФНЦ МиГ УРО РАН, 2020, С. 228-231.

ВСКРЫШНЫЕ ПОРОДЫ КАК ОБЪЕКТЫ ПОПУТНОЙ ДОБЫЧИ

Шитова Софья Константиновна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail: shitova.sofja@yandex.ru

Научный руководитель: *д.г.-м.н., профессор Ибламинов Рустем Гильбрахманович*

Аннотация: В статье приведено сравнение двух проектных документаций, предусматривающие использование вскрышных и вмещающих пород. Автор рассматривает определение вскрышных и вмещающих горных пород, их использование в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Ключевые слова: вскрышные породы, Курочучинское* месторождение, Тилинское* месторождение, проектная документация, законы Российской Федерации, сравнительная характеристика.

OVERBURDEN ROCKS AS OBJECTS OF ASSOCIATED EXTRACTION

Shitova Sofya

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research Supervisor: *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Iblaminov Rustem*

Annotation: The article provides a comparative description of two design documents providing for the use of overburden and bearing strata. The author considers the definition of overburden and bearing strata and their use.

Keywords: overburden rocks, Kurocuchinskoe field, Tilinskoe field, project documentation, laws of the Russian Federation, comparative characteristics.

На территории Пермского края расположено большое количество осадочных месторождений. Рассматриваемые месторождения находятся в восточной части Русской платформы, в области характеризующейся горизонтальным залеганием пластов и наличием пологих тектонических структур.

Полезные ископаемые представлены песчано-гравийными смесями, на которых залегают вмещающие породы.

Вскрышные и вмещающие горные породы (ВВГП) – это породы, V класса опасности, покрывающие или вмещающие полезные ископаемые, подлежащие выемке и переносу в процессе открытых работ [3].

Разработка месторождений полезных ископаемых, добыча полезных ископаемых и полезных компонентов из отходов недропользования, в том числе вскрышных и вмещающих горных пород осуществляется в соответствии с утвержденными проектами разработки месторождений полезных ископаемых, а также правилами разработки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых [2,5].

Основаниями для использования отходов недропользования V класса опасности, вскрышных и вмещающих горных:

- 1) лицензия на пользование недрами для разведки и добычи ПИ или совмещенная лицензия на пользование недрами для геологического изучения недр, разведки и добычи полезных ископаемых;
- 2) технический проект;
- 3) договор или копия, предусматривающий передачу ВВГП иному пользователю недр;

4) договор или копия, предусматривающий передачу ВВГП иному лицу, не связанных с осуществлением пользования недрами.

5) протокол Геологоразведочных работ

6) государственная экологическая экспертиза [4].

Вскрышные и вмещающие горные породы, подлежащие использованию, не являются отходами производства в случае, если используются в соответствии со статьей 23.5 п. 1–7 приказа 247/04 «Об утверждении Порядка использования отходов недропользования, в том числе вскрышных и вмещающих горных пород, пользователями недр»:

1) для добычи полезных ископаемых и полезных компонентов;

2) для собственных производственных и технологических нужд;

3) для ликвидации горных выработок и иных сооружений, связанных с использованием недр;

4) для рекультивации земель;

5) для ведения горных работ;

6) для передачи иному пользователю недр в целях использования данным пользователем передаваемых вскрышных и вмещающих горных пород для собственных производственных и технологических нужд, ликвидации горных выработок и иных сооружений, связанных с использованием недр, рекультивации земель в объеме, определенном для выполнения соответствующих работ техническими проектами, иной предусмотренной настоящим Законом проектной документацией на выполнение таких работ и (или) проектом рекультивации земель;

7) для передачи иному лицу в целях использования таким лицом передаваемых вскрышных и вмещающих горных пород для собственных производственных и технологических нужд, не связанных с осуществлением пользования недрами.

Технический проект разработки, предусматривающий использование отходов недропользования V класса опасности ВВГП должен содержать:

- цели использования отходов недропользования V класса опасности, вскрышных и вмещающих горных пород;

- физико-химический и минеральный состав отходов недропользования и объемы их использования образуемых и используемых вскрышных и вмещающих горных пород, включая плотность;

- источник и даты (период) образования вскрышных и вмещающих горных пород;

- допустимые отклонения объемов образуемых и (или) используемых ВВГП;

- требования к объектам хранения ВВГП (специально оборудованным сооружением и местам, предназначенным для хранения вскрышных и вмещающих горных пород, подлежащих использованию);

- условия соблюдения требований по рациональному использованию и охране недр при использовании вскрышных и вмещающих горных пород;

- сведения по видам, количеству и нормативам образования отходов производства и потребления (в т. ч. не планируемых к использованию вскрышных и вмещающих пород), характеристикам объектов ОРО (со сведениями об объеме размещенных отходов)

- расчет платы НВОС на размещение отходов производства и потребления [4].

Проанализировав документацию по разделам вскрышных и вмещающих горных пород, была составлена сравнительная таблица двух месторождений, для выявления более выгодного использования ВВГП.

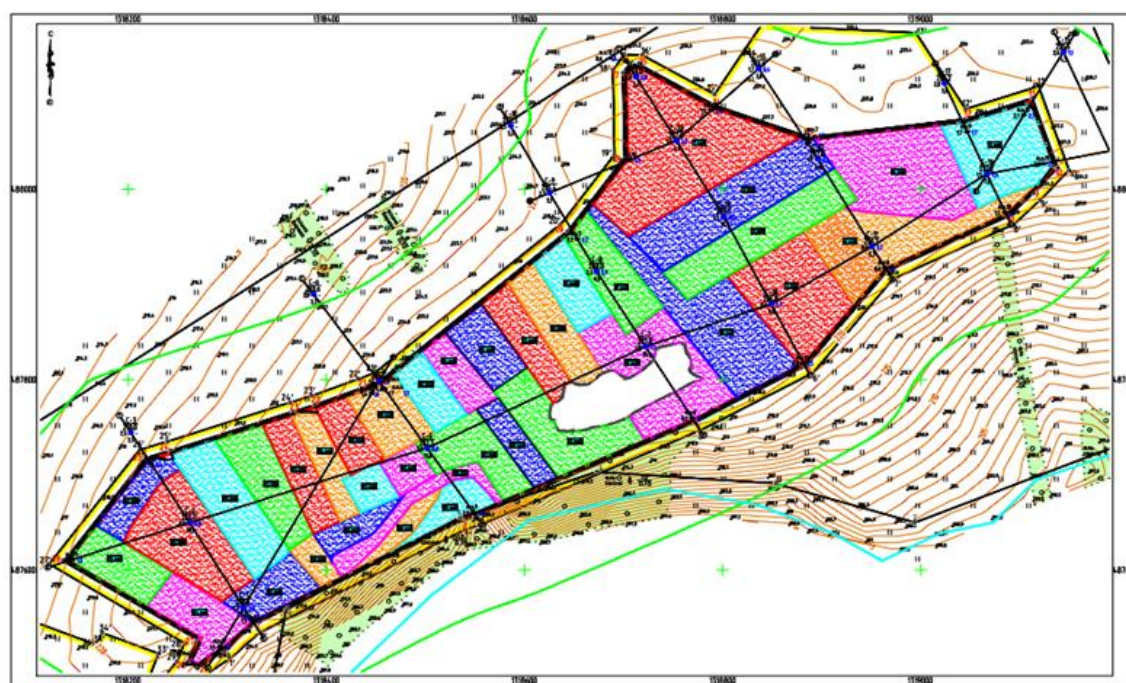
Состав вскрышных пород месторождений включает в себя почвенно-растительный слой и различные глины. Площадь кровли ВВГП месторождений приближенна к друг другу. По результатам анализа объемы ВВГП отличаются на 93,25 тыс. м³.

Вскрышные породы в первом проекте будут использоваться для проведения технического этапа рекультивации карьера, во втором проекте породы будут использоваться пользователем недр для передачи третьему лицу (потребителю) в целях использования таким лицом передаваемых вскрышных и вмещающих горных пород для собственных производственных и технологических нужд, не связанных с осуществлением пользования недрами.

Породы, по мере разработки месторождения, в первом проекте предусмотрен склад вскрышных пород, где складываются в выработанное пространство (рисунок 1), во втором проекте хранение не предусмотрено из-за передачи ВВГП третьему лицу (рисунок 2).

Сравнительная характеристика технических проектов разработки Куроучинского и Тилинского месторождений песчано-гравийной смеси

Основные показатели	Технический проект разработки Куроучинского месторождения песчано-гравийной смеси	Технический проект разработки Тилинского месторождения песчано-гравийной смеси
Состав	Почвенно-растительный слой, темно-коричневые плотные глины, светло-коричневые, пластичные супеси.	Почвенно-растительный слой, торф, илестые глины.
Средняя мощность (м)	1,5 м, при колебаниях 0,2–3,0 м	1,6 м, при колебаниях 0,2–1,0 м.
Площадь кровли (м ²)	185710,52 м ²	180551,1 м ²
Объем (тыс. м ³)	2830,21 тыс. м ³	2923,46 тыс. м ³ .
Применение	Рекультивация	Передача третьему лицу
Коэффициент разрыхления	1,2	1,4
Кол-во уступов при разработке	1	1
Плотность (т/м ³)	1,8 т/м ³ .	1,6 т/м ³ .
Хранение	Предусмотрено	Не предусмотрено



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Рис. 1. Календарный план вскрышных пород Куроучинского месторождения



Рис. 2. Календарный план вскрышных пород Тилинского месторождения

Исходя из анализа Проектной документации можно предположить, что хотя данные практически одинаковы, использование ВВГП на Куроцучинском месторождении выгоднее чем на Тилинском, так как недропользователь по проектной документации использует вскрышные породы для рекультивации, а также для непредвиденных ситуаций, такие как обвалы бортов карьера, размытие автодорог, формирование предохранительного вала и др.

Литература

1. Закон Российской Федерации " О недрах" от 21.02.1992 № 2395-1 // Официальный интернет-портал правовой информации. – Ст. 22 пункт 4
2. Приказ " ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОРЯДКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТХОДОВ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ВСКРЫШНЫХ И ВМЕЩАЮЩИХ ГОРНЫХ ПОРОД, ПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ НЕДР" от 25.03.2023 № 247/04 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 21.02.1992
3. Природопользование Классификация природных ресурсов. Основные проблемы комплексного использования минерального сырья // My shared URL: <http://www.myshared.ru/slide/1013721/>
4. Протокол «О вопросах рассмотрения технических проектов предусматривающих использование отходов недропользования, в том числе вскрышных и вмещающих горных пород» от 22.03.2024 № СЖ-1-пр// Официальный интернет-портал правовой информации – 14.03.2024 г. Москва.
5. Статья 23.5 закона 247/4 от 21.02.1992 «Добыча полезных ископаемых и полезных компонентов из вскрышных и вмещающих горных пород и иное использование вскрышных и вмещающих горных пород» от 21.02.1992 // Официальный интернет-портал правовой информации. – 14.07.2022 г. – Ст. 23.5 с изм. и допол. в ред. от 01.03.2024

ПЕТРОГРАФИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ ИВАКИНСКОГО КАРЬЕРА

Чиркова Любовь Алексеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: cirkovaluba2@gmail.com

Научный руководитель: старший преподаватель Бадьянова Ирина Владиславовна

Аннотация: Представлены результаты исследования петрографического состава образцов горных пород, отобранных из отложений Ивакинского карьера Александровского муниципального округа Пермского края. Всего было изучено 6 образцов, выполнено их литологическое описание и микроскопическое исследование шлифов, изготовленных из этих образцов. В образцах были обнаружены различные органические остатки, такие как водоросли, мшанки и раковины фузулинид. По результатам исследований установлены фациальные обстановки образования отложений Ивакинского карьера.

Ключевые слова: Ивакинский карьер, известняк, петрографический анализ, органические остатки, Центра коллективного пользования ПГНИУ.

PETROGRAPHIC STUDY OF THE IVAKINO QUARRY DEPOSITS

Chirkova Lyubov

Perm State University, 3rd year student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Badyanova Irina

Abstract: The paper presents the results of a petrographic study of rock samples collected from the deposits of the Ivakino quarry in the Aleksandrovsky municipal district of the Perm region. A total of 6 samples were studied, their lithological description and microscopic examination of thin sections made from these samples were carried out. Various organic remains, such as algae, bryozoans, and fusulinids shells, were found in the samples. Based on the research results, the facies environments of the Ivakino quarry deposits were established.

Keywords: Ivakino quarry, limestone, petrographic analysis, organic remains, Perm State University Shared Research Center.

Ивакинский карьер находится на территории одноименного поселка в Александровском муниципальном округе Пермского края. Карьер расположен на левом берегу реки Ивака, протекающей по данной территории. Западная часть района исследований имеет низменный рельеф, 110-113 метров над уровнем моря. Восточная часть района более возвышенная, но по сравнению с Уральской горной системой это самая низкая ее часть, средняя высота рельефа составляет 400–500 метров над уровнем моря.

На территории Ивакинского карьера с 1949 года ведется разработка месторождения известняка горы Матюковой, сложенной нижнепермскими отложениями белогорской толщи, которая соответствует тастубскому и стерлитамакскому горизонтам сакмарского и ассельского ярусов (рис.1). Мощность толщи достигает 200 м. Утвержденные запасы известняка категории В+С₁ составляют 38,8 млн.т. (Даровских, 2006). Лицензия на разработку данного участка принадлежит «ВСМПО-Ависма».

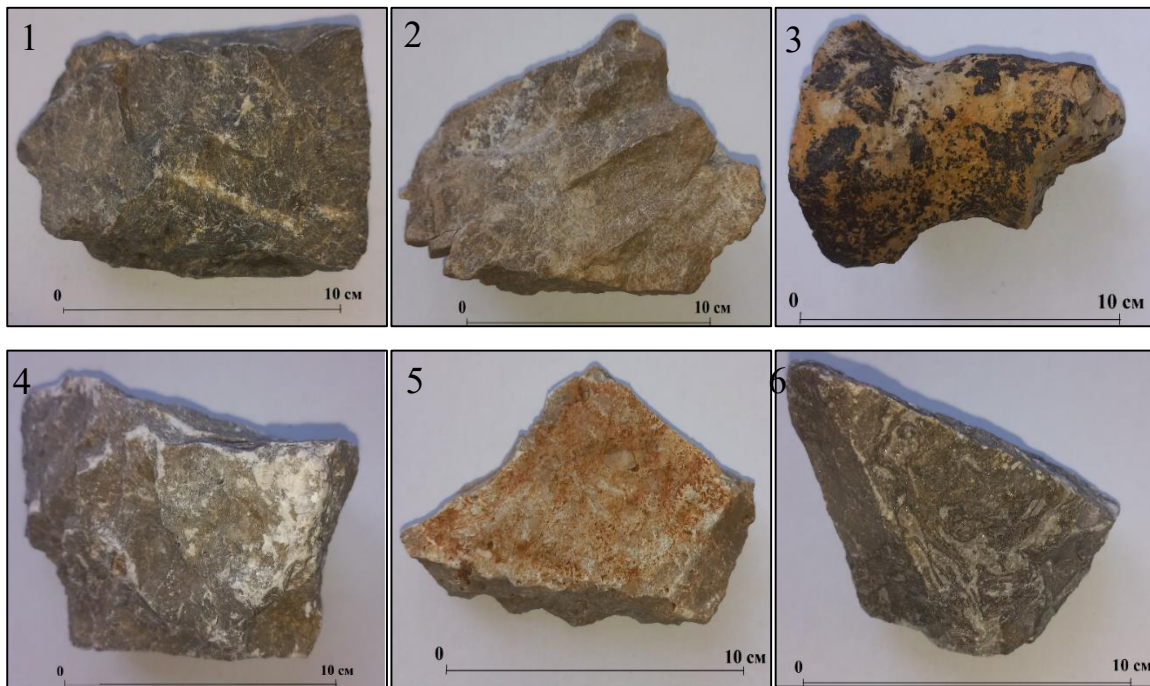


Рис. 3. Образцы Ивакинского карьера:
1, 2, 4, 5 – известняк; 3 – кремнь; 6 – биоморфный известняк

По результатам проведенных исследований было установлено, что все образцы, кроме образца № 3, представлены известняком. Внешне породы темно-серого, серого и светло-серого цвета, структура изменяется от пелитоморфной до мелкозернистой, текстура массивная, образцы средней крепости с низкой пористостью, минеральный состав представлен преимущественно кальцитом. На поверхности образцов отмечаются вторичные изменения в виде примазок и пленок гидроксидов железа и глинистого вещества. Генезис породы преимущественно биогенный.

По результатам микроскопического описания шлифов порода в проходящем свете бесцветная, зерна неправильной и изометричной формы, структурный тип зерен кристаллический и биоморфный, размер зерен достигает 1 мм, микротекстуры седиментационные, массивные. Степень сохранности породы биодетритовая, организмы представлены водорослями и раковинами фузулинид (рис. 4). Минеральный состав породы представлен кальцитом, встречаются редкие зерна доломита. Тип цемента пленочный конформный, распределен неравномерно, цемент преимущественно микростилолитовый, по минеральному составу в основном глинистый (гидроslюдистый). Вторичные изменения породы представлены в виде доломитизации.

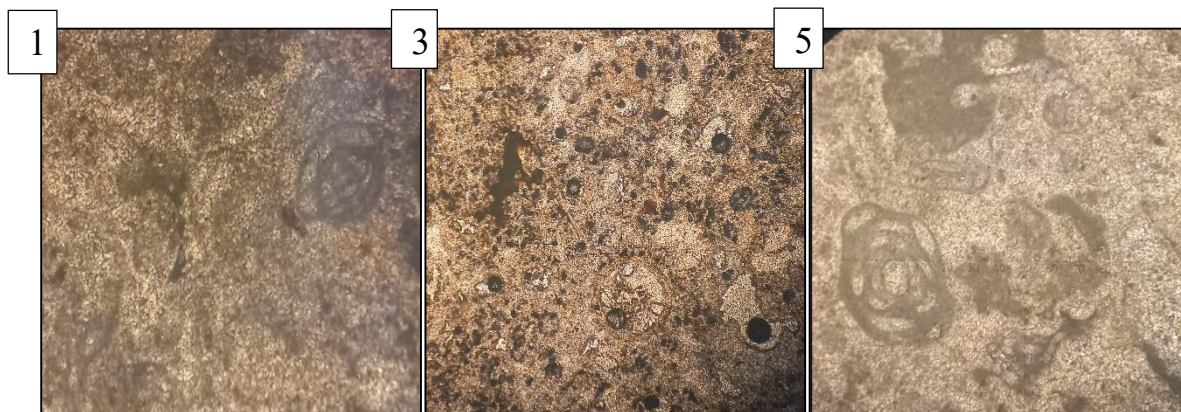


Рис. 4. Фрагменты фотографий шлифов образцов №№ 1, 3, 5.
Органические остатки представлены: 1, 5 – раковинами фузулинид и водорослями, 3 – водорослями



Рис. 5. Фотография поверхности образца № 6, видны водоросли и мшанки

Образца № 3 диагностирован как кремнь серо-желтого цвета, структура криптозернистая, текстура массивная, порода высокой крепости, с низкой пористостью. Минеральный состав породы представлен преимущественно халцедоном. Генезис породы предположительно хемобиогенный. Вторичные изменения представлены в виде пленок гидроксидов железа и глинистого вещества. При микроскопическом описании порода бесцветная, зерна неправильной формы, структурный тип зерен кристаллический и биоморфный, размер зерен до 0,4 мм, степень сохранности биодетритовая, минеральный состав: халцедон, трещины, заполненные кальцитом, тип цемента открытый поровый; распределен равномерно, цемент пойкилитовый, кремнистый, микротекстуры седиментационные, массивные, вторичных изменений не зафиксировано.

По данным петрографического анализа были определены фациальные обстановки образования пород Ивакинского карьера.

Порода образца под № 6 образовалась в условиях рифогенной фации, массивы которой образовались на мелком шельфе. Для данной фации характерны серые известняки с кавернами, которые заполнены кальцитом, наличие скелетов организмов-рифостроителей: водоросли, сетчатые и ветвистые мшанки (Г.Ю. Пономарёва и И.Я. Илалтдинов, 2022).

Порода остальных изученных образцов образовалась в условиях верхнерифтовой фации на глубине 20-50 м. К признакам этой фации относятся мелкозернистые известняки с органогенной или с органогенно-детритовой структурой. Порода этой фации массивная, плотная, цвет изменяется от белого до черного. В породе встречается много органических остатков. Доказываются эти фации по стеногалинному морскому бентосу. В изученных образцах это фузулиниды, а индикаторами глубины являются водоросли. Про происхождение образца №3 можно сказать следующее: кремни также образуются на мелководье, в нем также были обнаружены водоросли, что говорит о небольшой глубине образования (Г.Ю. Пономарёва и И.Я. Илалтдинов, 2022).

Исследования выполнены при помощи оборудования Центра коллективного пользования уникальным научным оборудованием Пермского государственного национального исследовательского университета.

Литература

1. Водолазская В. П., Тетерин И. П., Кириллов В. А., Лукьянова Л. И. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1 : 1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист О-40 – Пермь. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 497 с. + 6 вкл.
2. Даровских Н.А. Известняк для производства строительной извести / Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края. Из-во: "Книжная площадь". Пермь, 2006. С. 207-208.
3. Ивакинский карьер. Википедия. URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Ивакинский_Карьер

4. *Историческая геология с основами палеонтологии: учеб.-метод. пособие / сост. Г.Ю. Пономарёва и И.Я. Илалтдинов; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2022. -90 с.*
5. *Кочетков О.С., Бородин Н.П. Микроскопическое описание осадочных пород: Учебное пособие. – Ухта: УГТУ, 2000 – 100 с., ил.*
6. *Недоливко Н.М., Ежова А.В. Н42 Е-35 Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с. Особенности рельефа.*
7. *Александровск. Пермский край. Историко-географический справочник. URL: <https://aleksandrovec.wordpress.com/географическое-положение-александро/особенности-рельефа/>*
8. *Платонов М. В., Тугарова М.А. С89 Петрография обломочных и карбонатных пород: учеб.-метод. пособие. – СПб., 2004. – 72 с. Схема петрографического описания шлифов.*
9. *Промышленность на Ависме. URL:https://vk.com/@avisma_media-roman-s-kamnem*
10. *Схема макроописания образцов. Методические рекомендации для практических занятий по дисциплине физическая седиментология. URL:https://spmi.ru/sites/default/files/imci_images/univer/svedenia_jb_organizacii/metrek2022/mu-k-pz_fizicheskaya-sedimentologiya_fgt.pdf*

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 3:
ПАЛЕОНТОЛОГИЯ, СТРАТИГРАФИЯ И РЕГИОНАЛЬНАЯ ГЕОЛОГИЯ

XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"

SECTION 3:
PALEONTOLOGY, STRATIGRAPHY AND REGIONAL GEOLOGY

РОЛЬ СДВИГОВ В ФОРМИРОВАНИИ ОТДЕЛЬНЫХ СТРУКТУР В ПРЕДЕЛАХ ПЕЧОРО-КОЖВИНСКОГО МЕГАВАЛА

Бражников Артем Олегович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 2 курса, г. Пермь
e-mail: artem.777@mail.ru*

Клочко Анна Александровна

ООО «ТП НИЦ Нефтегаз»

Научный руководитель: *к.г.-м.н., доцент Кожевникова Елена Евгеньевна*

Аннотация: В работе кратко приведена история развития Печоро-Кожвинского мегавала с геодинамических позиций по опубликованным данным. Было отмечено, что обозреваемая территория в течение своего формирования испытывала разнонаправленные деформации: более ранние – транстензионные, более молодые – транспрессионные. Описаны основы структурного анализа в терминологии модели сдвигов Риделя. Рассмотрено выделение структур сдвига по сейсмическим данным. Дана характеристика структурных особенностей синрифтового и синорогенного парагенезов. Структурные объекты представляют собой результат наложения (интерференции) разновозрастных дислокаций.

Ключевые слова: Печоро-Кожвинский мегавал, история геологического развития, транстензия, транспрессия, сколы Риделя.

THE ROLE OF SHEAR FAULTS IN THE FORMATION OF STRUCTURES WITHIN THE PECHORA-KOZHVA MEGASWEL

Brazhnikov Artem

Perm State University, 2nd year Post-graduate Student, Perm

Anna Klochko

LLC “TP Research Center Neftegaz”

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kozhevnikova Elena*

Abstract: The paper presents the history of the development of the Pechora-Kozhva megaswell from a geodynamic position according to published data. It was noted that the studied territory during its history experienced multidirectional deformations: earlier ones were transtensional, younger ones were transpressional. The basics of structural analysis are described in the terminology of the Riedel shear model. The identification of shear structures from seismic data is considered. The characteristics of the structural features of synrift and synorogenic parageneses are given. Structural objects are the result of superposition (interference) of dislocations of different ages.

Keywords: Pechora-Kozhva megaswell, history of geological development, transtension, transpression, Riedel shears.

В настоящей статье рассматривается строение участка Печоро-Кожвинского мегавала – крупного тектонического элемента II порядка, входящего в состав Печоро-Колвинского авлакогена (рис. 1).

В течение длительного периода изучения Печоро-Кожвинский мегавал рассматривается как сквозная инверсионная структура, выделяемая от пород фундамента, до границы предъюрского

несогласия. Главный Припечорский разлом, ограничивающий объект в запада по фундаменту и нижним горизонтам осадочного чехла является сбросом, а в вехней части переходит во взброс. То есть особенности строения объясняются «простой» инверсией по сбросовому нарушению: в пермское время в результате подъема территории сбросы были преобразованы во взбросы.

Однако современные тектонофизические представления вкупе с площадными сейсмическими исследованиями 3D позволяют построить значительно более сложную структурно-тектоническую модель, включающую последовательное регионального сдвигание.

Исходя из обзора опубликованных источников [5,6,7] краткая история тектонических режимов на рассматриваемой территории была следующей:

- Поздний рифей – (ранний кембрий?) – становление складчато-надвигового сооружения тиманид на окраине континента Балтии.

- Ордовик – девон – длительный период тектонического режима пассивной окраины континента Балтии. Тимано-Печорская молодая (на то время) эпителиманская плита имеет складчатый фундамент.

- Поздний кембрий – ранний ордовик – эпиплатформенный континентальный рифтогенез.

- Средний-поздний девон – рассеянный континентальный рифтогенез.

- Раннекаменноугольное время (визейский век) – начало «косой» коллизии типа континент-континент вдоль окраины континента.

- С ранней перми фиксируется начало уверенной «жесткой» коллизии, формирование структуры Предуральского прогиба [8] и синхронный этому периколлизионный эпиплатформенный орогенез в пределах Печорской плиты.

- Поздний триас – ранняя юра – кульминация коллизионных процессов (раннекиммерийских) с формированием складчато-надвиговых структур на Пай-Хое.

В геологической истории развития Печоро-Кожвинского мегавала неоднократно возникали геодинамические предпосылки проявления деформаций не только и не столько растяжения (рифтовый этап) и сжатия (коллизионный этап), но во многом и сдвигового характера.

Основным источником напряжений на рассматриваемой территории являлись активные геодинамические процессы, протекающие в смежной части Урало-Новоземельского подвижного пояса [7]. Многими исследователями отмечается сдвиговая природа соотношения структурно-вещественных комплексов в аллохтонной структуре Урала [1, 4, 5, 6], что дает региональное обоснование сдвиговой компоненты рассматриваемых в статье объектов.

С тектонофизической точки зрения объектом анализа должен являться весь объем геологического разреза, в котором в разной степени проявляются дизъюнктивные и пликативные дислокации, при чем каждое отдельное нарушение может быть генетически связано с остальными и занимать определенное место в единой системе. Кроме того каждый разлом представляется не как плоскость, а как геологическое тело, имеющее свою протяженность в трех измерениях и имеющее внутреннюю структуру, представленную сетью разломов более мелкого порядка, областью трещиноватости и другими элементами.

Основными же элементами внутренней структуры являются магистральный сместитель (разлом 1-го порядка) и разрывы второго порядка, среди которых выделяют опережающие, оперяющие и сопутствующие нарушения.

Опережающие разрывы возникают и эволюционируют в разломной зоне до появления в ее пределах магистрального сместителя. Оперяющие разрывы – в результате трения блоков по поверхности уже образовавшегося магистрального сместителя. Сопутствующие разрывы – определяются наличием гравитационных, реологических эффектов или кинематической необходимостью в трансформации перемещений по сети опережающих или оперяющих нарушений.

В широко известной модели Риделя (Рис. 2, с использованием принципа «домино») первыми (опережающими) нарушениями являются R-сколы. Ориентированы обычно под углом 10-20 ° к зарождающемуся главному разлому.

R'-сколы и X – сколы – антитетические разломы двух генераций, ориентированные под большим углом (приблизительно 75 ° и 100-110°, соответственно) к направлению сдвига.

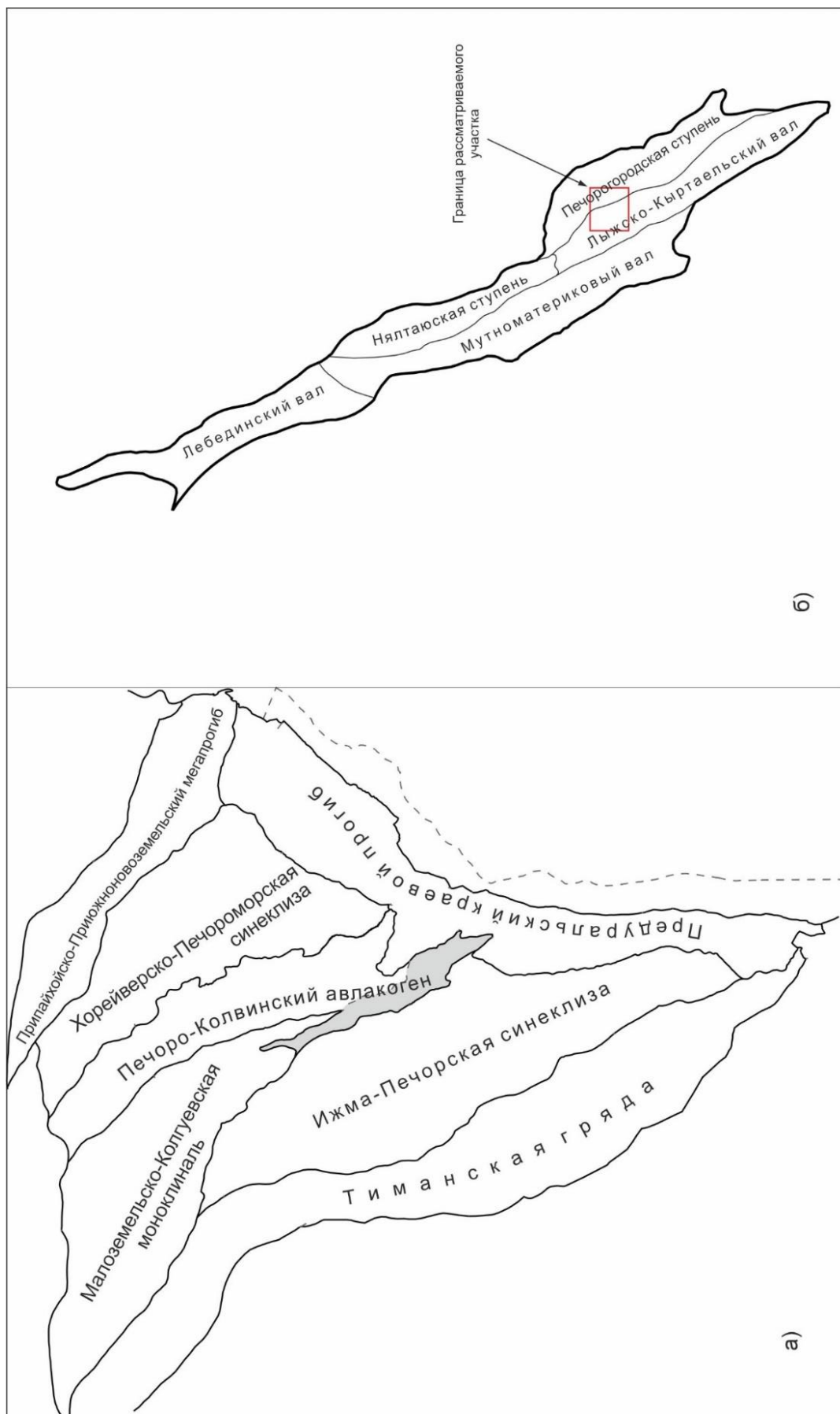


Рис.1. Схема тектонического районирования Тимано-Печорской плиты (а)
и Печоро-Кожвинского мегавала (б)

(с использованием материалов ООО «ТП НИЦ»)

Сопряжены с R разломами, преимущественно возникают в зоне перекрытия между двумя параллельными разломами и часто соединяют их. Являются сопутствующими.

R-сколы – синтетические разломы (правые в правосторонней системе), возникающие несколько позже в качестве сопряжений между крупными R сколами, способствуют более масштабным горизонтальным смещениям, формированию сдвиговых дуплексов, предшествуя началу заложения магистрального разлома. Участвуют в анастомозинге (амальгамации) – слиянии близко расположенных, испытывающих вращение R и R' разломов с образованием множественных дуплексов в зоне сдвигового смещения

Y-сколы – синтетические микроразломы, параллельные основному разлому или располагающиеся внутри него, формируются последними, образуя сеть трещин в узкой зоне разлома.

T (NF) – структуры присдвигового растяжения (сбросы, отрывы). Трещины и разломы этого типа могут оперять магистральный разлом.

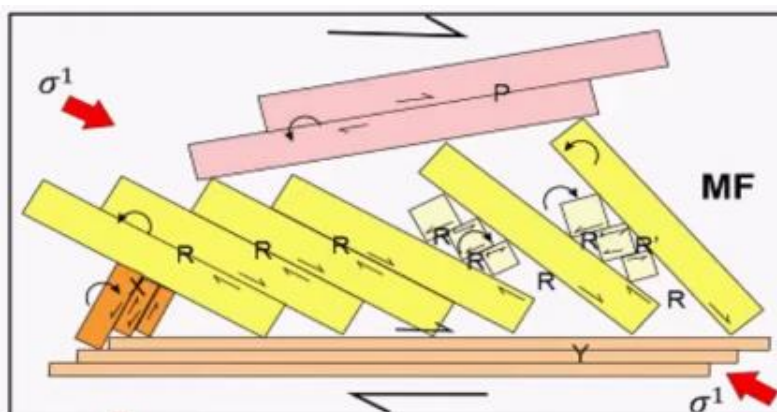


Рис. 2. Модель «домино» для сдвиговой зоны

Обозначенные структурные закономерности проявляются в большом диапазоне масштабов от надпорядковых элементов до тонкой нарушенности и трещиноватости. Подобие главных элементов парагенеза на любом масштабном уровне [2] является методической основой для прогноза недостающих элементов.

В пределах рассматриваемой территории наблюдаются типичные примеры структур (цветочные и пальмовые структуры), являющихся индикаторами сдвиговых деформаций. В разрезе для них характерен "конический" облик веера разломов и самой структуры.

Как было отмечено ранее, территория исследований на протяжении своей истории испытывала влияние разнонаправленных напряжений, которые отразились в строении соответствующих этажей геологического разреза (Рис. 3):

А – Уровень деформаций сдвига ранней генерации (синрифтовый уровень). Разломы с амплитудным сместителем, с признаками активизации «древних» сдвига-сбросов на этапе синорогенных деформаций.

Б – Уровень проявления синорогенных деформаций сдвига (сдвиговые веера в продуктивном разрезе). Интенсивная нарушенность, сложные сочетания структурных признаков сжатия (транспрессии) и растяжения (транстенсии).

С – Уровень сложного наложения (интерференции) разломных структур двух деформационных этапов – при благоприятном поле напряжения крупный амплитудный разлом молодой генерации приспособляется к конфигурации разломной зоны на уровне более ранних деформаций (концентраторов напряжений).

Кроме того на временных разрезах можно проследить и смену зрелости сдвигового парагенеза, которая нарастает сверху вниз:

1 – Зона рассеивания, затухания деформации – широкие линейно-анизотропные и низкокогерентные зоны, кулисная геометрия складок, отдельные крупные разломы в пределах некогерентных зон.

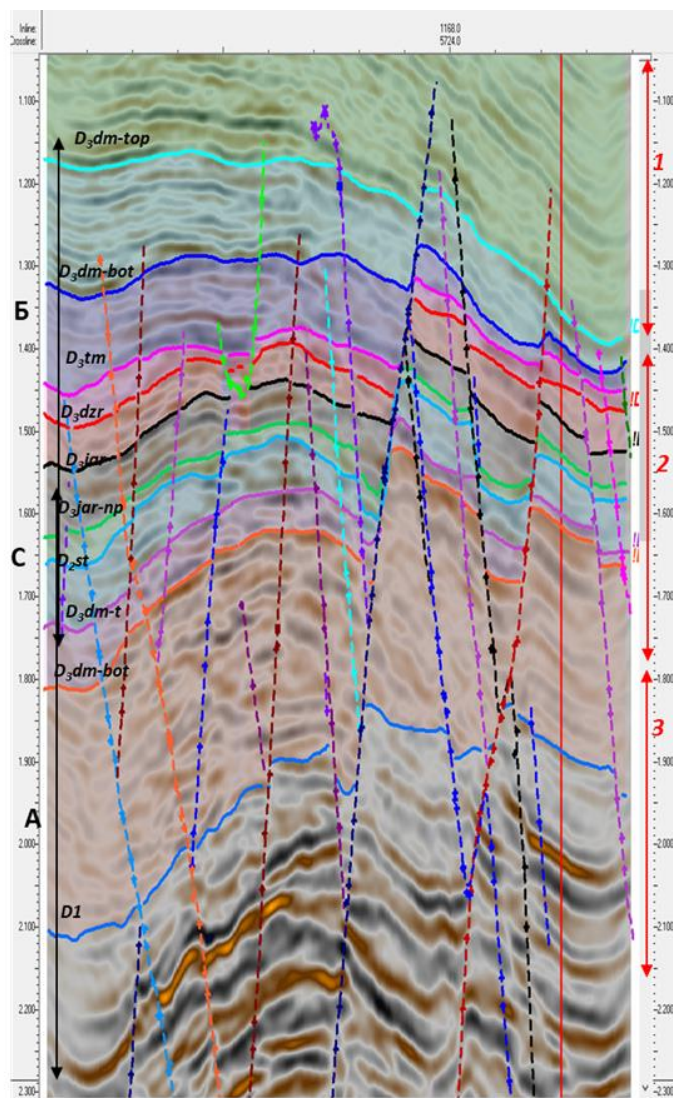


Рис. 3. Закономерности проявления сдвиговых деформаций в разрезе (строение сдвиговых вееров)

2 – Уровень полного набора элементов парагенеза – отчетливые смещения осей синфазности разломов в горизонтальной плоскости или эшелонированные кулисы.

3 – Концентрация деформации – диагностируются отдельные высоко-амплитудные разломы (обычно по горизонтальным смещениям) или узкие линейно-анизотропные – некогерентные зоны. Максимальная степень сложности структурного парагенеза.

Выделение уровней в значительной степени условно, т.к. проявление реактивации разломов неоднородно и может в различной степени проявляться для разломов ранней генерации в зависимости от их ориентировки (простираения) и геометрии.

Характеристику структурных особенностей раннего парагенеза относительно корректно проводить для структурного уровня кровли нижнедевонского разреза (ОГ D₁) (Рис.4).

Важными проявлениями в структурно-тектоническом каркасе деформаций раннего рифтогенного этапа являются:

- распределение мощностей средне-верхнедевонского синрифтового интервала разреза;
- положение в структуре "центрального" грабена поднятия, ориентированного косо по отношению к его бортовой зоне.

Предполагается, что «центральная» структура на рифтогенном этапе была горстовым присдвиговым поднятием, в составе трансферной зоны, сочленяющие центральный грабен с соседней рифтогенной структурой (расположенной за пределами 3D съемки).

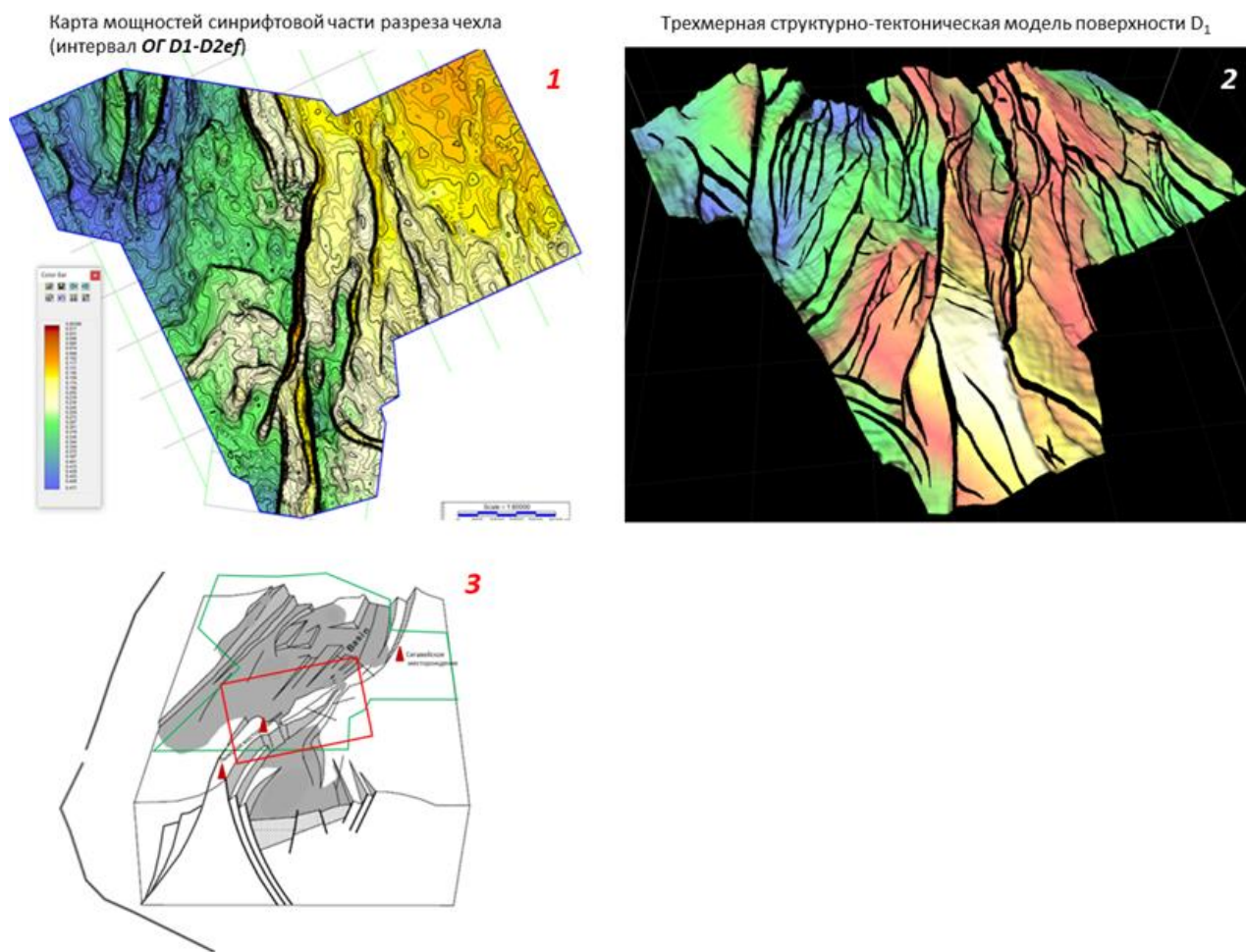


Рис. 4. Структурные особенности нижнедевонских отложений и строение

1. Проявление деформаций в распределении мощностей нижней части синрифтовых отложений ($D_1 - D_{2ef}$)
2. Разломная модель для поверхности D_1 .
3. Модель структур грабенов Киву и Русизи и разделяющей их трансферной зоны Бугорами (Strake-slip relay ramp) в структуре Восточно-Африканской рифтовой системы). Показано положение трансферной зоны.

В морфологии собственно "центрального" поднятия есть признаки существования его как структуры сдвиговой релейной ramпы (Strake-slip relay ramp) уже на рифтогенном этапе. Структуры такого типа – образуются обычно в бортовых частях грабенов присдвигового растяжения как системы наклонных, ограниченных сбросо-сдвигами поверхностей тектонических блоков.

Позднепалеозойско-раннемезозойский (?) синорогенный этап проявился в формировании транспрессионного структурного парагенеза в результате регионального сжатия, охватившего обширные территории в Тимано-Печорском регионе

На основании анализа сейсмического материала синорогенный этап рассматривается как суммарный эффект деформаций, наложенных на структуры предшествующего тренстензионного рифтогенного этапа.

Ранние структурные направления работают на позднем деформационном этапе как области концентрации напряжений. Новые сдвиги в основном наследуют более ранние структуры, что оказывается энергетически более эффективным, чем разбивать их новыми разломами.

Левосторонняя общая кинематика и значительная амплитуда горизонтальных смещений синорогенного этапа диагностируется по: характерному сигмоидальному развороту разломных зон и дуплексов в их пределах, ориентировки разломов III порядка, общему вытягиванию (с продольным удлинением) впадины в направлении магистрального смещения и др. Корректное количественное определение величины горизонтальных смещений проблематично из-за: неоднократного сдвигания,

отсутствия уверенных структурных реперов, сложной разломной тектоники, качества сейсмического материала.

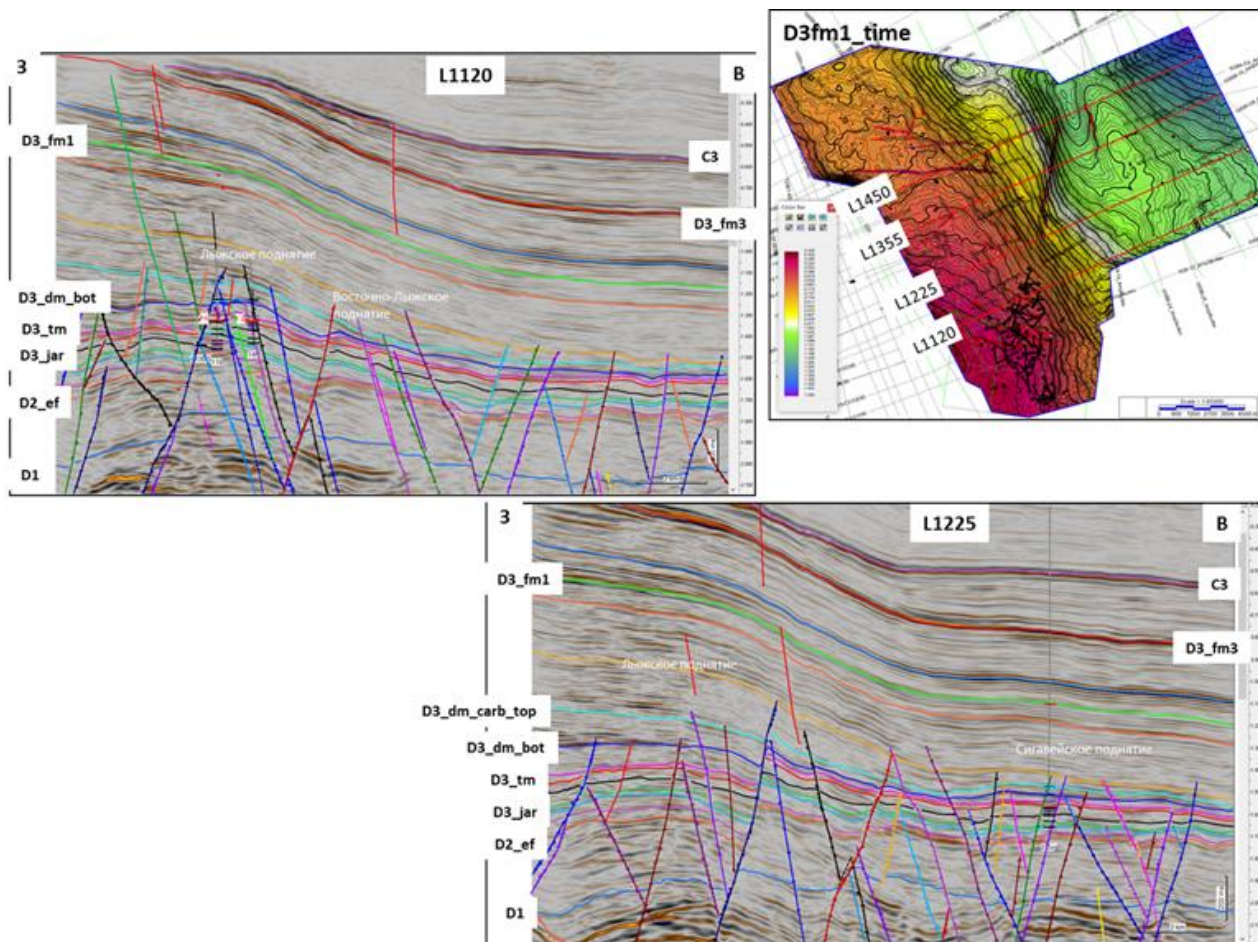


Рис. 5. Проявление синорогенной (и посторогенной) инверсии на сейсмических разрезах.

Таким образом использование тектонофизических принципов позволяет типизировать и ранжировать разрывные нарушения на генетической основе, прогнозировать направление распространение дизъюнктивов на участках низкоинформативной сейсмической записи, обосновывать последовательность формирования структурно-тектонической модели. На основе анализа величины смещений, в том числе горизонтальных, которые при сдвигах превышают вертикальные, можно выполнять оценку проводящей/экранирующей роли разломов, что может быть использовано при геометризации залежей УВ и проектировании разработки месторождений.

Литература

1. Знаменский С.Е. Стадии деформаций и механизм формирования структуры восточного склона Южного Урала на этапе общей коллизии. // Пятые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича, 2009.
2. Кирмасов А.Б. Основы структурного анализа. // М., Научный мир, 2011. 368 с.
3. Клочко А.А. Реконструкция деформационной структуры северной части Лыжско-Кыртаельского вала с позиции структурно-тектонического анализа и закономерностей тектонической эволюции. // Республика Коми, 2023.
4. Пучков В.Н. Образование Урало-Новоземельского складчатого пояса – результат неравномерной косоориентированной коллизии континентов. // Геотектоника, 1996, №5, с. 66-75.
5. Пучков В. Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. // Уфа, ГИЛЕМ, 2000. 146 с.
6. Пучков В.Н. Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). // Уфа, ДизайнПолиграфСервис, 2010. 280 с.
7. Хаин В.Е. Тектоника континентов и океанов. // М., Научный мир, 2001. 606 с.
8. Урал: фундаментальные проблемы геодинамики и стратиграфии. // М., Наука, 1998. 223 с. (Тр. ГИН РАН; Вып. 500).

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ЭМАНАЦИИ ВОДОРОДА ПЕРЕД СИЛЬНЫМИ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯМИ

Графеев Олег Евгеньевич

Томский государственный университет

аспирант 1 курса, г. Томск

e-mail: ografeev@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Парначев Валерий Петрович

Аннотация: Приведены примеры сильных землетрясений, предварявшихся снижением содержания озона в атмосфере. Данное явление рассмотрено с позиций теории изначально гидридного ядра Земли, приведена оценка минимально необходимого для возникновения наблюдаемых явлений количества водорода. Рассмотрен также пример землетрясения, предварявшегося увеличением содержания озона в атмосфере.

Ключевые слова: землетрясения, озон, озоновый слой, озоновые аномалии, водород.

QUANTATIVE ASSESSMENT OF HYDROGEN EMANATION BEFORE STRONG EARTHQUAKES

Grafeev Oleg

Tomsk State University, 1st year Post-graduate Student, Tomsk

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Parnachev Valeriy

Abstract: Examples of strong earthquakes preceded by a decrease in the ozone content in the atmosphere are given. This phenomenon is considered from the standpoint of the theory of the initially hydride core of the Earth, an estimate of the minimum amount of hydrogen required for the occurrence of the observed phenomena is given. An example of an earthquake preceded by an increase in the ozone content in the atmosphere is also considered.

Keywords: earthquakes, ozone, ozone layer, ozone anomalies, hydrogen.

В работе «Аномалии озонового слоя как предвестник землетрясений» автором приведены примеры сильных землетрясений, предварявшихся снижением содержания озона в атмосфере. Вероятная причина данного явления состоит в разрушении озона вследствие взаимодействия с ним свободного водорода, выделяющегося в зонах тектонических нарушений (т.н. водородный цикл разрушения озона) [4].

На основе данных об изменении содержания озона проведем оценку объемов эманации водорода.

Для оценки будут взяты данные по следующим землетрясениям:

Землетрясение	Содержание О ₃ в аномалии и до ее возникновения	Ссылка
Северо-Курильск, 01.09.2023, M=6.1 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1548072	250 DU 300 DU	https://disk.yandex.ru/d/zYgTcZj8-4NQPA
Сантьяго дельЭстеро (Аргентина), 05.08.2023, M=6.2 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1553025	225 DU 250 DU	https://disk.yandex.ru/d/nUZh-N4150MoqQ
Жужуй (Аргентина), 22.03.2023, M=6.4 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1240553	225 DU 250 DU	https://disk.yandex.ru/d/U1zBi5TJc4HmMw
Сантьяго дельЭстеро (Аргентина), 20.01.2023, M=6.8 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1212923	225 DU 250 DU	https://disk.yandex.ru/d/6z319WpDU59XmQ
Калифорния, 20.12.2022, M=6.4 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1201904	225 DU 275 DU	https://disk.yandex.ru/d/Avu7ooYM099Xfg
Сакарья (Турция), 23.11.2022, M=6.1 https://www.emsc-csem.org/Earthquake_information/earthquake.php?id=1191966	225 DU 275 DU	https://disk.yandex.ru/d/oaMk3eElxuRPaw

В приведенных случаях уменьшение содержания озона составило от 25 до 50 единиц Добсона. Единица Добсона соответствует $0,447 \text{ ммоль/м}^2$.

В каком соотношении находятся количество разрушаемого озона и количество необходимого для этого водорода? В работе (Ларин) предлагается оценивать количество разрушаемых одной частицей Н молекул О₃ исходя из длины цепи водородного цикла разрушения озона. По приведенным в указанной работе данным длина цепи для высот стратосферы составляет около 100.8, т.е. одним водородом разрушает 6 – 7 молекул озона [3]. Соответственно, для уменьшения содержания озона на 1 единицу Добсона в стратосферу должно попадать около $0,07 \text{ ммоль/м}^2$ водорода, т.е. $0,14 \text{ мг/м}^2$. Для определенных выше значений необходимо попадание в стратосферу от 3,5 до 7 мг/м^2 водорода.

В п. 6 (Турция) пространственный масштаб аномалии составляет порядка 800 на 300 км, соответственно для формирования аномалии необходимо порядка 1680 тонн водорода. В п. 4 – 700 на 300 км, соответственно, порядка 735 тонн.

Приведенная оценка является грубой и, вероятно, существенно заниженной, так как не учитывает:

Скорость взаимодействия водорода с атмосферным озоном (какой процент водорода не успевает вступить в реакцию и поднимается в более высокие слои атмосферы);

Рассеяние водорода в тропосфере, в т.ч. в струйных течениях.

Также требует уточнения расположение зон эманации водорода на местности. Зоны эманации, исходя из предположения о природе данного предвестника, должны соответствовать областям, в которых происходит изменение проницаемости пород. То есть эманация происходит над активизировавшимся разломом.

Каким может быть размер этой области? Для Чуйского землетрясения (27 сентября 2003 г.) по результатам изучения афтершоков длина зоны активизации определена в 120 км, ширина на различных участках от 1 – 2 до 10 км [2]. По результатам исследований Байкальской сейсмической зоны ширина зоны активизации определена как не превышающая 30 км [1]. Таким образом, область эманации имеет площадь от нескольких сотен до нескольких тысяч квадратных километров. Это на 2

– 3 порядка меньше площади аномалии озонового слоя, соответственно эманация водорода происходит в количестве не менее десятых долей г/м².

Следует отметить, что Чуйское землетрясение (27 сентября 2003 г.) сопровождалось иным атмосферным предвестником – за 3 дня до землетрясения над его очагом возникла положительная озоновая аномалия, содержание озона превысило среднестатистическое на величину до 15% [5]. Можно предположить, что вследствие сейсмичности Горного Алтая существенная проницаемость пород характерна для данного региона. В таком случае проницаемость пород обеспечивает постоянное истечение газов, в том числе водорода. Если сильному землетрясению предшествует сейсмическое затишье, то проницаемость пород снижается, уменьшается истечение водорода и увеличивается содержание озона в атмосфере (вследствие того, что замедляется его разрушение).

Данная гипотеза требует отдельной проверки по накопленным данным о землетрясениях, которым предшествовало сейсмическое затишье. Но на основе нее можно предположить, насколько изменился объем эманации водорода в дни, предшествующие Чуйскому землетрясению. Размер аномалии составил около 1200 км на 900 км, среднее отклонение содержания озона – около 10% от 300 DU, т.е. около 30 DU. Соответственно, аномалию мог вызвать недостаток порядка 4 500 тонн водорода, или около 4,2 мг/м².

Литература

1. Горбунова Е.А. *Параметры короткопериодической активизации разломов и сейсмический процесс в Байкальской рифтовой системе на основе разработанной ГИС Digital Faults: автореферат дисс. канд. геол.-мин. Наук / Горбунова Е.А. – Иркутск, 2015 г. – 23 с.*
2. Еманов А.Ф., Еманов А.А., Фатеев А.В. *Сейсмотектоника активизированной объемной структуры разломов: результаты исследований строения верхнекоровой очаговой области Чуйского землетрясения $M_s = 7.3$, произошедшего 27 сентября 2003 г. в Горном Алтае (Россия) // Геотектоника, 2021, № 2, с. 94 – 104.*
3. Ларин И.К. *Химическая физика озонового слоя. М.: ГЕОС, 2013. – 159 с.*
4. Сывороткин В.Л. *Озонная методика изучения водородной дегазации Земли // Электронное научное издание Альманах Пространство и время, 2013. т. 4, № 1.*
5. *Environment and Climate Change Canada [Электронный ресурс]. URL: <http://exp-studies.tor.ec.gc.ca/clf2/e/main.html> (дата обращения: 20.03.2024).*

СЕКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ КУРМАКОВСКОЙ СВИТЫ (СЕРПУХОВСКИЙ ЯРУС) РАЗРЕЗА МАРИИНСКИЙ ЛОГ (ОКРЕСТНОСТИ Г. ГУБАХИ, ПЕРМСКИЙ КРАЙ)

Конюхова Карина Артёмовна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 4 курса, г. Пермь

e-mail: karina.konyukhova02@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Пономарева Галина Юрьевна

Аннотация: Изучены микрофации курмаковской свиты серпуховского яруса нижнего карбона в разрезе Мариинский Лог в окрестностях города Губахи (Пермский край). Курмаковская свита соответствует депрессионному типу разреза и сложена темно-серыми и черными микрозернистыми, детритово-шламовыми известняками. По результатам генетической интерпретации построена батиметрическая кривая разреза, проведен секвенсный анализ.

Ключевые слова: курмаковская свита, серпуховский ярус, микрофации, секвенс-стратиграфия

SEQUENCE STRATIGRAPHIC ANALYSIS OF THE KURMAKOV FORMATION (SERPUKHOVIAN STAGE) OF THE MARIINSKY LOG SECTION (NEAR GUBAKHA, PERM KRAI)

Konyukhova Karina

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Ponomareva Galina

Abstract: Microfocations of the Kurmakov formation of the Serpukhovian stage of the Lower carboniferous in the section of the Mariinsky Log in the vicinity of the city of Gubakha (Perm Krai) have been studied. The Kurmakov formation corresponds to a depressive type of section and is composed of dark gray and black micrograin, detritus-slurry limestones. Based on the results of the genetic interpretation, a bathymetric incision curve was constructed and a sequential analysis was performed.

Keywords: Kurmakov formation, Serpukhovian stage, microfacies, Sequence Stratigraphy.

Разрезы верхнего палеозоя окрестностей г. Губахи уникальны. Территория западного склона Среднего и Северного Урала в пределах Пермского края характеризуется сильной залесенностью и труднодоступностью геологических объектов. Губаха же, напротив, по причине широкого размещения городской инфраструктуры и промышленных предприятий делает доступными геологические разрезы. Для их посещения не нужно организовывать дорогостоящие экспедиции. Второе достоинство заключается в палеотектонической позиции рассматриваемого района. Окрестности г. Губахи приурочены к осевой зоне Кизеловского палеопрогиба, который в отличие от других впадин Камско-Кинельской системы находится на западном склоне Среднего Урала и открывается на восток в сторону пассивной окраины Восточно-Европейского континента. По этой причине морские разрезы верхнего палеозоя здесь отличаются полнотой и слабым развитием доломитов.

Объектом настоящего исследования является нижняя часть серпуховского яруса нижнего карбона в разрезе Мариинский Лог. Он расположен в окрестностях Верхней Губахи на южном склоне Белой горы, возвышающейся над долиной р. Губашки, правого притока р. Косьвы. Представлен естественными скальными выходами и заброшенными карьерами, сложен карбонатными породами серпуховского и башкирского ярусов, а также карбонатно-глинистыми породами основания

московского яруса. Стратиграфические исследования серпуховского яруса весьма актуальны, так как в настоящее время не ратифицирована нижняя граница яруса – не выбраны лимитотип и маркирующее событие нижней границы. Первичное описание и маркировка разреза выполнены в 1977 г. сотрудниками кафедры ГНГ Пермского политехнического института по заданию Кизеловской ГРП. В 2012–2014 гг. разрез переизучен Г.Ю. Пономаревой совместно с сотрудниками кафедры региональной и нефтегазовой геологии ПГНИУ в рамках подготовки к XVIII Международному Конгрессу по карбону и перми (Казань, 2015), отобраны образцы на конодонты и фораминиферы. Результаты биостратиграфических исследований опубликованы [6]. В данной работе представлены итоги секвенс-стратиграфического анализа основания разреза, который предпринят впервые. Самые древние породы Мариинского Лога вскрываются в обнажении 1237. Оно не просматривается на панорамных снимках и находится непосредственно ниже 1-го карьера. Здесь в полном объеме, без задернованных участков (в отличие от разреза Ладейная гора), вскрываются карбонатные породы курмаковской свиты косогорского горизонта серпуховского яруса.



Рис. 1. Общий план строения разреза Мариинский лог

Курмаковская свита получила название по одноименной горе, находящейся напротив г. Ладейной на р. Косье в окрестностях г. Губахи. На восточном склоне Курмаковской горы располагалась Верхняя (Старая) Губаха – район г. Губахи. Название предложено О.А. Щербаковым в 1977 г. Таким образом, нами изучена курмаковская свита в стратотипической местности. Свита соответствует депрессионному типу разреза и сложена темно-серыми и черными известняками микрозернистыми, детритово-шламовыми, битуминозными, тонкослоистыми и плитчатыми, с прослоями черных кремней. Мощность в разрезе около 56 м. Возраст пород установлен палеонтологическим методом, обосновывается первым появлением зональных видов-индексов конодонтов *Lochriea ziegleri* Nem., Per. et Meisch. и фораминифер *Neoarchaediscus postrugosus* (Reitl.) (слой 1 обн. 1237). Это потенциальные глобальные маркеры нижней границы серпуховского яруса [5].

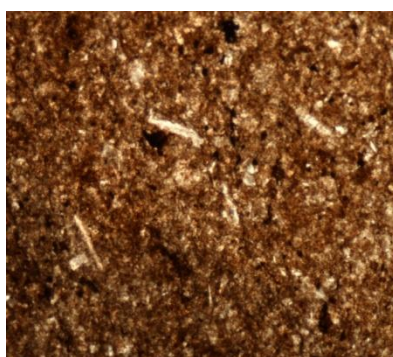
Секвенсная стратиграфия широко применима к серпуховско-башкирским отложениям, так как циклы имеют ледниково-эвстатическую природу и, следовательно, глобальное распространение [4]. Интервал совпадает с сильным гондванским оледенением и резкими климатическими изменениями в сочетании с морским биотическим эндемизмом. Нижней границе серпуховского яруса соответствует эвстатическое секвенс событие, связанное с общим подъемом уровня моря. Для оценки динамики изменения глубины бассейна и построения кривой относительного изменения уровня моря, представляющей собой результат взаимодействия эвстазии и регионального «тектонического шума», изучены 22 образца карбонатных пород обнажения 1237, более 44 шлифов, описаны микрофауны. Далее производилась генетическая интерпретация с определением фациальных поясов по Дж. Уилсону и батиметрических зон по К. Бретту [2, 3]. В итоге построена батиметрическая кривая разреза, проведен секвенсный анализ.

Курмаковская свита соответствует одному секвенсу. Нижняя граница и тракт низкого уровня моря в обнажении 1237 отсутствуют. Разрез начинается с трансгрессивного системного тракта, ему соответствуют слои 1–3 общей мощностью 34,4 м. Тракт устанавливается по появлению шламовых известняков (обр. 1237-1.1–1237-3в.3). В этих известняках присутствуют остатки конодонов – пелагических животных, не связанных с дном, характерные для обстановок открытого моря (склон карбонатной платформы). Далее трансгрессивный тракт надстраивается конденсированным разрезом (слой 3, обр. 3в.1–3ж.1). Это известняки черные, микро- и тонкозернистые, сильно битуминозные, глинистые, от средне- до микрослоистых, с прослоями черного кремня, с мелкими криноидеями, иглами ежей, беззамковыми брахиоподами, с остатками голотурий, конулярий, рыб, конодонтов. Последовательность микрофаций в вертикальном разрезе следующая: мелкобиокластовый пакстоун, микробиокластовый битуминозный мадстоун, мелкобиокластовый битуминозный вакстоун (рис. 2). Обстановки нижней части мелкого шельфа (глубина около 50 м) сменяются верхней частью глубокого шельфа (глубина до 120 м). Тракт сформировался в условиях глобального эвстатического максимума. Трансгрессивный тракт завершается стабилизацией уровня моря (обр. 1237-3е.2–1237-3ж.1). Кровля трансгрессивного системного тракта представляет собой поверхность максимального затопления территории.

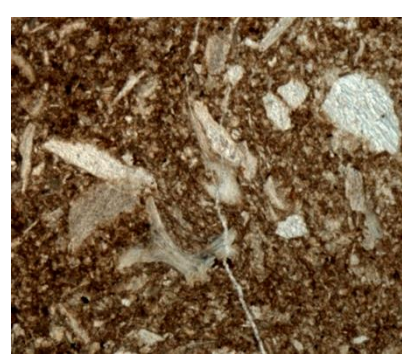
Тракт высокого уровня моря формируется в условиях снижения темпов подъема уровня моря, сменяющегося серией «наступающей суши». Он представлен биокластовым пакстоуном-грейнстоуном с остатками разнообразной мелководной фауны и флоры (в том числе колониальными кораллами, желвачками цианобактерий), завершается доломитом (слой 1, обн.1228) (рис. 3). Характерны обстановки верхней части мелкого шельфа и лагуны (глубина 5–15 м). Верхняя граница четко фиксируется появлением глыбовых карбонатных брекчий, образование которых связывают с размывом и обвалами берегов скальных островов.



Мелкобиокластовый пакстоун, обр. 1237-1.1

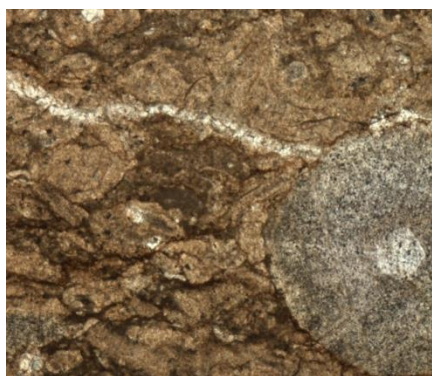


Микробиокластовый битуминозный мадстоун, обр. 1237-3г.1

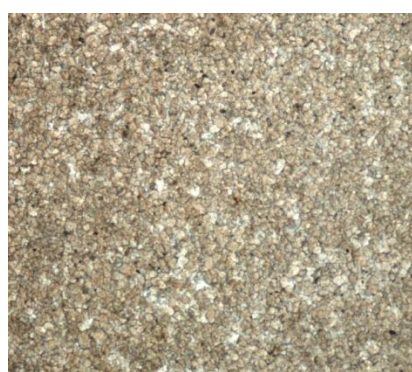


Мелкобиокластовый битуминозный вакстоун, обр. 1237-3ж.1

Рис. 2 Микрофации трансгрессивного тракта курмаковской свиты разреза Мариинский Лог (слои 1–3)



Биокластовый пакстоун, обр. 1237-5а.1



Доломит микрозернистый, битуминозный, обр. 1228-1.1

Рис. 3. Микрофации тракта высокого уровня моря курмаковской свиты разреза Мариинский Лог (слои 4, 5 обн. 1237 и слой 1 обн. 1228)

Для курмаковской свиты на основе анализа микрофаций построена батиметрическая кривая (рис. 4). Полученная кривая согласуется с соответствующим секвенсом стратотипа тарусского горизонта Московской синеклизы [1].

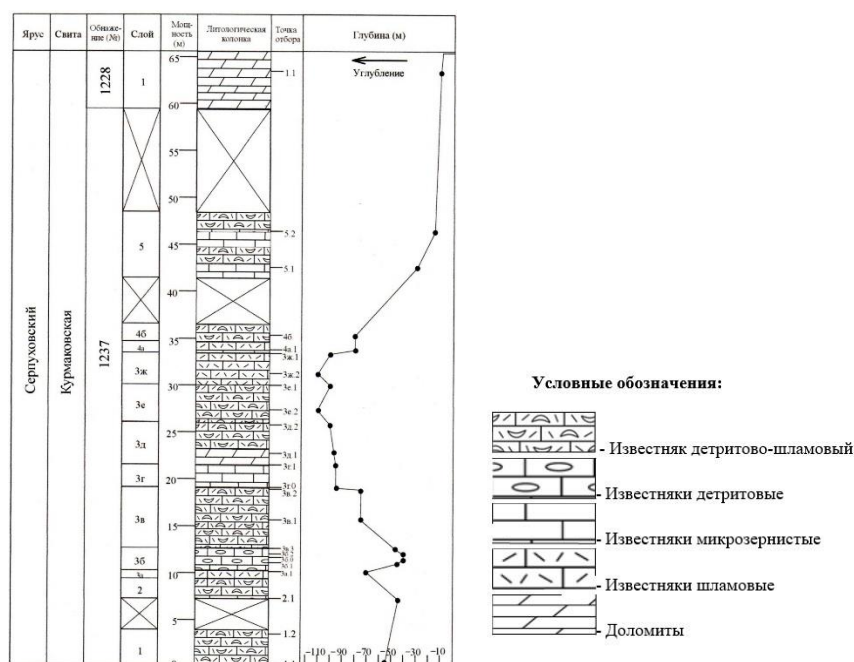


Рис. 4 . Батиметрическая кривая разреза Мариинский Лог

Литература

1. Кабанов П.Б. Стратотип серпуховского яруса в карьере Заборье (Подмосковье). Часть II. Профили субаэральной экспозиции и цикличность // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2004. – Т. 12, № 3. С. 40–50.
2. Уилсон, Дж.Л. Карбонатные фации в геологической истории. / Пер. с англ., М.: Недра, 1980. 463 с.
3. Brett C.E., Boucot A.J., Jones B. Absolute depths of Silurian benthic assemblages. *Lethaia*, 1993. V. 26. P. 25–40.
4. Haq, B.U., Schutter, S.R.. A chronology of Paleozoic sea-level changes. *Science* 322 (5898), 64e68. 2008.
5. Nikolaeva S.V. et al. An evaluation of biostratigraphic markers across multiple geological sections in the search for the GSSP of the base of the Serpukhovian Stage (Mississippian)/ *Palaeoworld*, 2019. P. 1–33.
6. Ponomareva G.Yu, Alekseev A.S. et al. Mariinsky Log section // *Middle Urals. Carboniferous and Permian marine and continental successions: Field trip guidebook of XVIII International Congress of the Carboniferous and Permian (ICCP 2015)*/ Perm: Printing house “Aster”, 2015. P. 66–91.

СЕКВЕНС-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРОТВИНСКОГО ГОРИЗОНТА (СЕРПУХОВСКИЙ ЯРУС) В ТИПОВОМ РАЗРЕЗЕ ВЁЛГУР (СЕВЕРНЫЙ УРАЛ, Р. ВИШЕРА)

Попцов Дмитрий Рустемович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 4 курса, г. Пермь

e-mail: popcovikd@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Пономарева Галина Юрьевна

Аннотация: Изучены микрофации вёлгурской свиты протвинского горизонта серпуховского яруса нижнего карбона в разрезе Притон (Вёлгур) на р. Вишере (Пермский край). Вёлгурская свита сложена мелководными известняками светло-серыми, органогенно-детритовыми, сгустковыми и соответствует одному секвенсу. По результатам генетической интерпретации проведен батиметрический и секвенсный анализ.

Ключевые слова: вёлгурская свита, протвинский горизонт, серпуховский ярус, биостратиграфия, микрофации, секвенс-стратиграфия.

SEQUENCE-STRATIGRAPHIC ANALYSIS OF THE PROTVIN HORIZON (SERPUKHOV STORY) IN THE TYPICAL SECTION OF VOLGUR (NORTHERN URAL, VISHERA RIVER)

Poptsov Dmitry

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Ponomareva Galina

Abstract: The microfacies of the Völgur formation of the Protvinsky horizon of the Serpukhovian stage of the Lower Carboniferous in the Priton (Velgur) section on the Vishera River (Perm region) were studied. The Völgur Formation is composed of shallow-water, light-gray, organogenic-detrital, clotted limestones and corresponds to one sequence. Based on the results of genetic interpretation, bathymetric and sequence analysis was carried out.

Keywords: Völgur Formation, Protvinsky Horizon, Serpukhovian Stage, biostratigraphy, microfacies, sequence stratigraphy.

Разрезы Вишерского Урала труднодоступны и сравнительно плохо изучены. Это связано с исчезновением поселков и транспортной инфраструктуры, а также удаленностью от краевого центра. Однако мы вынуждены обращаться к старым сборам палеонтологического материала, так как расположенные здесь разрезы отличаются полнотой и непрерывностью осадконакопления. Объектом настоящего исследования является Камень Притон возле д. Вёлгур, в настоящее время нежилой. Разрез расположен на левом берегу р. Вишеры напротив дер. Вёлгур в 50 км вверх от г. Красновишерска, представляет собой скальный выход протяженностью около 200 м, высотой до 80 м. Породы залегают моноκлиально с падением на восток под углами 25°–30°. Детальное изучение разреза производилось Р.А. Лядовой совместно с сотрудниками кафедры региональной геологии Пермского госуниверситета в 1978–79 гг. [2]. Выбор объекта определяется следующими соображениями. В разрезе Притон (Вёлгур) обнажены верхнесерпуховский подъярус и башкирский ярус каменноугольной системы (рис. 1). Он является стратотипом вёлгурской свиты. Свита по объему

соответствует протвинскому и староуткинскому горизонтам верхнесерпуховского подъяруса Западного Урала. Это известняки светло-серые, органогенно-детритовые, шламово-детритовые, ступковые, массивнослоистые, с прослоями доломитов. Велгурская свита выделена А.А. Султанаевым в 1949 г. на р. Вишере со стратотипом в Камне Притон.

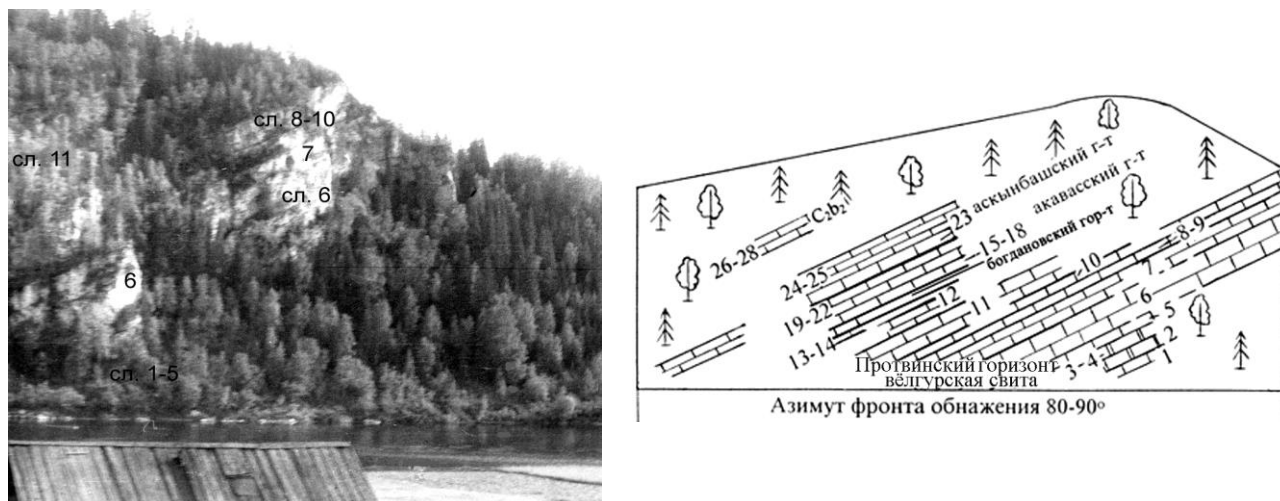


Рис. 1. Схема разреза Притон (Вёлгур)

Свиты, как местные стратиграфические подразделения горизонтов серпуховского яруса Вишерско-Чусовского Урала, были исключены из Унифицированных схем Западного Урала в 1977 г. Это объяснялось возросшей степенью проработки фаунистического материала, позволяющего выделять и картировать в объеме всех свит региональные горизонты. Этот рационализм имел негативный результат, который особенно ощутим в наши дни, так как в настоящее время получили развитие противоположные тенденции – свиты возвращаются в региональные шкалы. Итак, автором изучены породы протвинского горизонта серпуховского яруса в типовом разрезе для Вишерско-Чусовской структурно-фациальной подзоны Западно-Уральской зоны.

Актуальность исследований также связана с проблемами стратиграфии самого протвинского горизонта. В региональных схемах Русской платформы и Западного Урала горизонты выделяются по палеонтологической характеристике и соответствуют по объему биостратиграфической зоне. У протвинского горизонта отсутствуют виды-маркеры. В стратиграфических схемах Урала [3] нижняя граница определяется по первому появлению вида фораминифер *Eostaffellina paraprotvae* Raus. Однако вид-индекс и другие протвинские зоштаффеллины в разрезах Урала, Тимано-Печорской провинции, Казахстана разными исследователями фиксируются еще в верхней части визейского яруса или с основания серпуховского яруса. В качестве замены используют фораминиферы *Bradyina cribrostomata* Raus. et Reitl. Зональный комплекс дополняется короткоживущим видом *Parastaffella kremenskensis* (Ros.). В разрезе Притон *Eostaffellina paraprotvae* Raus. появляется в слое 1 (обр. 4416-1в). Крупные фораминиферы *Bradyina cribrostomata* Raus. et Reitl. впервые зафиксированы в слое 3 (обр. 4416-3а). В кровле слоя 11 (обр. 4416-11к) появляются плектоштаффеллы (*Plectostaffella ex gr. varvariensis* (Brazhn. et Pot.)), что свидетельствует о начале староуткинского горизонта.

В данной работе неопределенность с руководящей фауной предлагается компенсировать секвенс-стратиграфическими исследованиями. Последовательность выполненных работ при изучении разреза Притон (Вёлгур) следующая: а) описание микрофаций с изучением около 90 шлифов 42 образцов; б) генетическая интерпретация и определение фациальных поясов по Дж. Уилсону и батиметрических зон по К. Бретту [4, 5]; в) построение батиметрической кривой разреза; г) выделение и характеристика секвенсов. Разработчики секвенс-стратиграфии предполагали, что этот метод хорошо работает на пассивных окраинах, где влияние вертикальных тектонических движений минимизировано и главную роль играет эвстатика (глобальный процесс). Разрез Притон по своему палеотектоническому положению связан с пассивной окраиной Восточно-Европейского континента. Секвенсная стратиграфия широко применима к серпуховско-башкирским отложениям. Интервал совпадает с сильным гондванским оледенением и резкими климатическими изменениями в

сочетании с морским биотическим эндемизмом. В позднесерпуховское время происходило постепенное снижение уровня Мирового океана. Циклы имеют ледниково-эвстатическую природу и, следовательно, глобальное распространение [6].

Протвинскому горизонту в типовых разрезах Московской синеклизы отвечает один трансгрессивно-регрессивный секвенс, в котором отсутствует системный тракт низкого уровня моря [1]. В разрезе Притон (Вёлгур) к протвинскому горизонту по фауне фораминифер отнесены слои 1–11 общей мощностью 44 м.

В слоях 1–6 (обр. 4416-1б–4416-6к) определен тракт низкого уровня моря. Отложения общей мощностью 19,5 м представлены следующими микрофациями: биокластовый вакстоун, грейнстоун, биокластово-пелоидный грейнстоун, гастроподовый флоутстоун (рис. 2, 3, 4). Породы соответствуют обстановке внешнего склона отмели и верхней части мелководного шельфа с глубинами 5–10 м.

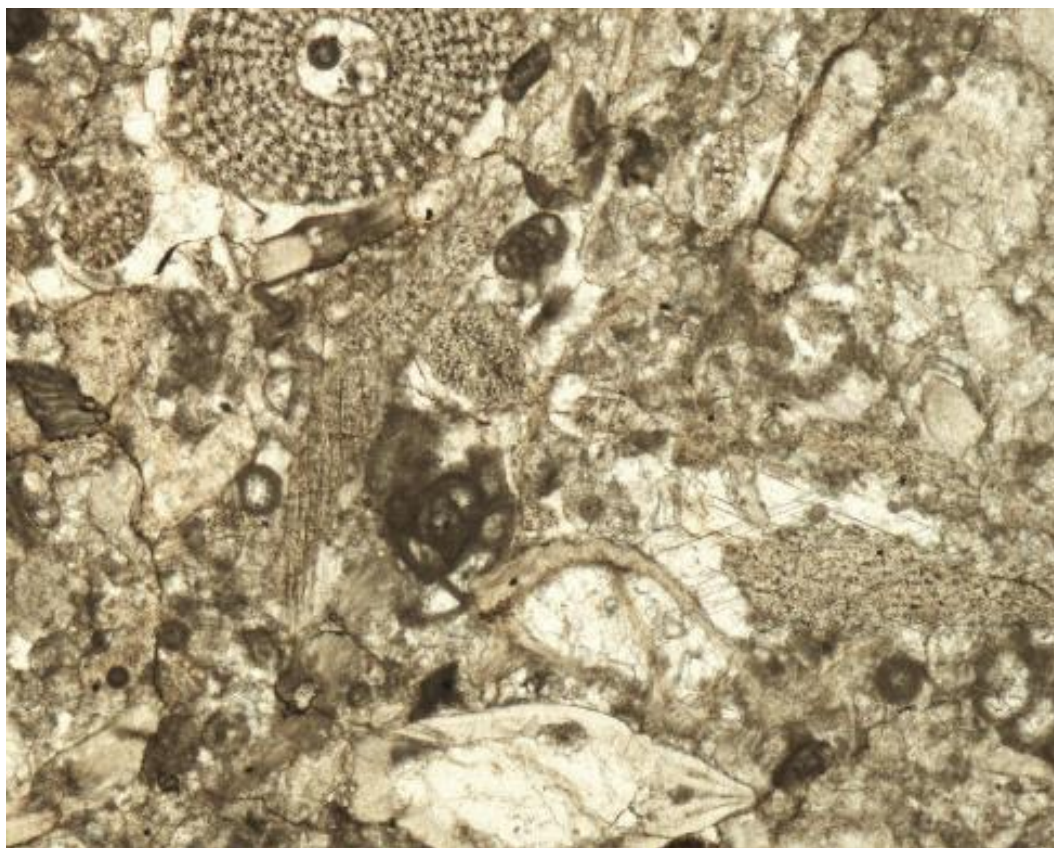


Рис. 2. Биокластовый грейнстоун обр. 4416-1г

Наиболее глубоководная часть разреза, соответствующая трансгрессивному тракту, начинается с микрофаций слоя 6 – обр. 4416-6л, 6м, 6н, 6о (мощность 4,0 м). Они представлены мелкобиокластовыми вакстоунами, пакстоунами, содержащими детрит и шлам мшанок, брахиопод, фораминифер, криноидей, морских ежей, голотурий, а также зеленых и красных водорослей. Породы соответствуют обстановке средней и нижней части мелководного шельфа с глубинами 30–50 м (рис. 5, 6).

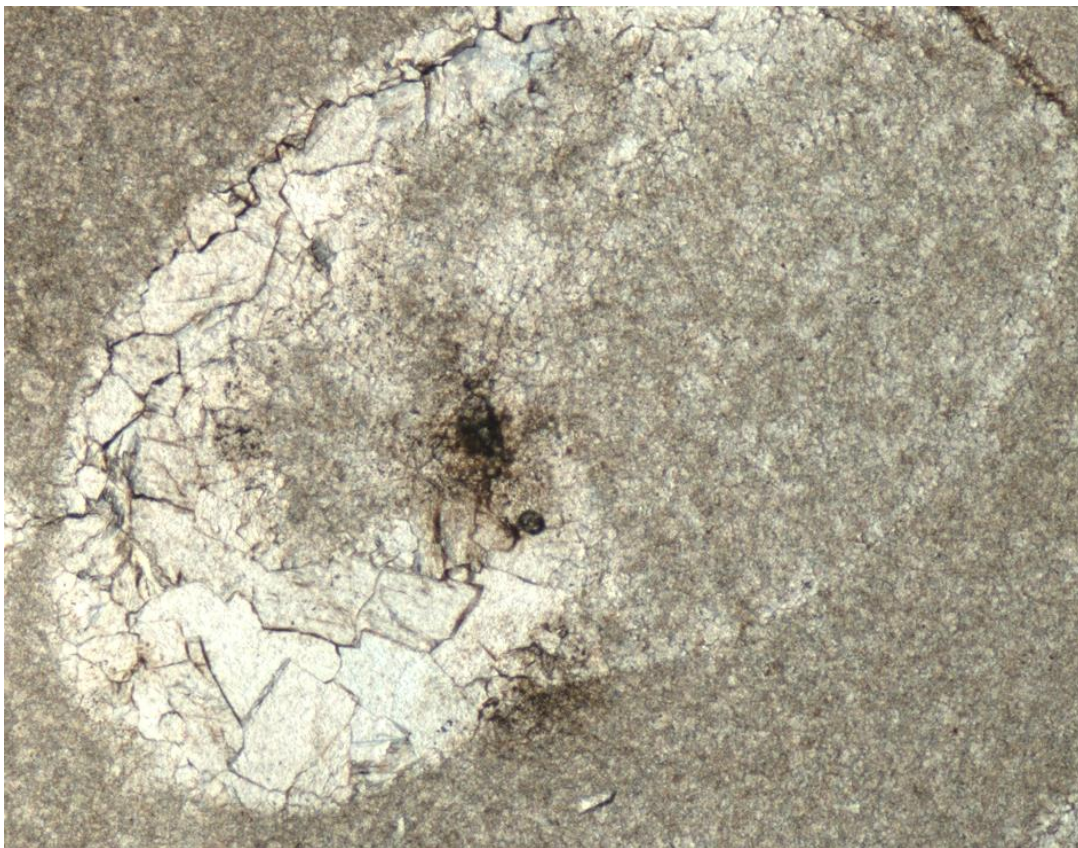


Рис. 3. Биокластовый флоутстоун с гастроподами, обр. 4416-бд

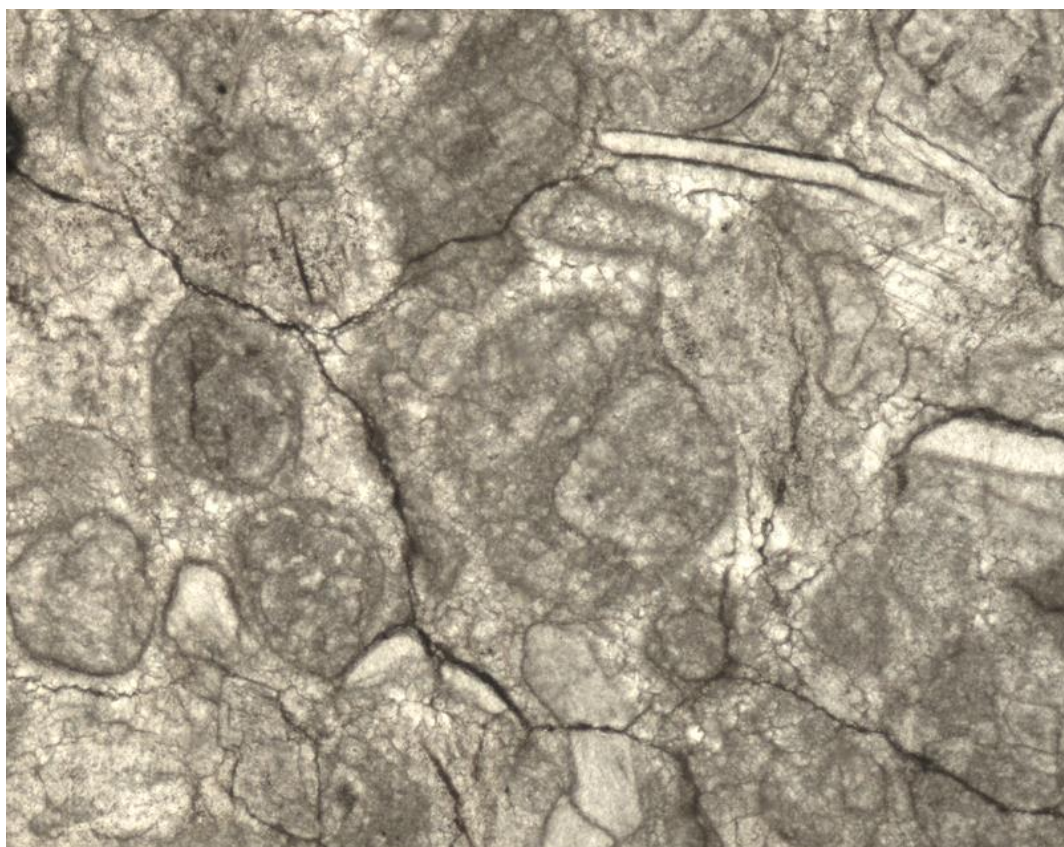


Рис. 4. Биокластово-пеллоидный пакстоун, грейнстоун, обр. 4416-би

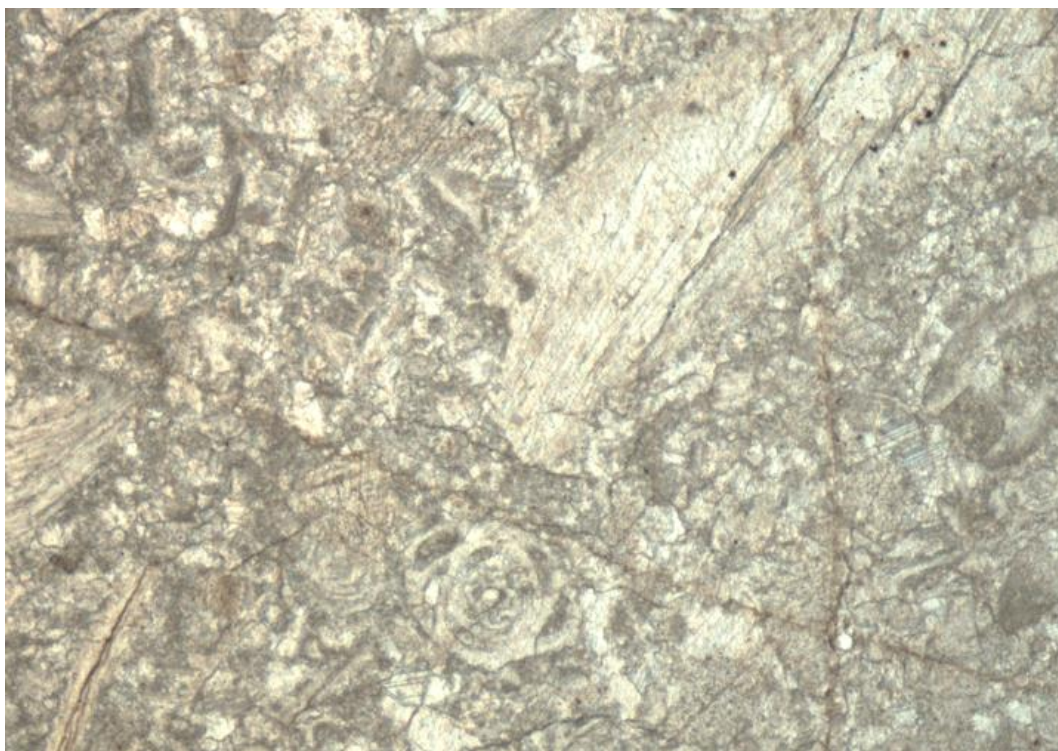


Рис. 5. Мелкобиокластовый пакстоун,
обр. 4416-6м

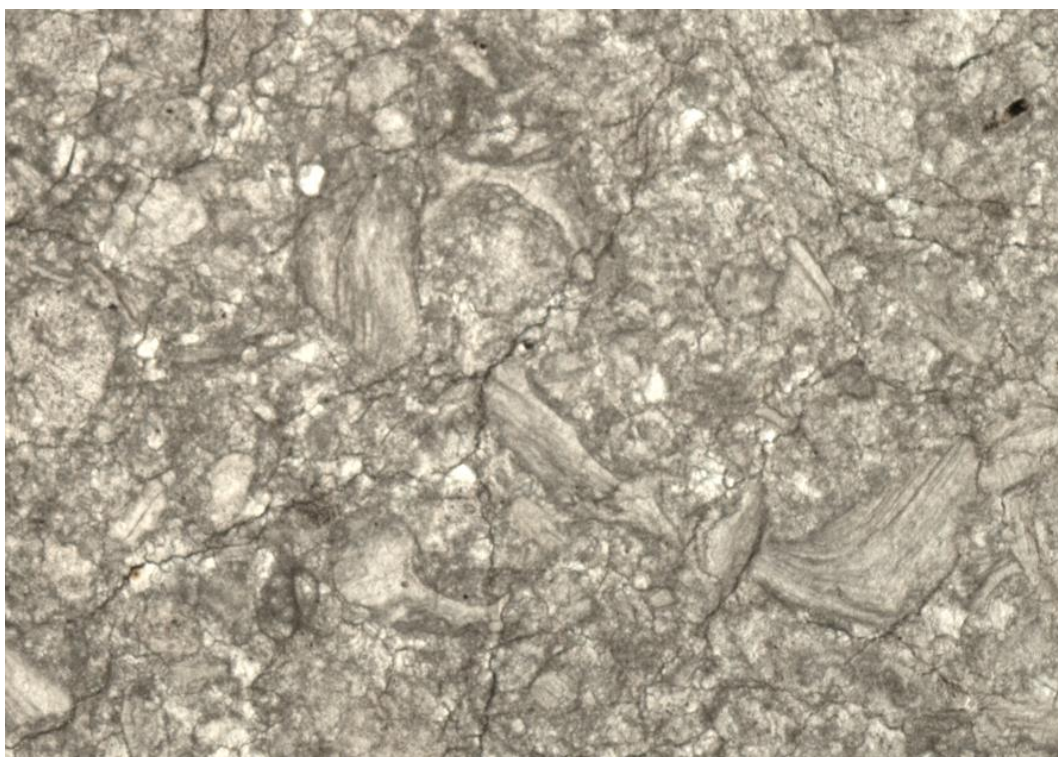


Рис. 6. Мелкобиокластовый пакстоун-вакстоун,
обр. 4416-6о

Мощность следующей регрессивной части секвенса (тракт высокого уровня моря) в несколько раз превышает трансгрессивный тракт (слои 7–11, мощность 20 м). Для этой части разреза характерны микрофации биокластово-пеллоидных грейнстоунов, пакстоунов с обилием цианобактериальных желвачков (рис. 7, 8), цианобактериальных баундстоунов, в верхней части – водорослевых бафлстоунов. В слое 11 имеются прослои брахиоподовых ракушняков. Обстановки – внутренние (лагунные) и внешние (морские) части отмели, глубины 5–10 м.

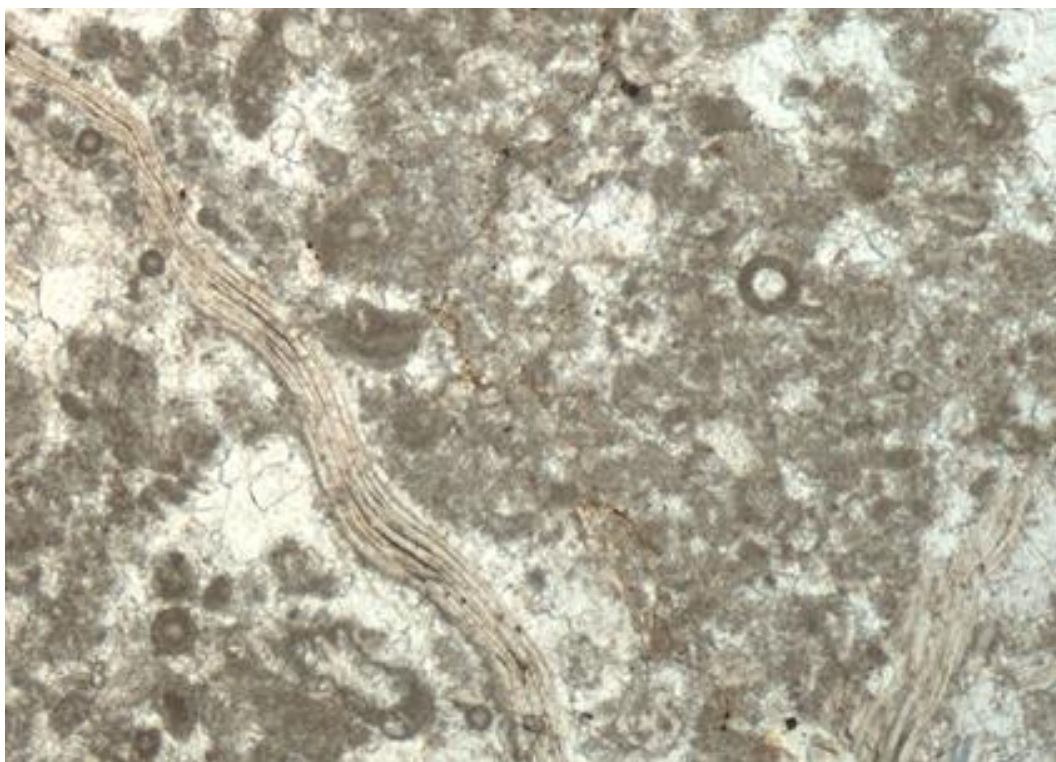


Рис. 7. Пелоидно-биокластовый грейнстоун, обр. 4416-7г

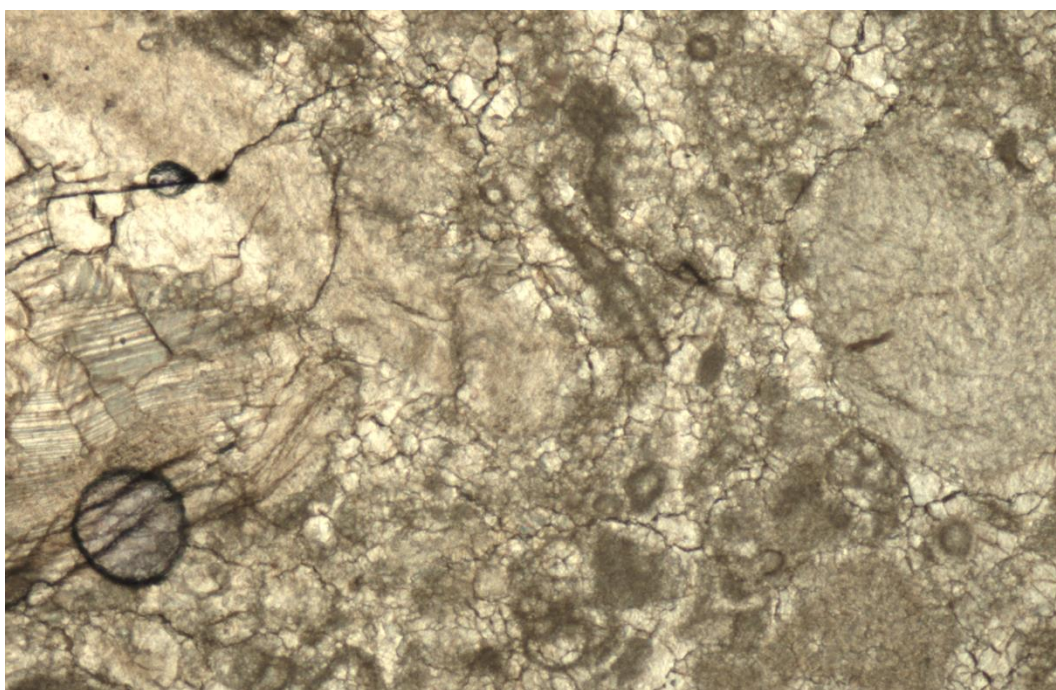


Рис. 8. Водорослевый бафлстоун, породообразователь красная водоросль *Ungdarella* видна справа, обр. 4416-11д

По результатам исследования можно сделать следующие выводы. В разрезе Притон (Вёлгур) протвинскому горизонту соответствует один полный секвенс. Он состоит из трех системных трактов. Наличием ранней регрессивной стадии он отличается по морфологии от стратотипических разрезов Московской синеклизы [1]. В аналогичном виде с такой же морфологией секвенс прослеживается в разрезах восточного склона Урала [7].

Литература

1. Кабанов П.Б. Стратотип серпуховского яруса в карьере Заборье (Подмосковье). Часть II. Профили субэвральской экспозиции и цикличность // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2004. – Т. 12, № 3. С. 40–50.
2. Лядова Р.А., Девингаль В.В. Серпуховско-башкирские отложения в Камне Притон на р. Вишере (Северный Урал) / Перм. ун-т. Деп. в ВИНТИ. 1985. 41 с.
3. Стратиграфические схемы Урала (докембрий, палеозой). Екатеринбург, 1993. 151 л. схем.
4. Уилсон Дж. Л. Карбонатные фации в геологической истории / пер. с англ., М.: Недра, 1980. 463 с.
5. Brett C.E., Boucot A.J., Jones B. Absolute depths of Silurian benthic assemblages. *Lethaia*, 1993. V. 26. P. 25–40.
6. Haq, B.U., Schutter, S.R., A chronology of Paleozoic sea-level changes. *Science* 322 (5898), 64e68. 2008.
7. Kulagina E.I. et al. Serpukhovian and Bashkirian bioherm facies of the Kizil Formation in the Southern Urals/ Carboniferous Type Sections in Russia and Potential Global Stratotypes: Proceedings of the International Field Meeting. Ufa: DesignPolygraphService Ltd., 2009. P. 78–96.

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 4:
ГЕОФИЗИКА

XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"

SECTION 4:
GEOPHYSICS

МОРСКАЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКА. ОСОБЕННОСТИ МОРСКОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ. СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОРСКОЙ И НАЗЕМНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Акинфиева Софья Алексеевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 3 курса, г. Пермь
e-mail: sofaakinfieva@gmail.com*

Научный руководитель: старший преподаватель Южанинова Наталья Валерьевна

Аннотация: в статье рассматриваются основные особенности и перспективы развития морской сейсморазведки, а также ее отличительные характеристики от наземной сейсморазведки.

Ключевые слова: морская сейсморазведка, наземная сейсморазведка, геофизические исследования, углеводороды, океан, суша.

MARINE SEISMIC SURVEY. PECULIARITIES OF MARINE SEISMIC SURVEY. COMPARATIVE ANALYSIS OF MARINE AND LAND SEISMIC EXPLORATION

Akinfieva Sofya

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Yuzhaninova Natalia

Abstract: the article discusses the main features and prospects for the development of marine seismic survey, as well as its distinctive characteristics from land seismic survey.

Keywords: marine seismic survey, land seismic survey, geophysical research, hydrocarbons, ocean, land.

Сейсморазведка относится к ведущим геофизическим методам исследования состава горных пород, строения и структуры земной коры на суше и в океане. Данные, полученные в результате проведения сейсморазведочных работ, применяются в инженерной геологии и других отраслях науки. Однако главной и основной сферой ее применения это поиск месторождений нефти и газа, а особенно важна ее роль при поисках залежей углеводородов на море. Здесь сейсморазведка является одним из самых эффективных методов исследований. По этой причине объемы сейсморазведочных работ в море в несколько раз больше, чем на суше. Роль морской сейсморазведки также увеличивается за счет того, что Мировой океан занимает почти 71% поверхности Земли [2].

Морская сейсморазведка является одним из ключевых направлений геофизических исследований, она играет важную роль в изучении геологического строения и структуры морских донных областей и определении наличия нефтегазовых месторождений под морским дном. Сейсморазведка в морях и океанах представляет собой сложный процесс, который включает в себя использование специализированного оборудования, выполнение разнообразных геофизических измерений и последующий анализ полученных данных [1].

Современные методы морской сейсморазведки позволяют проводить исследования на глубинах, недоступных для прямого обследования, и обеспечивают возможность получения детальной информации о строении земной коры под морскими водами. Эта отрасль науки и техники с каждым годом становится все более востребованной из-за растущей потребности в разведке морских ресурсов и углубленного изучения процессов, происходящих в недрах Земли. Данный метод

основан на применении сейсмических волн, которые генерируются и регистрируются водными или подводными сейсмическими исследовательскими судами. Процесс морской сейсморазведки обычно выглядит следующим образом:

1. На судне или на специализированной плавучей платформе устанавливается сейсмический источник (обычно вибро- или взрывной источник), который генерирует сейсмические волны.
2. Гидрофоны (акустические датчики) устанавливаются по бортам судна или на специальных буйках и регистрируют отраженные от глубинных слоев земной коры сейсмические волны.
3. Полученные данные обрабатываются с помощью специализированных компьютерных программ для построения сейсмических сейсмограмм и дальнейшего анализа структуры земной коры под дном океана.

В отличие от морской сейсморазведки, наземная является методом геофизического исследования, который применяется для изучения структуры земной коры на суше. Процесс наземной сейсморазведки схож с морской и также включает несколько этапов:

1. На поверхности земли устанавливаются геофонные массивы, которые состоят из геофонов (датчиков, регистрирующих сейсмические волны), связанных в определенном порядке.
2. На земле или вблизи нее устанавливается источник сейсмических волн, который создает механические волны, распространяющиеся через землю.
3. Геофоны регистрируют отраженные сейсмические волны, проходящие через различные геологические структуры и образующиеся при этом временные записи – сейсмограммы.
4. Полученные сейсмические данные обрабатываются с помощью специальных программ для анализа подземных структур и формирования трехмерных моделей земной коры.

Существенное различие методов состоит в используемом оборудовании. Если при наземной используются сейсмические станции, геофизические приборы, геофонные массивы, то при проведении работ в прибрежных зонах оборудования требуются специальные сейсмические суда с гидроакустическим оборудованием, а также исследовательские подводные аппараты. Также другие различия представлены в таблице.

Таблица

Сравнительная таблица морской и наземной сейсморазведки

Сравнительные характеристики	Морская сейсморазведка	Наземная сейсморазведка
Источники упругих колебаний	Создающие пульсирующую газовую полость (пневматические, газовые, электроискровые); создающие в воде полость с незначительным содержанием газов или водяных паров (вакуумные, гидропушки); использующие смещения жесткой поверхности, приводящие к появлению импульса избыточного давления (электродинамические) [1].	Различные виды энергии: потенциальная энергия падающего или специально разогнанного до требуемой скорости тела; энергия сжатого газа (воздушные пушки и другие пневматические источники); гидравлическая энергия от насосных агрегатов и от гидростатического давления в скважине; энергия взрыва газообразных смесей; электрическая энергия и другие виды энергии.
Географические препятствия (доступность)	Позволяет исследовать обширные области дна океана.	Ограничена доступностью территорий.
Структура устройств	Специальные сейсмические суда и оборудование.	Геофонные массивы, сейсмические станции и т.д.
Глубина исследования	От нескольких сотен метров до нескольких километров под дном океана.	Несколько километров под поверхностью земли.

Разрешение и качество данных	Может обеспечить более высокое пространственное разрешение в сравнении с наземной из-за возможности равномерного покрытия больших морских территорий, часто обладает лучшей разрешимостью на больших глубинах, что позволяет получить данные о глубинной структуре земной коры. На качество данных могут влиять шумы, сильные течения и т.п.	Может обеспечить лучшее разрешение в мелких глубинах и позволяет лучше различить состав горных пород на небольших глубинах; легче контролировать условия измерения, что способствует повышению качества данных и их последующей интерпретации. На качество данных могут влиять ограничения по доступу к территории и наличие помех от поверхностных объектов.
Затраты и доступность	Дорогая, что в основном связано с затратами на оборудование.	Более доступна и более дешева в сравнении с морской, так как не требует специализированных судов и обширных подготовительных мероприятий.
Применение	Исследования земной коры на дне океана, поиск месторождений нефти и газа в акваториях океана, что имеет значительное экономическое значение. Игрет важную роль в мониторинге сейсмической активности морских районов, что помогает в повышении безопасности и предотвращении рисков для жизни и инфраструктуры.	Для исследования земной коры на суше, поиск месторождений нефти и газа.

Изучив методику проведения морской сейсморазведки и сравнив ее с наземной, можно сделать вывод, что развитие морской сейсморазведки важно из-за ее способности исследовать глубоководные области, обширные области океана и предоставлять высококачественные данные о подводной геологии, все это делает ее необходимым инструментом для различных областей науки, технологии и промышленности.

Важно отметить, что морская сейсморазведка играет важную роль и для экологического мониторинга, поскольку помогает в изучении морской среды, морской живности и ее взаимодействия с геологическими процессами.

Морская сейсморазведка играет ключевую роль в изучении подводной геологии, поиске ресурсов и мониторинге земной коры на дне океана. Несмотря на уже значительные достижения в этой области, есть несколько перспективных направлений для развития морской сейсморазведки:

1. Развитие новых технологий сейсмического оборудования и методов обработки данных. Это позволит достигнуть более высокого разрешения, качества и точности при исследовании глубинных структур и строения земной коры. Также поспособствует открытию новых возможностей для обнаружения сложных геологических образований и месторождений углеводородов.

2. Развитие технологий для проведения сейсмических исследований на значительных глубинах становится важным направлением развития морской сейсморазведки. Это происходит в связи с повышением интереса ученых к изучению глубоководных областей океана.

3. Сочетание данных, полученных с помощью морской сейсморазведки, с данными, полученными с помощью других геофизических методов таких, как, гравиметрия и магнитометрия, позволит получить более полное представление о структуре и составе земной коры на дне Мирового океана.

4. Развитие более экологически безопасных методов морской сейсморазведки, которые будут учитывать влияние на окружающую среду и морскую жизнь, поскольку в современном мире огромное внимание уделяется проблемам, связанным с экологией.

5. Развитие систем мониторинга сейсмической активности в морских районах. Это позволит ученым предсказывать землетрясения, снизить риски гибели населения и разрушения инфраструктуры.

Развитие данных направлений в перспективе повысит эффективность и точность морской сейсморазведки, позволит открыть новые геологические особенности и ресурсы на дне океана, а также улучшить понимание процессов, происходящих в глубинах земной коры. Кроме того, более экологичные методы поспособствуют улучшению жизни морских обитателей.

Выводы:

6. Морская сейсморазведка играет ключевую роль в изучении морских ресурсов. Она обладает рядом преимуществ перед наземной сейсморазведкой, которые включают в себя возможность исследования глубоководных областей, обширных территорий океана, высокое пространственное разрешение данных и широкое применение в поиске месторождений углеводородов.

7. Сравнительный анализ морской и наземной сейсморазведки показывает, что каждый метод имеет свои преимущества и ограничения. В то время, как морская сейсморазведка обеспечивает возможность исследования глубоководных областей и высокое разрешение данных на больших глубинах, наземная обладает более высоким разрешением на мелких глубинах.

8. Дальнейшее развитие морской сейсморазведки необходимо для улучшения качества данных, повышения точности и эффективности исследований подводной геологии, а также для обеспечения безопасности морской окружающей среды. Использование современных технологий и методов анализа данных в сочетании с интеграцией различных геофизических методов позволит добиться более глубокого понимания структуры земной коры и процессов, происходящих в морской среде.

Таким образом, морская сейсморазведка представляет собой важный инструмент исследования мирового океана, обладающий значительным потенциалом для открытия новых знаний о геологических процессах и ресурсах подводного мира. Вместе с наземной сейсморазведкой она способствует развитию геологических наук и промышленности, играя важную роль в изучении и сохранении нашей планеты.

Литература

1. Балашканд, М.И. *Морская сейсморазведка* / Балашканд М.И., Бяков Ю.А., Глумов И.Ф., Кузьмин Ю.И., Матвеев Ю.И., Нечхаев С.А., Рослов Ю.В., Сакулина Т.С., Салтыкова Н.А., Телегин А.Н. / Москва: Издательство Геоинформмарк, 2004 г., 237 с. – ISBN: 5-900357-74-0.
2. Боганик, Г.Н. *Сейсморазведка* / Боганик Г.Н., Гурвич И.И. / Тверь: Издательство АИС, 2006 г., 744 с. – ISBN: 1810-5599.

ВЫДЕЛЕНИЕ ОСЛАБЛЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ВЕРТИКАЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО ПРОФИЛИРОВАНИЯ И АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Байрашев Александр Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент магистратуры 2 курса, г. Пермь
e-mail: fatous632@gmail.com*

Тезиков Артемий Дмитриевич

*Горный институт Уральского отделения Российской Академии Наук
Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 2 курса, г. Пермь
e-mail: tema0763@gmail.com*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Шумилов Александр Владимирович

Аннотация: в статье представлены результаты интерпретации сейсмических материалов, полученных в ходе проведения вертикального сейсмического профилирования и акустического каротажа в геофизической скважине СКВ-15. Исследования проводились для определения и оценки степени угрозы, исходящей от областей с негативными изменениями в результате техногенной деятельности в верхней части разреза, влияющих на стабильность и состояние городского строительства в границах затопленного шахтного поля.

Ключевые слова: геофизика, сейсморазведка, вертикальное сейсмическое профилирование, акустический каротаж.

IDENTIFICATION OF WEAKENED INTERVALS OF NEAR-SURFACE SECTION BASED ON INTEGRATED VERTICAL SEISMIC PROFILING AND ACOUSTIC LOGGING DATA

Bayrashev Alexander

Perm State University, 2nd year master's Student, Perm

Tezikov Artemii

*Mining Institute of the Ural Branch of the Russian Academy of Sciences
Perm State University, 2nd year PhD student, Perm*

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor Shumilov Alexander

Abstract: The article presents the results of the interpretation of seismic materials obtained during vertical seismic profiling and acoustic logging in the geophysical well SKV-15. The studies were conducted to identify and assess the degree of threat posed by areas of alteration due to anthropogenic activities in the near-surface section, affecting the stability and condition of urban construction within the boundaries of a flooded mine field.

Key words: Geophysics, seismic exploration, vertical seismic profiling, acoustic logging.

Сейсмические скважинные исследования проведены по методике обращенного ВСП. Методика позволяет определить скорости распространения сейсмических колебаний в околоскважинном пространстве. Это позволяет получить набор данных, который отображает объемное распределение скоростей в форме конуса с вершиной на забое скважины.

Возбуждение сейсмического сигнала осуществляется в скважине при помощи электроискрового излучателя, прием выполняется на поверхности с помощью сейсмических датчиков вертикальной ориентации. В качестве источника упругих колебаний применяется электроискровой скважинный источник с верхней частотой спектра излучаемого сигнала в 3-4 кГц и регистрируемого сигнала с частотой 150-200 Гц.

ВСП в скважине СКВ-15. Глубина забоя скважины 70 м. На момент съемки уровень воды в скважине составлял 14 м от поверхности. Пункты приема располагаются по трем линейным профилям, общее количество пунктов приема 88. Интервал возбуждения в скважине 14-70 м.

По данным интерпретации ВСП выделено несколько субвертикально ориентированных зон с выраженной акустической контрастностью (рис. 1). Зоны расположены к юго-западу от СКВ-15 и в целом параллельны друг-другу. Зоны проявляются в скоростных характеристиках. Видимая глубина простираения от 0 до 60 м.

Разрезы по данным неперодольного ВСП приведены на рис. 1–3. Горизонтальные срезы приведены на рис. 4.

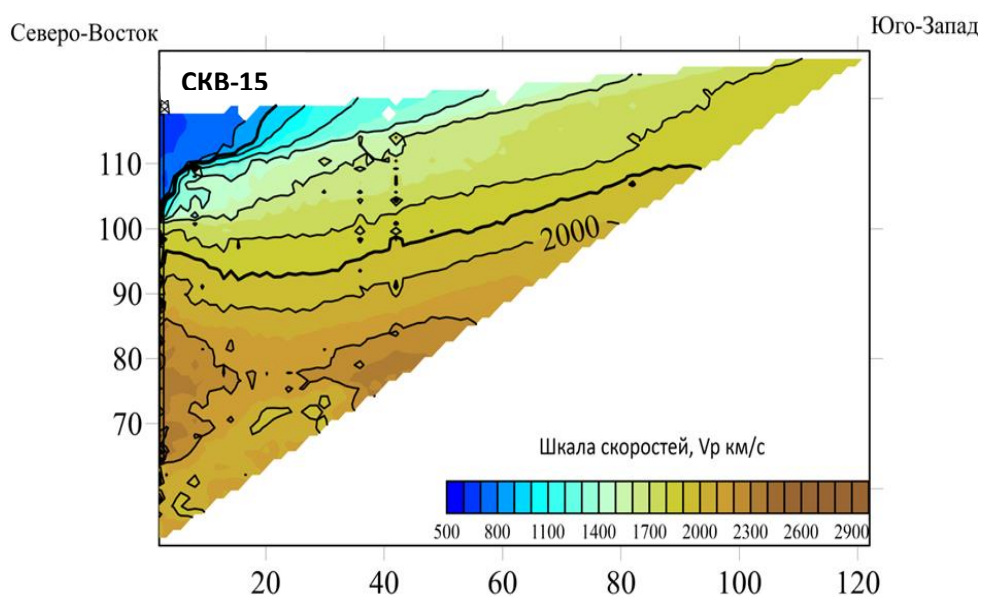


Рис. 1. Вертикальный срез скоростной модели скважины СКВ-15, сечение 1

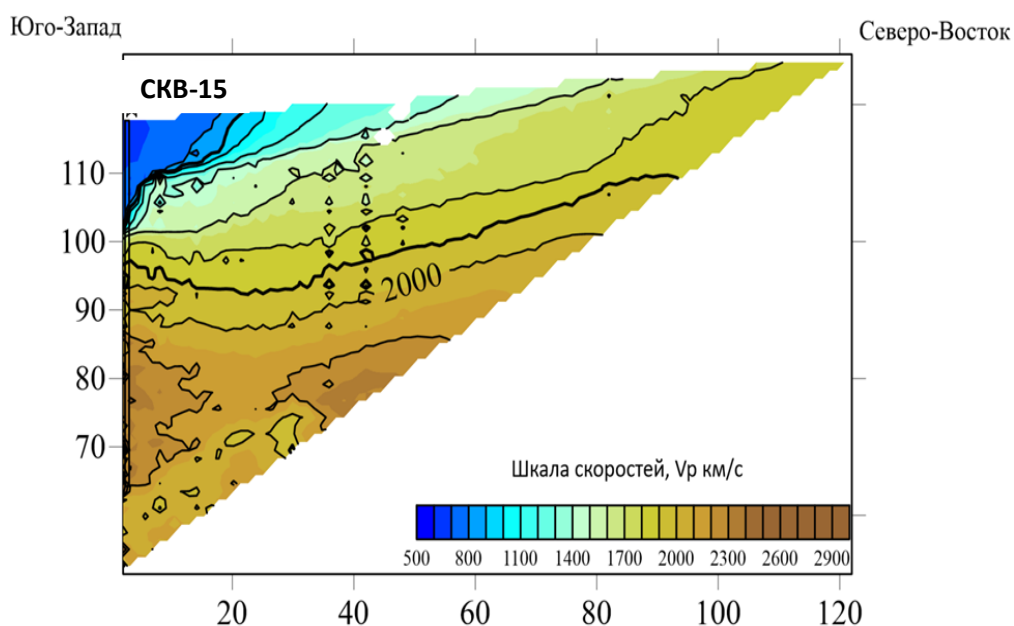


Рисунок 2. Вертикальный срез скоростной модели скважины СКВ-15, сечение 2

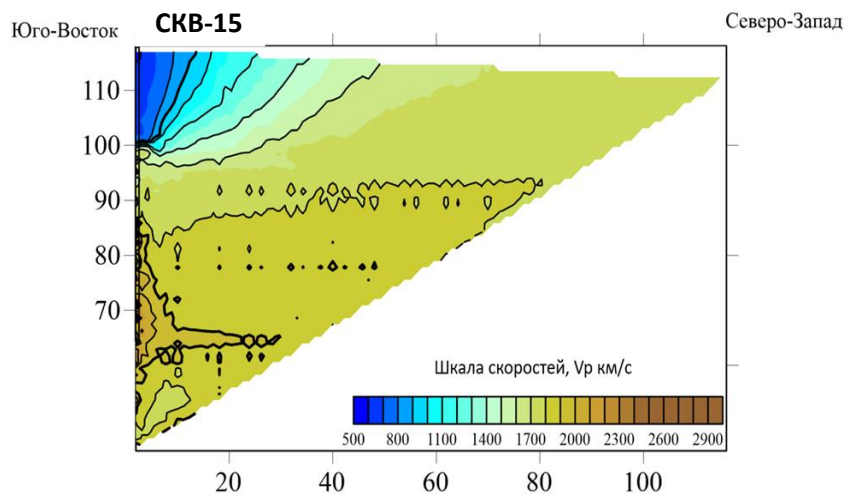


Рис. 3 Вертикальный разрез скорости по скв. 15, сечение 3

На горизонтальных разрезах в волновом поле ярко проявляются вертикальные акустические границы, по всей видимости ассоциированные с трещинами отрыва, возникшими в результате интенсивных оседаний к западу от скважины.

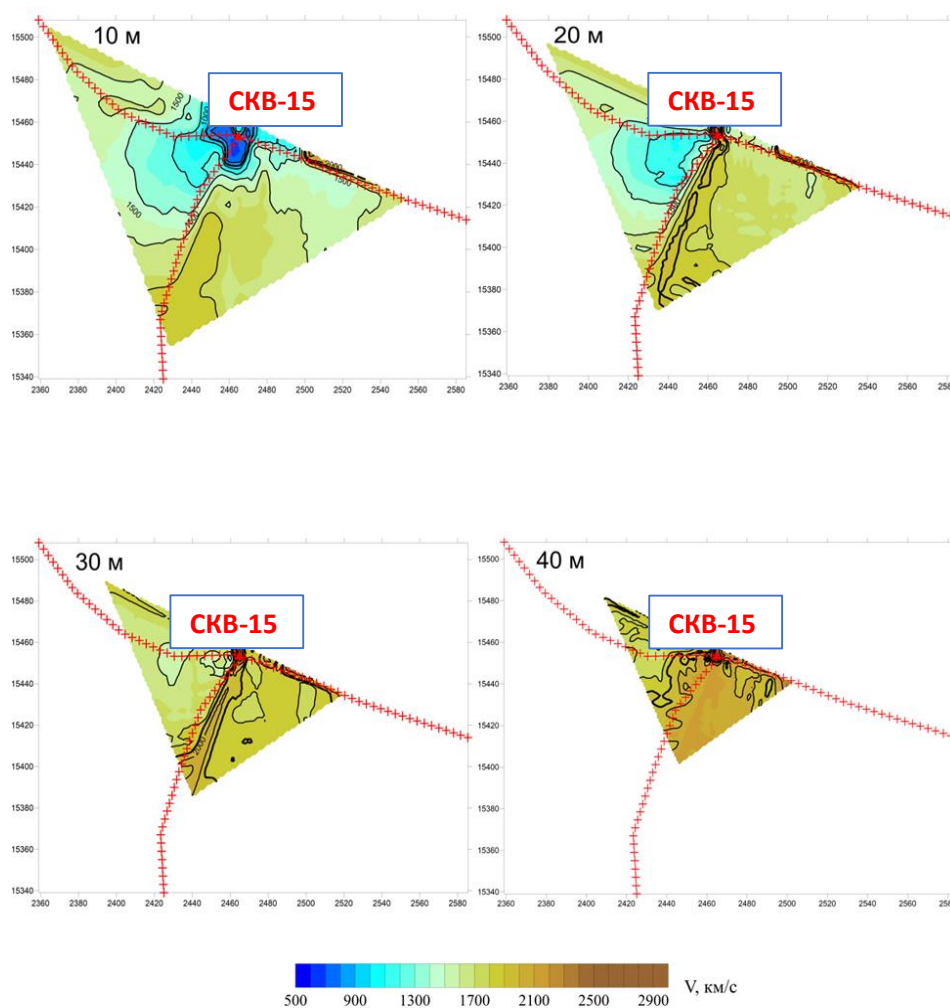


Рисунок 4. Карты распределения скоростей на различных глубинах по результатам обработки ВСП по СКВ-15

Запись акустического каротажа в СКВ-15 проводилась за одну спуск-подъемную операцию в интервале наличия скважинного флюида. Скорость записи 300-540 м/ч. Масштаб глубин 1:200 м. Шаг дискретизации 0,05 м. Качество записи кривых АК оценивается как удовлетворительное в условиях обсаженной скважины.

В скважине СКВ-15 Р-волна регистрируется по породе как в интервале фильтрационной колонны, так и в интервале технической колонны (рис. 6).

При сопоставлении данных АК 2021 г. и 2022 г. наблюдается увеличение скоростей V_p на 23.7% и V_s на 1.6% (рис. 6) в сравнении с результатами 2021 г. Изменились и характеристики коэффициента Пуассона и отношения V_p/V_s (рис. 5). Как видно из графиков, частотное распределение упругих параметров по материалам 2022 г. в целом повторяет тренд распределения результатов 2021 г. На графике сравнения скоростей продольных волн V_p (рис. 5) наблюдается ненормальное распределение без явно выраженной моды, с увеличением скоростей выше 4000 м/с. На графике сравнения скорости поперечной волны V_s (рис. 5) сохраняется общий тренд распределения параметра и двумодность графика, так же наблюдается увеличение скоростей выше 2000 м/с. На графиках частотного распределения коэффициента пуассона и отношения V_p/V_s так же сохраняется тренд распределения параметров от 2021 г., но наблюдается увеличение значений в виду увеличения скоростных характеристик.

Интервал перекрытия записи 2021 г и 2022 г для V_p составляет 9.0-66.7 м, для V_s – 9.1 – 67.0 м. Сопоставляемые результаты 2021 г и 2022 г обладают низкой сходимостью, о чем свидетельствуют коэффициенты корреляции для V_p – 42.97, для V_s – 38.51%. Коэффициент отсутствия данных в интервале перекрытия составляет 2.54% для V_p и 1.83% для V_s .

Такое изменение скоростных свойств может свидетельствовать о развитии вторичных геологических процессов связанных с выщелачиванием пород и приводящих к нарушению целостности породного массива.

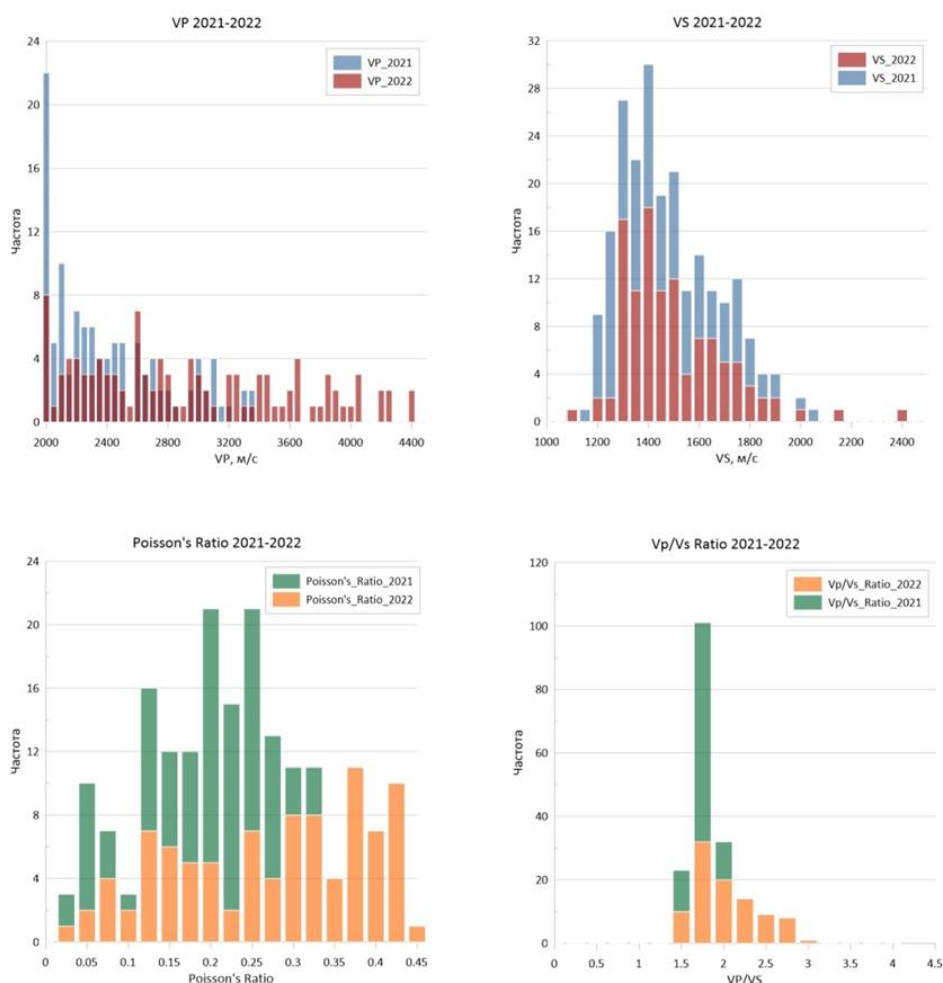


Рисунок 5. Графики частотного распределения характеристик в скважине СКВ-15

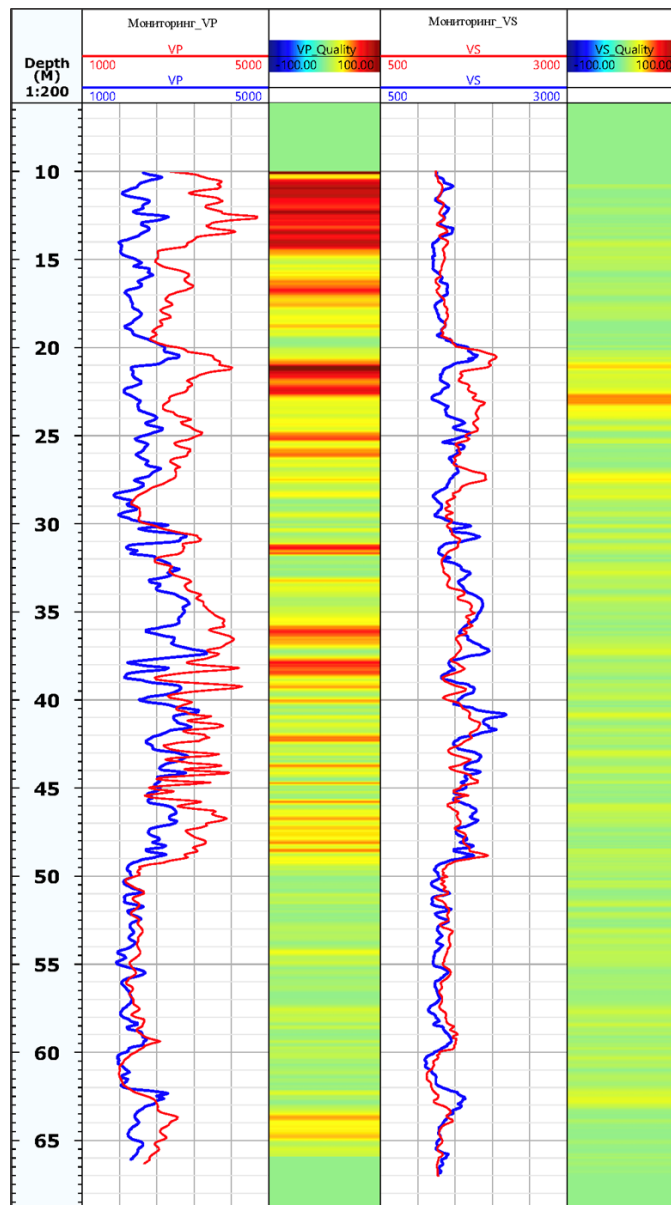


Рисунок 6. Графики анализа сходимости скоростных характеристик
2021–2022 г. в скважине СКВ-15

(синяя кривая – данные 2021 г., красная кривая – данные 2022 г.)

По результатам сравнения скоростных характеристик, полученных по данным ВСП, можно выделить зону уменьшения скоростей в юго-западном направлении от скважины СКВ-15. По данным акустического каротажа в данной скважине наблюдаются существенные изменения скоростных характеристик, которые могут свидетельствовать об активном протекании вторичных геологических процессов в районе скважины.

Литература

1. Гальперин Е.А. Вертикальное сейсмическое профилирование // М.: Недра, 1982. 344 с.
2. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических исследований скважин // М.: Недра, 1991. – 219 с.
3. Лисин В.П. VSP_7 Программа обработки записей вертикального сейсмоакустического профилирования., Рига – 2019.
4. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах // М.: Недра. – 1985.

АЗИМУТАЛЬНО-НАПРАВЛЕННОЕ ВЫДЕЛЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ МОГТ 3D

Белышев Дмитрий Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 2 года обучения, г. Пермь
e-mail: dmitry-belyshev@yandex.ru*

Заключнов Игорь Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
старший преподаватель кафедры геофизики, молодой ученый, г. Пермь
e-mail: i.zaklyuchnov@gmail.com*

*Научный руководитель: доктор технических наук, профессор Костицын Владимир Ильич
e-mail: kostitsyn@psu.ru*

Аннотация: В данной работе представлен краткий обзор наиболее востребованных методик, используемых при выделении тектонических нарушений по данным пространственной сейсморазведки.

Ключевые слова: когерентность, сейсморазведка 3D, динамическая интерпретация сейсмических данных.

AZIMUTHAL-DIRECTIONAL DELINEATION OF TECTONIC FAULTS FROM CDP 3D SEISMIC DATA

Belyshev Dmitry

Perm State University, Post-graduate Student, Perm

Zaklyuchnov Igor

Perm State University, Senior Lecturer, Young Researcher, Perm

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor Kostitsyn Vladimir

Abstract: This paper provides a brief overview of the most popular techniques used in the identification of tectonic disturbances based on spatial seismic data.

Keywords: coherence, 3D seismic exploration, dynamic interpretation of seismic data.

Изучение разломной тектоники представляет собой важное направление в области пространственной сейсморазведки. Корректное выделение разломов имеет ключевое значение, поскольку это позволяет максимально эффективно использовать сейсмическую информацию и решать ряд существенных задач, связанных с поиском и разведкой углеводородных залежей. Разломы играют значительную роль в геологическом строении подземных образований, оказывая влияние на миграцию и накопление углеводородов, а также на физические свойства пород.

Одним из важных аспектов влияния разломов является их роль в формировании тектонических экранов. Эти экраны могут воздействовать на потоки как извлекаемой нефти, так и закачиваемой воды. Помимо этого, разломы оказывают влияние на распределение давления в залежах, что в свою очередь несет за собой риски при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов.

Для выделения разломов по сейсмическим данным существует несколько методов. Одним из базовых является анализ сейсмических разрезов. Разломы с большим смещением и протяженностью по латерали достаточно четко проявляются на временных разрезах стандартных сейсмических кубов.

Обычно они ассоциируются с локальными понижениями амплитуд, а также смещением осей синфазности отражений.

На рисунке 1 представлен фрагмент временного разреза по направлению Inline. В нижней части разреза (выделенная область 1) отчетливо просматривается смещение осей синфазности на сформированных отражениях. Такое поведение волновой картины позволяет нам говорить о присутствии разрывного нарушения субвертикального простирания.

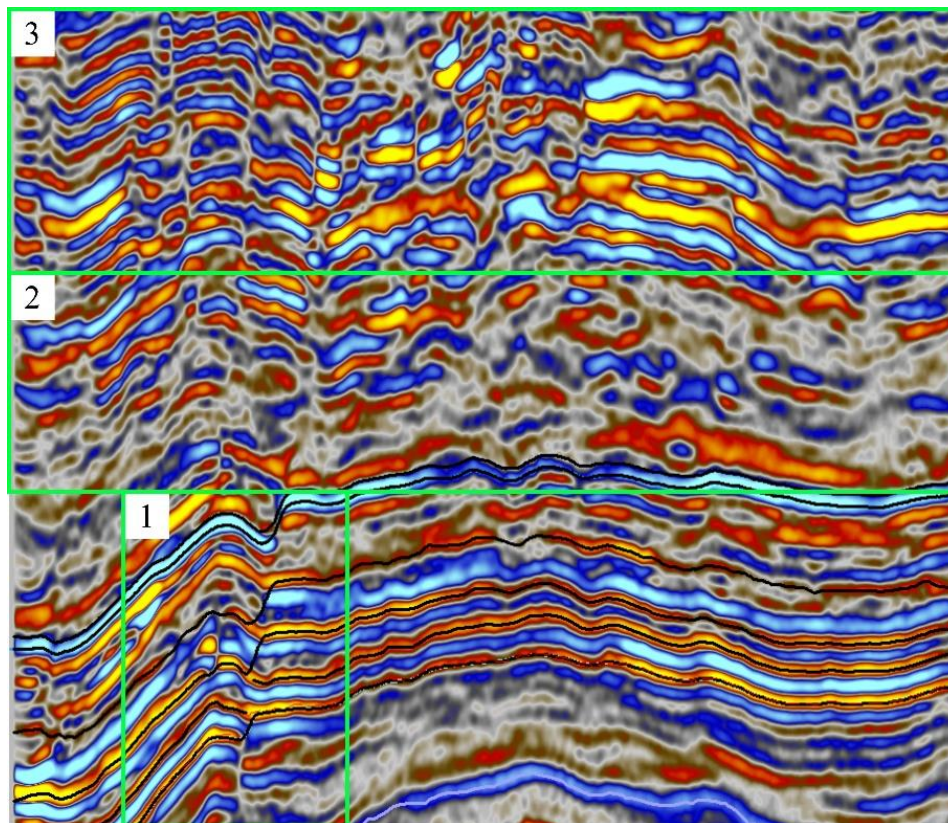


Рис. 1. Фрагмент временного разреза по направлению inline

Однако в средней части разреза (на выделенном секторе 2) присутствует пачка отложений, корреляция в которых нарушена. Такие области могут быть связаны как с недостатками при выполнении полевых наблюдений и процедур обработки, так и со сложным геологическим строением (сложной дифференциацией скорости и плотности слагающих разрез пород). Стоит отметить, что выше этой осложненной пачки (сектор 3) разломы также просматриваются. В подобных ситуациях специалисты-интерпретаторы прибегают к изучению дополнительных сейсмических атрибутов волнового поля.

Среди наиболее часто применяемых подходов можно выделить когерентность и ее вариации (например *variance* и *semblance*) [8], а также атрибуты, основанные на алгоритме оптимизации, так называемые муравьиные алгоритмы (*Ant colony optimization*, *ACO*). Далее рассмотрим подробнее каждый из них.

Один из первых широко используемых параметров при обнаружении разрывов в сейсмических данных — это когерентность. Первые модели когерентности были предложены в работах [3]. Этот подход предполагает, что длительные сейсмические границы рассматриваются как шум, в то время как их уникальные характеристики выделяются как информативный сигнал. На основе этого подхода были разработаны различные сейсмические атрибуты, такие как: коэффициент подобия (*Semblance*) [7], собственные значения ковариационной матрицы (*eigenstructure*) [6] энергетическое подобие (*energy-ratio similarity*) [4], которые стали эффективным инструментом для автоматического обнаружения тектонических нарушений. Одной из причин необычного поведения когерентности в сейсмических данных в районах с малыми амплитудами тектонических разломов, выемок горизонтов и границ, областей повышенной трещиноватости является деструктивная интерференция отраженных и дифрагированных волн [1].

На рисунке 2 представлен фрагмент временного разреза по рассчитанному кубу когерентности. В отличие от первого примера можно отметить более читаемую картину поведения разломов. Ярко

выделяется осевое нарушение, а также ряд локальных тектонических аномалий, не противоречащих основам структурной геологии. Однако ряд мелких разрывных нарушений, заметных на кубе амплитуд, не выделяется.

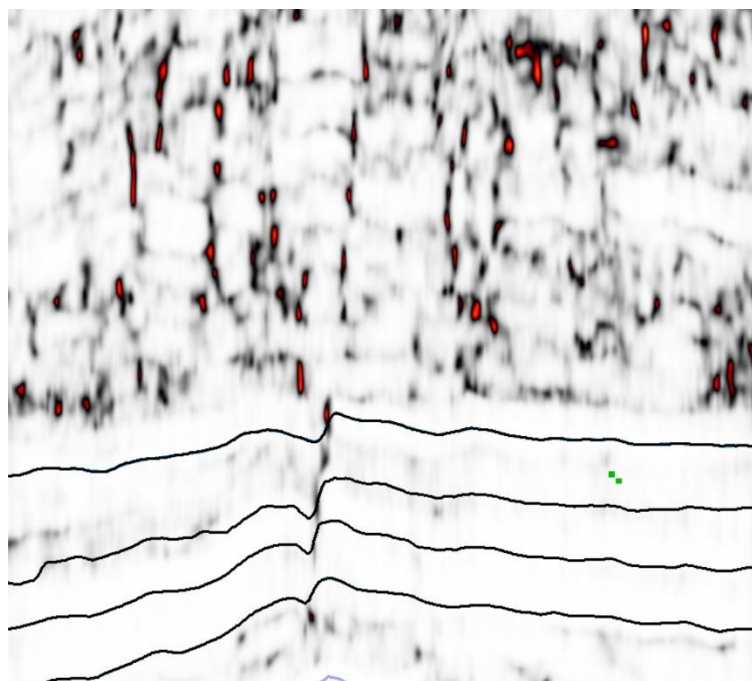


Рис. 2. Фрагмент временного разреза по кубу когерентности

Далее рассмотрим более современный класс атрибутов, в основе которых лежит метаэвристический подход поведения муравьиной колонии. Впервые данный алгоритм был предложен бельгийским ученым Марко Дориго в начале 1990х годов [5]. Этот подход широко применяется для решения различных задач комбинаторной оптимизации, таких как задачи о кратчайшем пути, задачи о размещении и т. д. Эффективность алгоритма обусловлена его способностью находить приближенные решения сложных задач за разумное время. Данный подход нашел свое применение в сейсморазведке, например в таких технологиях как Ant-Tracking, реализованной в ПО Petrel компании «Schlumberger» [2] Fault Simulation в ПО IP Seismic компании «IP Lab», Fault likelihood от «dG Earth Sciences» и др.

Разберем один из практических примеров расчета атрибута Ant-Tracking. Входными данными для расчета могут являться кубы таких атрибутов как когерентность, variance (дисперсия) и др. Этот метод представляет собой итерационный алгоритм, который объединяет мелкие плоские объекты, выровненные в одной плоскости, в более крупные и непрерывные поверхности, не имеющие пересечений между собой. При этом осуществляется отслеживание ориентации полученных поверхностей [2]. Важно отметить, что качество получаемых сейсмических изображений напрямую зависит от нескольких факторов: корректность подбора атрибутных кубов, подаваемых на вход алгоритма, а также оценке горизонтальных сечений кубов (стратослайсов) на предмет понимания преимущественной направленности разрывных нарушений. На рисунке 3 представлен наглядный пример того, почему важно предварительно оценивать параметры углов и азимутальной направленности тектонических нарушений.

На рисунке 3а продемонстрированы фрагменты временных разрезов по кубу Ant-Tracking и Fault likelihood без предварительной настройки расчета по углам и азимутам. Можно отметить большое количество ложных срабатываний алгоритмов в виде не выдержанных линий как вертикального, так и особенно горизонтального простирания. Фрагмент на рисунке 3б имеет настройки ограничения азимутальной направленности, своего рода фильтр, который позволяет алгоритмам игнорировать «срабатывания» в выбранном угловом и азимутальном диапазоне. Результатом работы алгоритма является куб вероятности наличия разломов.

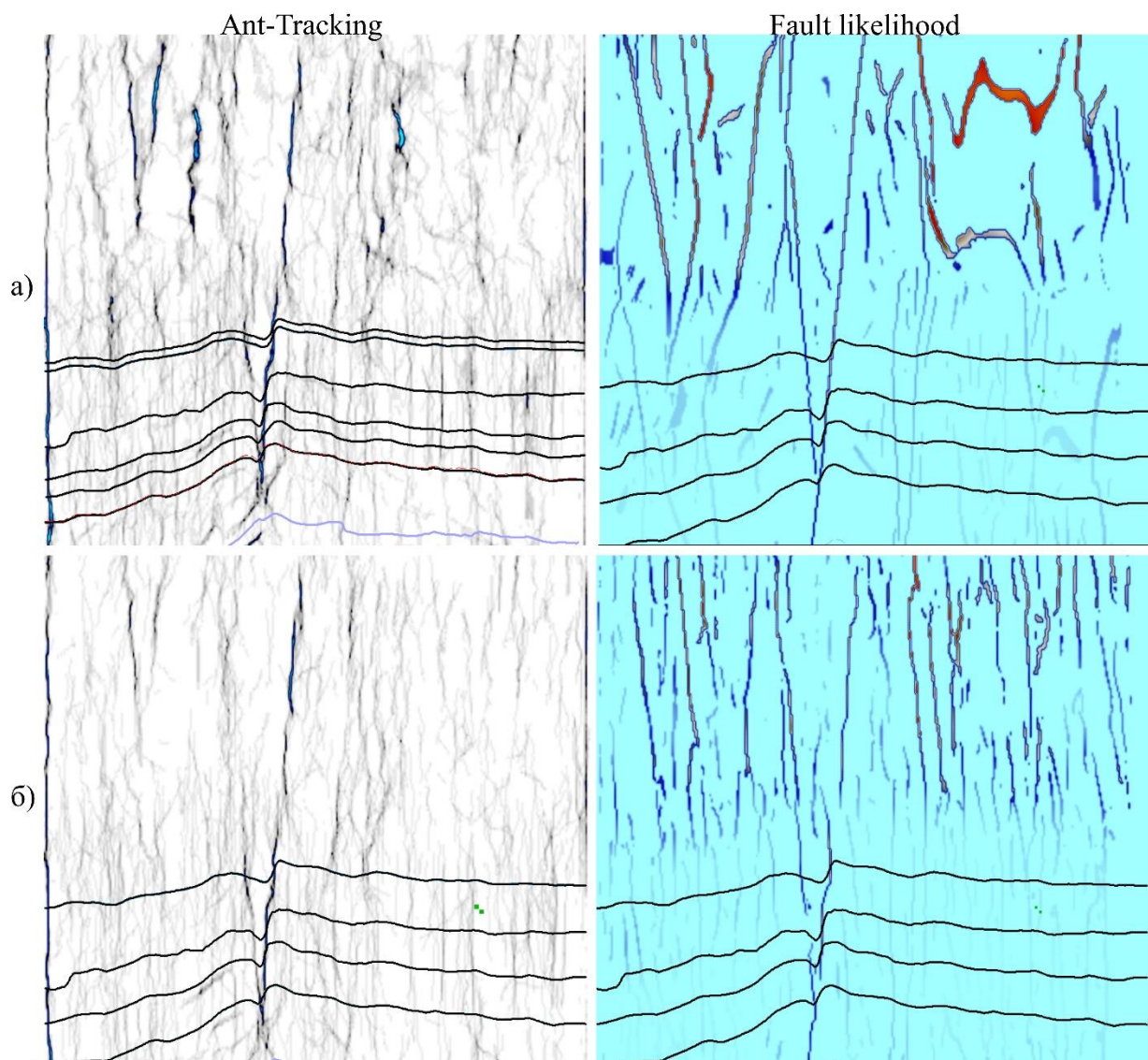


Рис. 3. Фрагменты временных разрезов атрибутов Ant-Tracking и Fault likelihood
а) без предварительной угловой и азимутальной настройки, б) с установленными угловыми параметрами

Заключение

В работе рассмотрены теоретические основы и практические примеры использования некоторых алгоритмов для расчета сейсмических атрибутов с целью выделения тектонических нарушений. Атрибут когерентность можно считать своего рода универсальным экспресс методом оценки исходной сейсмической информации, не требующем дополнительных вмешательств специалиста-интерпретатора. Однако качество получаемой таким способом данных о тектоническом строении геологического разреза может быть достаточно низким. В свою очередь специальные атрибуты, как например Ant-Tracking, Fault Fault likelihood требуют более глубокого погружения в методику расчета, а также осмысленного тестирования входных данных. Тем не менее рассмотренные подходы позволяют значительно облегчить процесс интерпретации и выделения разломов по данным сейсморазведки.

Литература

1. Клем-Мусатов К.Д., Ковалевский Г.Л., Черняков В.Г. Сейсмические аномалии, связанные с локальными нарушениями // Геология и геофизика. 1976. № 12. С. 129–153.
2. Ольнева Т.В., Приезжев И.И. Новый инструмент тектонической интерпретации // компания «Шлюмберже», Москва, 2006, 4 с.
3. Bahorich M., Farmer S. 3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube // *The Leading Edge*, 1995.
4. Chopra S., Marfurt K.J. Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization // *Geophysical development series* (Vol. 11), 2007.
5. Dorigo M. The Ant System: Optimization by a colony of cooperating agents // *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics, Part-B*, Vol.26, No.1, 1996, pp.1–13.
6. Gersztenkorn A., Marfurt K.J. Eigenstructure-based coherence computations as an aid to 3-D structural and stratigraphic mapping // *Geophysics* (Vol. 64), No. 5, 1999.
7. Marfurt K.J. et al. 3-D seismic attributes using a semblance-based coherency algorithm // *Geophysics* (Vol. 63), No. 4, 1998.
8. Van Bemmelen et al. Seismic Signal Processing Method and Apparatus for Generating a Cube of Variance Values // US Patent Number 6, 151,555, 2000.

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОМПОНЕНТОВ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Груздева Юлия Константиновна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант, 1 курса, г. Пермь
e-mail: jg.gruzdeva@gmail.com*

Спешков Максим Витальевич

*ПАО «Пермнефтегеофизика», г. Пермь
e-mail: mspesh@mail.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Шумилов Александр Владимирович

Аннотация: Статья посвящена анализу параметров угля, используемых для оценки резервуаров метана в угольных пластах. В рамках исследования было изучено влияние измеренных и расчетных компонентов на определение типа угля и газосодержания в образцах керна. Кроме того, рассмотрены различные методы геофизических исследований в скважинах, которые применяются при поисках, разведке и добыче метана в угольных пластах южной части угольного бассейна Циньшуй, расположенного в Китае, а также петрофизические приборы исследования керна для определения компонентов метана угольных пластов.

Ключевые слова: геофизические исследования в скважинах, метан угольных пластов, газосодержание, регрессионный анализ, корреляционный анализ, угольный бассейн Циньшуй, петрофизические приборы.

THE USE OF PETROPHYSICAL CORE RESEARCH INSTRUMENTS TO DETERMINE THE METHANE COMPONENTS OF COAL SEAMS

Gruzdeva Julia

Perm State University, 1st Master's Degree Student, Perm

Speshkov Maxim

PJSC Permneftegeofizika, Perm

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor Shumilov Alexander

Abstract: The article is devoted to the analysis of coal parameters used to assess methane reservoirs in coal seams. As part of the study, the influence of measured and calculated components on the determination of the type of coal and gas content in core samples was studied. In addition, various methods of geophysical research in wells that are used in the search, exploration and production of methane in coal seams in the southern part of the Qingshui coal basin located in China, as well as petrophysical core research devices for determining the components of coalbed methane, are considered.

Keywords: geophysical studies in wells, coalbed methane, gas content, regression analysis, correlation analysis, Qingshui coal basin (China), petrophysical devices.

Введение

В течении многих лет человечество борется со множеством экологических проблем, одна из которых – добыча угля подземным способом. В настоящий момент по всему миру работают над применением угольных пластов для добычи метана, что представляет собой более экологичный способ извлечения углеводородов, в отличие от шахтных и карьерных способов добычи угля, при которых происходит неуправляемый выброс метана, подвергающего опасности жизни людей, работающих под землей, а также участие в разрушении озонового слоя [4].

Наличие обширных запасов и высокого качества метана угольных пластов (МУП) придает ему привлекательность в качестве самостоятельного полезного ископаемого, что представляет вызов для исследователей в области его эффективного поиска, разведки и добычи.

Геологические факторы, определяющие поиск метана в угольных пластах

Авторами рассматриваются отложения угленосной формации западного склона Среднего Урала, принадлежащие к визейскому ярусу нижнего карбона. Эти отложения достигают максимальной мощности в восточной части кизеловского прогиба и характеризуются пёстрым, невыдержанным литологическим составом. Толщина отложений варьирует, а фаунистические остатки довольно бедны [6].

Каменноугольные пласты Кизеловского бассейна формировались примерно в то же время, что и пласты в угольном бассейне Циньшуй в КНР. Для реализации этих исследований была изучена геологическая характеристика и использованный комплекс ГИС в поисках месторождений метана угольных пластов на его территории.

Угольная часть разреза бассейна Циньшуй имеет возраст от каменноугольного до пермского и покрывается ордовикской корой выветривания, а также мезозойскими и кайнозойскими отложениями. Основные эксплуатационные пласты находятся в позднекаменноугольных (C_{31}) формациях Тайюань и раннепермских (P_{1s}) формациях Шаньси [3].

Комплекс ГИС при поиске и разведке МУП

Опыт поисков, разведки и добычи метана угольных пластов, протяженностью 25 лет, в Китае представляет большой интерес для всей России и, конкретно, для Пермского края.

В Южной части угольного бассейна Циньшуй для оценки резервуаров МУП используется комплекс каротажа, включающий в себя такие методы, как акустический (АС), плотностной (DEN), гамма-каротаж (GR), компенсационный нейтронный (CNL), каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (SP) и боковой каротаж (R). Эти методы используются для идентификации резервуаров углеводородов. Боковой каротаж также применяется для сравнения изменений литологии скважин [7].

В Пермском крае комплекс ГИС, используемый для поиска и разведки нефтяных месторождений, аналогичен каротажному комплексу в угольном бассейне Циньшуй. В рамках поисково-разведочных работ обязательной частью программы является проведение следующих видов каротажа в открытом стволе: боковой (БК), индукционный (ИК), акустический (АК), гамма-каротаж (ГК), гамма-гамма (ГГК), каротаж измерения потенциалов собственной поляризации (ПС) и нейтронный (НК) [9].

Для изучения угольных пластов применяется также импульсный нейтронный гамма-каротаж спектрометрический (ИНГКС), позволяющий определить содержание угля и количество органического углерода. [5]. Аппаратура (АИНК-ПЛ), выполняющая этот метод, позволяет записывать и изучать энергетические спектры гамма-излучения радиационного захвата тепловых нейтронов (ГИРЗ) и гамма-излучения неупругого рассеяния (ГИНР) быстрых нейтронов. После соответствующей обработки записанных спектров можно оценить весовое содержание химических элементов. Например, по спектрам ГИНР можно оценить весовое содержание углерода и кислорода [1].

Определение характеристик МУП на основе каротажных данных на образцах угля

При оценке резервуаров МУП с использованием ГИС, основное внимание уделяется обнаружению угольных пластов и выявлению характеристик этих резервуаров. В отличие от природного газа, при оценке МУП фокусируются на параметрах экспресс-анализа, в частности на газосодержании [7].

Экспресс-анализ включает определение влажности (M_{ad} – количество воды, адсорбирующееся и накапливающееся в капиллярных трубках между частицами угля в сухом состоянии воздушной массы, в процентах), зольности (A_{ad} – остаток после сжигания всех горючих материалов в процентах), содержания летучих веществ (V_{daf} – процентная разница в массе угля после нагревания и охлаждения при изоляции от воздуха при высокой температуре, когда образец угля изначально

насыщен водой, в процентах), и содержания связанного углерода (FC_{ad} – общий процент содержания угля без предыдущих компонентов, в процентах). Эти компоненты являются важной частью процесса определения типа угля.

В рамках исследования проведенного в южной части бассейна Циньшуй, были выбраны метаносодержащие угольные пласты №3 и №15, для которых имелись данные геофизических исследований скважин, а также проводился экспресс-анализ. Ниже представлены обобщенные данные каротажа угольных пластов № 3 и 15, расположенных в южной части бассейна Циньшуй (табл.1).

Таблица 1

Статистика каротажных значений угольных пластов № 3 и 15
в южной части бассейна Циньшуй (КНР)

Уголь ный пласт	Значение	Объём данных	AC (мксек/м)	CNL (%)	DEN (г/см ³)	GR API	R_d (Ом м)	R_s (Ом м)	CAL (см)
№ 3	Мин.	639	310,15	34,01	1,13	16	70	71	21,75
	Макс.		557,37	66,36	1,69	158	27959	28006	27,22
	Сред.		417,90	43,80	1,36	56	6068	5514	24,74
№ 15	Мин.	378	285,17	30,67	1,22	28	39	49	22,16
	Макс.		462,46	75,68	1,87	267	2868	3844	25,99
	Сред.		408,16	44,54	1,44	80	720	739	24,00

При создании регрессионных моделей используются компоненты экспресс-анализа. Регрессионный анализ основан на данных об изученных пробах угля и на статистических зависимостях между измерениями образцов. Данные каротажа скважин также использовались для расчета компонентов экспресс-анализа [2].

В таблице 2 представлены компоненты экспресс-анализа, полученные в результате регрессионного анализа, а также результаты измерений угольных образцов. Содержание связанного углерода (FC_{ad}) является самым высоким (более 68%), затем следует зольность (A_{ad}) (12-18%) и содержание летучих веществ (V_{ad}) (10-20%), а содержание влаги (M_{ad}) является самым низким (<1,0%). В угольном пласте №3 содержание связанного углерода (FC_{ad}) выше, чем в угольном пласте №15, а содержание летучих веществ (V_{ad}) в угольном пласте №3 немного меньше, чем в угольном пласте №15. Результаты соответствуют параметрам антрацита, а абсолютные погрешности между рассчитанными значениями содержания влаги (M_{ad}), зольности (A_{ad}), содержания летучих веществ (V_{ad}) и содержания связанного углерода (FC_{ad}) и измеренными образцами угля в этих пластах составляют менее 0,41%, 9,47%, 3,61% и 9,41% соответственно [8].

Таблица 2

Измеренные и расчётные компоненты экспресс-анализа проб угля в угольных пластах
№3 и №15 южной части бассейна Циньшуй, Китай

Обра- зец	Номер угольного пласта	Измеренные компоненты экспресс-анализа				Расчетные компоненты экспресс-анализа				Абсолютная погрешность			
		M_{ad} , %	A_{ad} , %	V_{ad} , %	FC_{ad} , %	M_{ad} , %	A_{ad} , %	V_{ad} , %	FC_{ad} , %	M_{ad} , %	A_{ad} , %	V_{ad} , %	FC_{ad} , %
1		1,02	12,04	11,41	75,53	0,85	15,45	13,64	70,07	0,17	3,41	2,23	5,46
2		0,93	18,48	14,72	65,87	0,85	15,26	13,59	70,30	0,08	3,22	1,13	4,43
3	3	1,02	20,44	16,13	62,41	0,85	14,89	13,48	70,78	0,17	5,55	2,65	8,37
4		0,70	16,89	12,38	70,03	0,72	17,04	13,70	68,54	0,02	0,15	1,32	1,49
5		0,62	14,35	17,74	67,29	0,71	14,30	14,13	70,87	0,09	0,05	3,61	3,58
6		0,80	12,76	12,09	74,35	0,70	12,81	14,36	72,13	0,10	0,05	2,27	2,22
7		0,44	12,10	10,08	77,38	0,85	15,43	13,63	70,09	0,41	3,33	3,55	7,29
8	15	0,60	23,56	13,46	62,38	0,85	14,09	13,27	71,79	0,25	9,47	0,19	9,41
9		0,81	18,63	12,50	68,06	0,75	16,77	10,96	71,51	0,06	1,86	1,54	3,45
10		1,11	13,32	10,67	74,90	0,75	17,39	11,16	70,71	0,36	4,07	0,49	4,19

Измерение компонентов МУП петрофизическими приборами

При проведении разведочных работ необходимо, помимо выделения угольных пластов и определения их характеристик, также устанавливать физико-механические и коллекторские свойства данных пластов, так как наибольшая концентрация метана обнаруживается в сорбированном

состоянии. Для этого необходимо производить анализ проб керна или использовать ГИС, которые позволяют определить различные прочностные свойства углей и вмещающих пород [9].

На базе лаборатории петрофизики ПГНИУ планируется исследовать образцы керна из скважин, прилежащих к Кизеловскому угольному бассейну, в которых были вскрыты попутно бурением на нефть и газ угольные пласты. Для исследования керна потребуются различные петрофизические приборы, с помощью которых мы сможем измерить компоненты экспресс-анализа.

Исследование керна начнем с определения пористости. Для выполнения данного исследования мы можем использовать газоволюметрический пикнометр «Поромер» (рис.). Прибор предназначен для определения коэффициента открытой пористости образцов скважинного керна и стандартных образцов без разрушения и загрязнения. В таблице 3 приведены технические характеристики прибора.



Рис. Внешний вид прибора в лаборатории петрофизики ПГНИУ

Таблица 3

Технические характеристики газоволюметрического пикнометра «Поромер»

№	Наименование	Значение
1	Питание прибора от сети переменного тока	220В, 50Гц
2	Питание сжатым газом, бар	4-10
3	Тип газа	гелий, воздух, азот
4	Среднее время измерения, мин	4
5	Рабочее давление в измерительных камерах, МПа	0,2
6	Абсолютная погрешность измерения, см ³ :	
а	для полноразмерного керна не более	0.2
б	для стандартных образцов не более	0.02
9	Дискретность электронного штангенциркуля, мм:	0.01
10	Габариты электронного блока, мм	270 x 450 x 550
11	Масса не более, кг	45

Выводы

1. Для оценки резервуаров метана угольных пластов не только в южной части бассейна Циньшуй, но и в других регионах, а также странах, благодаря сочетанию регрессионного анализа и данных каротажа можно определять компоненты экспресс-анализа.

2. Благодаря тщательному изучению эксплуатируемых угольных месторождений и угольных пластов, а также техническому оснащению, используемому при бурении на нефть и газ в прилегающих территориях, становится возможным осуществлять добычу метана угольных пластов более экологически и экономически эффективным способом.

Применение петрофизических приборов исследования керна дает возможность определить различные прочностные свойства углей и вмещающих пород.

Литература

1. Басыров М.А., Митрофанов Д.А., Махмутов И.Р., Прохошин А.С., Копылов С.И., Хомяков А.С., Зверев В.И., Юрков Д.И. Развитие методики получения массовых долей химических элементов по результатам проведения геофизических исследований прибором АИНК-ПЛ // НТВ «Каротажник». Тверь, Изд. АИС, 2021. Вып. 8 (314). С.121-130.
2. Груздева Ю.К., Шумилов А.В. Применение радиоактивных методов геофизических исследований в скважинах при поиске и разведке метана угольных пластов Кизеловского угольного бассейна // «Геология и полезные ископаемые Западного Урала» [Электронный ресурс]: сборник научных статей / под общ. ред. П.А. Красильникова; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Электрон. дан. – Пермь, 2023. – Вып. 6(43). – 25,3 Мб; 300 с.
3. Лу Яньцзюнь, Хань Цзиньсюань, Шелепов В.В., Макарова Е.Ю., Ли Кай, Чу Цзюнь. Методы добычи метана из угольных пластов бассейна Циньшуй (КНР) // Вестн. Моск. Ун-та. Сер.4. Геология. 2018. №6. С. 102-108.
4. Максимович Н.Г., Пьянков С.В. Кизеловский угольный бассейн: экологические проблемы и пути решения: монография // Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь. 2018. 288 с.
5. Махмутов И.Р., Ракаев И.М., Поляков А.А., Басыров М.А., Зырянова И.А., Хасанов И.Ш., Гадельшин Э.В., Зверев В.И., Хомяков А.С. Опыт применения инновационного аппаратно – методического комплекса АИНК-ПЛ в петрофизическом моделировании в периметре ПАО «Роснефть» // М., «Нефтяное хозяйство», № 2, 2023. Геология и геологоразведочные работы. С. 66-71.
6. Пахомов В.И., Пахомов И.В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. (Пермский политехнический институт) // М.: Недра, 1980. 152 с.
7. Хоу Цзе, Цзоу Чанчунь, Ян Юйцин, Чжан Гохуа, Шумилов А.В. Оценка резервуаров метана угольных пластов по каротажным диаграммам: пример применения в южной части бассейна Циньшуй, Китай (часть I) // М., «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Изд. «ВНИИОЭНГ». № 11. 2016. С. 43-50.
8. Хоу Цзе, Цзоу Чанчунь, Ян Юйцин, Чжан Гохуа, Шумилов А.В. Оценка резервуаров метана угольных пластов по каротажным диаграммам: пример применения в южной части бассейна Циньшуй, Китай (часть II) // М., «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». Изд. «ВНИИОЭНГ». № 12. 2016. С. 40-45.
9. Шумилов А.В., Геник И.В., Нигматуллин Д.Ф., Сюели Хоу. Геофизические исследования скважин при разведке и добыче метана угольных пластов // НТВ «Каротажник». Тверь, Изд. АИС, 2015. Вып. 10 (256). С. 32-43.

РЕШЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ ПО ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ИССЛЕДОВАНИЯМ

Завгородняя Елизавета Владимировна
Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 3 курса, г. Пермь
e-mail: lizettago@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н. Губина Августа Ивановна

Аннотация: рассмотрены методики решения геологических задач по геолого-технологическим исследованиям (ГТИ). Проведено сравнение отчетности по ГТИ и п ГИС. Доказана достоверность информации при интерпретации ГТИ.

Ключевые слова: ГТИ, геолого-геохимические исследования, геологические задачи, интерпретация.

SOLVING GEOLOGICAL PROBLEMS IN GEOLOGIC-TECHNOLOGICAL RESEARCH

Zavgorodnyaya Elizaveta
State Perm University, 3rd year Student, Perm
Scientific Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy Gubina Augusta

Abstract: The methods of solving geological problems in geological and technological research (GTI) are considered. A comparison of reporting on GTI and GIS is carried out. The reliability of the information in the interpretation of the GTI has been proved.

Keywords: GTI, geologic-geochemical research, geological tasks, geologist, interpretation.

Для обеспечения высокого качества технико-экономических показателей при строительстве скважин крайне важна оперативная геологическая и технологическая информация, получаемая непосредственно в процессе бурения, для этого используется *станция геолого-технологических исследований (ГТИ)*.

Станция ГТИ образует информационно-измерительную систему, обеспечивающую непрерывное получение данных об анализируемых средах и изменении параметров строительства скважины.

Общий вид современной станции представляет собой вагон-дом, который располагается непосредственно на территории буровой (рис.1). Станция соединена с буровой установкой системой информационных, силовых и заземляющих кабелей, а также газовоздушной линией, по которой с буровой в лабораторию поступает газовоздушная смесь [3].



Рис. 1. Станция ГТИ

Геолого-технологические исследования – это комплексное исследование, которое включает в себя технологические, экономические и геологические задачи.

Задачи:

- технологические:
- оптимизация процесса бурения;
- прогнозирование и предотвращение аварийных ситуаций;
- контроль за соблюдением технологического режима бурения.
- экономические:
- обеспечение наиболее экономичного режима проводки скважин, снижение стоимости метра проходки.
- геологические:
- литологическое расчленение разреза;
- прогнозирование и определение момента вскрытия коллектора, выделение опорных пластов в разрезе;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств коллектора;
- определение характера насыщения коллектора.

Для решения **геологических задач** в ГТИ проводят геолого-геохимические исследования в соответствии с геологическим проектом, по которому геолог смотрит какой горизонт на какой глубине вскрывается, где должны присутствовать нефте-, водопроявления.

В геолого-геохимические исследования входит (рис.2.) [2]:

- отбор, описание и анализ керна, шлама;
- люминесцентно – битуминологический анализ шлама и керна;
- определение карбонатности, плотности пород;
- газовый каротаж

При геолого-геохимических исследованиях используются следующие приборы:

- *карбонатомер* – прибор, позволяющий количественно определить карбонатность горных пород по буровому шламу и керну;
- *анализатор нефтебитумосодержания (концентратомер)* – прибор, предназначенный для измерения концентрации нефти и битумов в образцах горных пород;
- *анализатор плотности и пористости горных пород* по шламу и керну;
- микроскоп – прибор для визуального исследования шлама и образцов керна;
- *люминоскоп* – прибор для люминесцентно-битуминологического анализа;
- *сита фракционные* для разделения шлама по фракциям и весы;
- *хроматограф* – прибор для экспресс-анализа газовых смесей на содержание предельных углеводородов от метана (C1) до гексана (C6).



Рис.2. Рабочее место геолога на станции ГТИ

Шлам и керн являются источником прямой, непосредственной информации о свойствах и строении геологического разреза, вскрываемого скважиной. Отбор шлама производится в желобной системе у устья скважины в потоке выходящей промывочной жидкости (ПЖ). Отбор керна – при бурении колонковой трубой.

Для шлама проводят *фракционный анализ*. Шлам делят на фракции по размерам частиц, информативными считаются до 7 мм. Шлам и керн анализируют и делают их описание:

- название породы;
- цвет;
- структура;
- текстура;
- пористость и кавернозность;
- трещиноватость;
- включения;
- признаки нефти и газа;
- фауна

Люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА) проб шлама и керна проводится с целью определения остаточного нефтебитумосодержания горных пород. Анализ основан на свойстве битумоидов при их облучении ультрафиолетовыми лучами испускать «холодное» свечение, интенсивность и цвет которого позволяют визуально оценить наличие и качественный состав битумоида в исследуемой породе (рис.3).

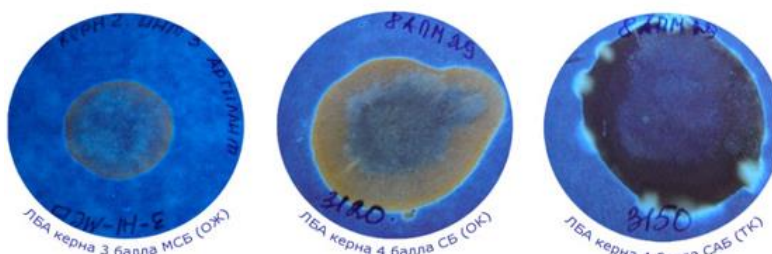


Рис.3. Нефтенасыщенный керн в ультрафиолете

Определение карбонатности горных пород осуществляется путем измерения объема или давления углекислого газа, выделившегося при взаимодействии исследуемой породы с соляной кислотой. Для этого используется специальный прибор – карбонатомер. Карбонатность горных пород в ГТИ определяется с целью построения литологической колонки горных пород, вскрываемых скважиной.

Также определяется плотность и пористость горных пород с помощью анализатора. Определение плотности пород по шламу и керну проводится с целью выявления коллекторов и приближенной оценки их пористости, а также для выделения зон аномально высоких поровых давлений [3].

Для исследования содержания газовых и жидких углеводородов в выбуренном объеме породы в процессе бурения проводят *газовый каротаж*. Цель газового каротажа – выделение в разрезе скважины продуктивных пластов. Информативными газами для выделения продуктивных пластов являются предельные углеводороды от метана до гексана (C1 – C6).

Газы отбираются из ПЖ после выхода ее на поверхность, этот процесс называется *дегазацией*. По *газовоздушной линии* газовоздушная смесь транспортируется в блок хроматографа. *Газовая хроматография* основана на различной скорости поглощения каждого компонента газовой смеси слоем сорбирующего вещества, при промывании сорбента выделяются последовательно отдельные компоненты газовой смеси, которые после поступают на детектор и регистрируются.

При газовом каротаже вычисляется *суммарное газосодержание* – количественный состав углеводородных газов в газовоздушной смеси. Также проводится *раздельный анализ газа (РАГ)* для определения содержания каждого измеренного газового компонента.

На основе полученных данных по геолого-геохимическим исследованиям создается *планшет* – графическое изображение параметров, нанесенных в масштабе глубины по мере углубления забоя (рис.4) [1]. Планшет является рабочим документом, в обязательные колонки которого входят:

- Глубина
- Стратиграфия
- Описание пород по результатам визуальных исследований шлама и керна
- Карбонатность
- Время бурения интервала проходки и плотность пород
- Литология
- Суммарное газосодержания
- Раздельный анализ газа

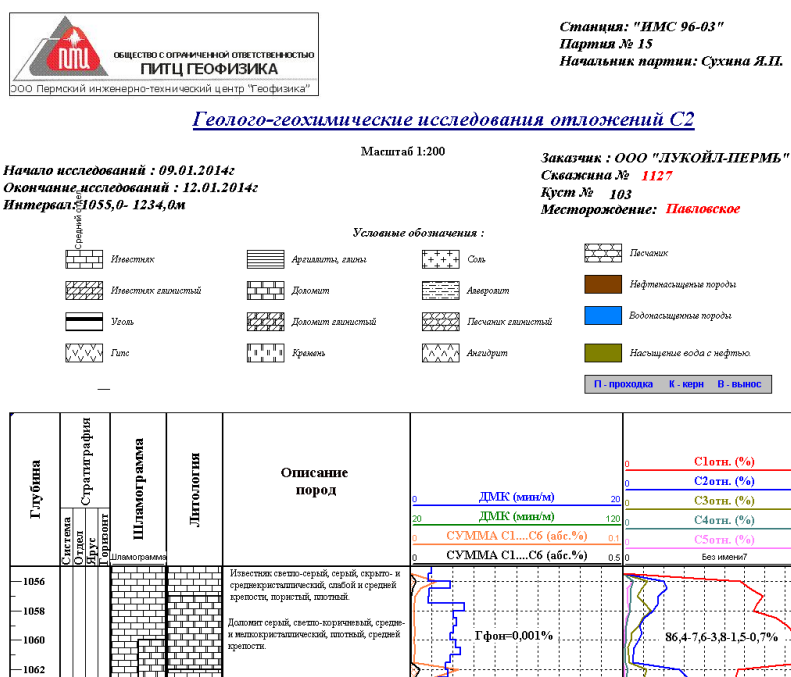


Рис.4. Планшет геолого-геохимических исследований по скважине №1127 Павловского месторождения

При бурении скважины проводят несколько интервалов детальных исследований в продуктивных на нефть отложениях. Продуктивными по Пермскому краю являются пермь, верей и башкир в среднем карбоне, визей и турней в нижнем карбоне, фамен и терригенный девон. Выбор продуктивных отложений для детальных исследований зависит от геологического проекта. Отчеты о детальных исследованиях далее передаются интерпретаторам *геофизических исследований скважин (ГИС)*.

ГИС – это комплекс методов разведочной геофизики, для изучения геологического строения разреза, выделения и определения коллекторских свойств пластов. Интерпретаторы ГИС делают заключения о наличии нефтенасыщенных пластов и, основываясь на отчеты геолого-геохимических исследований, могут с большей достоверностью решить геологические задачи.

Для доказательности достоверности информации, получаемой от ГТИ для интерпретации по ГИС рассмотрим пример отчетности и заключений по скважине №1127 Павловского месторождения. В отложениях среднего карбона по отчетности ГТИ в интервале 1138,0-1140,5 присутствует нефтегазонасыщенность, а в 1140,5-1147,0 и 1149,5-1150,5 – нефтенасыщенность (табл.1 и рис.5).

Таблица 1

Аномальные газопоказания по ГТИ

	Интервал (м)	Описание породы	Гф %	Относительный состав газа C1%...C5%	Описание аномалии
	1138,0-1140,5 C2vr	Известняк светло-серый, серый до темного, мелко- и среднекристаллический, пористый, средней крепости. Запах УВ. Шлам люминесцирует до 15%. ЛБА: 3 балла, Ж-МСБА.	0,001%	Гсум0,136% 92,5-5,8-1,4-0,2-0,0%	Нефтегазо-насыщенность
	1140,5-1147,0 C2vr	Известняк светло-серый, серый до темного, мелко- и среднекристаллический, пористый, средней крепости. Запах УВ. Шлам люминесцирует до 15%. ЛБА: 3 балла, Ж-МСБА.	0,001%	Гсум-0,084% 73,2-18,7-6,7-1,2-0,1%	Нефте-насыщенность
	1149,5-1150,5 C2vr	Известняк светло-серый, серый до темного, мелко- и среднекристаллический, пористый, средней крепости. Запах УВ. Шлам люминесцирует до 10%. ЛБА: 3 балла, Ж-МСБА.	0,001%	Гсум-0,021% 73,5-22,2-3,6-0,7-0,0%	Нефте-насыщенность

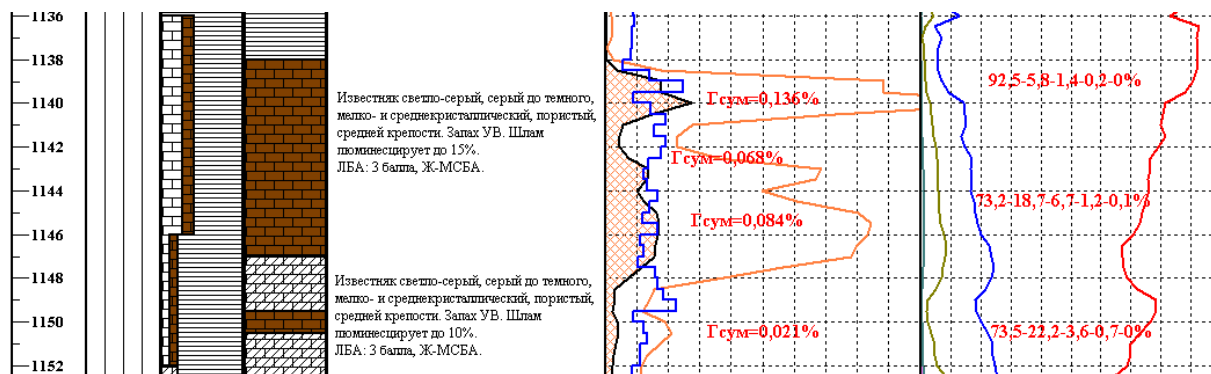


Рис.5. Нефтенасыщенные пласты в интервалах 1140,5-1147,0 и 1149,5-1150,5 в среднем карбоне скважины № 1127 Павловского месторождения по геолого-геохимическим исследованиям

Сравним выделенные пласты в этих же интервалах по интерпретации ГИС. По ГИС выделены в верейском горизонте в интервалах 1138,50-1139,30; 1140,90-1141,50; 1141,50-1142,30; 1142,90-1143,80; 1143,80-1144,70 нефтегазонасыщенные пласты, в интервалах 1149,50-1150,10; 1150,10-1150,70 – нефтенасыщенные пласты (табл.2).

Таблица 2

Результаты интерпретации по ГИС

№ пп	Глубина, м		Толщ. пласта	Литология	Коллекторские свойства	...	Характер насыщения
	Абс.отметка, м		эфф. толщ., м		Структура полостного пространства		
	кровля	подошв а					
...							
2	1138,50	1139,30	0,80	Доломит	Коллектор		Нефтегазонасы- щенный
	-779,25	-780,02	0,77		Поровой		
3	1140,90	1141,50	0,60	Известняк	Коллектор		Нефтегазонасы- щенный
	-781,57	-782,16	0,58		Порово-каверный		
4	1141,50	1142,30	0,80	Известняк	Коллектор		Нефтегазонасы- щенный
	-782,16	-782,93	0,78		Поровой		
5	1142,90	1143,80	0,90	Известняк	Коллектор		Нефтегазонасы- щенный
	-783,52	-784,39	0,87		Порово-каверный		
6	1143,80	1144,70	0,90	Известняк	Коллектор		Нефтегазонасы- щенный
	-784,39	-785,26	0,87		Поровой		
7	1149,50	1150,10	0,60	Известняк доломитизи- рованный	Коллектор		Нефтенасы- щенный
	-789,92	-790,51	0,58		Поровой		
8	1150,10	1150,70	0,60	Известняк	Коллектор		Нефтенасы- щенный
	-790,51	-791,09	0,59		Поровой		

Получается, что границы продуктивных пластов по отчетности ГТИ и отчетности ГИС примерно совпадают. По ГИС пласты выделены более детально, но и используется для этого комплекс методов. Следовательно, информация, получаемая от ГТИ, является достоверной. Она пригодна для решения геологических задач.

Литература

1. А.И. Губина, П.Н. Гуляев. *Геофизические методы исследования скважин: учеб. пособие. Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь: Книжный формат, 2016. – 281 с.*
2. Лукьянов Э.Е. *Информационно-измерительные системы геолого-технологических и геофизических исследований в процессе бурения – Новосибирск: Издательский Дом «Историческое наследие Сибири», 2010. – 816 с.*
3. С.Н. Шматченко. *Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 7. Геолого-технологические исследования в скважинах. Уфа: Информреклама, 2010. – 248 с., ил.*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ УГЛЕРОДНО-КИСЛОРОДНОГО КАРОТАЖА

Изотова Анна Андреевна

*Лениногорский нефтяной техникум
студентка 2 курса, г. Лениногорск
e-mail: annaizotova544@gmail.com*

Миннигалимова Аделя Марселевна

*Лениногорский нефтяной техникум
студентка 2 курса, г. Лениногорск
e-mail: minnigalyamovaadelya1980@gmail.com*

*Научный руководитель: преподаватель специальных дисциплин
Ахметова Зарина Ришатовна*

Аннотация:

В статье рассматриваются преимущества метода углеродно-кислородного каротажа для количественной оценки степени выработанности пластов в условиях скважин, обсаженных стальной колонной, особенно на месторождениях с низкой минерализацией пластовых вод.

Ключевые слова:

Продуктивные пласты, радиоактивный каротаж, метод импульсного нейтронного гамма-каротажа спектрометрического, гамма-излучение неупругого рассеяния, гамма-излучение радиационного захвата.

DETERMINATION OF THE CURRENT OIL SATURATION OF RESERVOIRS BY CARBON-OXYGEN LOGGING

Izotova Anna

Leninogorsk Petroleum College, 2nd year Student, Leninogorsk

Minnigalyamova Adelya

Leninogorsk Petroleum College, 2nd year year Student, Leninogorsk

Research Supervisor: Teacher of Special Disciplines Ahmetova Zarina

Abstract: The article discusses the advantages of the carbon-oxygen logging method for quantifying the degree of depletion of formations in the conditions of wells lined with a steel column, especially in fields with low mineralization of reservoir waters.

Keywords: Productive layers, radioactive logging, method of pulsed neutron gamma-ray spectrometric logging, gamma radiation of inelastic scattering, gamma radiation of radiation capture.

Радиоактивный каротаж – исследования, основанные на измерении параметров полей ионизирующих частиц (нейтронов и гамма – квантов) с целью определения ядерно-физических свойств и элементного состава горных пород.

Радиоактивный каротаж нефтяных и газовых скважин включает следующие основные группы измерений: гамма-каротаж – ГК, гамма-гамма каротаж – ГГК, нейтронный каротаж – НК, активационный каротаж. Каждая группа подразделяется на несколько модификаций, различающиеся конструкцией измерительных зондов, методиками измерений и обработки первичных данных.

Радиоактивность осадочных пород изменяется в широких пределах, достигая в отдельных случаях радиоактивности магматических пород. Максимальной радиоактивностью характеризуются глины благодаря их огромной поверхности, минимальной – чистые кварцевые песчаники. Радиоактивность песчаников и алевролитов возрастает с увеличением глинистости. Радиоактивность карбонатных пород, как правило, низкая. С ростом содержания нерастворимого остатка радиоактивность известняков и доломитов увеличивается. Низкой радиоактивностью характеризуются большинство хемогенных пород, за исключением калийных солей.

Радиоактивность природной нефти обычно низкая. Высокую радиоактивность, благодаря содержанию в них урана имеют природные битумы и битуминозные породы.

Углеродно-кислородный (C/O) каротаж предназначен для решения задач по контролю нефтенасыщения разрабатываемых коллекторов в условиях закачки в них сточных вод разной минерализации, в том числе пресной воды. В отличие от других методов РК (ИНК, НГК-ННКт), предназначенных для решения задач в условиях обсаженной скважины, C/O – каротаж не зависит от минерализации пластовых и закачиваемых вод. Как и другие методы РК он эффективен в условиях обсаженной скважины и неперфорированной колонны.

Основной задачей C/O – каротажа на начальном этапе его применения является разделение разрабатываемых терригенных коллекторов на нефтеносные и обводненные разности. Кроме того, на поздней стадии разработки месторождения C/O – каротаж рекомендуется применять для наблюдения за перетоками нефти в обводненные высокопроницаемые коллекторы, вызванными нестационарными закачками в них воды и форсированными отборами продукции.

В основе ИНГК-С – изучение энергетических и временных распределений плотности потока гамма-излучения, возникающего в результате различных нейтронных реакций на ядрах породообразующих элементов. Судя по названию, при C/O-каротаже определяется параметр, характеризующий распространенность в породе углерода по отношению к кислороду. Этот параметр связан с содержанием в породе углеводородных соединений, и поэтому C/O-каротаж чаще всего применяют для оценки нефтенасыщенности пород Кн в обсаженных скважинах.

При C/O-каротаже с помощью высокочастотного генератора нейтронов порода облучается импульсами нейтронов с энергией 14Мэв. В результате специально организованного режима измерений и использования сцинтилляционных детекторов с высоким разрешением отдельно регистрируются энергетические спектры гамма-излучения, возникающего в результате неупругого рассеяния (ГИНР) и радиационного захвата (ГИРЗ) нейтронов. Вследствие нейтронных реакций могут также появиться радиоактивные изотопы с различными временами распада (возникающее при этом гамма-излучение называют гамма-излучением наведенной активности ГИНА). Энергетические спектры ГИНР и ГИРЗ являются индивидуальными характеристиками ядра-мишени. Анализ спектров при наличии соответствующего интерпретационного обеспечения позволяет определять относительные содержания в породе основных породообразующих элементов, таких как углерод (С), кислород (О), водород (Н), кремний (Si), кальций (Ca), железо (Fe), хлор (Cl), сера (S) и оценивать пористость, литологический состав и нефтенасыщенность пород. В модификации C/O-каротажа используется принцип анализа отношения скоростей счета в диапазонах энергетических спектров ГИНР, соответствующих излучениям С и О [1].

Относительно невысокая глубинность исследования (20-30 см) налагает определенные ограничения при применении C/O-каротажа: отсутствие зоны проникновения бурового фильтрата и промывочной жидкости в исследуемые пласты, отсутствие зоны изменения насыщенности в прискважинной части пласта вследствие заколонной циркуляции жидкости, отсутствие изменения состава жидкости в скважине в интервале исследования. Кроме этого, точность проведения C/O-каротажных исследований (как и всех радиоактивных методов) существенным образом зависит от статистики измерений. На статистику ГИНР и ГИРЗ оказывают влияние такие параметры, как диаметр скважины, степень минерализации промывочной жидкости, сечение захвата тепловых нейтронов и наличие обсадной колонны. Так минерализация в скважине влияет на статистическую точность отношения C/O при неупругом рассеянии нейтронов за счет увеличения фона ГИРЗ, что связано с содержанием хлора. Даже если минерализованная вода и не оказывает влияния на величину отношения C/O, она все равно влияет на точность его определения. Наиболее благоприятное условие для проведения исследований — это скважины, заполненные пресной водой. Наличие нефти в скважине, а тем более смеси нефти с водой, приводит к увеличению ошибки определения нефтенасыщенности по результатам измерений. В этом случае ошибка определения нефтенасыщенности будет зависеть от того, насколько хорошо изучена смесь из нефти и воды в скважине [2].

На нефтяных месторождениях РТ основной задачей углеродно-кислородного каротажа (С/О-каротажа) является разделение терригенных коллекторов девона и нижнего карбона на нефтеносные и обводненные разности в условиях обсаженной скважины и неперфорированной колонны. Кроме того, С/О-каротаж может стать инструментом наблюдения за перетоками нефти, вызванными нестационарными закачками воды в разрабатываемые пласты и форсированными отборками продукции из них.

Полученные результаты показывают, что ни один из методов (С/О-каротаж или импульсный нейтронный каротаж (ИНК)), примененный в отдельности, не решает поставленную задачу эффективно. Поэтому, так же как при исследованиях в открытом стволе достоверное решение поставленной задачи следует искать при комплексировании методов. Интерес представляет прежде всего комплексное использование С/О-каротажа, ИНК и SGK [3].

В качестве примера использования технологии оценки коэффициента текущей нефтенасыщенности пластов рассмотрим пример, выполненный в терригенном разрезе бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения. В скважине проведен большой комплекс исследований методами ГИС, как в открытом стволе, так и после обсадки ствола скважины. Использована методика интерпретации результатов С/О-каротажа.

По результатам комплексной интерпретации с использованием данных С/О-каротажа выделенные в интервале 1163-1175 м коллекторы сложены песчаниками и карбонатными породами местами с включениями глинистых материалов. По данным открытого ствола пласты бобриковского горизонта в интервалах 1163-1164,4 м; 1165,4-1167,8 и 1168,4-1169,4 м охарактеризованы как слабо нефтенасыщенные, в турейском ярусе 1172,2-1181 – слабонефтенасыщенный. Результаты С/О-каротажа подтверждают влияние разработки, что отмечается наличием выработки пластов.

В скважине № 8850 площадь Абдрахмановская проводили исследование с целью определения насыщенности неперфорированных пластов коллекторов бобриковского горизонта в интервале 990-1090 м был проведен следующий комплекс методов: ГК, ИНКт, НГК и СО каротаж. Забой скважины 1686 м.

Интерпретация генератора проведена методом нормализации кривой пористости НГК и TAU (время жизни тепловых нейтронов)

Нормализацию проводили по плотным карбонатным породам 1012-1016 м, 1017-1022 м.

По результатам исследования выделяются следующие коллекторы:

Неперфорированные пласты:

- 1) 994,4-995,6 – глинистый коллектор, водоносный;
- 2) 996,8- 997,8 – глинистый коллектор, водоносный;
- 3) 999,4-1000,6 – коллектор карбонатный, водоносный;
- 4) 1002,0-1003,5 – глинистый коллектор, водоносный;
- 5) 1006,0-1008,6 – уплотненный коллектор, водоносный;
- 6) 1032,2-1032,7 – глинистая порода;
- 7) 1035,6-1037,0 – коллектор терригенный, обводненный;
- 8) 1046,4- кровля турнейского яруса;
- 9) 1046,4- 1048,0 – уплотненная порода;
- 10) 1048,0-1050,8 – коллектор, нефтеносный или доломитизированный;
- 11) Ниже глубины 1050,8 м. коллекторы, водоносные.

Необходимо отметить, что основным результатом интерпретации данных С/О – каротажа является нефтенасыщенность. Для прогнозирования притока по результатам вычисленной нефтенасыщенности необходимо привлечение дополнительных данных, таких как фазовая проницаемость пласта, тип коллектора (гидрофобный или гидрофильный), минералогический состав породы, ее пористость, наличие остаточной воды и т.д. И только такой комплекс подход может дать желаемые результаты.

Кроме того, для количественного анализа данных, получаемых методом, ИНК, необходима опорная информация в виде результатов ГИС открытого ствола и измерений в закрытом стволе. Наличие такой информации обеспечивает оценку качества данных ИНК – С/О, позволяет корректно определять емкостные характеристики пород и гарантирует достоверность последующих временных определении насыщенности.

Преимущества С/О -каротажа:

- ИНК позволяет выделять нефтенасыщенные пласты по нескольким параметрам как на качественном, так и на количественном уровне;
- ИНК в комплексе методов ГИС позволяет количественно определять коэффициент

нефтенасыщенности коллекторов, при этом в отличие от существующих статистико-эмпирических методов (например, на основе НГК) учитываются параметры глинистости и пористости пластов, что повышает надежность и точность определения кг.

По сравнению с другими методами – С/О-каротаж, мало зависит от минерализации пластового флюида и может быть использован в условиях обводнения пластов водами низкой минерализации. Также позволяет обнаружить изолированные и пропущенные интервалы, не подвергшиеся заводнению и с высоким коэффициентом насыщенности.

Одним из перспективных направлений в этом случае в исследованиях по определению текущей нефтенасыщенности и контроля за перемещением ВНК является метод С/О-каротажа, который мало зависит от минерализации пластового флюида и может быть использован в условиях обводнения пластов водами низкой минерализации. Также позволяет обнаружить изолированные и пропущенные интервалы, не подвергшиеся заводнению и с высоким коэффициентом насыщенности.

Также заключения по определению характера насыщенности терригенных коллекторов по комплексу С/О-каротаж и ИНК составляет 82%.

Литература

1. Кожеевников Д.А. «Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии». М.: Недра. 1982, 220 с.
2. Урманов Э. Г. Спектрометрический гамма-каротаж нефтегазовых скважин / Э. Г. Урманов; под общ. ред. проф., д.т.н. А. М. Блюменцева Федеральное гос. унитарное предприятие Гос. науч. центр РФ, Всероссийский науч.-исслед. ин-т геологических, геофизических и геохимических систем (ВНИИГеосистем). – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: ВНИИГеосистем, 2010. – 162 с.: ил., табл.; 26 см. – Библиогр.: с. 118-128 (144 назв.).
3. Хаматдинов Р.Т., Велижавин В.А., Черменский В.Г. С/О-каротаж – перспективная основа современного геофизического мониторинга нефтяных месторождений // НТВ «Каротажник» Тверь: Изд. АИС 2004. Вып. 12-13 (125-126).

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ АППАРАТУРОЙ ЛИТОПЛОТНОСТНОГО ГАММА-ГАММА КАРОТАЖА

Исакова Полина Денисовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: polina-isakova-03@mail.ru*

Попова Елена Владимировна

*ПАО «Пермнефтегеофизика», ведущий геофизик
e-mail: lena_popova@bk.ru*

Научный руководитель: к.т.н. Савич Анатолий Данилович

Аннотация. В публикации произведено сравнение аппаратуры литолого-плотностного гамма-гамма каротажа с двумя и тремя зондами. Основываясь, на изучении принципов измерения и составляющих приборов, авторы выявляют основные преимущества и недостатки данных установок. При сопоставлении делается вывод об информативности и эффективности приборов с двумя или тремя зондами при измерении параметров породы – плотности и эффективного атомного номера.

Ключевые слова: литолого-плотностной гамма-гамма каротаж, двух- и трёх- зондовый прибор, плотность породы, эффективный атомный номер породы.

GEOPHYSICAL STUDIES IN OIL AND GAS WELLS USING LITHOLOGIC-DENSITY GAMMA-GAMMA LOGGING

Isakova Polina

Perm State University, 4th year Student, Perm

Popova Elena

«Permneftegeofizika» PJSC, leading geophysicist

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences Savich Anatoly

Abstract. The publication compares lithology and density gamma-gamma logging tools with two and three probe. Based on a study of the principles of measurement and the components of instruments, the authors identify the main advantages and disadvantages of these installations. When comparing, a conclusion is made about the information value and efficiency of instruments with two or three probes when measuring rock parameters – density and effective atomic number.

Key words: lithological-density gamma-gamma logging, two- and three-probe instrument, rock density, effective atomic number of rock.

Введение

Преимущественно нефтегазовые месторождения на всех этапах своего существования определяются результатами геофизических исследований скважин, что позволяет выявить геологическое строение месторождений, оценить запасы углеводородов, осуществлять наблюдение за

бурением скважин, контролировать процессы разработки и эксплуатации месторождений, планировать различные технические мероприятия для увеличения добычи.

Каротаж, основанный на гамма-гамма методе, в нефтяных и газовых скважинах занимает важное место среди других видов каротажа при формировании современного комплекса геофизических исследований скважин в открытом и закрытом стволе. В данной работе будут отражены возможности литолого-плотностного гамма-гамма метода для определения плотности и эффективного атомного номера горных пород.

Физические основы метода.

Литолого-плотностной (селективный) гамма-гамма каротаж (ГГК-ЛП) основан на регистрации рассеянного гамма-излучения, создаваемого ампульным источником гамма-квантов (в основном применяется изотоп Cs-137 с энергией гамма-излучения 662 кэВ).

Поток и энергетический спектр регистрируемого гамма-излучения определяются плотностью и атомным номером породы. Это обстоятельство используется в аппаратуре литолого-плотностного гамма-гамма каротажа для определения указанных параметров породы – эффективного атомного номера и плотности. [1]

Чаще всего используют аппаратуру с двумя зондами, но существуют ещё и трёхзондовые установки. В данной публикации будут приведены преимущества и недостатки приборов с разным количеством зондов.

Сравнение литологических зондов разнотипных приборов.

В двухзондовых установках используется два зонда разной длины (обычно 200 и 400 мм). Принцип работы заключается в облучении горных пород стационарным источником гамма-излучения при движении модуля по стволу скважины и непрерывной регистрации блоком детектирования рассеянного гамма-излучения двумя зондами разной длины. Полученная информация передается по каротажному кабелю на поверхность. Регистрируемыми величинами являются 512-канальные спектры рассеянного гамма-излучения по большому и малому зондам, интегральные скорости счета в заданных энергетических окнах, а также технологические параметры. Расчетными параметрами являются объемная плотность и эффективный атомный номер горных пород [1].

Трёхзондовый прибор, помимо стандартных зондов ГГК решающих задачу определения плотности, оснащен третьим литологическим зондом, который регистрирует полный спектр рассеянного гамма-излучения. Детектор литологического зонда располагается примерно по середине между стандартными зондами [3].

Зонд для измерения литологии: детектор литологического зонда расположен на фиксированном расстоянии от источника и снабжен специальным коллиматором. В детектор литологического зонда встроен слабый источник реперного излучения Cs-137, по которому производится стабилизация шкалы. Гамма-кванты, попадающие на детектор, преобразуются в потоки электрических импульсов, амплитуда которых пропорциональна энергии гамма-кванта. Электрические импульсы регистрируются в виде 512 каналов энергетического спектра. Энергетическая шкала спектра стабилизируется по реперным пикам 662 кэВ (реперная подсветка детектора Cs-137) и 32 кэВ (характеристического излучения Ва). Зарегистрированные средние частоты следования импульсов в диапазонах 42÷92кэВ и 150÷450кэВ связаны с индексом фотоэлектрического поглощения (Рс) функциональной зависимостью [4].

Измерения с помощью всех трех зондов проводятся параллельно при одновременном спуске прибора в скважину.

На рисунке 1 представлен вид основной зависимости для расчета $Z_{эфф}$ (эффективного атомного номера породы) для аппаратуры 3ГГКЛП (трёхзондовый прибор, изготовитель ООО «Нефтегазгеофизика»).

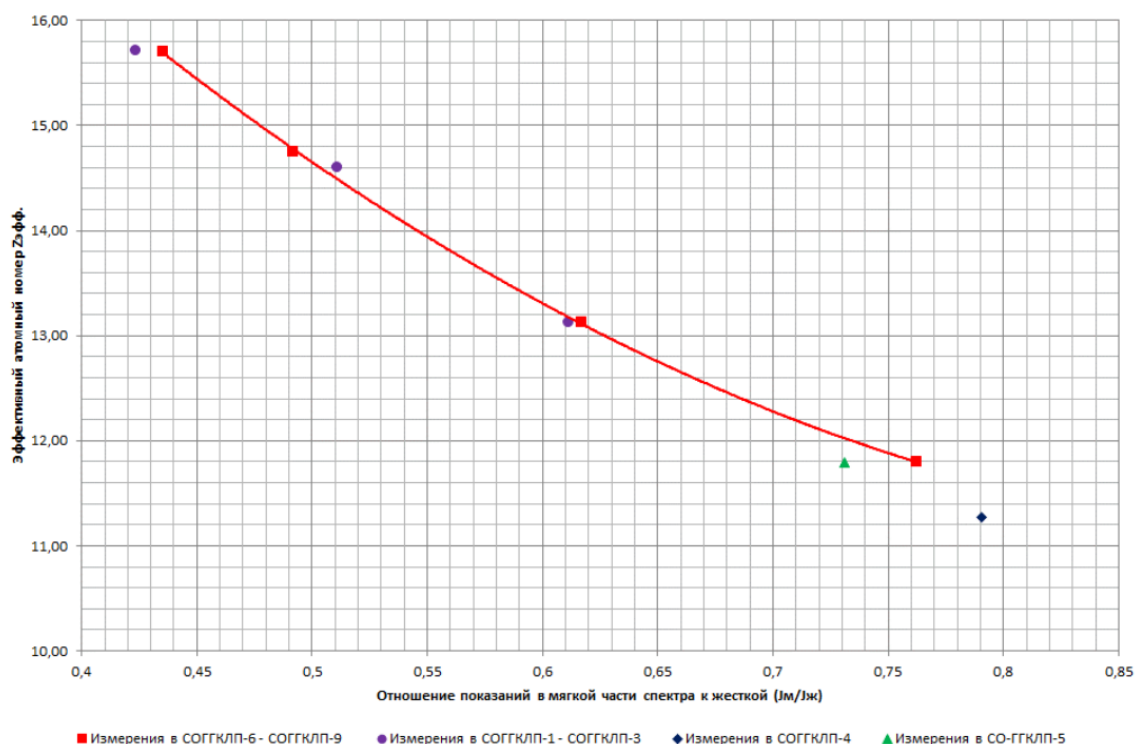


Рис. 1. Пример построения функции преобразования для расчета $Z_{эфф}$ по результатам измерений аппаратурой ЗГГКЛП на образцах с одинаковой плотностью

Конкретно для этого случая разработчик аппаратуры провел работы по оптимизации длины литологического зонда. Цель работы по оптимизации была подборка такой длины зонда, чтобы минимизировать влияние плотности на результаты определения $Z_{эфф}$. Результаты измерения аппаратурой ЗГГКЛП на комплекте СОГГК-ЛП (стандартных образцов ГГК-ЛП) показывают, что влияние плотности на определение $Z_{эфф}$ не превышает 0,3 абсолютных единиц. Если получить основную зависимость по совокупности всех образцов, погрешность определения $Z_{эфф}$ не превысит 0,2 абсолютных единиц.

На рисунке 2 представлен вид основной зависимости для аппаратуры ГГК2-ЛП (двухзондовый прибор), разработчик ОАО НПФ «Геофизика». Расчет плотности производится по отношению жестких частей спектра малого и большого зонда. Расчет $Z_{эфф}$ производится по отношению мягкой части спектра к жесткой – малого зонда т.е. длина литологического зонда, используемого в аппаратуре ГГК2-ЛП меньше чем в аппаратуре ЗГГКЛП.

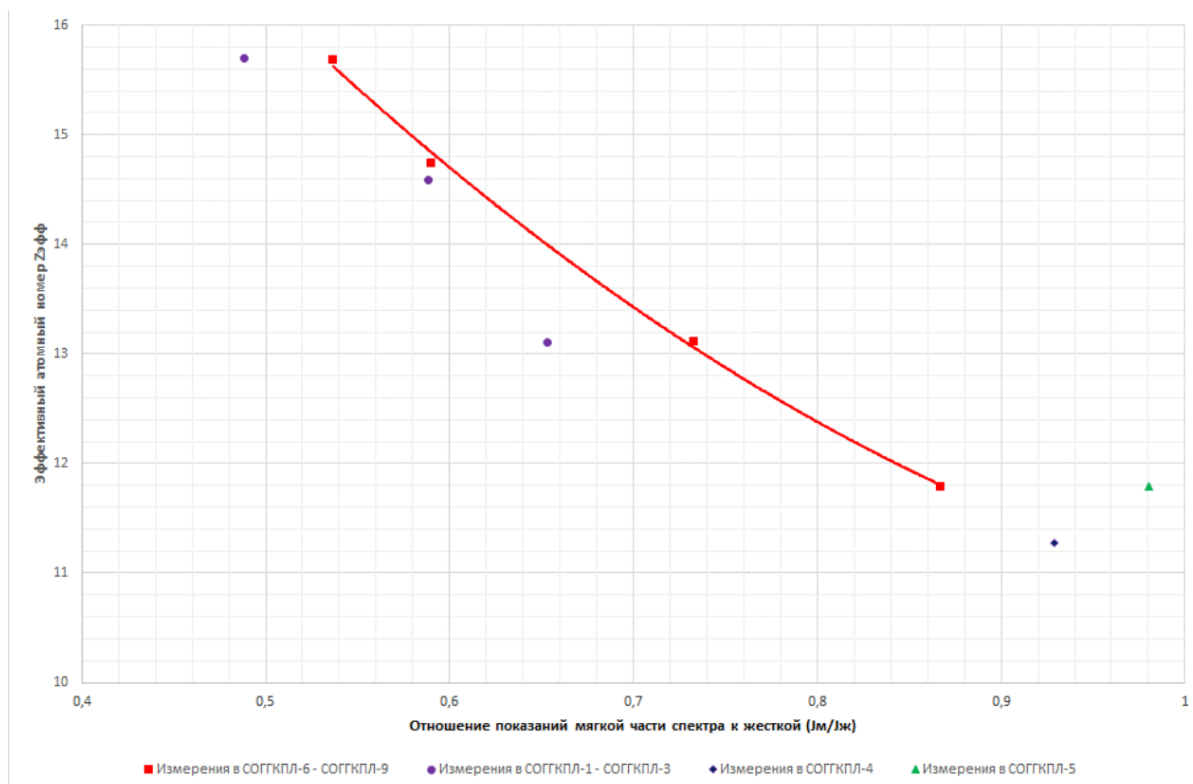


Рис. 2. Пример построения функции преобразования для расчета $Z_{эфф}$ по результатам измерений аппаратурой ГГК2-ЛП

По результатам измерений в стандартных образцах с одинаковой плотностью и разными значениями атомного номера для аппаратуры ГГК2-ЛП была построена основная зависимость для определения $Z_{эфф}$. Как и в предыдущем случае зависимость описывается квадратичной функцией. Но чувствительность параметра $Z_{эфф}$ к плотности гораздо больше и составляет 0,6-0,7 абсолютных единиц. В данном случае, влияние плотности породы учитывается путем введения поправки [3].

Приведенные примеры построения основной зависимости для определения эффективного атомного номера для различных типов аппаратуры подтверждают необходимость оценки влияния плотности породы на $Z_{эфф}$. Учет влияния может быть решен различными способами. Например, для оборудования ЗГГКЛП влияние плотности пород решается путем оптимизации длины литологического зонда. В случае с аппаратурой ГГК2-ЛП влияние учитывается с помощью математической поправки.

Преимущества трёхзондовой установки: больше информации для более детализированного анализа литологии за счёт дополнительного литологического зонда; длина литологического зонда оптимизирована – влияние плотности породы на расчётный параметр минимально; длина дополнительного зонда больше, тем самым больше глубинность измерений. Недостатки: более сложная конструкция и требования к оборудованию, большие затраты на оборудование и обслуживание.

Преимущества двухзондовой установки является простота конструкции и эксплуатации, меньшие затраты на оборудование. Недостатки: может быть менее точным из-за последовательных измерений; ограниченные возможности для детализированного анализа; плотность породы сильнее влияет на результат измерения.

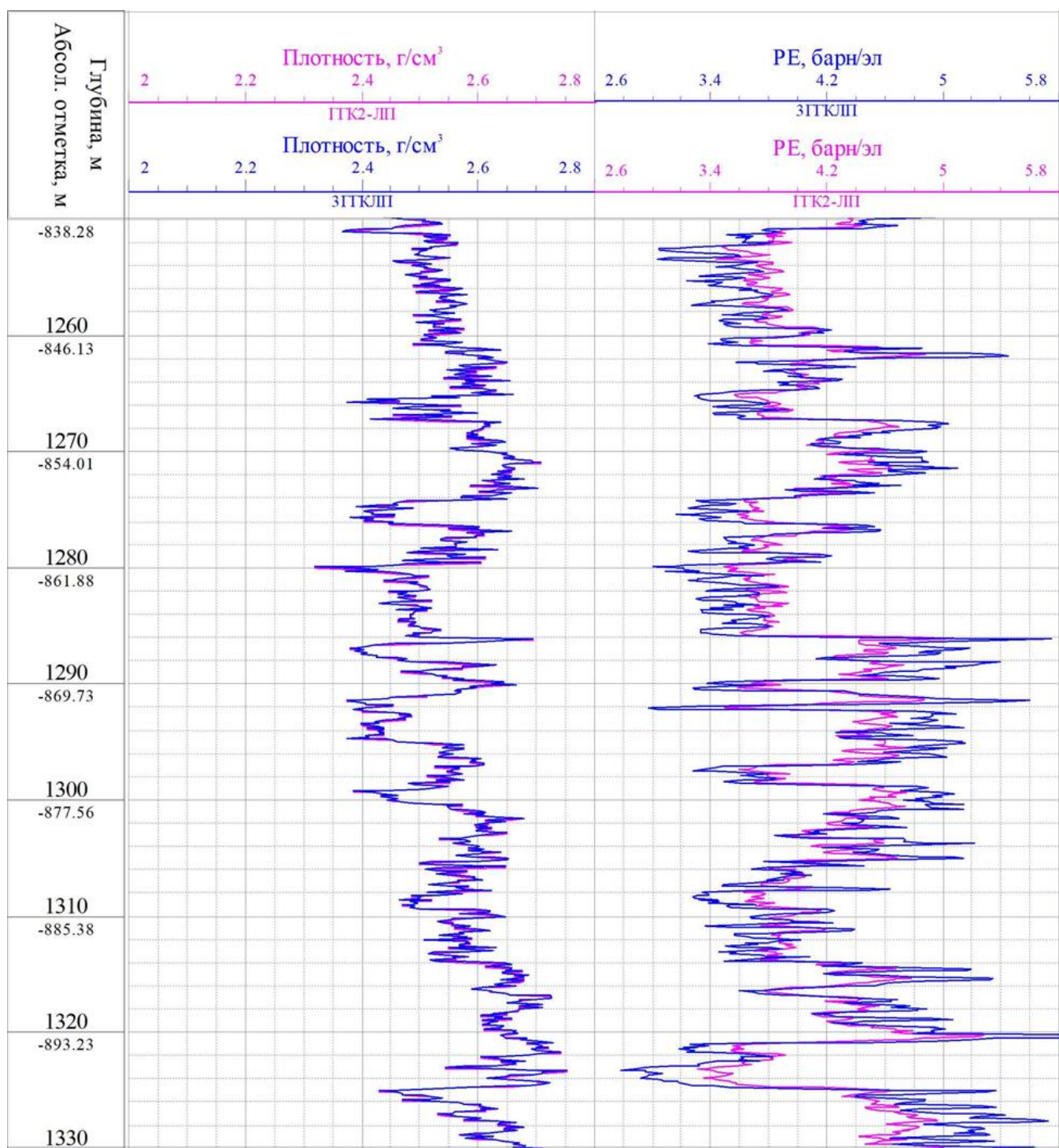


Рис. 3. Планшет сравнения кривых плотности и Ре

На рис.3 представлен планшет сравнения кривых плотности и Ре (фотоэлектрический эффект), записанных в эксплуатационной скважине приборами с разным количеством зондов (ГГК2-ЛП, ЗГГКЛП). При сравнении кривых Ре отмечается, что запись трехзондовой установкой более чувствительная к элементам, что позволяет детальнее расчленить разрез по литологии. Кривые плотности (ГГК2-ЛП, ЗГГКЛП) имеют максимальную сходимость.

В данной публикации проведено сравнение установок с разным количеством зондов и выявлено, что трёхзондовая аппаратура имеет несколько больше преимуществ для более качественного исследования. Приборы данного типа на сегодняшний день находятся на стадии внедрения и широкого использования не имеют, но несмотря на это авторы работы предполагают, что будущее исследований нефтегазовых скважин за трёхзондовыми установками.

Литература

1. Акционерное Общество «Научно-производственная фирма «Геофизика». Модуль литоплотностного гамма-гамма каротажа АКС-ГГК-ЛП-80. Руководство по эксплуатации АЯЖ 2.808.084 РЭ. 9с.
2. ООО «Нефтегазгеофизика». Инструкция по проведению литолого-плотностного гамма-гамма-каротажа аппаратурой серии СГПЛ и обработке результатов измерений. Тверь, 2004. 1-2с.
3. Первушин В.В. Методические и технические средства повышения эффективности метрологического обеспечения аппаратуры гамма-гамма каротажа для нефтяных и газовых скважин. Москва, 2017 г. 46-49с.
4. ООО «ОйлГИС». Прибор литоплотностного гамма-гамма каротажа СГЛП-76. Руководство по эксплуатации. Уфа. 11с.

ПРОВЕРКА МЕТОДИК ИНТЕРПРЕТАЦИИ КОНТАКТА ЦЕМЕНТ-ПОРОДА ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Искандиров Михаил Валентинович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

аспирант 2 курса, г. Пермь

e-mail: mviskandirov@ungf.ru:

Научный руководитель: д.т.н., профессор Шумилов Александр Владимирович

Аннотация: Выполнен анализ всех публикаций журнала «Каротажник» на тему оценки качества цементирования контакта цемент-порода, методами акустического каротажа (АКЦ). Выявленные подходы и методы проверены на геофизическом материале с реальных скважин. Сделаны выводы о преимуществах и недостатках методик.

Ключевые слова: акустический каротаж в открытом стволе ВАК, акустическая цементометрия АКЦ, спектр частот, энергия амплитуд, контакт цемент-порода.

VERIFICATION OF METHODS FOR INTERPRETING CEMENT-ROCK CONTACT ACCORDING TO SONIC LOGGING DATA

Iskandirov Mihail

Perm State University, 2st year Post-graduate Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor Shumilov Aleksandr

Abstract: An analysis of all publications of the journal "Logger" on the topic of assessing the quality of cement-rock contact cementing using acoustic logging (ASC) methods has been performed. The identified approaches and methods have been tested on geophysical material from real wells. Conclusions are drawn about the advantages and disadvantages of the methods.

Keywords: acoustic logging in the openhole, acoustic cementometry of the ASC, frequency spectrum, amplitude energy, cement-rock contact.

Акустический каротаж является единственным геофизическим методом позволяющим оценить качество сцепления цементного камня с колонной и породой. Стандартный акустический каротаж подразумевает под собой зонд длиной от 1.0 до 1.5 метра, с частотой излучателя от 15 до 25 кГц. Комбинирование в составе одного прибора интегральных, секторных и сканирующих зондов, решает задачу по оценке качества сцепления цементного камня с колонной достаточно однозначно, чего нельзя сказать о контакте цемент-порода.

Несмотря на достаточно большое количество научных работ, на сегодняшний день геофизические предприятия России использует подход описанный в документах [7,8]. Интерпретация контакта цемент-порода на прямую зависит от интерпретации контакта цемента с колонной и его можно обобщить в следующей таблице 1.

Таблица 1

Контакт цемента с колонной и породой

	Контакт цемента с колонной	Контакт цемента с колонной
	Отсутствует	Неопределённый
	Плохой, Частичный	Неопределённый
	Сплошной	Сплошной
	Сплошной	Неопределённый, если интервальное время Р-волны более 400-500мкс/М

В пояснение к таблице, можно сказать, что при полном отсутствии и плохом контакте цемента с колонной все регистрируемые акустические параметры отражают колебания, распространяющиеся по колонне, следовательно, делать оценку контакта цемент-порода невозможно. Сплошной контакт цемента с колонной дает наиболее благоприятные условия для интерпретации контакта цемента с породой. Неопределённый контакт с породой, при больших значениях интервального времени продольной волны более 400-500 мкс/М, обычно получают в рыхлых отложениях и песчано-глинистых породах с высокими поглощающими свойствами акустических сигналов. Адгезионные связи цемента с последними и условия механико-акустического контакта изучены недостаточно [8].

По результатам анализа публикаций в журнале «Каротажник» с 1-го по 327 выпуск, были выявлены следующие подходы к интерпретации контакта цемент-порода (табл.2).

Все описанные методики основаны на сравнение амплитудных и временных акустических параметров, полученных в открытом стволе и после спуска обсадной колонны. На текущий момент не одна из методик обработки и интерпретации, данных стандартного АКЦ не предлагает универсального метода оценки контакта цемента с породой. Также не выработан единый стандарт интерпретации контакта цемент-порода.

Таблица 2

Методы интерпретации

	Сравнение временных характеристик волн при ВАК и АКЦ
	Сравнение значений амплитуд первых вступлений волн при ВАК и АКЦ
	Сравнение энергий амплитуд при ВАК и АКЦ
	Сравнение энергий амплитудно-частотного спектра при ВАК и АКЦ
	Оценка параметров волны Стоунли полученной при записи АКЦ

Методики интерпретации проверены на скважинах с разным диаметром ствола и типом разреза. Обязательный критерий – наличие акустического каротажа в открытом стволе ВАК и обсаженном стволе АКЦ. Для исключения влияния на результаты сравнения характеристик аппаратуры, были подобраны приборы с максимально близкими техническими параметрами, рабочая частота 15-20кГц, диаметр прибора 73-80мм, длина зонда 1.0, 1.5, 2.0м.

В работе [5] ОАО «Башнетегеофизика» был описан алгоритм оценки контакта цемент-порода путем сравнения времен прихода и интервального времени продольной волны зарегистрированной в открытом стволе и в обсаженной скважине.

На рис.1 представлен фрагмент каротажной диаграммы, содержащий временные параметры, полученные при ВАК и АКЦ. Можно выделить два основных случая:

1. $DTP < DTK$, нарушен контакт цемента с породой.
2. $DTP > DTK$, нарушен контакт цемента с колонной.

Корректность сравнения интервального времени сильно зависит от качества прослеживания первых вступлений.

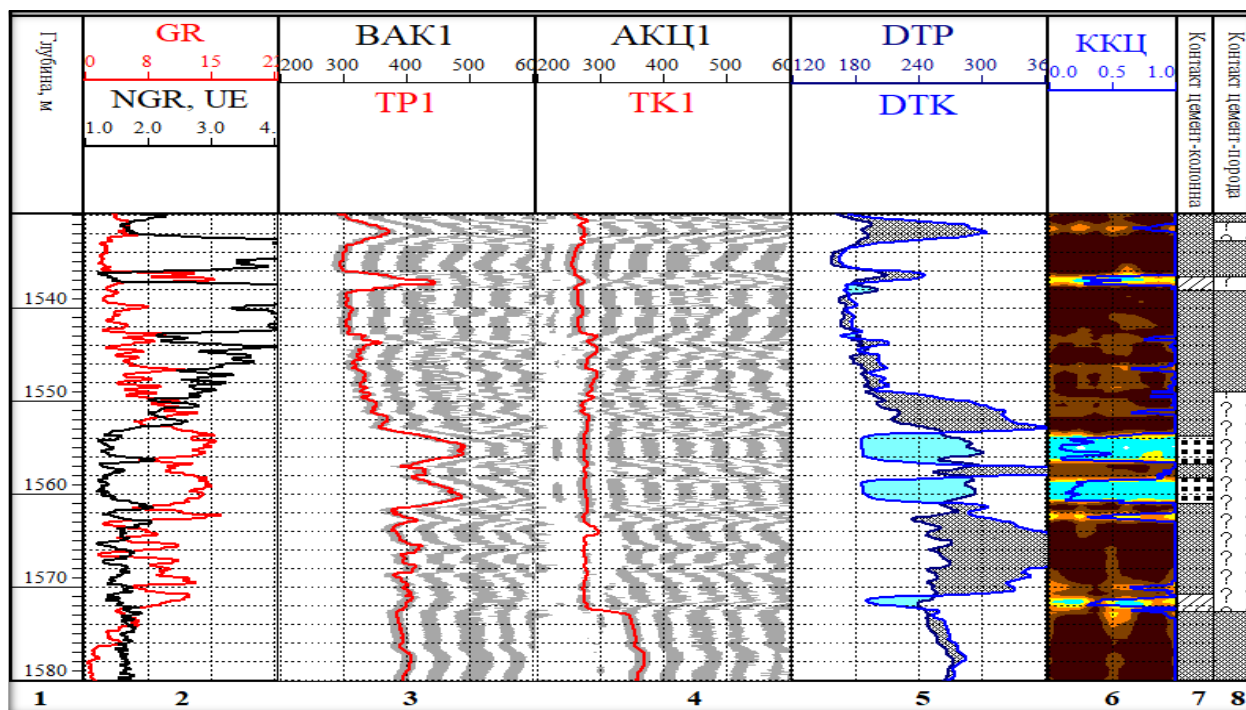


Рис. 1. Временные характеристики

1 – глубина, 2 – радиоактивный каротаж, 3 – BAK1 – акустический каротаж в открытом стволе ближний зонд, 4 – АКЦ1 – акустический каротаж в открытом стволе ближний зонд, 5 – сравнение интервальных времен в открытом и обсаженном стволе, 6 – палитра коэффициента качества от секторного АКЦ, 7,8 – качество сцепления цементного камня

Авторы публикаций [1,2,3] предлагают использовать весь волновой пакет акустического сигнала – импедансный каротаж (каротаж полной энергии), суть метода заключается в сопоставлении энергий, рассчитанных через импеданс в открытом и обсаженном стволе. Также про сопоставление энергий амплитуд и амплитуд частотного спектра рассказывается в публикации [9,10,11].

Сравнение амплитудно-частотных характеристик при ВАК и АКЦ представлено на рисунке 2.

1. Амплитуды первых вступлений, рассчитанные в плавающих окнах, независимо от скоростных характеристик породы, при сплошном контакте цемента с колонной и породой имеют хорошую корреляцию. Амплитуды первых вступлений при АКЦ преимущественно отражают качество сцепления первого контакта цемент-колонна.

2. Энергии амплитуд, рассчитанные в временных окнах до волны Стоунли, (для ближнего зонда – это значения 200-600 мкс) имеют хорошую сходимость, но не во всем интервале исследования. При расчете энергий в временных окнах с захватом волны Стоунли, сходимость данных нарушается.

3. Энергии амплитуд частотного спектра, рассчитанные по частотам от 15-25кГц имеют схожую картину, что сравнение энергий амплитуд. Стоит отметить, что значения энергий, рассчитанных по спектру в диапазоне частот (10-15кГц) не имеют корреляции.

4. При сопоставлении амплитудных акустических характеристик, не мало важную роль играет подбор нормирующего коэффициента, так как величина амплитуд при ВАК и АКЦ сильно отличается.

5. По нормированным значениям был рассчитан параметр коэффициент качества цементирования второго контакта VI [9].

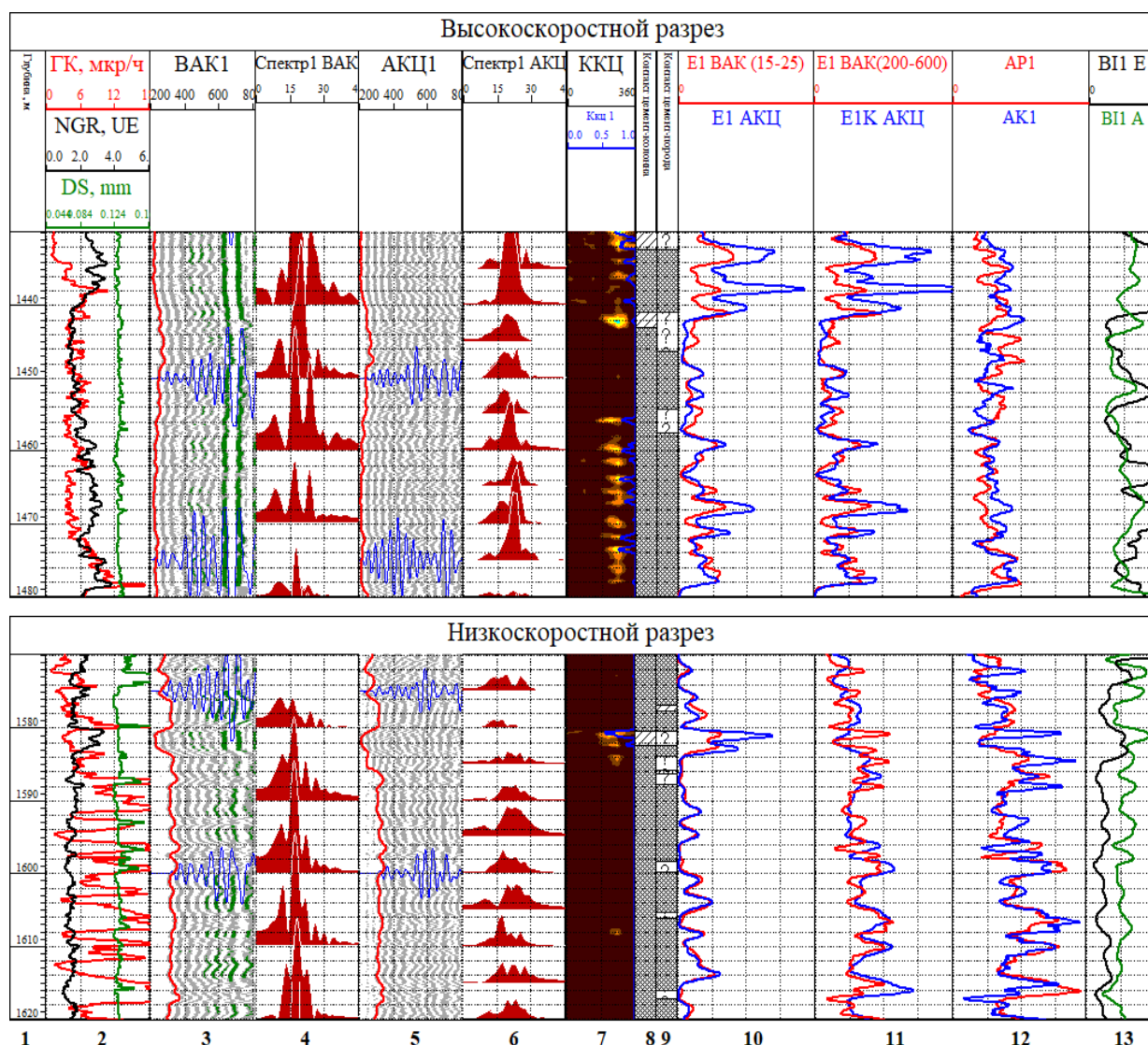


Рис. 2. Амплитудные характеристики

1 – глубина, 2 – радиоактивный каротаж, 3 – БАК1 – акустический каротаж в открытом стволе зонд1, 4 – частотный спектр в открытом стволе зонд1, 5 – АКЦ1 – акустический каротаж в колонне зонд1, 6 – частотный спектр в колонне зонд1, 7 – палитра коэффициента качества от секторного АКЦ, 8,9 – качество сцепления цементного камня. 10 – энергии амплитуд частотного спектра 15-25кГц при БАК и АКЦ зонд1, 11 – энергий амплитуд во временном окне 200-600мкс при БАК и АКЦ зонд1, 12 – амплитуды первого вступления при БАК и АКЦ зонд1, 13 – рассчитанный коэффициент качества цемента с породой В1 Е по энергиям, В1 А по амплитудам.

Работы по изучению качества контакта цемент-порода велись в ОАО «Пермнетегеофизика», метод основан на отраженных поверхностных волнах (ОПВ) и оценке волн Стоунли [4]. Для формирования волн Стоунли необходимо хорошее сцепление колонны с породой, при наличии дефектов в цементном кольце нарушается монолитность слоя, это приводит к аномальным затуханиям поверхностных волн.

На рисунке 3 представлен фрагмент геофизического планшета содержащий фазокорреляционные диаграммы АКЦ от приборов с разными техническими характеристиками. На приборе с длиной зонда 1.0м и частотой 15-25кГц, волна Стоунли трудно различима. Прибор с длиной зонда более одного метра позволяет однозначно выделить волну Стоунли.

В интервалах нарушения качества сцепления цементного камня с колонной присутствует увеличение интервального времени и понижение значений затухания волны Стоунли.

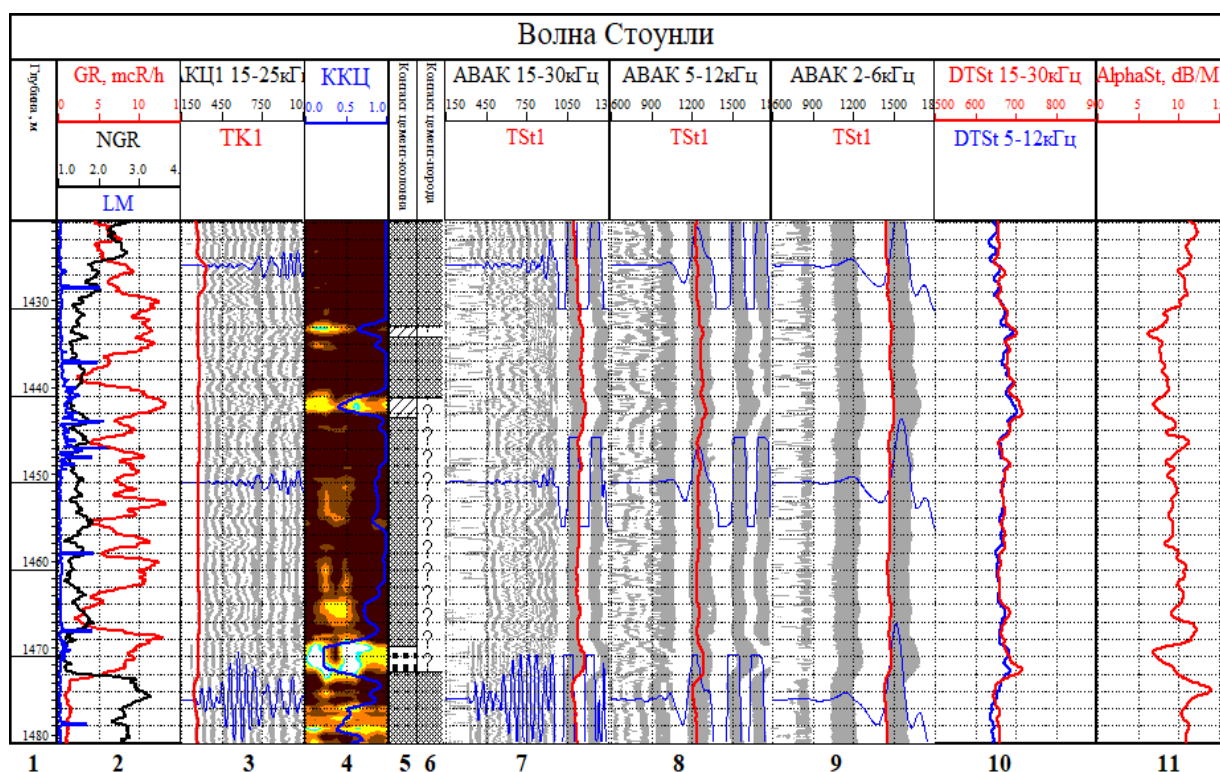


Рис. 3. Волна Стоули по разно-частотным зондам

1 – глубина, 2 – радиоактивный каротаж, 3 – АКЦ – акустический каротаж в обсаженном стволе зонд, 4 – палитра коэффициента качества от секторного АКЦ 5,6 – качество сцепления цементного камня. 7 – зонд 1.5м с частотой 15-30 кГц, 8 – зонд 2.0м с частотой 5-12 кГц, 9 – зонд 2.0м с частотой 2-6 кГц, 10 – интервальное время волны Стоули полученное по разно-частотным зондам, 11 – затухание волны Стоули дБ/М.

Все выводы сделанные в результате исследования носят косвенный характер, так как достоверно проверить и убедиться в наличие нарушения сцепления цемента с породой в скважине не представляется возможным. Исходя из изученной литературы, оценка контакта цемент-порода по данным стандартного акустического каротажа возможна только в случае сопоставления результатов ВАК и АКЦ.

Сопоставление интервального времени, в целом позволяет делать оценку контакта цемент-порода на качественном уровне.

Оценка качества цементирования контакта цемент-порода только по сопоставлению энергий амплитуд и энергий амплитудно-частотного спектра при ВАК и АКЦ не корректна, так как энергия сильно зависит от технических характеристик используемых приборов акустического каротажа, а также типа разреза. Свойства породы сильно влияют на подбор нормирующего коэффициента, соответственно велика вероятность ошибки в расчетах.

Конструктивные особенности стандартных приборов акустического каротажа в большинстве случаев не позволяют разделять волновые диаграммы на пакеты волн, что осложняет применение методик по сопоставлению амплитудных параметров.

Сопоставление параметров волны Стоули при ВАК и АКЦ затруднительно, требуется использование более длинно зондовых или низкочастотных приборов акустического каротажа.

Литература

1. Будыко Л.В., Щербаков Ю.Д. Опыт повышения эффективности акустической цементометрии стальных обсадных колонн // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. 2001. Вып. 84. С 45-57.
2. Будыко Л.В., Возможен ли прогресс в Российском динамическом каротаже // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. 2002. Вып. 95. С 57-62.
3. Будыко Л.В., Спивак В.Б., Щербаков Ю.Д. У вопросу об оценке качества цементирования обсадных труб // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. 2006. Вып. 150. С 125-131.
4. Князев А.Р. Новые способы выполнения акустического каротажа скважин и интерпретация полученных данных // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. 2007. Вып. 156. С 88-89.

5. Коровин В.М., Шилов А.А., Валеев Г.З., Шеленин А.М., Барышев В.И. Новая методика акустической цементометрии // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. 2004. Вып. 120. С 81-83.
6. Леготин Л.Г. Применение широкополосной акустической аппаратуры АМК «ГОРИЗОНТ-90-ВАК» для оценки качества цементирования скважин // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. 2018. Вып. 285. С 26-33.
7. Методическое руководство по компьютерной технологии контроля технического состояния и качества цементирования обсадных колонн нефтегазовых скважин // НПФ «Геофизика». Уфа, 1997.
8. Технология проведения исследований и интерпретации данных акустической цементометрии в кондукторах, технических и эксплуатационных колоннах при двухколонных конструкциях скважин, ВНИИнефтепромгеофизика 1988г.
9. Чистяков Н.Ю., Белов С.В. Возможность оценки качества контакта цемент-порода по данным акустического каротажа // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. 2017. Вып. 280. С 122-125.
10. Kenneth M. Tubman, C.H. Ching и др. Synthetic Full-Waveform Acoustic Logs in Cased Boreholes // Geophysics. 1986. Vol. 51. №4. P. 902-913.
11. Zhao Xiaofeng, Ma Wenhao, Liao Hualin, He Hongjun. An Experimental Study on Cement Sheath Sealing Evaluation // Advances in Petroleum Exploration and Development. 2014. Vol. 8. № 1. P. 55-60.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО АНАЛИЗА ДАННЫХ ГАЗОВОГО КАРОТАЖА

Максимович Кирилл Алексеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: kirima1337@gmail.com*

Кашин Геннадий Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 1 курса, г. Пермь
e-mail: gennadiy Kashin@mail.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Шумилов Александр Владимирович

Аннотация: Статья посвящена анализу потенциала использования машинного обучения для оперативного анализа газового каротажа.

Ключевые слова: газовый каротаж, машинное обучение, геолого-технологические исследования, ГТИ, искусственный интеллект, качество и эффективность

THE POTENTIAL OF USING ARTIFICIAL INTELLIGENCE FOR THE OPERATIONAL ANALYSIS OF GAS LOGGING DATA

Maximovich Kirill

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Kashin Gennadiy

Perm State University, 1st year post-graduate student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor Shumilov Alexandr

Abstract: The article presents an analysis of the potential use of machine learning in the operational analysis of gas logging.

Keywords: Gas logging, machine learning, geological and technological research, artificial intelligence, mudlogging, quality and efficiency.

При разработке месторождений нефти и газа одним из самых ответственных и затратных является этап строительства скважин. От качества проводки ствола и от полученной в процессе бурения информации зависит качество и эффективность разработки. Кроме лабораторных анализов по керну, комплекса каротажа на кабеле, а также каротажа в процессе бурения скважин важную роль в формировании информационного поля играют геолого-технологические исследования (ГТИ).

В целом геолого-технологические исследования ГТИ представляют собой комплекс мероприятий, нацеленных на безопасную эффективную проводку ствола скважины, оперативное определение литологического строения разреза, геомеханических свойств разбуриваемых пород, а также характера насыщения пластов-коллекторов.

Газовый каротаж (ГК) в указанном комплексе занимает особое место. Ценность данных качественного газового каротажа ГК сложно переоценить. Во-первых, газовый каротаж ГК ввиду исследования физических проб является прямым методом. Во-вторых – является оперативным исследованием. В настоящий момент полезность данных газового каротажа ГК обычно

ограничивается геологической и петрофизической корреляцией, оценкой пласта и типизацией флюидов.

Качество газового каротажа ГК зависит от многих факторов, таких как качество дегазации, точность аналитической аппаратуры и квалификация персонала.

Качество дегазации и точность анализаторов можно повысить путем внедрения новых технических решений таких как, например, прибор газового каротажа на основе полупроницаемого пленочного дегазатора и инфракрасного спектрометра. Прибор использует принцип количественного разделения газа и жидкости полупроницаемой мембраной в сочетании с быстрой и высокочувствительной инфракрасной спектроскопией для анализа газов, что показывает статья “A New Gas Logging Method Based on Semi-Permeable Film Degasser and Infrared Spectrum” (by Leli Cheng, Heng Wang)

Что же касается квалификации персонала, то здесь все несколько сложнее. Чтобы максимально исключить человеческий фактор при интерпретации данных ГК газового каротажа предлагается рассмотреть возможность проведения аналитики с использованием искусственного интеллекта.

Одним из ключевых компонентов четвертой промышленной революции и фактором, способствующим процессу цифровой трансформации, является применение машинного обучения (МО). Благодаря машинному обучению МО алгоритмы могут постоянно извлекать уроки из шаблонов, встроенных в исторические данные, и адаптивно улучшать свои возможности прогнозирования по мере добавления новых данных. Машинное обучение МО позволяет анализировать огромное количество данных за более короткое время и предоставляет практически неограниченные возможности для изучения взаимосвязей между различными входными параметрами и целевыми свойствами пласта. Хотя наиболее точные свойства породы-коллектора или флюида измеряются непосредственно на образцах, а не оцениваются по определенным параметрам, получение таких измерений обычно является дорогостоящим, отнимающим много времени, трудоемким и в ограниченном количестве. Машинное обучение МО предоставляет средства генерации непрерывных значений этих свойств из исторических данных на основе прошлых измерений.

Обзор литературы показывает, что многие из существующих решений, основанных на машинном обучении МО, предполагают применение данных бурового каротажа в основном для типизации горных пород (качественной оценки литологии горных пород).

Данные о вертикальных изменениях литологического состава горных пород вдоль геологических профилей скважин необходимы для межскважинной корреляции, геологического или гидродинамического моделирования, оптимизации процесса бурения и т.д. Для определения литологии горных пород применяются прямые (исследование образцов керна) и косвенные (обработка и интерпретация данных каротажа скважин) методы. Оба подхода имеют ряд ограничений (таких как, низкое качество данных каротажа в случае размывов, низкая частота отбора проб бурового шлама, ограниченное количество скважин, пробуренных с отбором керна, и т.д.), что требует альтернативных подходов к определению литологического состава горных пород вдоль ствола скважины. А. Шакиров и др. для количественной оценки литологии горных пород по данным гамма-излучения и газового каротажа ГК предложили новый алгоритм, основанный на специальной обработке данных с использованием механизмов машинного обучения МО. В качестве входных данных использовались данные бурения, газового каротажа ГК и гамма-излучения. Результаты применения разработанного алгоритма на трех скважинах подтвердили его эффективность, что показывает их исследование “Quantitative assessment of rock lithology from gamma-ray and mud logging data”.

Другой пример использования искусственного интеллекта в газовом каротаже ГК описан в работе “Utilizing Advanced Mud Gas Data to Predict Oil Volume Fraction Using Machine Learning Algorithms” by F. Anifowose; M. Mezghani; V. Torlov, в которой речь идет об использовании данных газового каротажа ГК для прогнозирования объемной доли нефти (OVF) с использованием алгоритмов машинного обучения МО.

Данные газового каротажа ГК широко используются для определения типа пластового флюида. Объемная доля нефти OVF традиционно определяется по результатам анализа керна и обычно вычисляется по данным каротажа на кабеле. Обширный анализ керна является дорогостоящим и требует много времени. Допущения, лежащие в основе уравнений для вычисления объемной доли нефти OVF по каротажным данным, вносят неопределенности. В настоящее время нет установленной эмпирической корреляции между компонентами газового каротажа ГК и OVF, что создает возможность применения алгоритмов машинного обучения МО. В работе были использованы две

модели, включающие дерево решений (DT) и случайный лес (RF). В качестве эталона была реализована модель многомерной линейной регрессии (MLR). Использовались данные газового каротажа ГК и соответствующие им значения OVF в 10 скважинах. Данные о газе, состоящие из 16 легких и тяжелых компонентов, являются входными характеристиками. Все скважины были объединены для создания набора данных, используемого для обучения моделей, оставляя по одному при каждом запуске для слепой проверки. Из полученных результатов в статье представлены два репрезентативных.

В качестве основных показателей для оценки эффективности моделей были использованы коэффициент корреляции (R2) и среднеквадратичная ошибка (MSE). Сравнительный анализ характеристик моделей показал, что RF-модель обладает наивысшей точностью для обеих проверочных скважин для прогнозирования OVF с использованием данных газового каротажа (ГК). Для скважины А модель RF имеет обучающее значение R2, равное 0,98 и 0,79 для проверки. Для скважины В значения R2 для обучения и проверки для модели RF равны 1,0 и 0,84 соответственно. Наименее эффективной моделью является MLR, дающая обучающие и валидационные значения R2, равные 0,95 и 0,66 для скважины А и 0,95 и 0,67 для скважины В соответственно. Это указывает на то, что проблема прогнозирования OVF с использованием данных газового каротажа ГК в большей степени связана с нелинейной зависимостью, с которой лучше справляется метод машинного обучения МО, а не линейная модель, такая как MLR. MSE для всех моделей, как правило, очень низкие. Результаты также показали, что наиболее важной характеристикой является общее нормированное содержание углеводородов.

Результаты этого исследования показывают, что прогнозирование OVF на основе данных газового каротажа ГК возможно с использованием методологии машинного обучения (МО). Методы машинного обучения МО способны учитывать нелинейность данных, даже когда линейная корреляция слабая. Также есть достаточно возможностей для повышения точности моделей за счет добавления большего количества данных в режиме реального времени. Это исследование показало потенциал прогнозирования OVF во время бурения, перед анализом керна и интерпретацией данных по каротажу.

Выводы

Представленные примеры применения искусственного интеллекта при интерпретации газового каротажа отражают лишь самую малую часть проведенных мировым геофизическим сообществом исследований. Но, даже этих примеров и изученной литературы достаточно для получения представления о перспективности направления. Сочетание большого количества доступных данных газового каротажа с эффективностью технологии машинного обучения, вероятно, откроет огромный поток возможностей для прогнозирования большинства свойств пласта в режиме реального времени.

Литература

1. Leli Cheng, Heng Wang // *A New Gas Logging Method Based on Semi-Permeable Film Degasser and Infrared Spectrum*
2. Shakirov, A. Molchanov, L. Ismailova, M. Mezghani // *Quantitative assessment of rock lithology from gamma-ray and mud logging data*
3. F. Anifowose; M. Mezghani; V. Torlov // *Utilizing Advanced Mud Gas Data to Predict Oil Volume Fraction Using Machine Learning Algorithms*
4. Тарасова Е.В. // *Оперативная оценка насыщенности пород по газовому каротажу* // «Каротажник» №10(208) 2011 г.
5. Насторгуев М.Н., Губина А.И. // *Применение нейронной сети для интерпретации результатов газового каротажа*
6. Лоерманс Т. // *Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных*

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА, ВЫДЕЛЕННОГО ПОД СТРОИТЕЛЬНЫЕ НУЖДЫ

Максимчук Варвара Витальевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: 08908@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Горожанцев Андрей Владимирович

Аннотация: кратко изложена физическая суть электрического зондирования на постоянном или низкочастотном токе. Представлены сведения о методике и аппаратуре используемых при проведении полевых наблюдений методом электротомографии на изучаемом объекте, представляющем приповерхностную часть разреза на отдельном участке, выделенном под строительные нужды. Приведены результаты обработки и интерпретации данных электрометрии в программе «ZondRes2D». Построены электрическая модель разреза и карта глубин кровли опорного горизонта изучаемого объекта.

Ключевые слова: инженерная геофизика, электрическое зондирование, верхняя часть разреза, электротомография, обработка и интерпретация, геоэлектрический разрез.

THE RESULTS OF ELECTRICAL RESISTIVITY TOMOGRAPHY ON THE EXAMPLE OF AN AREA, ALLOCATED FOR BUILDING NEEDS

Varvara Maksimchuk

Perm State University, 3^d year Student, Perm

Research Supervisor: Candidat of Geology and Mineralogy, Associate Professor Gorozhantsev Andrey

Abstract: the physical essence of electrical sensing at direct or low-frequency current is briefly described. Information is presented on the methodology and equipment used in conducting field observations by electrical resistivity tomography on the object under study, representing the near-surface part of the section in a separate area allocated for building needs. The results of processing and interpretation of electrometry data in the «ZondRes2D» program are presented. An electrical model of the section and a depth map of the roof of the reference horizon of the studied object are constructed.

Keywords: engineering geophysics, electrical sensing, upper section, electrical resistivity tomography, processing and interpretation, geoelectric section.

В настоящее время практика применения при решении практических задач в различных областях деятельности человека геофизических методов исследований убедительно подтверждает их эффективность и обуславливает целесообразность дальнейшего развития. В качестве примера можно привести электрометрию, где количество модификаций этого метода насчитывает уже более 200 [2].

В данной публикации представлены результаты применения электрических зондирований в современной их модификации электротомографии полученные на изучаемом участке в рамках инженерно-технических изысканий под строительные нужды. Работы выполнены силами лаборатории наземной и подземной электрометрии ГИ УрО РАН. Автор выражает руководству лаборатории благодарность за предоставленные материалы для использования в учебных целях, а также инженеру А.А. Тайницкому за профессиональные консультации и полезные советы.

Объектом исследования является приповерхностная часть разреза до глубины порядка 45 метров на отдельном участке, выделенном под строительные нужды.

Целью исследований является обработка, интерпретация данных электрометрии, построение геоэлектрического разреза для изучаемого объекта и выделение рельефа кровли опорного горизонта.

В пределах исследуемого участка находится наблюдательная скважина 1к. В процессе бурения скважины вскрыты породы верхней части разреза на глубину 30 метров. Геологический возраст и описание пройденных пород представлено в таблице 1.

Метод электрического зондирования на постоянном или низкочастотном токе заключается в измерении кажущегося электрического сопротивления ρ_k как функции расстояния (разноса) между питающими (А и В) электродами или расстояния между питающим (АВ) и приёмным (МN) диполями. Увеличение разноса ведет к увеличению глубины исследования геологического разреза.

Таблица 1

Характеристика пород

№ п/п	Геологический возраст пород	Описание пройденных пород	Мощность пласта, м	Глубина подошвы пласта, м
1	2	3	4	5
1	pQ	Почвенно-растительный слой	0,30	0,30
2	tQ	Насыпной грунт, суглинок, с включением строительного мусора	1,30	1,60
3	dQ	Суглинок полутвердый	0,90	2,50
4	dQ	Суглинок мягкопластичный	7,00	9,50
5	dQ	Суглинок тугопластичный	1,50	11,00
6	eQ	Глина полутвёрдая, с включениями дресвы и щебня	3,50	14,50
7	eQ	Щебенистый грунт с суглинистым заполнителем	5,30	19,80
8	P	Песчаник на карбонатном цементе	1,70	21,50
9	P	Известняк	8,50	30,00

Кажущееся сопротивление (КС) при этом рассчитывается по следующей формуле (1):

$$\rho_k = K \cdot \Delta U_{MN} / I_{AB}, \quad (1)$$

где ΔU_{MN} – разность потенциалов между приемными электродами, I_{AB} – ток в питающей линии, К – коэффициент, зависящий от геометрии установки [4,5,8].

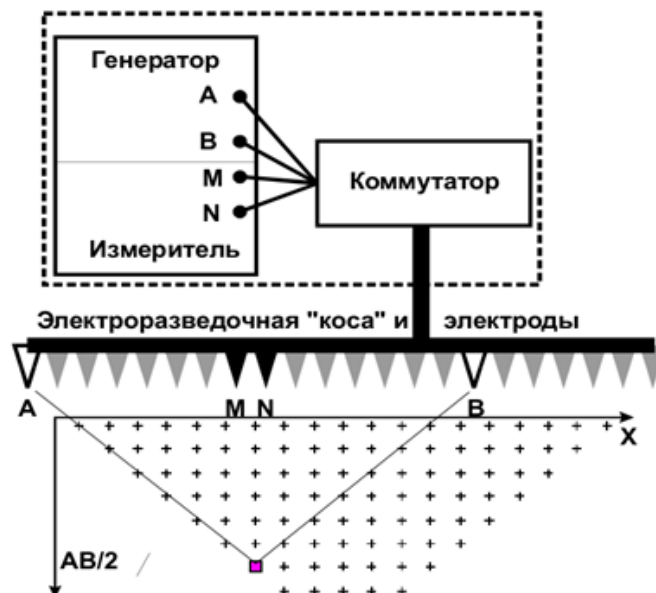


Рис. 1. Схема измерений с использованием многоэлектродной установки

Электротомография (ERT – electrical resistivity tomography) – это целый комплекс измерений и анализов, включающий в себя как методику полевых наблюдений, так и технологию обработки и интерпретации полевых данных. Ее особенностью является многократное использование при наблюдениях на профиле в качестве питающих и измерительных одних и те же электродов при их

фиксированных положениях. Это приводит к уменьшению общего числа рабочих положений электродов при существенном увеличении плотности измерений, число которых обычно достигает первых тысяч [1,7]. Для выполнения такого большого количества измерений при проведении полевых работ применяется специальная аппаратура с программируемой автоматической коммутацией электродов (обычно от 48 до 96 штук), соединенных в виде электроразведочной косы.

Электроразведочные работы в модификации электротомографии на исследуемой площади выполнены с использованием многоэлектродной 15-ти канальной электроразведочной аппаратуры "Скала 64К15" (ООО «КБ Электрометрии», Россия) по схеме, представленной на рисунке 1 согласно своду правил по инженерно-геологическим изысканиям для строительства СП 11-105-97 [3,6,7].

Схема расположения профилей на исследуемом участке приведена на рисунке 2.

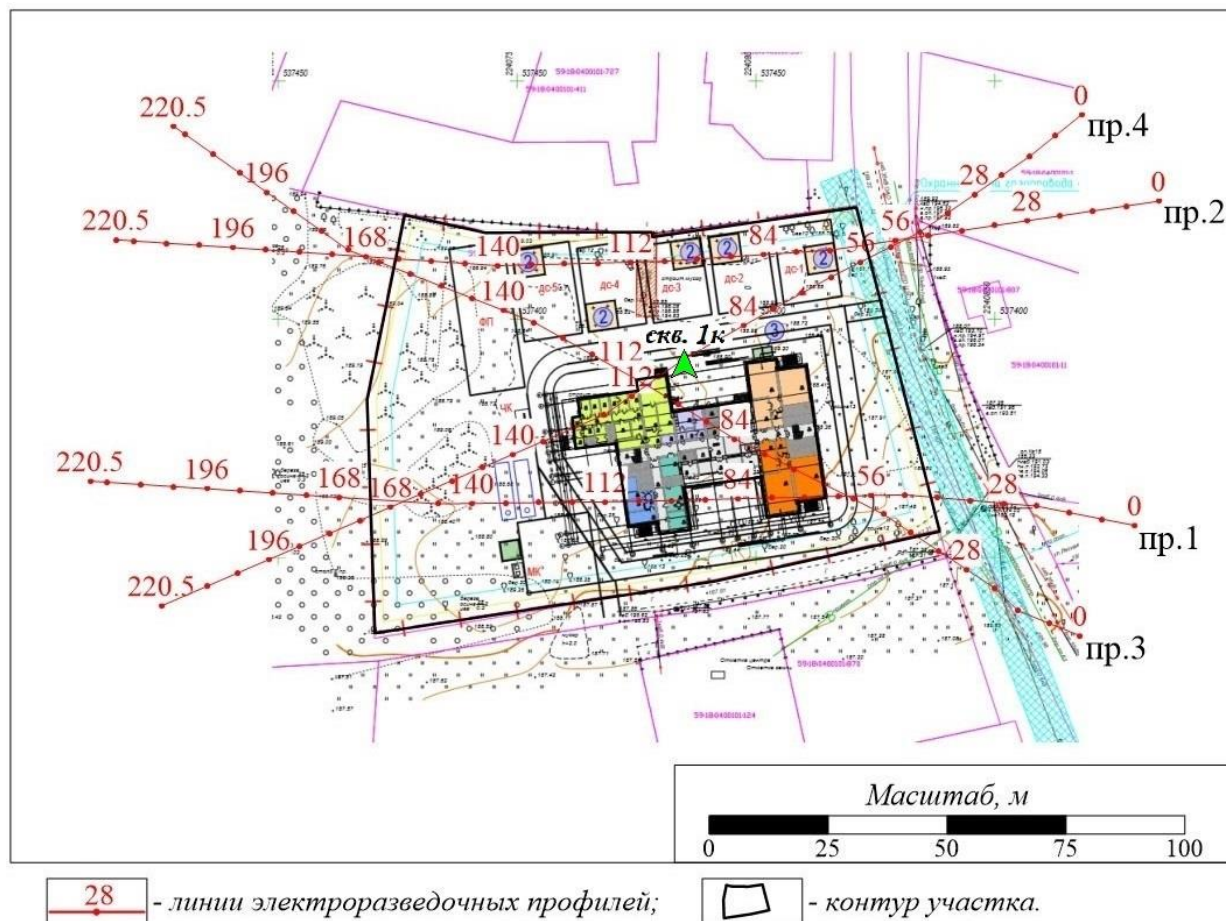


Рис. 2. Схема расположения профилей на исследуемом участке

Измерения выполнены по методике электротомографии, комбинацией методов вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) и дипольного осевого зондирования (ДОЗ). Минимальное расстояние между электродами составило 3,5 метра. Длина профилей выбрана равной одной полной расстановке 64 электродов – 220,5 м. Количество измерений на каждом профиле не менее 2400.

Обработка полученных данных проведена в программе «ZondRes2D» предназначенной для 2,5-мерной интерпретации профильных данных электротомографии методом сопротивлений. В данной программе при решении прямой и обратной задачи используется математический аппарат метода конечных элементов [9,10].

Поиск решения обратной задачи (инверсии) осуществляется методом наименьших квадратов с регуляризацией, что повышает устойчивость решения и позволяет получить более гладкое распределение сопротивления в среде. Кроме того, следует отметить, что двумерная инверсия процесс итерационный, т.е. искомое решение находится методом последовательных приближений, следовательно, необходимо определить, сколько итераций необходимо для получения удовлетворительного решения. Если количество итераций будет слишком мало, то модель получится относительно грубая, с другой стороны, если количество будет слишком большим, то, несмотря на более точное решение с точки зрения арифметики, полученный результат может оказаться за

рамками адекватности. Поэтому в данной ситуации находится компромисс между точностью решения и его соответствием реальной геологической обстановке. В программе реализовано несколько подходов к ограничению количества итераций. Это достижение заданной среднеквадратичной невязки между исходными и рассчитанными данными, либо уменьшение разницы этой невязки на текущей и предыдущей итерациях меньше заданной величины. Однако оперировать данными параметрами не всегда удобно, поэтому в данном конкретном случае опытным путем было принято, что для получения удовлетворительного решения достаточно 4-5 итераций.

Обработка полученных вдоль 4-х электроразведочных профилей (рис. 2) данных выполнена в программе «ZondRes2D». Полученные результаты инверсии представлены в виде разрезов удельного электрического сопротивления (УЭС) (рис. 3, рис. 4).

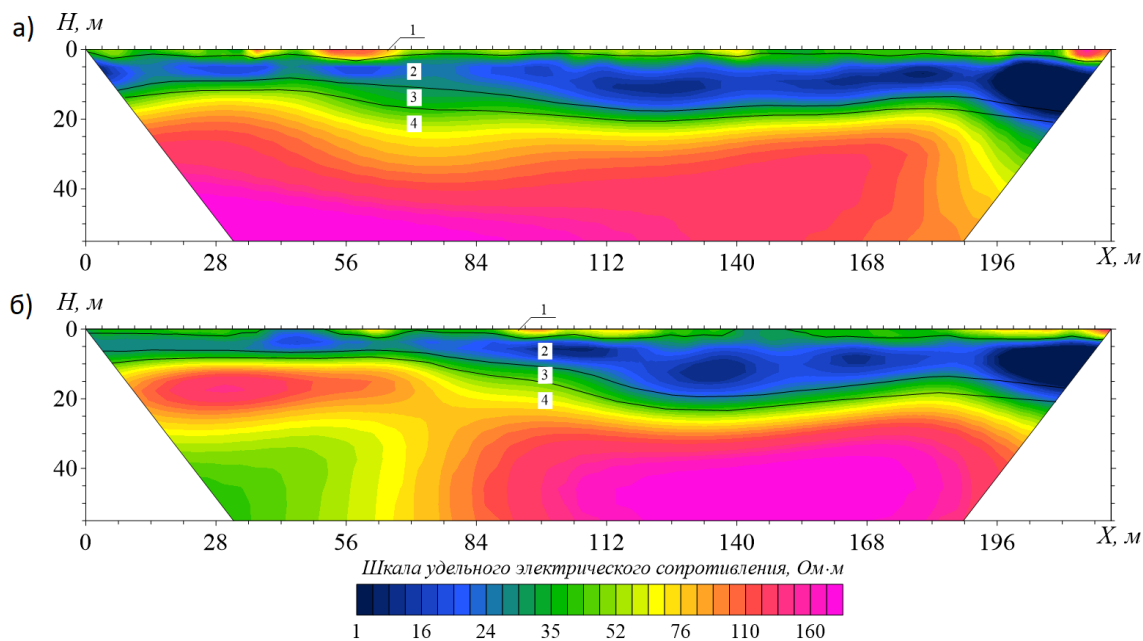


Рис. 3. Геоэлектрические разрезы вдоль линий профилей 1 (а) и 2 (б)

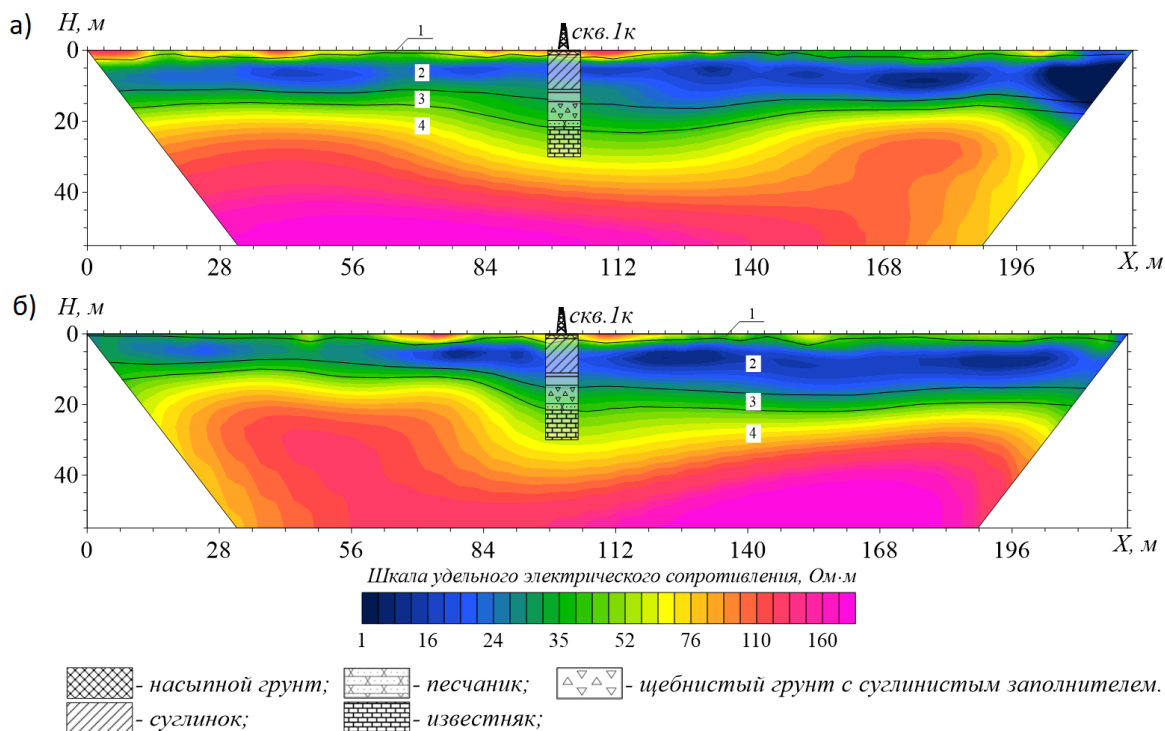


Рис. 4. Геоэлектрические разрезы вдоль линий профилей 3 (а) и 4 (б)

В целом значения УЭС изменяются в диапазоне от первого десятка до 200-250 ом-метров. По результатам количественной интерпретации, с учетом данных бурения по скважине 1к, на разрезах выделено 4 геоэлектрических слоя.

Первый (верхний на разрезе) слой мощностью 0,5-2 м представлен почвенно-растительным слоем и насыпным грунтом с включениями строительного мусора. Данный слой характеризуется сильной дифференциацией сопротивлений в латеральном направлении (20-150 Ом·м), что указывает на его сложное неоднородное строение.

Ниже по разрезу второй геоэлектрический слой проявляется пониженными значениями УЭС порядка 12-30 Ом·м. Мощность слоя изменяется в диапазоне 6-17 м, при этом минимальные значения отмечаются на северо-востоке участка в пределах профилей 2 и 4, а максимальные значения в центральной и северной частях участка. Данный слой представлен суглинками и глиной с мелкими включениями дресвы и щебня аргиллита и известняка.

Третий геоэлектрический слой явно не прослеживается, а выделен по данным бурения. Этот слой характеризуется промежуточными значениями (порядка 31-40 Ом·м) УЭС между относительно пониженными сопротивлениями второго и высокими значениями ρ_k четвертого слоя. Породы, отождествляемые с данным слоем, представлены щебнем известняка с суглинистым заполнителем и песчаником. Мощность слоя увеличивается от периферии 2- 3 м до 6 м в центральной части в районе скважины 1к.

Четвертый геоэлектрический слой является опорным для данного участка, представлен толщей карбонатных пород. Значения сопротивлений данного слоя изменяется в пределах 41 – 180 Ом·м. На большей части участка породы имеют УЭС более 70 Ом·м, и сложены плотными известняками. Однако следует выделить две области пониженных сопротивлений (менее 65 – 70 Ом·м). Первая область пониженных сопротивлений выделяется в пределах профиля 2 (28 – 56 м), ниже высокоомного слоя, на северо-востоке за пределами границы исследуемого участка (рис. 3-б). Вторая расположена в центральной части участка, на пересечении профилей 3 и 4 (рис. 4-а,б), в районе скважины 1к, где по данным бурения данный слой представлен плотным известняком, с частыми прослоями известняка очень низкой прочности, выветрелого до щебня.

На рисунке 5 приведена схема, отражающая глубину кровли коренных пород, выделенных по результатам количественной интерпретации.

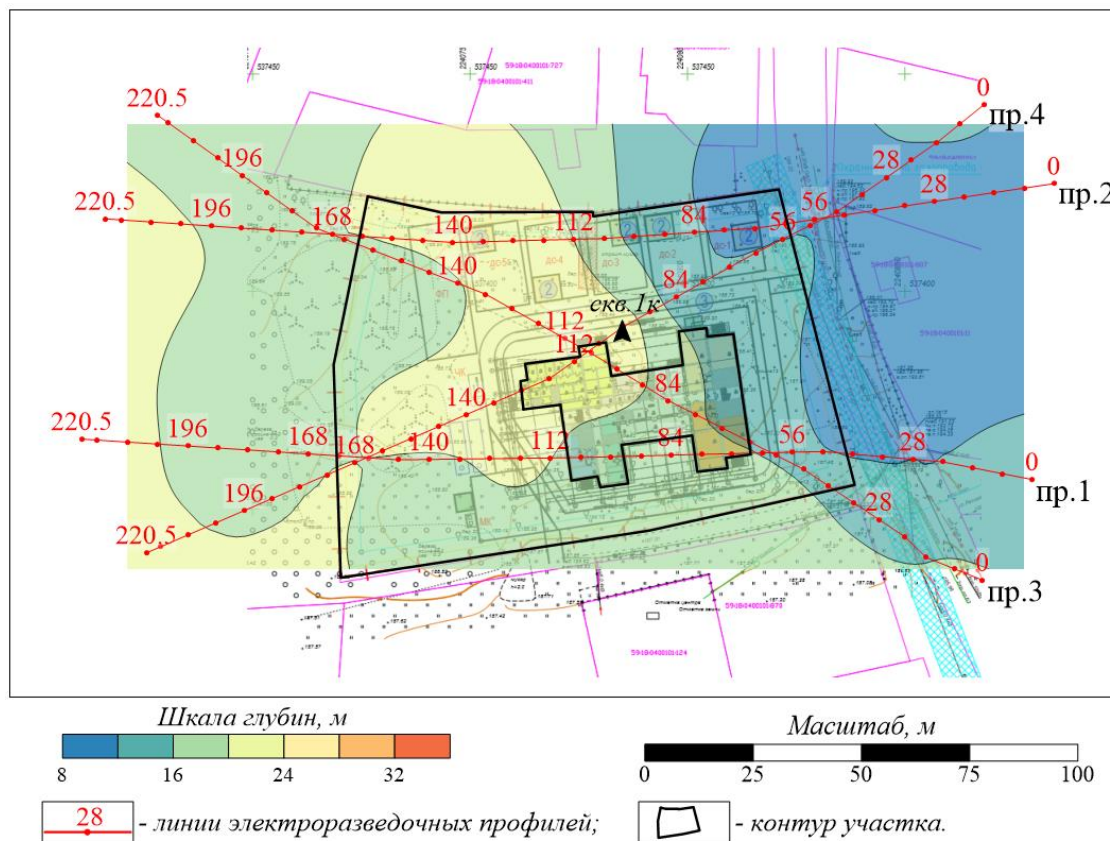


Рис. 5. Глубина кровли коренных пород, выделенных по результатам количественной интерпретации

Минимальные значения глубины кровли коренных пород прослеживаются на восточной окраине исследуемого участка, а максимальные – в центральной и северной частях.

Таким образом, по результатам обработки и интерпретации имеющихся данных электротомографии и бурения на исследуемом участке, отведённом под строительные нужды, выполнена геологическая привязка выделенных геоэлектрических слоев с породами, слагающими верхнюю часть разреза. В опорном геоэлектрическом слое, отождествляемом с карбонатными породами, выделены две аномальных области относительно пониженных сопротивлений. Первая в центральной части, обусловленная литологическим фактором, вторая – расположена за пределами исследуемого участка, природа которой не выяснена. В остальной части исследуемого участка породы опорного горизонта, судя по электрическим сопротивлениям, сложены плотными известняками, аномальных участков, связанных с возможными карстовыми процессами не выявлено.

Литература

1. Бобачев А.А., Горбунов А.А., Модин И.Н., Шевнин В.А. Электротомография методом сопротивлений и вызванной поляризации // Приборы и системы разведочной геофизики. 2006. №2. С. 14-17.
2. Доброхотова И.А., Новиков К.В. Электроразведка: Учебное пособие. – М.: РГГРУ, 2009. – 54 с.
3. Инструкция по электроразведке. – Л., Недра, 1984 – 352 с.
4. Колесников В.П. Основы интерпретации электрических зондирований. – М.: Научный мир, 2007. – 248 с.
5. Матвеев Б.К. Электроразведка: учебник / Б. К. Матвеев. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 367 с.
6. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ [Электронный ресурс]. – М.: ПНИИИС Госстроя России, 1997. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200000255> (дата обращения: 02.04.2024).
7. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. Правила производства геофизических исследований [Электронный ресурс]. – М.: ПНИИИС Госстроя России, 1997. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200037607?section=text> (дата обращения: 02.04.2024).
8. Электроразведка: справочник геофизика. – М.: Недра, 1980. – 518 с.
9. Dey A., Morrison H.F. Resistivity modeling for arbitrarily shaped two-dimensional structures // Geophysical Prospecting. 1979. Vol. 27. P. 106–136.
10. Lowry T., Allen M.B., Shive P.N. Singularity removal: a refinement of resistivity modeling techniques // Geophysics. 1989. Vol. 54. P. 766–774.

ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАМЕНЫ МЕТОДА БОКОВОГО КАРОТАЖНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ НА МНОГОЗОНДОВЫЙ БОКОВОЙ КАРОТАЖ ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Мицкевич Артемий Андреевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: am2online25@gmail.com*

Наберухина Анастасия Сергеевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: anastasia.naberuhina22@gmail.com*

Научный руководитель: к.т.н. Савич Анатолий Данилович

Аннотация: В публикации произведено сравнение электрических методов ГИС: бокового каротажного зондирования и бокового каротажа от многозондового бокового каротажа на основании измерений кажущихся удельных сопротивлений пород. Приведены основные недостатки бокового каротажного зондирования, отличия от трехэлектродного бокового каротажа (БК-3). Также в статье рассмотрены ограничения для методов бокового каротажного зондирования и бокового каротажа, такие как Дэлавэр и Гронинген эффекты, и предлагаются пути решения и возможной замены данных методов на многозондовый боковой каротаж.

Ключевые слова: Боковой каротаж, Дэлавэр-эффект, Гронинген-эффект, боковое каротажное зондирование, многозондовый боковой каротаж, кажущееся удельное электрическое сопротивление горных пород.

PROSPECTS FOR REPLACING THE METHOD OF LATERAL LOGGING WITH MULTI-PROBE LATERAL FOCUSED LOGGING IN GEOPHYSICAL STUDIES OF OIL AND GAS WELLS

Mitskevich Artemiy

Perm State University, 2st year Student (Master's Degree Student), Perm

Naberuhina Anastasia

Perm State University, 2st year Student (Master's Degree Student), Perm

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences Savich Anatoliy

Abstract. The publication compares the electrical GIS methods: lateral logging sounding and lateral focused logging from multi-probe lateral logging based on measurements of apparent resistivity of rocks. The main disadvantages of side-by-side logging, differences from three-electrode focused logging (BK-3) are presented. The article also discusses the limitations for lateral logging and lateral focused logging methods, such as Delaware and Groningen effects, and suggests ways to solve and possibly replace these methods with multi-probe lateral logging.

Keywords: Lateral logging, Delaware effect, Groningen effect, lateral logging, multi-probe lateral logging, apparent electrical resistivity of rocks.

Электрические методы геофизических исследований скважин на сегодняшний день играют важную роль при определении характера насыщения коллекторов, определении фильтрационно-емкостных свойств горных пород, литологических характеристик изучаемых пластов. Электрический каротаж является обязательным для любой категории скважин. Электрические методы входят в стандартный комплекс ГИС.

Боковое каротажное зондирование (БКЗ) является одним из методов каротажа, предназначенного для измерения кажущихся удельных электрических сопротивлений пород при помощи однотипных зондов разной длины. Каждый из зондов имеет разный радиус проникновения токовых линий, из-за своего размера. Данная особенность позволяет изучить реальное сопротивление пласта, а также оценить зону влияния промывочной жидкости. Однако большая глубинность в настоящее время при нынешних технологиях бурения не актуальна, и на практике не используются большие зонды из-за малой мощности коллектора и влияния высокоомных пород (например, плотный известняк, являющийся неколлектором, уголь, соль и т.д.) [5,7].

Негативными параметрами при проведении БКЗ служат условия, когда разрез имеет тонко переслаивающиеся прослои с сильно различающимся сопротивлением, также при очень низком или крайне высоком удельном электрическом сопротивлении пород, данная особенность может привести к ложному определению сопротивления пласта и вследствие ложной интерпретации характера насыщения коллектора. К особенностям БКЗ также можно отнести то, что в методе отсутствует фокусировка тока. Из-за этого на данные БКЗ может влиять, помимо переслаивания пород с различающимися сопротивлениями, скважина [6,7]. Ещё одним ограничением метода БКЗ является использования солевых буровых растворов, в связи с чем, ток может перетекать по буровому раствору, не проникая в породу, или же буровой раствор будет сильно влиять на сопротивление пород в околоскважинной области. С распространением наклонного и горизонтального бурения всё чаще стоит учитывать влияние угла наклона на данные каротажа, относительно БКЗ можно сказать следующее: если зенитный угол наклона скважины превышает 30° , то на сигналы в немалой степени оказывают влияние вмещающие породы, находящиеся непосредственно вдоль наклона скважины. При этом с увеличением угла наклона сглаживаются данные БКЗ и падает разрешающая способность к тонким прослоям [1,9].

Несмотря на всё это, сегодня в России единственным широко применяемым методом чувствительным к вертикальному сопротивлению в вертикальных скважинах является БКЗ, этот метод является обязательным при исследовании большинства пробуренных скважин в России. При этом с советских времен осталось большое количество архивных данных, в том числе и для давно закрытых скважин, что делает его порой единственно возможным методом изучения некоторых территорий без проведения дорогостоящих измерений или даже бурения, посредством их повторной интерпретации.

В связи со сложностью интерпретации данных за рубежом метод БКЗ мало где используется и заменяется методом с фокусировкой тока (боковым каротажем) [2]. Зарубежные компании чаще применяют боковой каротаж с зондами разной длины (Laterolog Array Tool), к данной аппаратуре относятся HRLA (High-Resolution Laterolog Array Tool) компании «Schlumberger», RTeX (Rt eXplorer) компании «Baker Hughes» и их аналоги. Также помимо одиночных зондов есть комплексная аппаратура, например, в состав аппаратуры Platform Express (Schlumberger) включены следующие методы, которыми в зависимости от геолого-технологических условий и сопротивления промывочной жидкости (проводящая, не проводящая) выполняются стандартный комплекс электрометрии: многозондовый индукционный каротаж (AIT) или многозондовый боковой каротаж (HRLA). Предлагается также прибор (модуль) двухзондового азимутального бокового каротажа (HALS), в составе девятиэлектродных зондов, один из которых является псевдоэкранированным [3]. Основным преимуществом использования комплексной аппаратуры является то, что весь комплекс исследований выполняется за одну спуско-подъемную операцию.



Рис.1. Прибор трехэлектродного бокового каротажа с гибким зондом

Боковой каротаж (БК) является методом измерения сопротивления породы при помощи зондов с экранными электродами и фокусировкой тока, что позволяет токовым линиям распространяться глубже в пласт и уменьшить влияние ствола скважины и околоскважинной среды на результат измерений. БК может проводиться и в стволе с высокопроводящей промывочной жидкостью. Указанные особенности являются ключевыми отличиями между боковым каротажным зондированием и боковым каротажем. В практике применяются трёхэлектродные зонды и многоэлектродные, к которым относятся пяти, семи и девятиэлектродные модификации приборов БК [8].

Трёхэлектродная конструкция БК, как правило, применяется с гибким зондом, на котором на удалении порядка 20 метров от центрального электрода располагается удаленный электрод ($N_{уд.}$). Внешний вид прибора с гибким зондом (учебный образец ПГНИУ) приведен на рисунке 1.

Тем не менее у такой конструкции зонда есть и свои ограничения к ним можно отнести два эффекта – эффекты Делавэра и Гронингена. Эффект Делавэра вызван ошибочным предположением, что обратный токовый электрод имеет нулевой потенциал. Непосредственная близость электрода В к электроду N приводит к возникновению ложного отрицательного потенциала, так как обратные токи проходят внутри скважины, из-за чего сопротивление увеличивается. Данный эффект ярче всего проявляется в повышении сопротивления ниже пластов с высоким УЭС, что позволяет водонасыщенные пласты ошибочно принять за нефтенасыщенные [10]. Решением проблемы возникновения эффекта Делавэра стал перенос обратного электрода В на поверхность земли и уменьшение рабочей частоты с 280Гц до 35Гц.

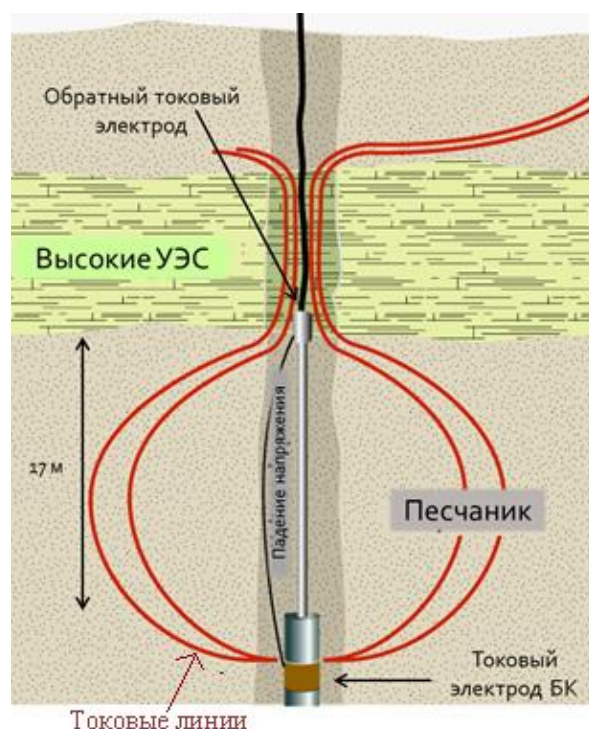


Рис.2. Схема распространения токовых линий при Дэлавэр-эффекте

Следующий эффект, который нельзя не учитывать это эффект Гронингена. Данный эффект был назван в честь газового месторождения в Нидерландах. Суть эффекта состоит в том, что даже при учёте эффекта Делавэра по каротажным данным были увеличения сопротивления в низкоомных пластах, лежащих ниже высокоомных. Основным фактором возникновения является наличие скин-эффекта, когда ток, поступающий по кабелю, возвращается на поверхность через область вокруг кабеля, в связи с чем возникает переменный ток, создающий отрицательный потенциал и увеличивающий сопротивление. Также при увеличении сопротивления экранирования эффект Гронингена увеличивается. С данным эффектом борются следующим образом, потенциал имеет синфазную и противофазную составляющие, УЭС пород определяется из синфазной составляющей, при этом, когда возникает эффект Гронингена, противофазная составляющая отклоняется от базового значения и этот фазовый сдвиг используется для коррекции УЭС [10].

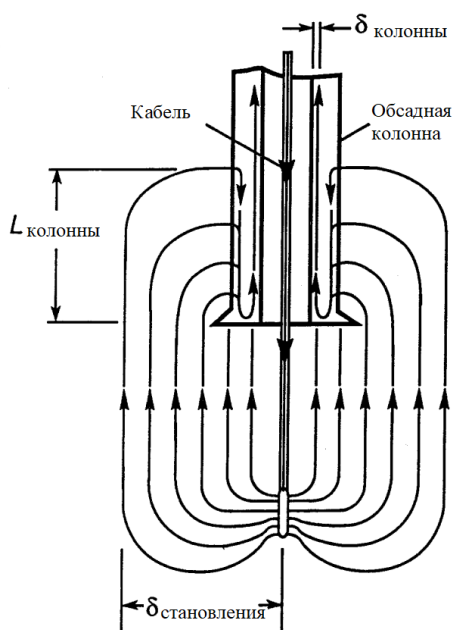


Рис.3. Структура электрического поля при возникновении Гронинген эффекта

Одним из способов улучшения работы зонда БК-3 в высокоомных средах является его «симметризация». Симметризация заключается в том, что ток от генератора делится симметрично и проходит через шунты одинакового сопротивления к краям экранных электродов. Также провод с шунтом, который идет от центрального электрода, проведен к середине закоротки [4].

Авторы считают, что на сегодняшний день многозондовый боковой каротаж более актуально использовать для определения КС, так как он позволяет исключить эффекты экранирования и скин-эффектов. В статье [8] было подробно изложено сравнение многозондовой аппаратуры БК российских производителей (таблица).

Таблица

Сравнительные характеристики приборов бокового каротажа

Производитель, название прибора	Метод БК	Пределы измерения сопротивле ния, Ом	Min вертика льное разреш ение, м	Max радиус исследо ваний, м
1	2	3	4	5
ООО НПО «ГЕОПРОМ» К1-723	БК-3	0,2 – 10000	0,3-0,5	≤1,5
ООО «Нефтегазгеофизи ка»: 2БК7/9	БК-7	0,2-20000	0,7	1,27
	ПБК-9	0,2 – 2000	0,17	0,3
ООО «Нефтегазгеофизи ка»: ЭКВР: 5БК, БК	БК-5	0,2 – 5000	0,17	0,62
	БК-3	0,2-20000	0,17	0,89
«КарСар», 5БК73	БК-3	0.2-20000	0,35	0,8
НПФ «Геофизика», 5БК	ПБК-9	0.2-40000	0,4	1,0
ООО «ОйлГис», 6БК	БК-9	0.2-100000	0,3	1,3
«Schlumberger», HRLA	БК-9	0.2-100000	0,35	1,27

Результаты сравнительных исследований в нефтяной скважине, пробуренной на солёном буровом растворе (0.035 Ом*м) показали, что прибор компании ООО «ОйлГис» – 6БК, который является нормализованным девятиэлектродным боковым каротажом (БК-9), является достаточно информативным.

Прибор компании ООО «ОйлГис» 6БК содержит 25 электродов – 6 пар фокусирующих электродов и 6 пар мониторирующих, которые служат для контроля и коррекции фокусировки, а также центрального токового электрода (рис 4). Для контроля и коррекции измеряются разности напряжений между соседними электродами. При измерениях создаются шесть эквипотенциальных поверхностей разной длины, симметричных относительно токового электрода. При этом измеряется ток, протекающий через него и напряжение эквипотенциальных поверхностей относительно брони кабеля [8].

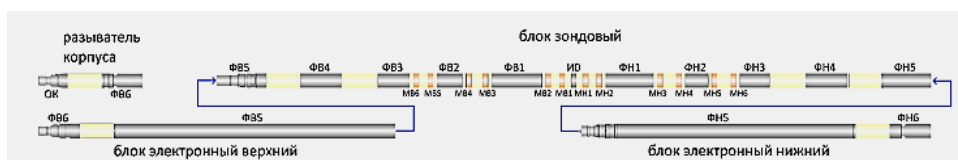


Рис.4. Общий вид скважинного прибора БК

Из результатов интерпретации, очевидно, что кривая метода БК-9 имеет значительно больший диапазон значений УЭС как в высокоомных, так и в низкоомных пропластках, что указывает на наибольший среди анализируемых методов диапазон измеряемых УЭС, также на способность глубже изучать свойства породы по горизонтали (метод имеет наибольший радиус исследования). Также БК-9 обладает высокой разрешающей способностью (примерно 0,3 м).

Выводы

Таким образом, многозондовый боковой каротаж обладает рядом преимуществ, по сравнению с БКЗ и однозондовым прибором типа БК-3. Он не имеет удаленного электрода, расположенного на броне кабеля, т.е. не нужна «коса» (зонд БКЗ), что позволяет избежать Делавар-эффекта, не имеет гибкой части, что позволяет обеспечить лучшую проходимость сборки приборов, проводить более успешные ловильные работы при обрыве;

Многозондовый боковой каротаж по сравнению с БКЗ имеет меньшую глубинность, но при современных технологиях бурения глубинность БКЗ является избыточной. Высокоомные пласты и малая мощность продуктивных пластов не позволяют в полной мере использовать глубинные зонды БКЗ. Еще устройство многозондового бокового каротажа обладает меньшей длиной, что позволяет активно его использовать при комплексировании с другими приборами и проводить исследования за одну спуско-подъемную операцию.

В итоге можем сказать, что многозондовый боковой каротаж позволяет повысить информативность данных ГИС и является хорошей заменой метода бокового каротажного зондирования.

Литература

1. Аржанцев В.С. Влияние наклона скважины на диаграммы БКЗ, ВИКИЗ и их интерпретацию. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2008. – 38с.
2. Аржанцев В.С. Сигналы бокового каротажного зондирования в горизонтальных и наклонных скважинах по результатам численного моделирования. Новосибирск, 2018 – 130 с.
3. Каталог услуг ГИС и ПВР «Schlumberger», 2015. С. 37
4. Клименко В.А., Книжнерман Л.А., Коровин В.М., Салахов Т.Р., Хусид М.Д. Проявления и пути уменьшения влияния на показания приборов бокового электрического каротажа некоторых нежелательных эффектов // «Геофизика» 3.2019
5. Мейер В.А. Геофизические исследования скважин. Ленинград: Ленинградский университет, 1981. -462 с.
6. Наберухина А.С., Мицкевич А.А., Анализ информативности методов электрического каротажа // Геология и полезные ископаемые Западного Урала выпуск 6(43), 2023.
7. Петров А.М. Методика количественной интерпретации данных электрокаротажа в классе двумерных геоэлектрических моделей осадочных отложений. Новосибирск, 2021 – 147 с.
8. Савич А.Д., Некрасов А.Н., Наберухина А.С., Чухлов А.С. Результаты анализа информативности методов многозондового бокового каротажа // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Сборник научных трудов выпуск 6(11), 2023 – 196 с.
9. Суханов Е.Д. Анализ информативности электрических методов каротажа в карбонатных коллекторах наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Пермь 2019. – 53 с.
10. Anderson B.I. Modeling and Inversion Methods for the Interpretation of Resistivity Logging Tool Response. Published and distributed by: DUP Science. Printed in The Netherlands. 2001. 386 p.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОТОМОГРАФИИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ГЛИНИСТЫХ ТЕЛ В ИЗВЕСТНЯКЕ НА ПРИМЕРЕ ЧАНЬВИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мырзин Степан Александрович

Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: myrzinstepan@gmail.com

Научный руководитель: Ph.D, доцент Ковин Олег Николаевич

Аннотация: Статья посвящена использованию метода электротомографии для определения глинистых тел на примере Чаньвинского месторождения известняков.

Ключевые слова: интерпретация, электротомография, известняк, глина.

APPLICATION OF ELECTROTOMOGRAPHY FOR DETECTION OF CLAY BODIES IN LIMESTONE ON THE EXAMPLE OF THE CHANVIN DEPOSIT

Myrzin Stepan

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: *Ph.D, Associate Professor Kovin Oleg*

Abstract: The article is devoted to the use of the electrotomography method for the determination of clay bodies on the example of the Chanvin limestone deposit.

Keywords: interpretation, electrotomography, limestone, clay.

Определение наличия глинистых включений в известняковых массивах Чаньвинского месторождения важно для оценки его пригодности для промышленного использования. Метод электротомографии представляет собой надежный и точный инструмент для таких исследований геологических сред. Этот метод позволяет оценить структуру глинистых образований и контролировать качество извлекаемого известняка.



Рис. 1. Схема расположения месторождения в Пермском крае

Чаньвинское месторождение известняка находится в Александровском районе. Расположено примерно в 30 км к северу от населенных пунктов Александровск и Кизел, а также в 57 км к юго-востоку от города Березники (рис.1). Географически оно находится в пределах Западно-Уральской складчатой зоны и занимает центральное положение в структуре, известной как Чаньвинская антиклиналь [2].

В геологическом строении исследуемой территории участвуют терригенно-карбонатные породы среднего и верхнего девона и нижнего и среднего карбона, которые покрыты четвертичными отложениями. Девонская система представлена средним и верхним отделами. Среднедевонские отложения находятся на восточном склоне и в северной части центральной антиклинали в виде узких слоев. Верхний отдел девона в основном представлен верхнедевонскими карбонатами франского и фаменского ярусов. Исследуемая территория в основном находится в северной бортовой зоне Кизеловского палеопрогиба, поэтому разрез верхнедевонских пород здесь имеет признаки бортового типа, характеризующегося развитием мощных карбонатных толщ массивной и толстослоистой текстуры [3].

Физико-географические особенности Чаньвинского месторождения, геологическое строение территории и история геологического развития обусловили наличие отрицательных факторов, осложняющих освоение месторождения. В первую очередь, это значительное развитие глинистых образований в составе продуктивной толщи. Большая часть глинистых материалов на месторождении сосредоточена в рыхлых делювиально-элювиальных отложениях и карстовых воронках. Эти материалы широко распространены и внутри известнякового массива, они имеют четкую генетическую связь с трещиноватостью известняков.

В месторождении известняка выделяются три типа глинистых тел. Первый тип представлен сериями тонких послойных глинистых прожилков, которые обнаруживаются вблизи поверхностей напластования известняков. Второй тип характеризуется зонами с повышенным и высоким содержанием глин (от 5% до 50%), где глинистый материал заполняет многочисленные тектонические трещины линейных зон дроблений. Третий тип представлен компактными глинистыми телами, такими как глинистые дайкообразные образования и заполнения карстовых воронок, содержащими более 50% глины.

Основные причины применения метода электротомографии для решения указанных задач заключаются в следующем:

- Электрические свойства коренных пород отличаются от электрических свойств глинистых включений, что позволяет выделить границы глинистых тел на геоэлектрическом разрезе.
- Повышение влажности глинистых пород приводит к снижению их электрического сопротивления, поскольку электрические свойства глинистых тел в основном определяются их пористостью и насыщенностью водой.

До сих пор исследования проводились методом ВЭЗ с использованием четырехэлектродной симметричной измерительной установки Шлюмберже. Максимальный разнос питающей линии АВ составил 64 м. Для регистрации сигнала применялась приемная линия MN длиной 2,0 м. Для обеспечения надежного заземления на поверхности скальных пород, слагающих изучаемый массив в карьере, использовался полив места заземления водой.

Метод ВЭЗ показал себя эффективным инструментом для выделения зон разной степени заглинизованности известняков. Однако использование при интерпретации данных модели однородной горизонтально-однородной среды снижает точность определения параметров зон разного содержания глин и отдельных локальных объектов, представленных крупными трещинами и карстовыми полостями. В последнее время широкое распространение получил метод электротомографии, который использует двухмерную модель электрического поля при решении обратной задачи, что позволяет получать более детальную картину при изучении горизонтально-неоднородных сред [1]. Целью этих исследований было опробование обработки данных метода ВЭЗ с помощью существующих программ электротомографии.

Для интерпретации были выбраны данные двух параллельных профилей, полученных в карьере Чаньвинского месторождения известняка. Использовалась программа ZondRes2d. Программа ZondRes2d предназначена для интерпретации данных электротомографии методом сопротивлений и вызванной поляризации в наземном, скважинном и акваторном вариантах. В ZondRes2D есть возможность выбрать алгоритм, благодаря которому будет решаться обратная задача. Опытным путем было принято решение использовать метод наименьших квадратов с

использованием сглаживающего оператора (Smoothness constrained). При решении обратной задачи с этим алгоритмом контрастность модели не минимизируется. По результатам инверсии получается гладкое и устойчивое распределение параметров [5].

На всех полученных псевдоразрезах по выбранным для исследования профилям 5 и 6 можно выделить группу низкоомных объектов, которые изменяются неравномерно как в горизонтальном направлении, так и по глубине (рис.2, 3). Это свидетельствует о том, что вариации геоэлектрических свойств среды определяются в первую очередь локальными неоднородностями (зоны трещиноватости, карстовые воронки, карманы, заполненные глинистым материалом или обводненные). Сквозные вертикальные зоны низких сопротивлений совпадают в плане с известными крупными разрывными нарушениями. Большая зона низких сопротивлений в конце профиля 6 относится к вскрытой на борту карьера крупной карстовой структуре. Локальная аномалия внутри массива, наблюдаемая в начале профиля 5 возможно связана с карстовой полостью, подтвердить которую можно будет после выемки пород текущего горизонта.

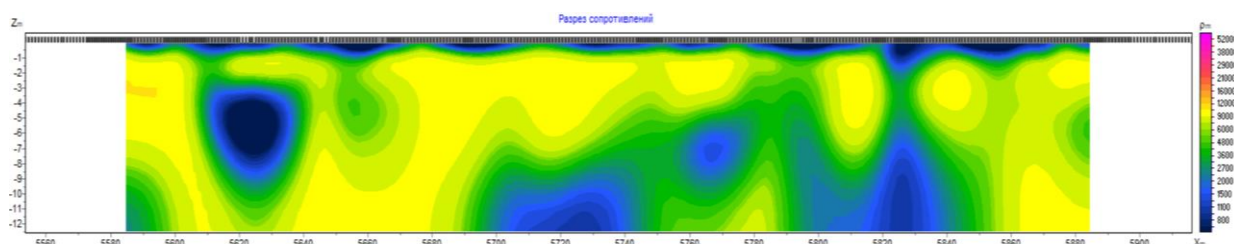


Рис. 2. Геоэлектрические разрез по профилю № 5

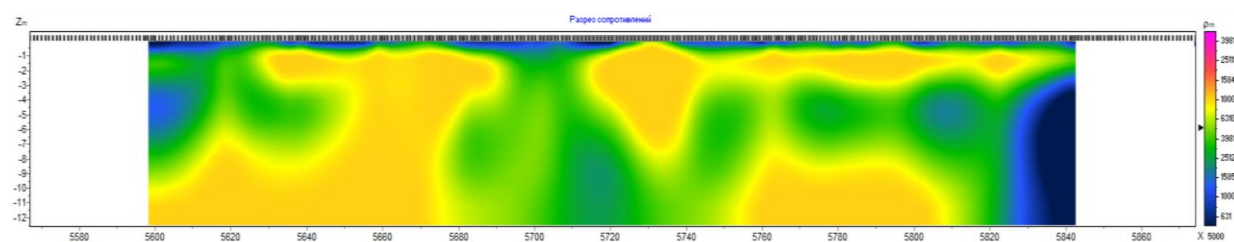


Рис. 3. Геоэлектрические разрез по профилю № 6

Значения кажущегося сопротивления изменяется в пределах 200-10000 Ом·м. Понижение значений кажущегося сопротивления связано с повышением содержания глин в известняке, который в чистом виде обладает высоким удельным сопротивлением(рис.3).

Поверхностная зона (до 1-1,5м) низких сопротивлений, может быть связана с насыпным материалом, перемещённым при выравнивании поверхности после вывоза горной массы и его высокой влажностью во время работ.

Таким образом, проведенные исследования методом электротомографии на Чаньвинском месторождении известняка подтвердили его эффективность и значимость для оценки пригодности материала месторождения для промышленного использования.

Литература

1. Бобачев А.А., Модин И.Н., Перваго Е.В., Шевнин В.А. Многоэлектродные электрические зондирования в условиях горизонтально-неоднородных сред. М., 1996, 50 с. // Разведочная геофизика. Обзор. АОЗТ "Геоинформмарк". Выпуск 2.
2. Бобачев А.А., Шевнин В.А., Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей. Т. II. Малоглубинная электроразведка. МГУ, 2013. 123 с.
3. Кудряшов А.И., Фомин В.И., Колесников В.П. Чаньвинское месторождение известняков. – Березники: Типография купца Тарасова, 1999. 82с.
4. Назаров Н.Н., М.Д. Шарыгин М.Д., География Пермская область. Пермь Издательство «Книжный мир» 1999. 247 с.
5. Программа двумерной интерпретации данных метода сопротивлений и вызванной поляризации (в полигональном исполнении). (наземный и скважинный варианты) ZONDRES2D. Zond Software. Санкт-Петербург.

ТОМОГРАФИЧЕСКАЯ ИНВЕРСИЯ ДАННЫХ ВЭЗ

Пунырев Егор Юрьевич

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

e-mail: pupurev.egorka@mail.ru

Научный руководитель: Ph.D, доцент Ковин Олег Николаевич

Аннотация: В работе приведены результаты опробования методики электротомографии для обработки данных ВЭЗ полученных ранее на одном из участков вблизи г. Кунгур. Полученные псевдоразрезы удельного сопротивления позволили выделить ряд локальных аномалий, возможно связанных с карстовыми процессами в сульфатно-карбонатных породах.

Ключевые слова: электротомография, зондирование, интерпретация, инверсия.

TOMOGRAPHIC INVERSION OF VES DATA

Pupurev Egor Yurievich

Perm State University. 3rd year student, Perm

Research Supervisor: Ph.D, Associate Professor Kavin Oleg

Abstract: The paper presents the results of testing the electrotomography technique for processing VES data obtained earlier at one of the sites near Kungur. The studied pseudo-sections of resistivity allowed us to identify a number of local anomalies, possibly related to karst processes in sulfate-carbonate rocks.

Keywords: electrotomography, sounding, interpretation, inversion.

Использование геофизических методов для изучения пород верхней части геологического разреза в последнее время, благодаря развитию микроэлектроники и вычислительной техники, перешло на новый уровень решения обратных задач. Переход от одномерных моделей сред к двумерным и даже трёхмерным существенно повысил эффективность выделения и локализации горизонтальных неоднородностей, характерных для реальных сред [7].

Электроразведка является одним из наиболее популярных методов инженерной геофизики при проведении малоглубинных геофизических исследований. Это связано в первую очередь с тем, что электроразведка может варьировать подходы к решению геологических задач в широком диапазоне имеющихся методов и высокой контрастности электромагнитных свойств горных пород. Поэтому электроразведка эффективно используется при решении практических задач при поиске и разведке месторождения металлических руд, подземных вод, поиске карстовых полостей, в инженерной геологии, экологии, археологии. Основной методикой проведения работ по настоящее время является методика ВЭЗ (вертикальных электрических зондирований), основанная на модели однородных горизонтально-слоистых сред [6]. Однако эта методика не учитывает при решении обратной задачи локальных неоднородностей разреза, размеры которых меньше или соизмеримы с шагом наблюдений по профилю. Это ведет к искажению определяемых параметров глубин, сопротивлений и особенно формы объекта.

Использование двумерного моделирования на этапе подбора интерпретационной модели может существенно повысить детализацию получаемых изображений горизонтально-неоднородной среды и, в конечном итоге, информативность получаемых данных. Включение двумерного моделирования в процесс обработки данных электроразведки привел к разработке новой методики – электротомографии [1]. Методика проведения наблюдений метода электротомографии (ЭТ, ERT) базируется на принципах метода ВЭЗ за исключением существенного уплотнения сети наблюдений и использования для этого многоэлектродной аппаратуры [3]. В связи с большим объемом данных,

которые были получены методом ВЭЗ ранее, возникает задача опробования метода томографической обработки данных полученных по разряженной сети для уточнения результатов проведенной ранее интерпретации.

В данной работе приведены результаты переобработки данных ВЭЗ, полученных вблизи г. Кунгур (рис. 1).



Рис. 1. Участок работ вблизи г. Кунгур

Геологический разрез на участке работ представляет собой характерную для данной территории последовательность пород. Самая верхняя часть разреза до глубин около 4-5 м. представлена песчано-глинистыми грунтами с участками насыпного грунта. До глубин порядка 30-35 м, где залегают карстующиеся породы сульфатно-карбонатного состава, грунты представлены в основном глинами с содержанием обломочного материала в зоне выветривания коренных пород.

Полевые наблюдения методом ВЭЗ проводились с использованием четырёхэлектродной установки Шлюмберже. Измерения проводились с использованием аппаратурно-программного комплекса АМС-1 [4]. Полуразносы питающей линии находились в диапазоне от 7 до 145 м. В рамках этих работ использовалась одна приёмная линия длиной 5 м. Измерения проводились с силой тока от 10 мА до 50 мА при частоте 4,88 Гц. Максимальная длина установки составила 290 метров.

Обработка и интерпретация результатов ВЭЗ осуществлялась с помощью автоматизированной интерактивной системы «ЗОНД» [5]. Она позволяет визуализировать и корректировать исходные данные, обрабатывать результаты измерений, проводить количественную и качественную интерпретацию в рамках модели однородной горизонтально-слоистой среды.

Электротомографическая инверсия результатов производилась в программе ZondRes2D [2], которая позволяет решать широкий спектр задач от математического моделирования, выбора системы наблюдений, анализа качества данных и чувствительности до обработки, инверсии и интерпретации полевых данных.

Для экспериментальных работ были выбраны два параллельных профиля. Результаты качественной и количественной интерпретации данных ВЭЗ по профилю 2 представлены на рисунках (рис. 2,3). Прослеживается область повышенных сопротивлений в нижней (более 35 м.) и левой верхней части разреза (3,5-6 м.), а также пониженных сопротивлений в средней части.

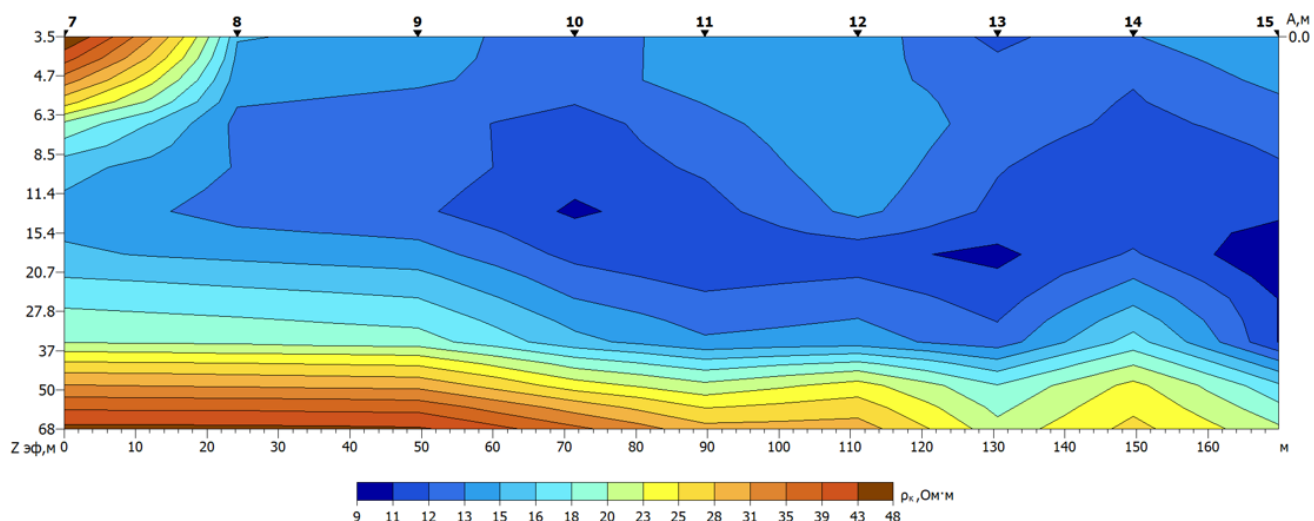


Рис. 2. Разрез кажущихся удельных сопротивлений по профилю 2

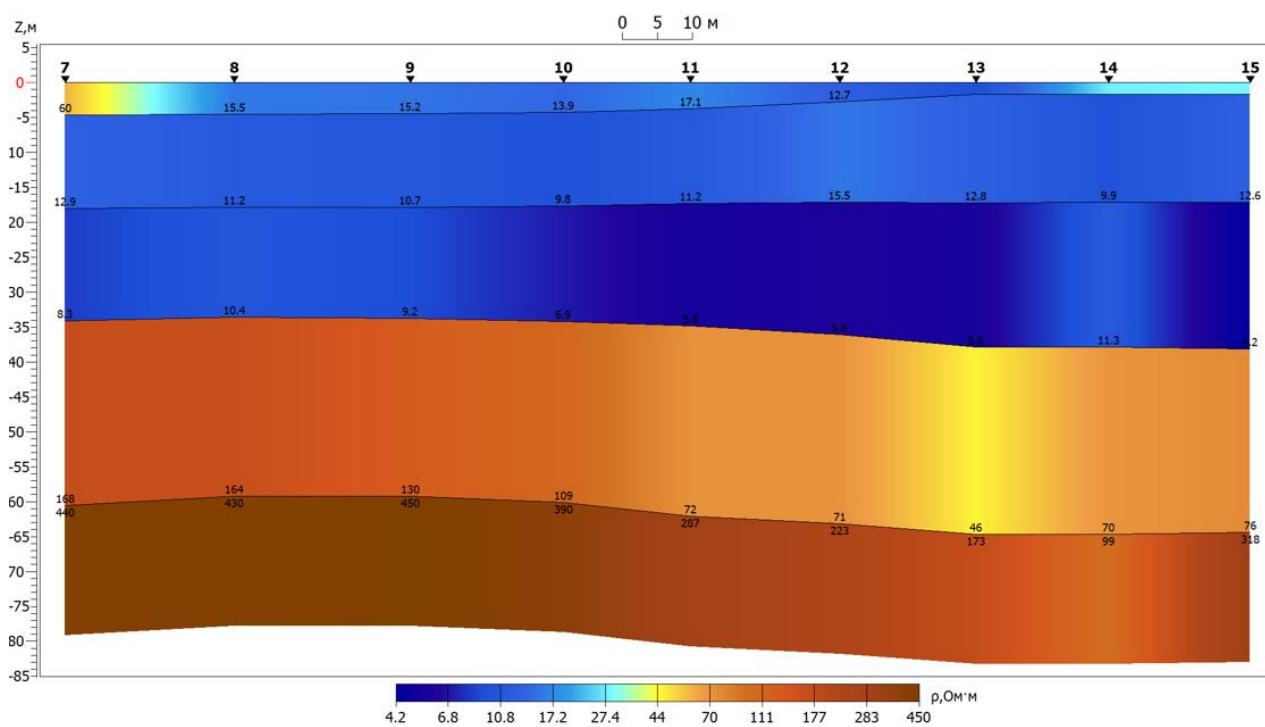


Рис. 3. Геоэлектрический разрез по профилю 2

На рисунке 4 представлены результаты двумерной инверсии данных, проведенной в программе ZondRes2D. Полученная в результате инверсии геоэлектрическая модель среды в общем соответствует разрезу кажущихся сопротивлений, построенному в системе Зонд. Однако на томографическом разрезе кроме основных особенностей четко выделяются ряд локальных аномалий пониженных сопротивлений, приуроченных к участку зоны выветривания и кровли коренных пород, что может свидетельствовать об их нарушении вследствие процессов карстообразования.

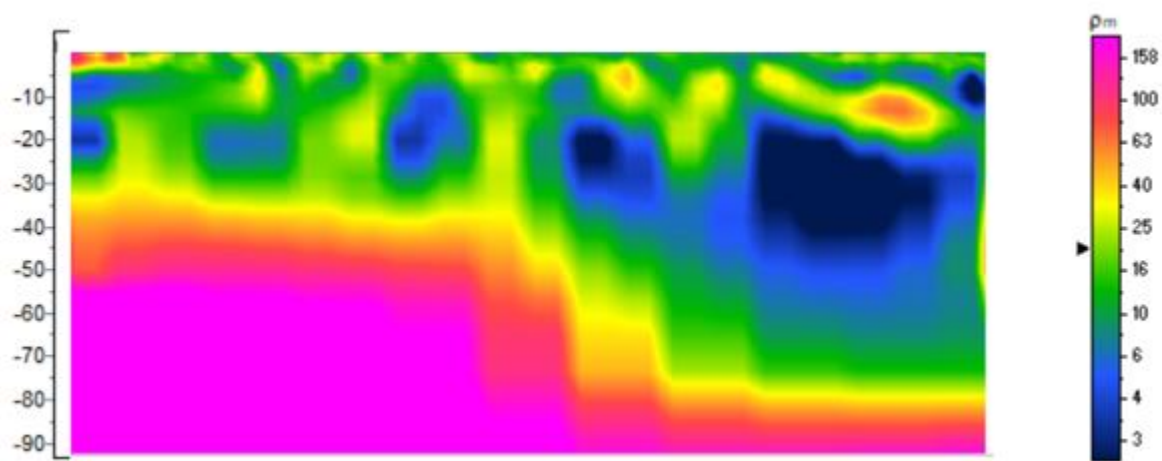


Рис. 4. Результат томографической обработки по профилю 2

На параллельном профиле 3 наблюдается аналогичное распределение свойств пород разреза, что косвенно свидетельствует о закономерности и достоверности результатов, полученных с помощью томографической обработки. Результаты качественной и количественной интерпретации данных ВЭЗ по профилю 3 представлены на рисунках (рис. 5,6). Томографический разрез (рис. 7) похож на тот, который мы наблюдаем на 2 профиле. Аномально высокие значения сопротивлений на краях разреза могут быть вызваны артефактами, генерируемыми во время инверсии. В целом же области пониженных сопротивлений, скорее всего, являются карстом.

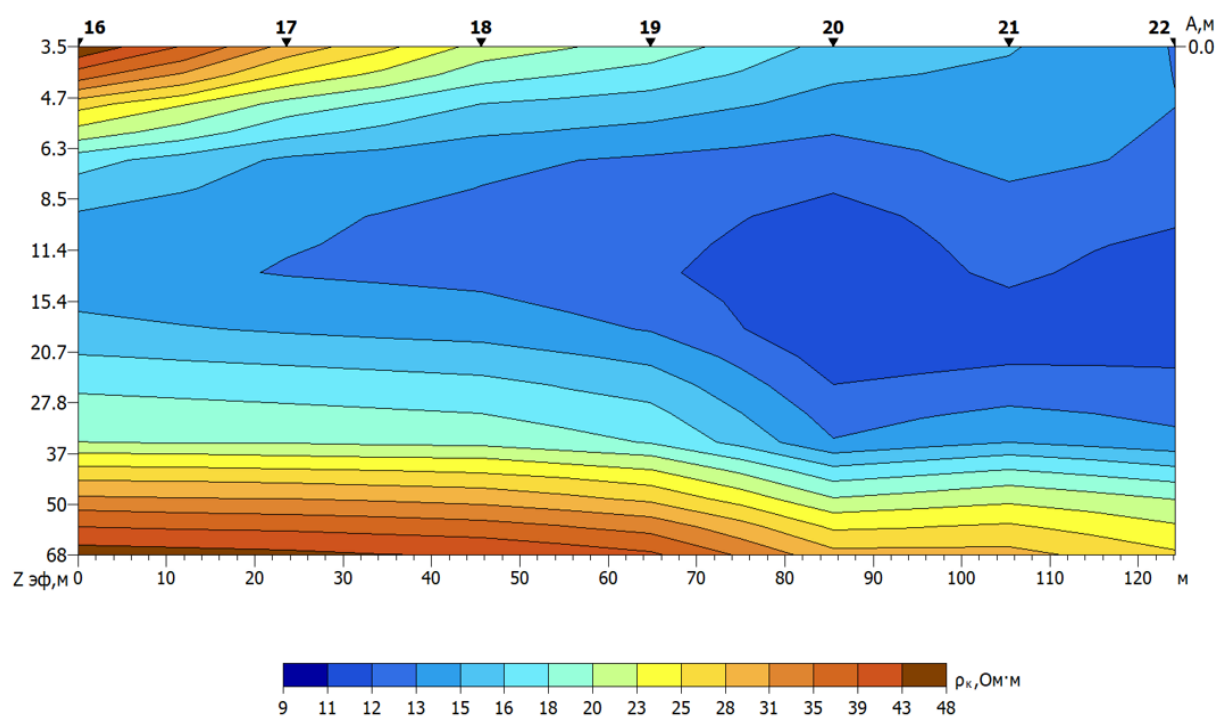


Рис. 5. Разрез кажущихся удельных сопротивлений по профилю 3

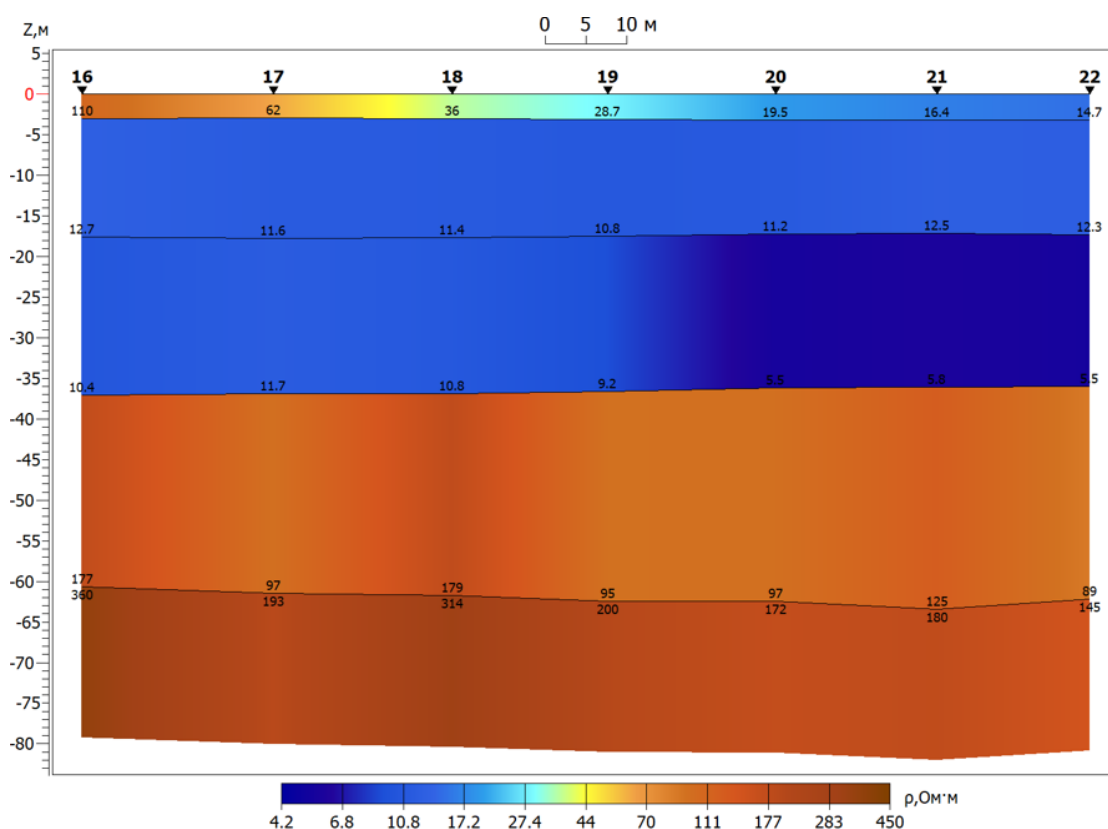


Рис. 6. Геоэлектрический разрез по профилю 3

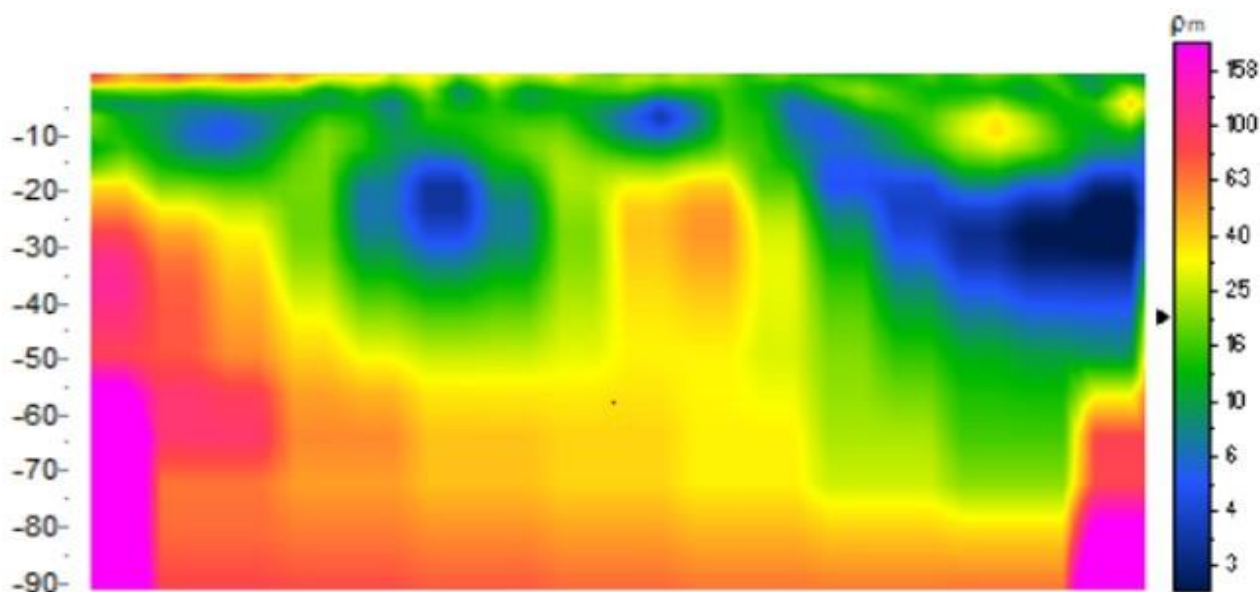


Рис. 7. Результат томографической обработки по профилю 3

В заключении можно отметить, что томографический геоэлектрический разрез в основном хорошо соответствует разрезу, полученному с помощью программы Zond. Значения сопротивлений для обоих профилей хорошо коррелируют, но на больших глубинах, в области повышенных сопротивлений, значения отличаются. В некоторых местах присутствуют артефакты, но они вызваны тем, что измерительная установка по своим параметрам не полностью соответствовала той, которая нужна для имитации ЭТ. Псевдоразрез сопротивлений, полученный с помощью томографической обработки, позволяет получить более детальную информацию об изменении свойств разреза вдоль профиля и более точно локализовать аномальные объекты.

Литература

1. Loke Meng, Barker, R.D.. (1996). *Rapid Least-Squares Inversion of Apparent Resistivity Pseudosections Using a Quasi-Newton Method*. *Geophysical Prospecting*. 44. 131–152. doi: 10.1111/j.1365-2478.1996.tb00142.x.
2. Каминский А.Е. *ZondRes2D*. Программа двумерной интерпретации данных метода сопротивлений и вызванной поляризации.
3. Бобачев А.А., Модин И.Н., Перваго Е.В., Шевнин В.А. Многоэлектродные электрические зондирования в условиях горизонтально-неоднородных сред. М., 1996, 50 с. // *Разведочная геофизика. Обзор*. АОЗТ "Геоинформмарк". Выпуск 2.
4. Колесников В.П. Интерпретация электрических зондирований с использованием системы программ ЗОНД. ПГНИУ, Пермь, 2016. – 212 с.
5. Колесников В.П., Зеленин В.П. Инструкция для АМС-1. ПГНИУ, Пермь, 2014.
6. Матвеев Б.К. *Электроразведка: учебник для вузов*. М.: Недра, 1990. 368 с.
7. Пичугина А.Н., Ковин О.Н. Оценка возможностей метода электротомографии для локации подземных бетонных трубопроводов на основе физического и математического моделирования. *Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: сборник научных трудов*. ПГНИУ, Пермь, 2020, вып.4(9), С. 140-146

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПРИ РЕШЕНИИ ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ГРАВИРАЗВЕДКИ МЕТОДОМ РОЯ ЧАСТИЦ

Рыжов Никита Валерьевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 1 курса, г. Пермь
e-mail: ryzhov@antikarst.ru*

Петросян Рубен Нверович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 3 курса, г. Пермь
e-mail: petrosyan@antikarst.ru*

Научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Долгаль Александр Сергеевич

Аннотация: Представлены результаты решения обратной задачи гравirazведки методом роя частиц. Построены пространственные распределения функции локализации с использованием нескольких показателей качества. Показано, что применение различных показателей качества в процессе оптимизации позволяет получить более полное представление об исследуемом объекте.

Ключевые слова: гравirazведка, обратная задача, эволюционная оптимизация, метод роя частиц, функция локализации.

APPLICATION OF DIFFERENT METRICS IN SOLVING THE INVERSE PROBLEM OF GRAVITY PROSPECTING USING THE PARTICLE SWARM OPTIMIZATION

Ryzhov Nikita

Perm State University, Post-graduate Student, Perm

Petrosyan Ruben

Perm State University, Post-graduate Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Science in Physics and Mathematics, Professor Dolgal Alexander

Abstract: The results of solving the inverse problem of gravity prospection using the particle swarm optimization are presented. Localization function was constructed using several metrics. It is shown that the use of different metrics in the optimization process allows one to obtain a more complete understanding of the object under study.

Keywords: gravity prospection, inverse problem, evolutionary computation, particle swarm optimization, localization function.

Метод роя частиц (МРЧ) относится к числу методов эволюционной оптимизации [4]. Изначально МРЧ предназначался для симуляции развития децентрализованных самоорганизующихся биологических систем, например, для моделирования движения роя пчел или стаи птиц [5]. Однако, применимость данного алгоритма выходит далеко за рамки описания процессов самоорганизации лишь биологических систем. МРЧ может эффективно применяться для решения многих задач, для которых вывод аналитических выражений либо затруднен, либо невозможен. МРЧ находит также применение в геофизике. Одним из примеров его эффективного применения можно считать решение

нелинейной обратной задачи гравиразведки, заключающейся в определении местоположения и формы источника аномалии силы тяжести при заданной эффективной плотности [3].

Данная работа посвящена изучению особенностей решения обратной задачи гравиразведки МРЧ в зависимости от выбранного показателя качества (метрики) – меры расхождения наблюдаемого поля $\Delta g^{\text{набл}}$ и модельного поля $\Delta g^{\text{мод}}$. Различные показатели качества по-разному влияют на скорость и характер сходимости итерационного процесса и приводят к различным результатам решения обратной задачи. Совместное использование разных метрик при оптимизации расширяет множество репрезентативных решений обратной задачи, что является благоприятным фактором для реализации аддитивных технологий количественной интерпретации данных гравиразведки [2].

Алгоритм решения обратной задачи гравиразведки МРЧ формулируется следующим образом. Сначала выбирается модельный класс, в рамках которого будет происходить поиск решений. В нашем случае для описания искомого геологического объекта в качестве модели выбрана горизонтальная многоугольная призма бесконечного простираения. В терминах МРЧ *частицей* называется отдельная призма, множество частиц составляют *рой*. Параметрами призмы являются координаты её центра x_0 и z_0 , угол поворота в пространстве α , а также длины отрезков r , соединяющих центр призмы с её угловыми точками. Каждой частице, таким образом, в соответствие ставится определенный вектор параметров $\mathbf{p} = \{x_0, z_0, \alpha, r_1, \dots, r_n\}$, где n – количество углов призмы. Помимо этого, каждая частица характеризуется вектором скорости \mathbf{v} , той же размерности, что и вектор \mathbf{p} .

Первым шагом алгоритма является генерация заданного числа N частиц со случайным положением в разрезе и формой. Далее запускается итерационный процесс, в ходе которого происходит изменение скоростей частиц, а затем их положения в разрезе. Обновление скорости частицы на новой итерации происходит следующим образом:

$$\mathbf{v}_i(k+1) = \alpha \mathbf{v}_i(k) + \phi_1 \mathbf{U}_1 \otimes [\mathbf{L}_i(k) - \mathbf{p}_i(k)] + \phi_2 \mathbf{U}_2 \otimes [\mathbf{C}(k) - \mathbf{p}_i(k)] + \phi_3 \mathbf{U}_3 \otimes [\mathbf{G}(k) - \mathbf{p}_i(k)] \quad 1)$$

где k – номер итерации; $\alpha, \phi_1, \phi_2, \phi_3$ – постоянные коэффициенты; $\mathbf{U}_1, \mathbf{U}_2, \mathbf{U}_3$ – векторы случайных чисел, равномерно распределенных в интервале $[0, 1]$; $\mathbf{L}(k)$ – это наилучшее положение i частицы за весь итерационный процесс; $\mathbf{C}(k)$ – это положение наилучшей частицы среди всех частиц роя на k итерации; $\mathbf{G}(k)$ – это положение наилучшей частицы за весь итерационный процесс. Данная формула имеет следующий смысл: скорость частицы в новый момент времени зависит от четырех компонент. Первая компонента отражает инерционную составляющую движения, вторая компонента отражает когнитивную составляющую, т.е. «память» о наилучшем положении частицы в прошлом, третья компонента называется социальной и отражает стремление частицы к наилучшему положению среди всего роя, последняя компонента характеризует стремление частиц к наилучшему положению за всю историю движения роя.

После расчета новых скоростей происходит их ограничение, проверка на выход частиц из области поиска и обновление параметров \mathbf{p} каждой частицы:

$$\mathbf{p}_i(k+1) = \mathbf{p}_i(k) + \mathbf{v}_i(k+1). \quad 2)$$

В конце каждой отдельной итерации рассчитывается невязка для каждой частицы и обновляются векторы \mathbf{L}_i, \mathbf{C} и \mathbf{G} в случае уменьшения невязки.

Для демонстрации работы алгоритма использовались данные гравиметрической съемки масштаба 1:25000, выполненной над месторождением медно-никелевых руд Норильск-1. Предполагается, что гравитационная аномалия обусловлена рудоносной интрузией базит-гипербазитового состава с избыточной плотностью 0.25 г/см³. Результат решения обратной задачи представлен на рис. 1. В качестве модели использовалась 2D восьмиугольная призма. После цикла из 20 итераций заметно значительное совпадение правой части интрузии с лучшей по невязке моделью. В данном примере показателем качества являлось евклидово расстояние (L_2).

На скорость и характер сходимости итерационного процесса влияет способ определения невязки между наблюдаемым полем $\Delta g^{\text{набл}}$ и полем $\Delta g^{\text{мод}}$. Задача нахождения оптимального положения частиц сводится к минимизации заданного многопараметрического функционала – меры расхождения полей. В рамках данной работы для определения скорости и характера сходимости итерационного процесса применялись метрики:

- L_1 , или же расстояние городских кварталов;
- L_2 – евклидово расстояние;
- L_∞ – расстояние Чебышева.

При использовании метрики L_1 невязка между полями $\Delta g^{\text{набл}}$ и $\Delta g^{\text{мод}}$ определенной частицы рассчитывается как:

$$L_1 = \|\Delta g^{\text{набл}} - \Delta g^{\text{мод}}\|_1 = \sum_{i=1}^n |\Delta g_i^{\text{набл}} - \Delta g_i^{\text{мод}}|. \quad 3)$$

При использовании метрики L_2 невязка рассчитывается по следующей формуле:

$$L_2 = \|\Delta g^{\text{набл}} - \Delta g^{\text{мод}}\|_2 = \sqrt{\sum_{i=1}^n (\Delta g_i^{\text{набл}} - \Delta g_i^{\text{мод}})^2}. \quad 4)$$

Невязка между полями при использовании в качестве метрики расстояния Чебышёва определяется следующим образом:

$$L_\infty = \|\Delta g^{\text{набл}} - \Delta g^{\text{мод}}\|_\infty = \max_{i=1, \dots, n} |\Delta g_i^{\text{набл}} - \Delta g_i^{\text{мод}}|. \quad 5)$$

В результате применения различных показателей качества были получены графики сходимости итерационного процесса (рис. 2). Видно, что общая картина во всех случаях близкая: наблюдается монотонное убывание невязки без резких скачков. Небольшие изменения монотонности наблюдаются при использовании метрики Чебышёва. Эти скачки могут быть обусловлены влиянием стохастической составляющей алгоритма МРЧ.

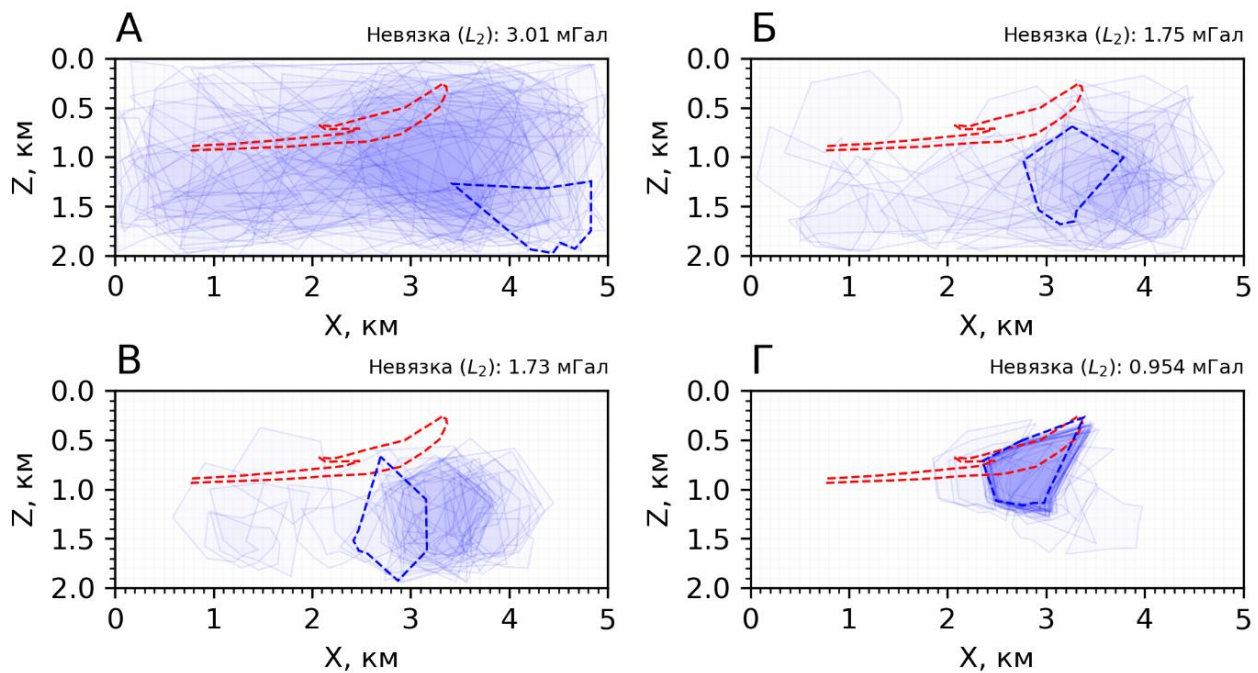


Рис. 1. Состояние роя частиц после выполнения 0 (А), 5 (Б), 10 (В) и 20 (Г) итераций. Красным цветом выделен контур интрузивного тела, темно-синим – лучшая по невязке частица на определенной итерации

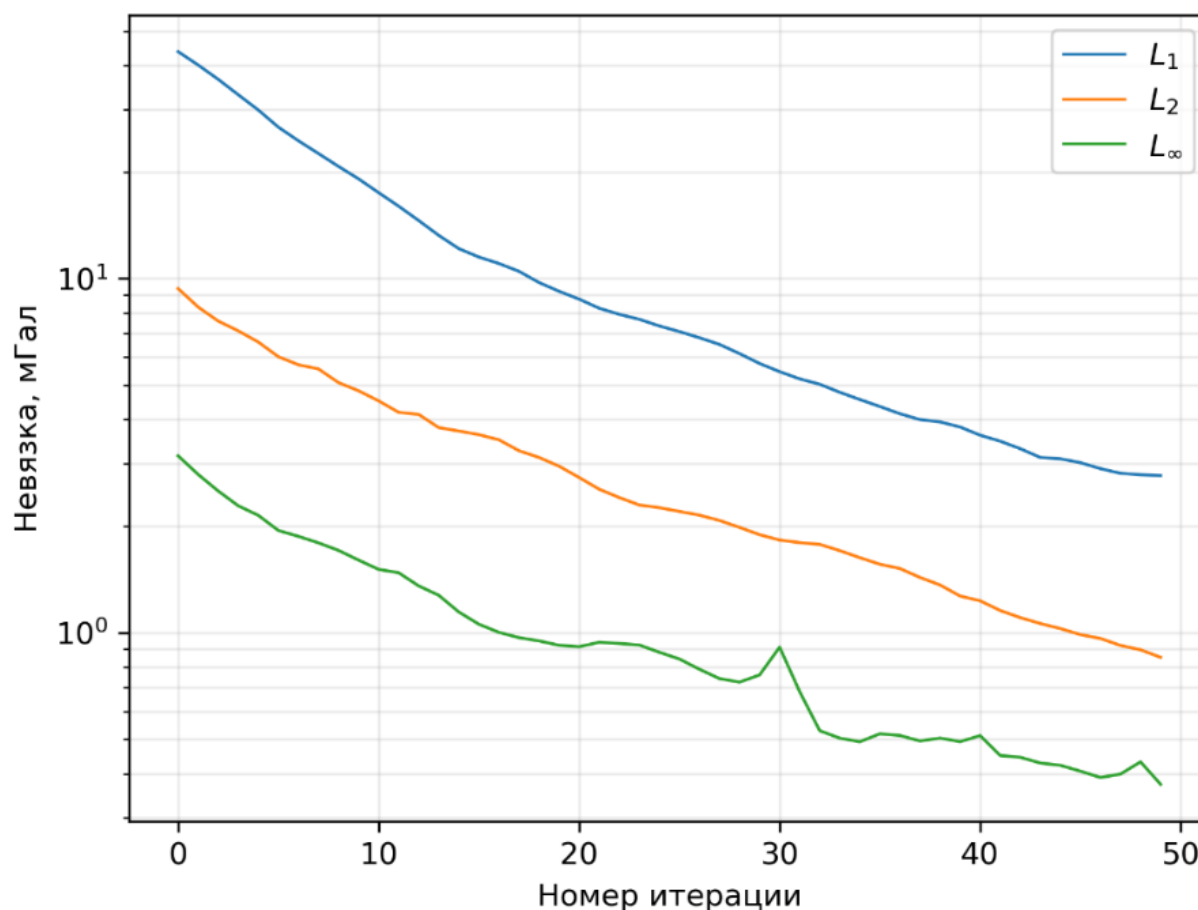


Рис. 2. График сходимости итерационного процесса для различных показателей качества

С практической точки зрения интерес представляет не единственное решение обратной задачи как отдельно взятая модель, определенная по минимальной невязке, а некоторое репрезентативное множество, на основе анализа которого можно сделать более объективные выводы о местоположении и форме аномального объекта. Одним из инструментов для подобного анализа является *функция локализации*. Она позволяет оценить вероятность обнаружения искомого геологического объекта в области поиска решения обратной задачи гравirazведки, разбитой на множество плотно соприкасающихся друг с другом элементарных ячеек. Функция локализации вычисляется для каждой из ячеек следующим образом: для каждой ячейки рассчитывается число моделей из репрезентативного множества допустимых решений, содержащих конкретную ячейку в качестве своего фрагмента, после чего это число делится на общее количество элементов множества [1].

В этой связи интерес также представляет расчет значений функции локализации при использовании различных показателей качества (рис. 3).

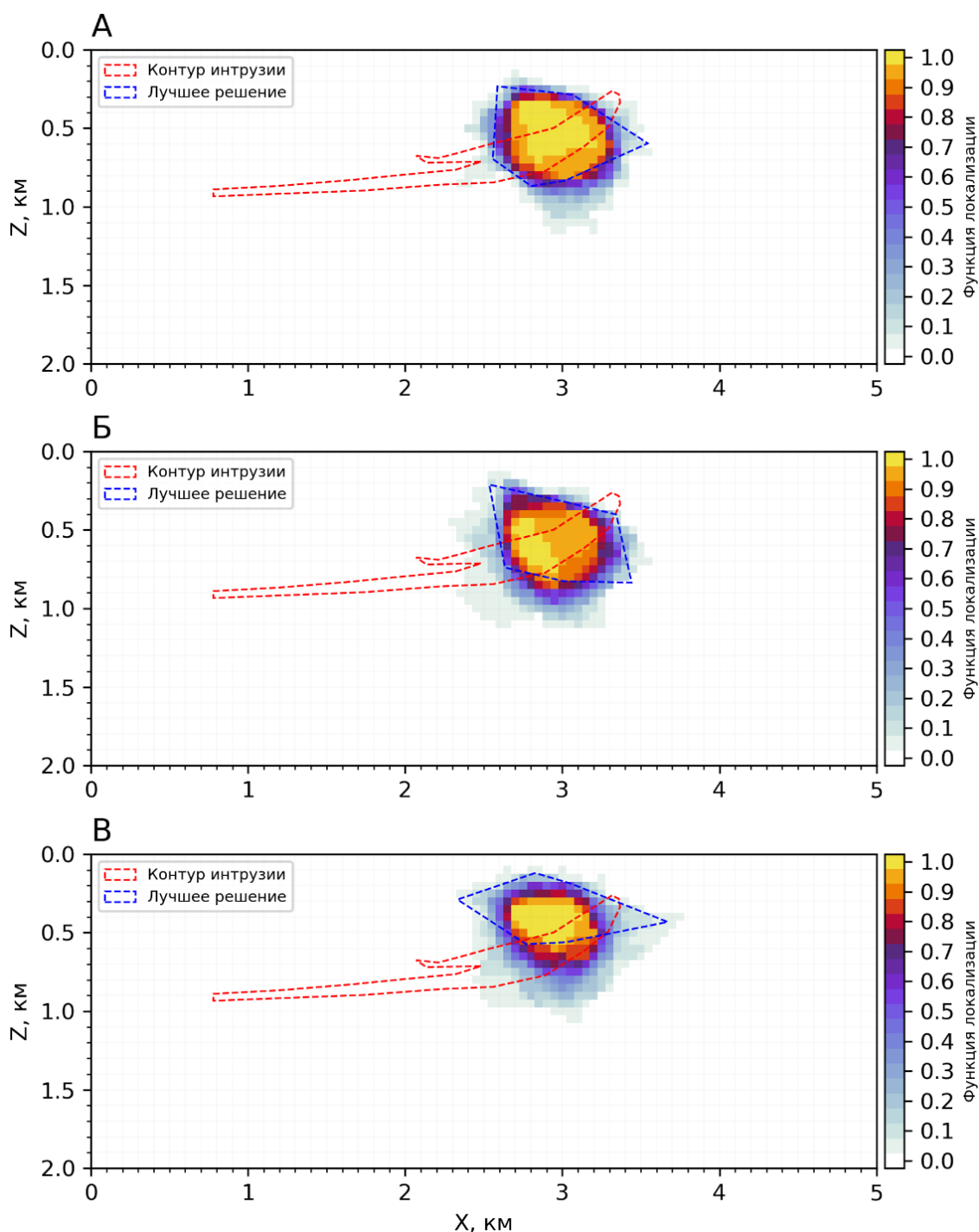


Рис. 3. Функция локализации при различных показателях качества:
 А – метрика L_1 , Б – метрика L_2 , В – метрика L_∞

По рисунку видно, что распределение вероятности обнаружения искомого объекта в поисковом пространстве незначительно отличается при использовании различных метрик. На глубине примерно 0.3–0.7 км и на расстоянии около 2.8 – 3 км от начала профиля наблюдаются максимальные значения функции локализации. Однако, максимумы функции локализации в каждом случае относятся к различным частям интрузивного тела. Наиболее достоверным представляется результат, показанный на рис. 3Б, где максимальные значения функции локализации почти полностью лежат в пределах контура интрузии. Соответственно, при определении местоположения скважины по этим данным вероятность успеха наиболее высока. В случае, показанном на рис. 3В, пересечение контура интрузии с максимумами функции локализации сосредоточено в верхней части и имеет маленькую площадь, поэтому интерпретация и задание заверочной скважины по таким данным может привести к некоторым рискам.

В работе показано, что при низком уровне помех в интерпретируемом поле, применение различных показателей качества при решении обратной задачи гравиразведки МРЧ приводит к близким по геологической содержательности результатам. Однако, в более сложных физико-геологических ситуациях результаты интерпретации с использованием разных метрик могут быть различны. На наш взгляд, более объективным кажется комплексный подход, заключающийся в использовании нескольких показателей качества в процессе интерпретации и совместном анализе результатов решения обратной задачи, основанном на применении аддитивных технологий.

Литература

1. Балк П.И., Долгаль А.С. Аддитивные технологии решения обратных задач гравиразведки и магниторазведки. М., Научный мир. 2020. 455 с.
2. Балк П. И., Долгаль А. С., Балк Т. В., Христенко Л. А. Априорная информация о помехах измерений в конечноэлементных монтажных технологиях интерпретации гравитационных аномалий // Геоинформатика. 2016. №4. С. 41-55.
3. Долгаль, А. С. Оценка параметров источника гравитационной аномалии методом роя частиц / А. С. Долгаль, Р. Н. Петросян, Н. В. Рыжов // Вестник Пермского университета. Геология. – 2024. – Т. 23, № 1. – С. 85-92. – DOI 10.17072/psu.geol.23.1.85
4. Саймон Дэн. Алгоритмы эволюционной оптимизации / пер. с англ. А. В. Логунова. – М.: ДМК Пресс, 2020. – 1002 с.: ил.
5. Eberhart R., Kennedy J. Particle swarm optimization. *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*, 4, IEEE, 1995. pp. 1942–1948.

ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ МИКРОСКАНИРОВАНИЕ КАК МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ИНТЕРВАЛОВ СО СЛОЖНОЙ СТРУКТУРОЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА

Сальникова Ольга Леонидовна

ПАО «Пермнефтегеофизика», главный геолог ЦОИ ПГД, г. Пермь
e-mail: SalnikovaOL@rusgeology.ru

Стерляева Валерия Михайловна

ПАО «Пермнефтегеофизика», геофизик ЦОИ ПГД, г. Пермь
e-mail: sterlyadeva@pngf.pro

Чухлов Андрей Сергеевич

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ведущий инженер, г. Пермь
e-mail: Andrej.Chukhlov@lp.lukoil.com

Научный руководитель: главный геолог ЦОИ ПГД Сальникова Ольга Леонидовна

Аннотация: В данной статье рассматривается практическое применение метода электрического микросканирования, благодаря которому видна более целостная картина работы продуктивных интервалов. Объяснение образования некоторых заколонных перетоков. Проведение сравнительного анализа рассматриваемого метода с результатами освоения и керна. Рассмотрение гидродинамических исследований как одного из косвенных методов определения пустотного пространства горных пород.

Ключевые слова: электрическое микросканирование, освоение, керн, гидродинамические исследования, коллектор, нефть, вода, сложное строение пустотного пространства.

ELECTRICAL MICROSCANNING AS A METHOD FOR INCREASING THE EFFICIENCY OF MINING INTERVALS WITH A COMPLEX PORE SPACE STRUCTURE

Salnikova Olga

PJSC «Permneftegeofizika», Chief Geologist of Processing and Interpretation Centre, Perm

Sterlyadeva Valeria

PJSC «Permneftegeofizika», geophysicist of Processing and Interpretation Centre, Perm

Chukhlov Andrej

LUKOIL-PERM LLC, Lead Engineer, Perm

Research Supervisor: Chief Geologist of Processing and Interpretation Centre Salnikova Olga

Abstract: This article discusses the practical application of the electrical microscanning method, thanks to which a more holistic picture of the work of inductive intervals is visible. Explanation of some behind-the-casing flow formations. Carrying out a comparative analysis of the method under consideration with the results of development and core. Consideration of hydrodynamic studies as one of the indirect methods for determining the void space of rocks.

Keywords: electrical microscanning, development, core, hydrodynamic studies, collector, oil, water, complex structure of void space.

1. Введение

Необходимость разработки залежей углеводородов, приуроченных к коллекторам со сложной структурой порового пространства, в общем балансе углеводородов продолжает постоянно расти. Возникает потребность в геофизических методах, способных выделять коллектора в низкопористой части разреза, выделять дополнительные пропластки для увеличения продуктивности скважин и включения в разработку коллекторов с трещинным типом пустотного пространства. Один из методов, положительно зарекомендовавший себя для решения такой задачи – это метод электрического микросканирования (ЭМС).

На территории Пермского края всё больше растёт количество мелких по размерам и запасам месторождений. Методика разработки коллекторов с простым строением пустотного пространства давно приобрела чёткий характер. Поэтому в настоящее время важной задачей в нефтепромысловом деле является добыча нефти в коллекторах со сложной структурой порового пространства.

Коллектора, подверженные трещиноватости, как правило, были образованы в сложных структурно-тектонических условиях, что подвергло их к вторичному порообразованию. Однако, как показывает опыт, из таких коллекторов получают устойчивые дебиты нефти, поэтому исследование данных отложений является актуальной задачей и в настоящее время.

2. Краткое описание метода ЭМС

Одной из задач настоящей работы является анализ выявленных по электрическому микросканированию (ЭМС) трещин. Как правило, трещинообразованию больше подвергаются карбонатные коллектора.

Так, образование трещин могло происходить на стадии катагенеза, диагенеза и может происходить на любой стадии литогенеза при тектонической активности. Трещины, образованные при диагенезе и катагенезе обычно залечиваются кальцитом или другими минералами. Стиллиты (швы, выступы) образуются в породах на стадии катагенеза в результате уплотнения, сопровождающегося частичным растворением. Тектонические трещины могут появляться в разное время. Они имеют прямолинейный и слабоизвилистый характер.

Параметры трещин характеризуются направлением, углом падения, морфологией, распределением в пространстве, длиной, раскрытостью, густотой [7].

ЭМС проводится скважинным прибором КарСар МС. В состав прибора входят: модуль сканера, модуль инклинометра и модуль гамма каротажа. Микросканер позволяет регистрировать удельное электрическое сопротивление в диапазоне 0.2 – 5000 Ом*м, изменения сопротивления пласта с вертикальным и горизонтальным разрешением 5 мм (рис. 1).

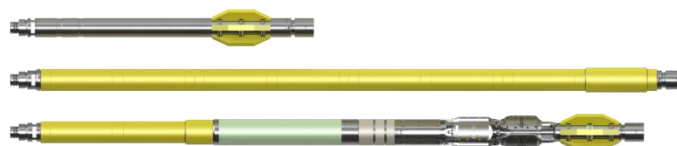


Рис. 1. Общий вид прибора

Изображения ЭМС представляют визуальную картину, отображающую изменение удельного электрического сопротивления (УЭС) пластов вблизи стенки скважины в зависимости от ее пористости, литологического состава и структуры пластов, наличие трещин и каверн. Более светлый тон изображения соответствует более высокому УЭС, темный – низкому УЭС породы.

Метод электрического микросканирования позволяет проводить структурный анализ, но в этой работе будет рассматриваться в большей степени оценка трещиноватости и определение направлений максимального и минимального горизонтальных напряжений.

Основной принцип интерпретации имиджей состоит в том, что любая вскрытая скважиной поверхность создает эллипс, который при развертке отображается как непрерывная синусоида (рис. 2). Высота (амплитуда) синусоид зависит от угла наклона скважины и элементов залегания трещин и пластов.

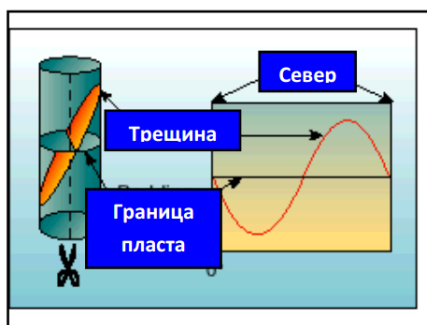


Рис. 2. Трасса синусоид для вертикальной скважины

Для вертикальных скважин высота синусоид субгоризонтальных пластов низкая, синусоиды трасс трещин, секущих напластование под большим углом, имеют, наоборот, большую амплитуду [5].

При планировании работ по вскрытию пластов, в частности, карбонатных, всегда нужно учитывать тот факт, что коллектора могут быть трещинными. Поэтому перед проведением работ ставится ряд задач, специфических для такого рода коллектора и обычно не включаемых в программу изучения разреза геофизическими и гидродинамическими методами исследований:

- выявление открытых трещин в разрезе скважины;
- оценка типа коллектора;
- оценка протяжённости открытых трещин по разрезу;
- выделение мест пересечения трещин скважиной;
- обоснование депрессии для вызова притока флюида из трещин;
- оценка ёмкости трещин.

Современные высокоточные геофизические методы, в частности электрическое микросканирование (ЭМС) позволяют решить ряд задач, такие как выявление трещин разного типа (открытые, частично-проводящие, залеченные, техногенные), оценка типа пустотного пространства.

В зависимости от расположения, типа и густоты и направления трещин в разрезе изучаемых скважин, мы можем сделать выводы о коллекторских свойствах горных пород. Зная более детально коллекторские свойства пород, можно выявить особенности разработки таких коллекторов.

Также метод ЭМС позволяет определять направления стресса горных пород, которые перпендикулярны направлению вывалов (длинная ось эллипса – направление минимального тектонического напряжения, направление разгрузки (рис. 3)). Вывалы определяются как увеличение диаметра скважины по одной из ее осей вследствие обрушения стенок скважины. На имидже вывалы зачастую представляют собой прямоугольную структуру с плохим контрастом сопротивлений в силу ненадлежащего прижатия башмаков к стенкам скважины.

Направление максимального горизонтального стресса горных пород по данным ЭМС можно определить также по направлению выявленных техногенных трещин. Техногенные трещины – трещины, возникающие в процессе бурения.

Определение направления максимального текущего горизонтального напряжения актуально для оценки возможной проводимости вертикальных трещин и анализа экранирующих способностей разрывных нарушений на структурах. Данные по оценке горизонтального напряжения могут быть использованы при планировании ГРП, а также при освоении интервалов с развитой системой трещин. Учет направления максимального горизонтального напряжения и направления развития трещиноватости важен при учете эффективности разработки интервалов со сложной структурой порового пространства. Так, если направление падения трещин совпадает с направлением стресса горных пород, то получение притока из такого интервала более вероятно, нежели если трещина не совпадает с направлением стресса.



Рис 3. Стереограмма, направления вывалов и техногенных трещин по данным ЭМС, схема образования максимального и минимального напряжений горных пород

Недостатками метода являются размывы и обвалы стенок скважин, из-за чего башмаки прибора не соприкасаются или имеют слабый контакт со стенками скважины. А также метод теряет свою информативность в скважинах с растворами высоких сопротивлений (ИЭР). В результате записи в таком растворе, возможно, трассировать только геологические объекты с большим контрастом сопротивлений.

3. Анализ проведённых методов ЭМС за последние годы

Рассмотрим на примере нескольких скважин работу метода ЭМС.

Пример 1. При бурении этой скважины в комплекс ГИС был включен метод ЭМС. Выделено большое количество трещин в интервалах карбонатных отложений турнейского и фаменского яруса. Карбонатные отложения представлены известняками, доломитизированными известняками, доломитами. Геофизиками были рекомендованы к испытанию интервалы с пористостью до 4%, но с выявленными частично проводящими и открытыми трещинами.

На рисунке 4 представлены результаты количественной интерпретации по рассматриваемой скважине в интервале пласта Фм₄. Зелеными стрелками обозначены глубины выявленных по данным ЭМС частично залеченных трещин. Направление развития этих трещин совпадает с направлением максимального тектонического напряжения горных пород, определенного по ориентации вывалов в этой скважине. Этот факт позволил расширить границы рекомендованного для опробования интервала. После проведения перфорации и соляно-кислотной обработки проведены исследования по определению профиля притока после свабирования. На рисунке представлены замеры термометрии (ТМ) и термокондуктивной расходомерии (СТД). В интервале 2023-2029 м, помимо притока из интервала коллектора с Кп=8% на глубине 2026 м, явно прослеживается поступление флюида из интервалов с гранулярной пористостью менее 1%, что говорит о притоке из пластов с трещинной структурой порового пространства.

В этой же скважине в интервале пласта Фм₁ по данным ЭМС были выявлены открытые трещины.

Геофизиками также был рекомендован к испытанию интервал плотного (Кп менее 1%) известняка с развитой системой открытых (проводящих) трещин 1832-1837 м. После перфорации, проведена соляно-кислотная обработка. При помощи свабирования создана депрессия ($\Delta P=70$ ат.) и зарегистрирован профиль притока. На рисунке 5 по данным СТД четко просматривается приток из рекомендованного интервала. Не смотря на отсутствие коллекторов с гранулярным типом пористости, из интервала поступает нефть. Кроме того при освоении всего интервала пласта Фм₁ получена не чистая нефть, а с пластовой водой. По данным профиля притока возможно коллектор в интервале перфорации 1863-1867.5 м не работает, а по термоаномалии у подошвы ИП и ниже диагностируется заколонный переток снизу из интервала водонасыщенного коллектора и трещин рядом с ним с глубины 1879 м (рис. 6). Поэтому для эффективной добычи, следует обращать внимание на такие интервалы и привлекать их для увеличения дебитов и рентабельности пробуренных скважин [8].

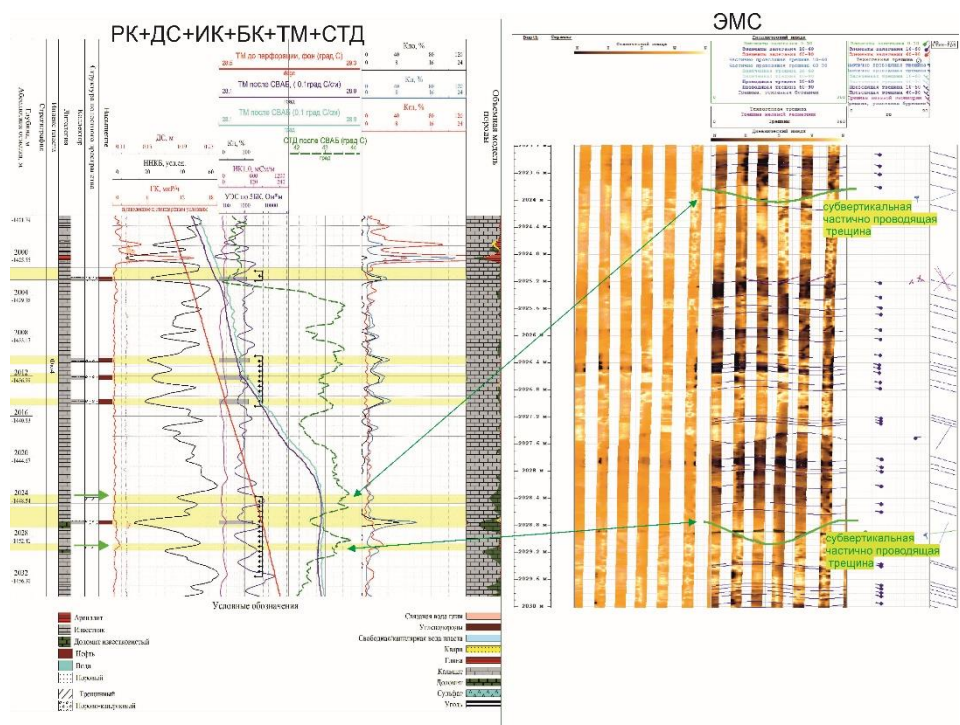


Рис. 4. Результаты освоения и ЭМС интервалов пласта Фм4 с частично проводящими трещинами

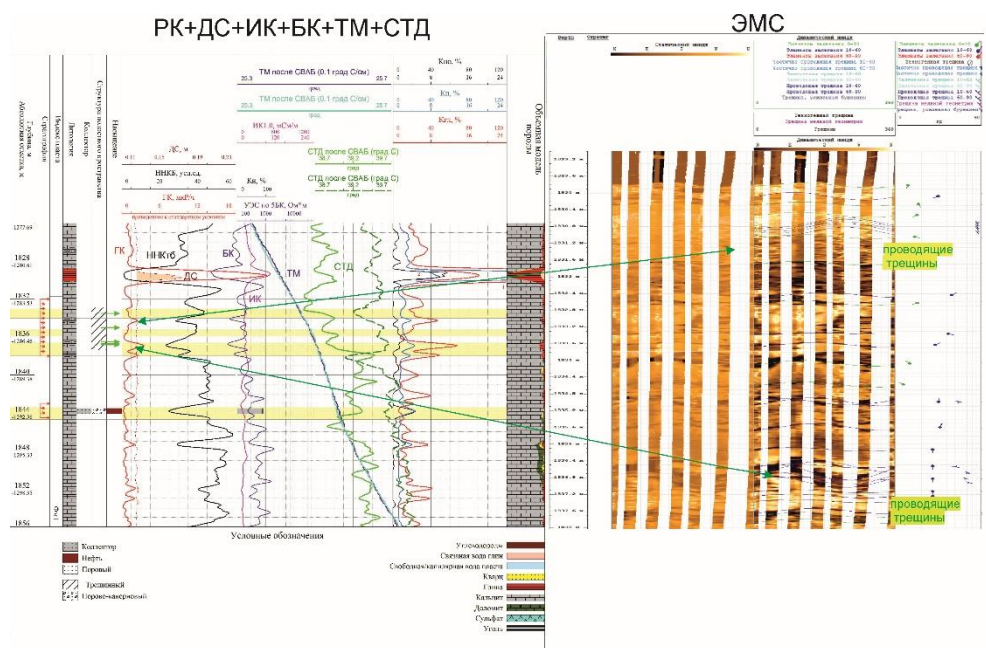


Рис. 5. Результаты освоения интервала с развитой системой открытых (проводящих) трещин

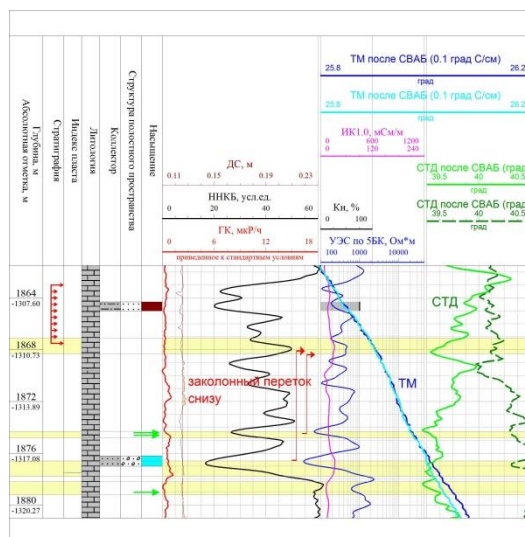


Рис. 6. Заколонный переток из коллекторов со сложной структурой порового пространства водонасыщенной части разреза

Пример 2. При проведении стандартного комплекса ГИС в приведенной для примера скважине нефтенасыщенных пластов-коллекторов выделено не было. Но в интервале тульских карбонатных отложений по данным ЭМС были выявлены 5 субвертикальных трещин (4 частично-проводящих и 1 залеченная) в интервале 1986-1987.3 м (рис. 7 и рис. 8).

Рекомендовали испытать в колонне интервал 1986.5-1989 м с УЭС 75-186 Ом*м для оценки вероятностного притока из интервалов со сложной структурой порового пространства и уточнения характера насыщения. После проведения перфорации интервалам 1987-1989 м и соляно-кислотной обработки получен приток нефти с первоначальным дебитом около 3т/сут.

Следует отметить, что по стандартному комплексу ГИС, по критическим значениям K_p и K_{gl} , интервал коллектором не являлся. Только после обработки данных СГК и пересчете коэффициент глинистости и открытой пористости, его можно было выделить как возможно коллектор $K_p = 10-12\%$ и $K_{gl} = 2,5-6\%$.

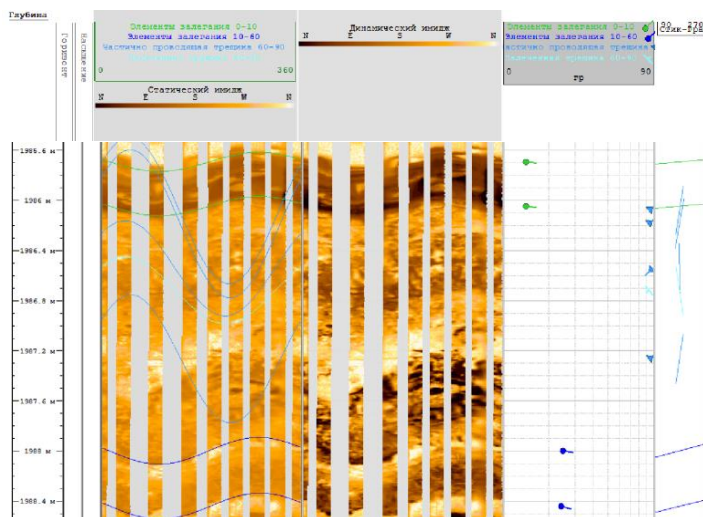


Рис. 7. Фрагмент планшета данных обработки ЭМС

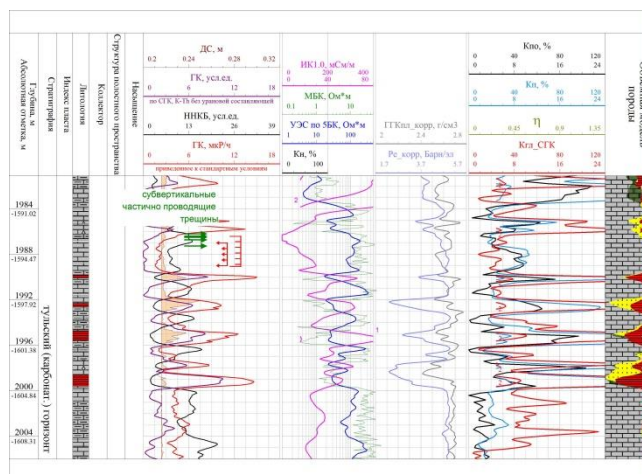


Рис. 8. Фрагмент планшета количественной обработки

Авторы считают, что наличие трещин способствовало получению притока из этого интервала. В будущем необходимо более тщательно относиться к интервалам, ранее не включенным в отчет по подсчету запасов, и включать в комплекс ГИС методы СТК и ЭМС для выявления интервалов перспективных для добычи нефти.

Пример 3. По данным ЭМС в этой скважине интервал фаменских карбонатных отложений характеризуется значительным развитием трещиноватости. Выявлено более 100 различных трещин (рис. 9).

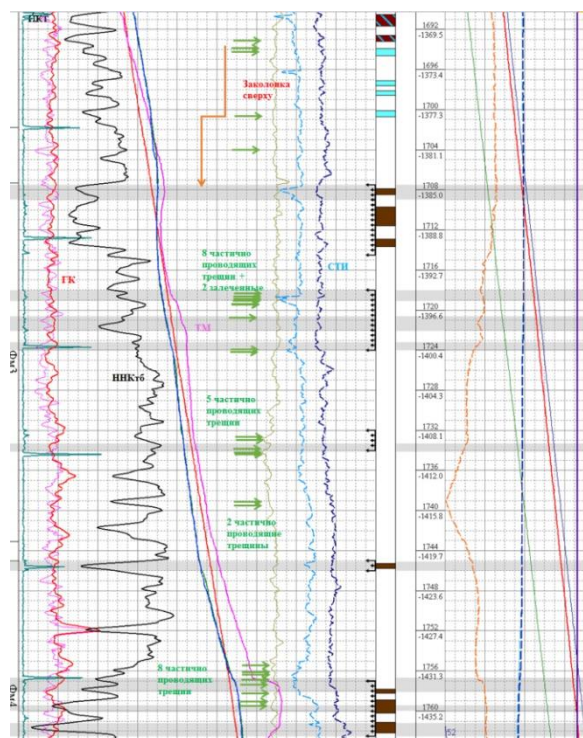


Рис. 9. Профиль притока при освоении пласта Фм₃₋₄

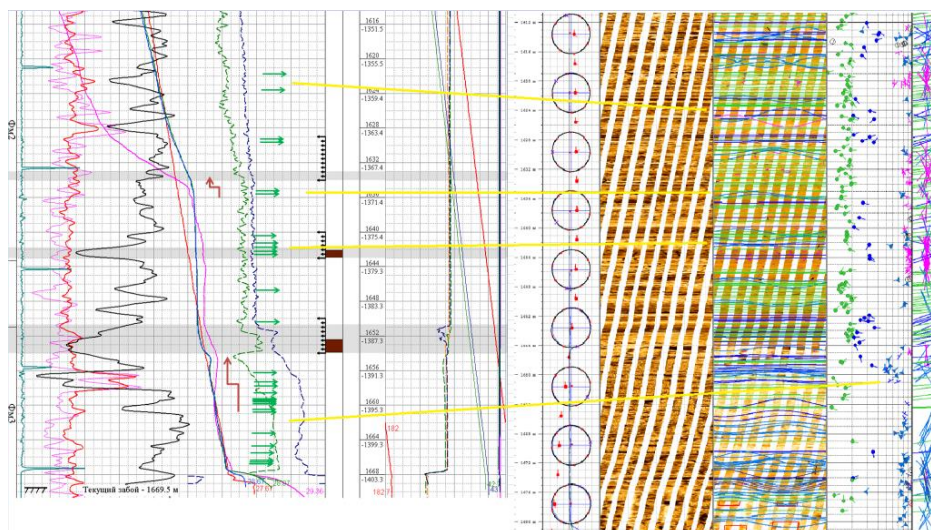


Рис. 10. Фрагмент планшета профиля притока при освоении пласта Фм₃₋₂ и фрагмент планшета ЭМС

При освоении интервалов пласта Фм₄ и пласта Фм₃ при помощи свабиrowания отобрано 54м³ жидкости, на выходе получена вода с небольшим количеством нефти. По данным СТИ и ТМ выделены работающие интервалы с трещинным и смешанным типом коллектора, наиболее интенсивно отмечается работа интервалов 1718-1719,5 м (8 трещин, Кп < 4%) и 1755-1759 м (8 трещин, Кп от 2 до 8%). Поступление воды, вероятнее всего, происходит за счет заколонного перетока сверху из водонасыщенных интервалов пласта Фм₂ и системе трещин в плотной части разреза, разделяющей пласт Фм₂ и Фм₃ (см. рисунок 12) в верхнюю дыру интервала перфорации 1707.5-17014.5м. Так как вода поступает сверху, то она из-за большего удельного веса преграждает выход нефти из нижележащих объектов с небольшим дебитом. Без метода ЭМС было бы сложно оценить причину работы интервалов с небольшой пористостью и определить вероятность заколонного продвижения жидкости.

Пример 4. В представленной на рисунке 10 скважине при освоении пластов Фм₂и Фм₃ была проведена перфорация в интервалах выделенных коллекторов и в интервалах плотных пород. По данным ЭМС выявлено значительное количество трещин. По результатам исследований по определению профиля притока верхний ИП 1629-1634 м работает в подошвенной своей части, ниже которого в интервале 1635-1636 м по данным ЭМС выделены трещины. По термометрии диагностируется переток снизу как раз в подошвенную часть этого интервала перфорации. Однозначно можно сказать, что приток в интервале перфорации происходит за счет работы трещинного типа коллектора. По лабораторным исследованиям керна этот интервал с трещиноватостью при пористости 1.3% обладает проницаемостью в 20.5мД.

Второй и третий ИП 1640-1643 м и 1650-1654м работают и за счет трещин и за счет коллекторов порового типа. В работающий интервал 1641.8-1643 м входят три частично-проводящие трещины (рисунок 10). Следует отметить, что у ИП 1650-1654м наиболее интенсивно работает подошвенная часть, ниже которой по данным ЭМС выявлено 9 трещин и по данным ТМ выявлено движение жидкости снизу как минимум с глубины 1658м.

Отмечена работа и кровельной части ИП, где выявлена трещина глубине 1650.7м. Значит опять же, дополнительный значительный приток в интервале перфорации происходит за счет коллекторов трещинного типа.

4. Сопоставление данных ЭМС с данными керна

Выше мы рассмотрели подтверждение работы метода ЭМС по методам освоения. Ниже рассмотрим работу метода на примере сопоставления данных керна и результатов ЭМС.

Пример 1. В кровельной части турнейского яруса выявлена залеченная трещина, которая по описанию керна охарактеризована как вертикальная, шириной до 2 см, выполненная сульфатом (рис. 11).

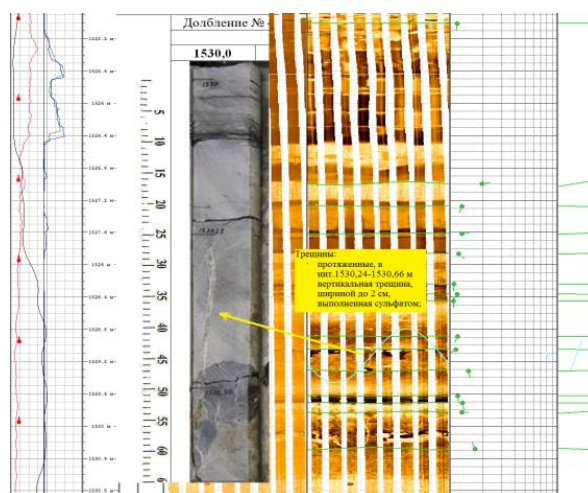


Рис. 11. Залеченная трещина по данным керна и ЭМС

Пример 2. На рисунке 12 представлены нефтяные трещины. После проведения лабораторных работ установлено что в интервале 1636.2-1636.3 м при пористости образца 1,5-1,7% проницаемость составила 8-31 мД.

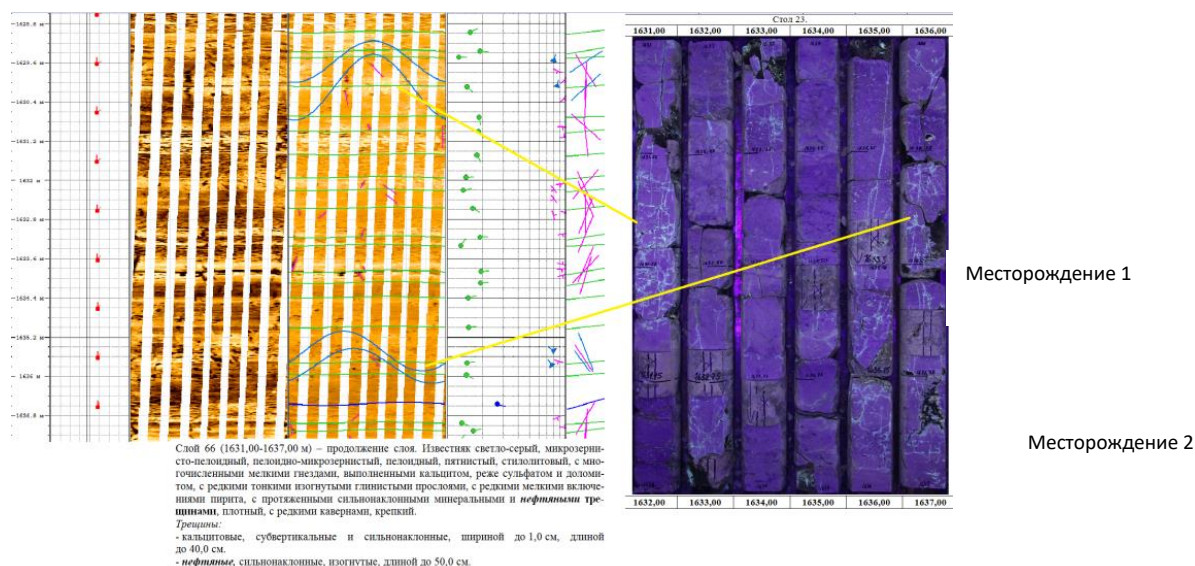


Рис.12. Субвертикальные нефтяные трещины по данным ЭМС и керна

5. Подтверждение данными ГДИ

Эффективным инструментом проверки фильтрационных свойств коллекторов в процессе разработки месторождений углеводородов являются гидродинамические исследования.

Так, для примера были взяты графики КВД с двух разных месторождений – назовём их «месторождение 1» и «месторождение 2» (рис. 13).

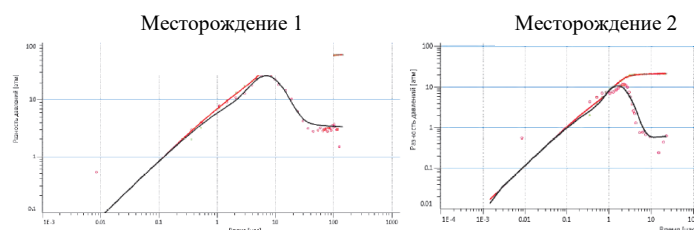


Рис. 13. Типовые кривые восстановления давления скважин месторождения 1 и 2

По данным дебитов обеих скважин и рассчитанной в ходе интерпретации проницаемости по ГДИ были построены графики зависимости дебитов от проницаемости (рис. 14).

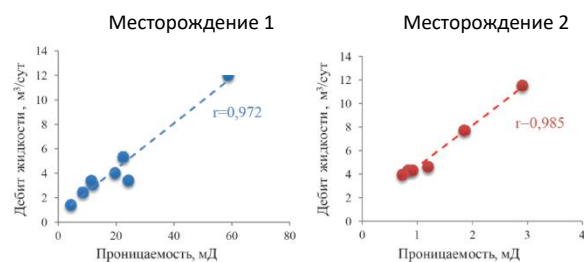


Рис. 14. Зависимость дебита от проницаемости, полученной при интерпретации ГДИ

Представленные графики демонстрируют тесную корреляцию между дебитом скважины и полученной проницаемостью. Это доказывает, что гидродинамические исследования по сути восстанавливают проницаемость из величины

дебита скважин. При этом их тесная корреляция подтверждает правильность проведённой интерпретации материалов замеров и целесообразность использования полученной проницаемости для дальнейших исследований.-

Установленная зависимость дебита от проницаемости в дальнейшем использована для сравнительной оценки причин разных темпов снижения добычи рассматриваемых скважин.

Так, на рисунке 15 Представлены графики зависимости проницаемости от пластового давления, также характеризующего период проведения каждого ГДИ.

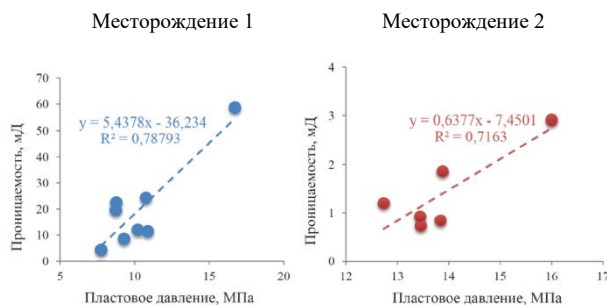


Рис. 15. Зависимость проницаемости, полученной при интерпретации ГДИ, от величины пластового давления

В обоих случаях отмечена примерно в равной мере тесная корреляционная связь между проницаемостью и пластовым давлением

Угловые коэффициенты аппроксимирующих линейных уравнений говорят о более выраженном снижении проницаемости коллектора месторождения 1 при фактической динамике пластового давления. В результате ряда работ, в которых изучаются данные зависимости разные значения угловых коэффициентов аппроксимирующих зависимостей характеризует разное поведение коллектора, что свидетельствует, вероятнее всего, о различии пустотного пространства горных пород [4].

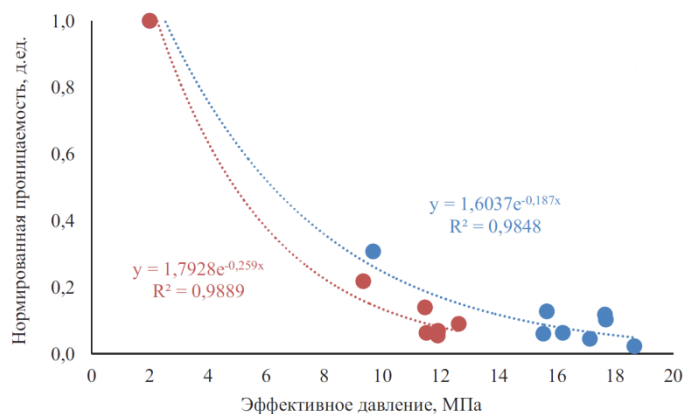


Рис. 16. Зависимость нормированной проницаемости от эффективного давления

В ряде работ, приводятся результаты исследований по оценке влияния структуры пустотного пространства на динамику проницаемости коллектора. Исследования сводятся к построению и анализу зависимости нормированной проницаемости от эффективного давления. Аналогичные исследования выполнены и в настоящей работе (рис. 16). Нормированная проницаемость определена как отношение текущей проницаемости к значению, соответствующему атмосферным условиям

(по данным исследования керна). За эффективное давление принята разность между горным и текущим пластовым давлениями.

Из анализа данных, представленных на рисунке 16, следует, что зависимость нормированной проницаемости от эффективного давления достоверно аппроксимируется экспоненциальной зависимостью, при этом интерес представляют значение коэффициента в показателе уравнения. По мнению ряда исследований, значение данного показателя тесно связано со структурой пустотного пространства.

Так, по графику, представленному выше (рис. 16) видно, что коэффициент равен 0.187.

Исследования песчаника вендского возраста Чаяндинского месторождения (Восточная Сибирь) (Жуков, 2019), характеризующегося межзерновой пористостью и трещинной пустотностью, позволили получить следующие значения данного коэффициента:

- для образцов со значительной трещинной пористостью коэффициент изменяется в диапазоне 0,657...0,873;

- для образцов с преобладанием межзерновой пористости коэффициент изменяется в диапазоне 0,060...0,080.

В ходе исследований, для разных месторождений и разных типов отложений такие диапазоны имеют разные значения [3].

Таким образом, гидродинамические методы, в частности КВД являются одними из косвенных методов определения структуры пустотного пространства горных пород.

На момент написания данной работы гидродинамические исследования в скважинах, с проведенным ЭМС, выполнялись лишь по методике регистрации кривой восстановления уровня при первоначальном освоении интервалов со сложной структурой порового пространства, а диагностические графики КВД отсутствуют. В дальнейшем планируется отслеживать результаты исследований и провести сравнительный анализ, подтверждающий наличие приточных интервалов трещинным типом коллектора.

Выводы:

В настоящее время дополнительный к основному комплексу ГИС метод ЭМС применяется достаточно часто. Сделанные выводы по заключениям ЭМС позволяют комплексно оценивать состояние внутреннего строения коллекторов и покрышек. Так, сопоставляя результаты проведения электрического микросканирования с результатами отбора керна, а также с результатами освоения и контроля за эксплуатацией, можно описать более полную картину внутреннего строения пустотного пространства пород-коллекторов и флюидоупоров, а также делать выводы об испытании, при учёте видов и расположения трещин.

В данной работе был проведён анализ результатов ЭМС. При сопоставлении рекомендованных к испытанию нефтенасыщенных интервалов по основному комплексу ГИС с результатами ЭМС были получены следующие выводы:

- при выделении открытых или частично-проводящих трещин интервал с критическими значениями K_p и K_{gl} дополнительно был рекомендован, из которого в дальнейшем был получен приток;

- расположение трещин между нефтенасыщенными и водонасыщенными пропластками может являться одной из причин заколонных перетоков;

- направление падения трещин с учетом определенного максимального стресса горных пород также позволяет делать вывод о вероятности получения притока;

- результаты метода подтверждаются данными освоения интервалов со сложной структурой порового пространства, данными керна и обосновываются гидродинамическими исследованиями.

Литература

1. Бурков Ф. А. Геофизические исследования скважин: учебное пособие для СПО/Бурков Ф. А., Исаев В. И., Лобова Г. А. — Саратов: Профобразование, 2021.
2. Губина А.И., Зрячих Е.С., Гуляев П.Н., Бабуров В.Н., Свиридов А.Н. Сравнение результатов отечественного электрического микросканера с зарубежными аналогами на примере месторождений Пермского Прикамья. каротажник // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2015. – Вып. 10 (256). – с 131-139.
3. Жуков В.С. (2019). Влияние трещинной пустотности на проницаемость горных пород при росте эффективного давления. Новые идеи в геологии нефти и газа: Сб. тр. М:Перо, с. 179-184.
4. Мартюшев Д.А., Пономарёва И.Н., Осовецкий К.П., Казымов К.П., Томилина Е.М., Лебедева А.С., Чухлов А.С. Изучение особенностей строения и разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах с использованием промысловых данных и рентгеновской микротомографии. – 2022. – С. 116-120.
5. Микросканер скважинный КарСар МС-D: паспорт прибора. — Саратов, 2012.
6. Москвичёв, А. Р. Моделирование структурных элементов геологических разрезов с помощью электрического микросканера Кар-Сар Мс-D / А. Р. Москвичёв. — Текст: непосредственный // Молодой ученый. — 2022. — № 45 (440). — С. 249-255. — URL: <https://moluch.ru/archive/440/96332/>.
7. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных пород-коллекторов: учебное пособие / Н.М. Недоливко, А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 172 с.
8. Сальникова О.Л., Чухлов А.С., Луппов В.И., ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ КОЛЛЕКТОРОВ СО СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ СТРУКТУРОЙ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО КРАЯ// ЕАГО, «Геофизика», №5, 2021, с.60-67.
9. Фрянов В.Н., Трещиноватость горных пород. Основы теории и методы изучения: / метод. реком./ Сост.: О.Г. Епифанцев, Н.С. Плетенчук; СибГИУ. – Новокузнецк, 2008. – 41 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЦЕЛОСТНОСТИ НАСЫПНЫХ ДАМБ

Азанов Александр Дмитриевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: adazanov@gmail.com*

Карякин Семен Константинович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: sem2714@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Степанов Юрий Иванович

Аннотация. Статья посвящена использованию электроразведки для контроля целостности насыпных дамб. Исследования проводились в Пермском крае. Полученные результаты использовались при оценке эффективности применения электроразведки для контроля физического состояния насыпных дамб методом вертикального электрического зондирования.

Ключевые слова: Дамбы, эффективная глубина зондирования, геоэлектрическая модель, КС.

APPLICATION OF ELECTRICAL EXPLORATION TO MONITOR THE INTEGRITY OF EMBANKMENT DAMS

Azanov Alexander

Perm State University, 4th year Student, Perm

Koryakin Semen

Perm State University, 4th year Student, Perm

Scientific supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Stepanov Yuri

Abstract. The article is devoted to the use of electrical reconnaissance to control the integrity of embankment dams. The research was carried out in Perm Krai. The results obtained were used to assess the effectiveness of the use of electrical reconnaissance to monitor the physical condition of embankment dams by vertical electrical sensing.

Key words: Dams, effective sounding depth, geoelectric model, apparent resistance.

Гидротехнические сооружения, такие как дамбы являются одними из самых сложных и требовательных искусственных сооружений обеспечивающими технологические процессы предприятий горнодобывающей и смежных отраслей промышленности. Основная функция дамбы оградительная. Нарушение устойчивости дамб может привести к значительному экономическому и экологическому ущербу, но иногда способно приводить к авариям, представляющим опасность для жизни людей[7].

Работы были проведены на территории Пермского края. На участке работ проведены геофизические исследования с целью изучения физического состояния дамбы и подстилающих отложений, с целью выявления возможного наличия зон повышенной разуплотненности грунтов и фильтрации вод.

Методика проведения работ. Выполнение работ проводилось аппаратным комплексом АМС-1 [1]. Для проведения полевых наблюдений методом вертикального электрического

зондирования использовалась четырех-электродная установка Шлюмберже, размещенная вдоль субширотного профиля по гребню дамбы. Съемка была выполнена на 25 пикетах с шагом по профилю 5 м. Полуразносы (r) питающей линии находились в диапазоне от 2 до 36 м с геометрическим шагом примерно $r_{j+1}/r_j = 1,4$. В рамках этих работ использовалась одна приёмная линия длиной 1 м. Измерения проводились с силой тока от 10 до 100 мА при частоте 4,88 Гц

Обработка и интерпретация результатов геофизических работ. Обработка и интерпретация электроразведочных материалов осуществлялась с помощью системы программ «ЗОНД» [5][6]. На этапе качественной интерпретации был проведен анализ общего характера пространственных изменений электрических свойств среды. Для этого был получен профиль кажущегося сопротивления (ρ_k), который обобщенно отражает изменения истинных удельных электрических сопротивлений дамбы и ее основания. В качестве эффективной глубины зондирования ($Z_{эф}$) при анализе и графическом отображении поля, принималось значение, соответствующее $1/2$ полуразноса питающей линии

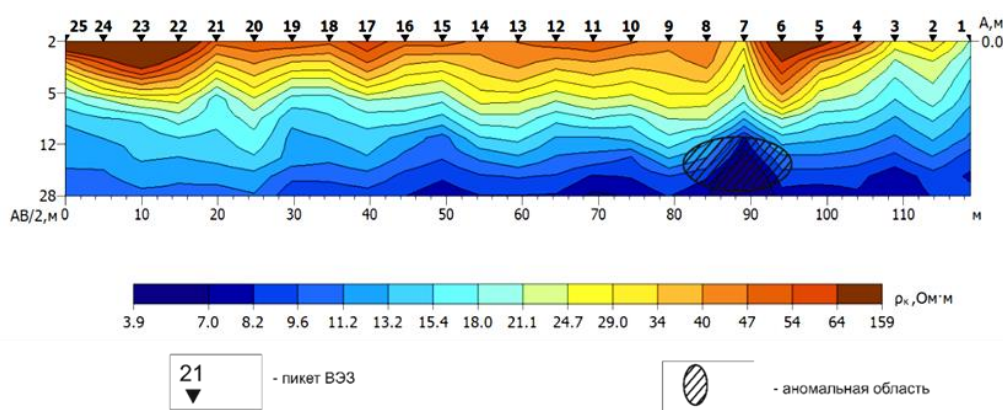


Рис. 1. Разрез кажущихся сопротивлений по методу ВЭЗ

Разрез кажущегося сопротивления (рис. 1) показывает постепенное понижение электрического сопротивления в восточной части профиля, по мере продвижения по профилю, значения стабилизируются. Выделяется одна зона аномально низких значений кажущегося сопротивления в районе 7 пк. Наиболее вероятной причиной наличия этой зоны может служить повышенная разуплотненность и водонасыщенность грунтов.

В целях увеличения детализации оценки физических свойств среды была проведена количественная интерпретация данных ВЭЗ, обладающая более высокой разрешающей способностью. Результатом количественной интерпретации является четырех геоэлектрический разрез (рис. 2). Первые два слоя общей мощностью около 4 м представлены прослоем насыпного грунта мощностью 0,5–2,0 метров в кровле и крупнообломочным материалом (глыбы песчаника, щебень, известняк). Удельное электрическое сопротивление первых двух слоев изменяется от первых единиц до 254 Ом·м, что указывает на широкий диапазон изменения свойств данной толщи. Третий слой мощностью 3–5 м представлен грунтами, свойственными для данной местности, сопротивление слоя находится в пределах от 3 до 28 Ом·м. Четвертый геоэлектрический горизонт сопротивлением 3–8 Ом·м характеризует основание дамбы. В целом, разрез характеризуется резкой изменчивостью электрических свойств.

Полученная геоэлектрическая модель фиксирует наличие одной зоны пониженного сопротивления, отображающих участки с наиболее вероятным повышением содержания вод (рис. 2). Наиболее низкие значения электрического сопротивления отмечены в районе 7 пикета в интервале глубин 4–8 м. Эта зона согласуется в плане с аналогичной зоной, выделенной при качественной интерпретации. Наиболее вероятной причиной понижения сопротивления в пределах ее может служить повышенная разуплотненность и степень обводненности пород, слагающих дамбу в данном интервале глубин.

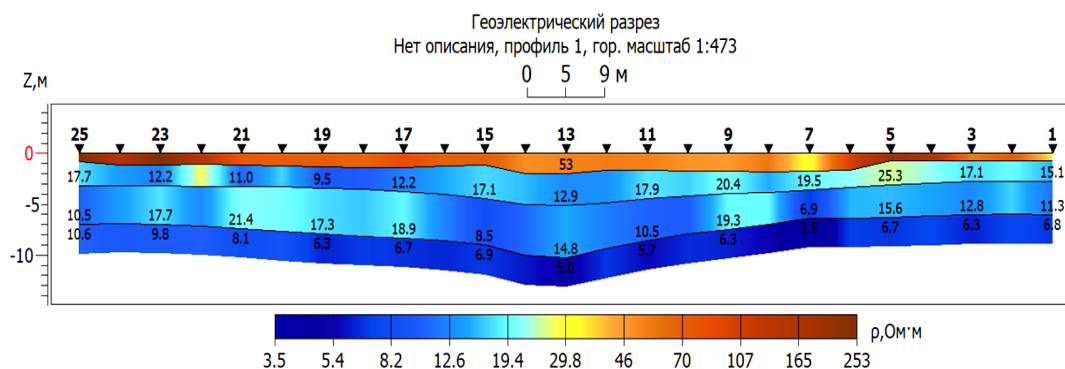


Рис. 2. Варианты геоэлектрических разрезов с учетом строения дамбы

Литература

1. Алатов С.А., Батяев И.М., Зеленин В.П., и др. Аппаратурно-программный комплекс АМС-1 – патент на полезную модель № 97542, от 10.09.2010.
2. Бобачев А.А, Большаков Д.К., Модин И.Н., и др. *Электроразведка. Пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей, Том II.* – Москва, 2013 – 124с.
3. Иванов А.А., Новиков П.В., Новиков К.В.. *Электроразведка.* М., 2019. 6-13 с.
4. Костицын В.И., Хмелевской В. К. *Геофизика: Учебник / В. И. Костицын, В. К. Хмелевской;* Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2018. – 428 с.
5. Колесников В.П. *Основы интерпретации электрических зондирований,* М., Научный мир, 2007.- 248 с.
6. Колесников В.П. *Интерпретация электрических зондирований с использованием системы программ Зонд:* Пермь, 2016. – 212 с.
7. Колесников В.П., Коноплев А. В., Пригара А. М., Татаркин А. В. *Технология комплексных инженерно-геофизических изысканий для диагностики состояния гидротехнических сооружений // Современные проблемы науки и образования.* – 2012. – № 6.
8. Никитин А.А., Хмелевской В.К. *«Комплексирование геофизических методов»:* Учеб. для вузов. – Тверь: ООО «Издательство ГЕРС», 2004 – 293с.
9. Савич А.И., Б.Д. Куюнджича *«Комплексные инженерно-геофизические исследования при строительстве гидротехнических сооружений.* М.: Недра, 1990 – 450с
10. Якубовский Ю. В., Ренард И.В. *Электроразведка.* – М.: Недра, 1991 – 358 с.

ВЫБОР АЛГОРИТМА ИЗВЛЕЧЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОГО ИМПУЛЬСА ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ИНВЕРСИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ

Стецяк Анна Станиславовна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

e-mail: anette.s.00@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Селетков Илья Алексеевич

Аннотация: В статье представлены результаты анализа по выбору наиболее оптимального алгоритма извлечения детерминистического импульса для целей выполнения акустической инверсии. Сравнительный анализ выполнен по двум скважинам, проанализировано три разных алгоритма извлечения импульса.

Ключевые слова: сейсморазведка, сейсмическая инверсия, сеймостратиграфическая привязка скважины, извлечение импульса, коэффициент корреляции.

SELECTION OF THE SEISMIC PULSE EXTRACTION ALGORITHM FOR THE PURPOSES OF INVERSION TRANSFORMATIONS

Stetsyak Anna

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Seletkov Ilya

Abstract: The article presents the results of an analysis to select the most optimal algorithm for extracting a deterministic pulse for performing acoustic inversion. A comparative analysis was performed on two wells, three different pulse extraction algorithms were analyzed.

Keywords: seismic exploration, seismic inversion, seismostratigraphic reference of the well, pulse extraction, correlation coefficient.

Сейсмическая разведка является ведущим методом геофизических исследований земной коры. Лидирующее положение метода в разведочной геофизике обусловлено его большой глубиной при высокой детальности исследований [1].

Основу сейсмических исследований составляет изучение распространения искусственно возбуждаемых упругих волн в горных породах. Упругие колебания, вызванные вибрациями, ударами или взрывами источника, распространяются во всех направлениях и уходят вглубь земной коры. Здесь они преломляются и отражаются на границах горных пород с разными упругими свойствами, часть возвращается на поверхность и фиксируется высокочувствительной аппаратурой на множественных пунктах наблюдения. По этим волновым записям можно создавать сейсмические изображения геологических объектов, определять их глубину залегания и формы, оценивать литологический состав.

Благодаря этому сейсмические исследования играют важную роль в изучении тектонических областей, в частности мощных слоев осадконакопления. Этот метод геофизики очень важен для открытия и разведки наземных и морских месторождений нефти и газа.

При поиске и разведке месторождений нефти и газа сейсморазведка решает несколько задач, основные из них: прогноз структурного плана (кинематическая интерпретация) и прогноз геологического разреза и его свойств (динамическая интерпретация). Особое положение занимает инверсия сейсмических данных.

Основная цель инверсии – восстановление акустических и упругих свойств горных пород, которые могут быть связаны через эффективные модели сред с коллекторскими свойствами (литология, пористость, характер насыщения) или с физическими условиями (давление, температура), при которых они находятся.

Термином акустическая инверсия обозначается процедура определения важнейшей характеристики модели среды – зависимости акустического импеданса ($I_p = \rho V_p$) от времени по записи отраженных волн при нормальном падении [2].

Одним из важных этапов сейсмической инверсии являются сеймостратиграфическая привязка скважин и подготовка по ним импульсов. На сегодняшний день существуют разные способы получения сейсмических импульсов: аналитический (теоретические импульсы), статистический (нуль-фазовые импульсы, извлекаемые по сейсмическим данным) и детерминистические импульсы (извлекаемые по комплексу сейсмических и скважинных данных). Процесс сеймостратиграфической привязки является итеративным и на каждой интеграции применяются все из указанных импульсов в том порядке как они приведены выше. Однако в современных программных комплексах детерминистический импульс можно извлекать с помощью трех разных алгоритмов: Constant Phase, Full Wavelet и Roy White.

Алгоритм Full Wavelet основан на использовании каротажа скважины для определения фазы и амплитуды вейвлета путем решения оператора во временной области, который преобразует трассу коэффициентов отражения в композитную сейсмическую трассу. Метод хорошо работает только если в сейсмических данных есть несколько хороших событий для корреляции и хорошие связи со скважинной информацией (на используемых сейсмических материалах такие события имеются, они маркируют кровли и подошвы мощных терригенных пластов в толще вмещающих карбонатов).

Алгоритм Constant Phase рассчитывает амплитудный спектр, используя функцию автокорреляции сейсмических трасс. Фазовый спектр при этом аппроксимируется линейной постоянной величиной и ограничивает импульс этим фазовым спектром. Этот метод более надежен, чем метод Full Wavelet, и должен использоваться, когда каротаж плохо согласуется с сейсмическими данными.

Алгоритм Roy White представляет собой процедуру оптимальной оценки сейсмического импульса путем калибровки и корреляции данных каротажа и сейсмических данных. В идеале этот процесс состоит из двух этапов: 1) определение наилучшего местоположения трассы, из которого можно извлечь вейвлет, используя скважину и 2) с учетом этого места привязки определяется оптимальный импульс. Этот алгоритм так же хорошо работает только если в сейсмических данных есть несколько хороших событий для корреляции и хорошие связи со скважинной информацией.

В данной статье приведен анализ, цель которого – определение оптимального алгоритма извлечения импульса.

Для исследования и анализа взяты две скважины. Как отмечалось выше, привязка проводилась в несколько итераций. На первом этапе построена синтетика на основе аналитического импульса, после чего выполнен шифт и ввод небольших сжатий-растяжений в мягком режиме до достижения максимально коэффициента корреляции между синтетикой и сейсмикой, после в интервале каротажа рассчитан статистический импульс, дополнительно введены небольшие сжатия-растяжения, так же до достижения максимального коэффициента корреляции. Планшет сеймостратиграфической привязки на данном этапе по одной из скважин представлен на рисунке 1.

И далее уже извлекались детерминистические импульсы по трем разным алгоритмам: Constant Phase, Full Wavelet и Roy White, после чего проводилось сопоставление графиков функций взаимной корреляции, формы импульсов и их амплитудно-частотных характеристик (АЧХ). Пример сопоставления представлен на рисунке 2.

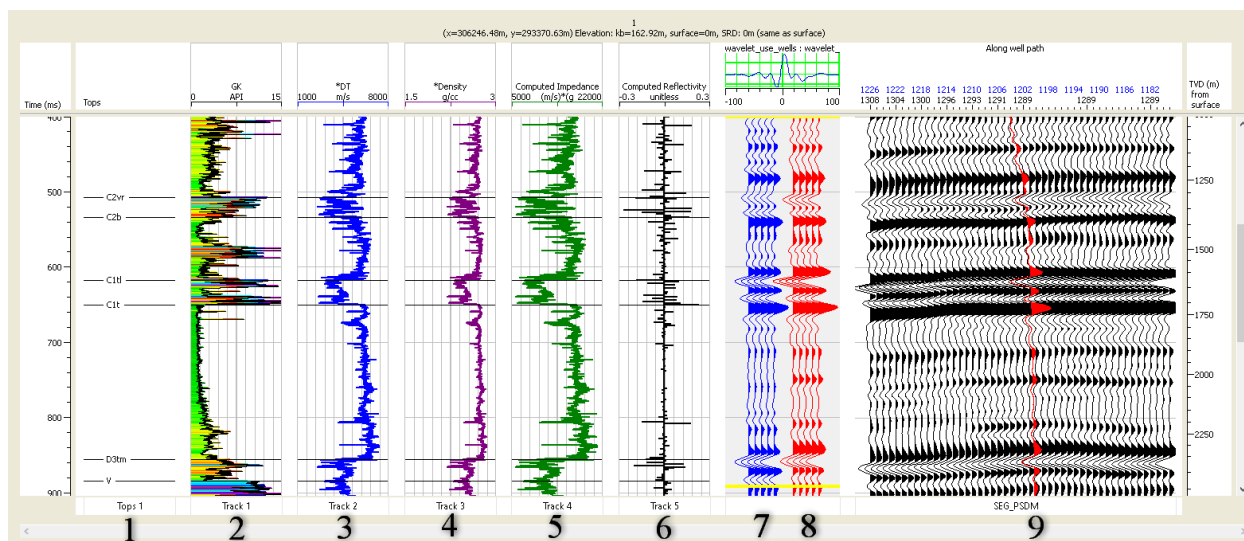


Рис. 1. Планшет сейсмостратиграфической привязки по скв. 1

(1 – сейсмостратиграфические отбивки, 2 – кривая ГК, 3 – кривая АК, 4 – кривая ГГК-п, 5 – кривая АИ, 6 – трасса коэффициентов отражения, 7 – синтетические трассы, 8 – трассы, извлеченные из сейсмического куба вдоль траектории скважины, 9 – сейсмический разрез в районе скважины)

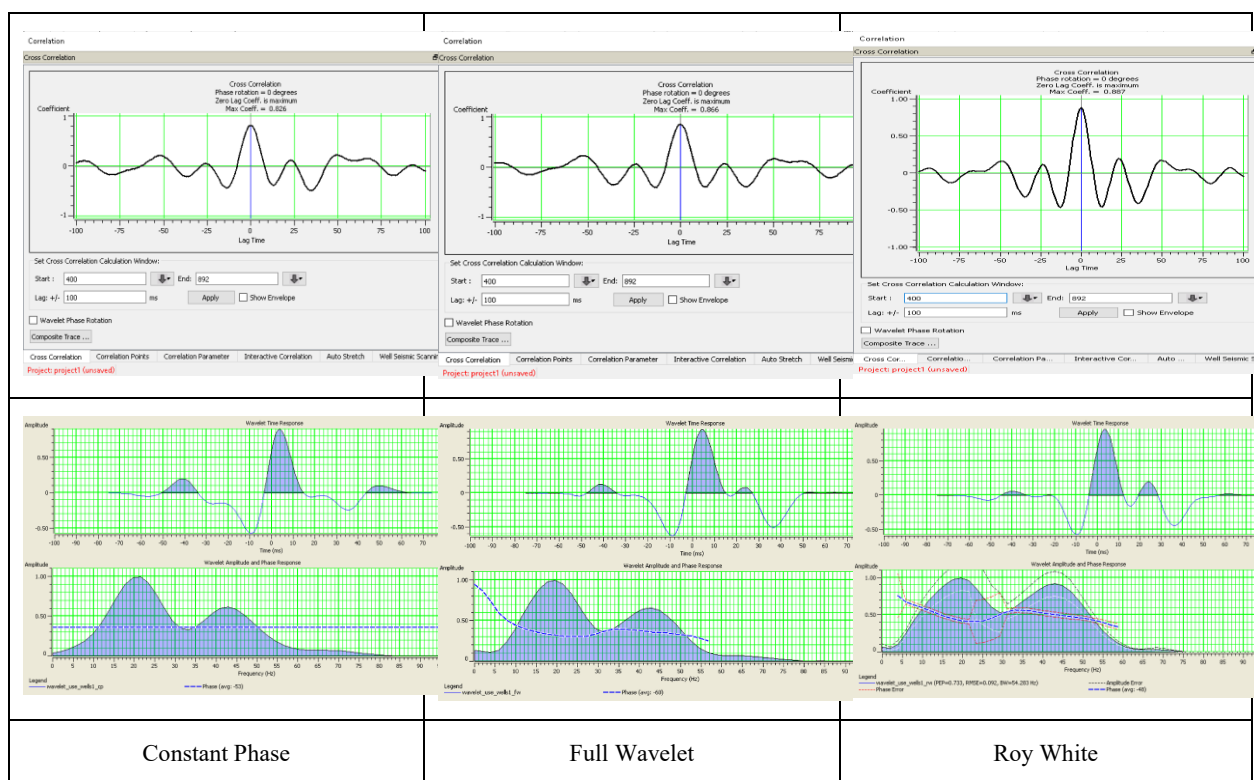


Рис. 2. Графики функции взаимной корреляции (сверху) и сейсмические импульсы и их АЧХ (снизу) по разным алгоритмам извлечения импульса

В результате одномерного сейсмического моделирования и сейсмостратиграфической привязки с использованием разных детерминистических импульсов оценены коэффициенты корреляции синтетических и реальных сейсмических трасс (основной критерий оценки качества привязки) по двум скважинам. Графики изменения $K_{кор.}$ от алгоритма извлечения детерминистического импульса по двум скважинам представлены на рисунке 3. Исходя из рисунка можно сделать вывод: извлечение импульса с помощью алгоритма Roy White даёт наибольший коэффициент корреляции. Из этого следует, что он является самым устойчивым импульсом из всех извлекаемых и наиболее оптимален для выполнения последующих инверсионных преобразований.

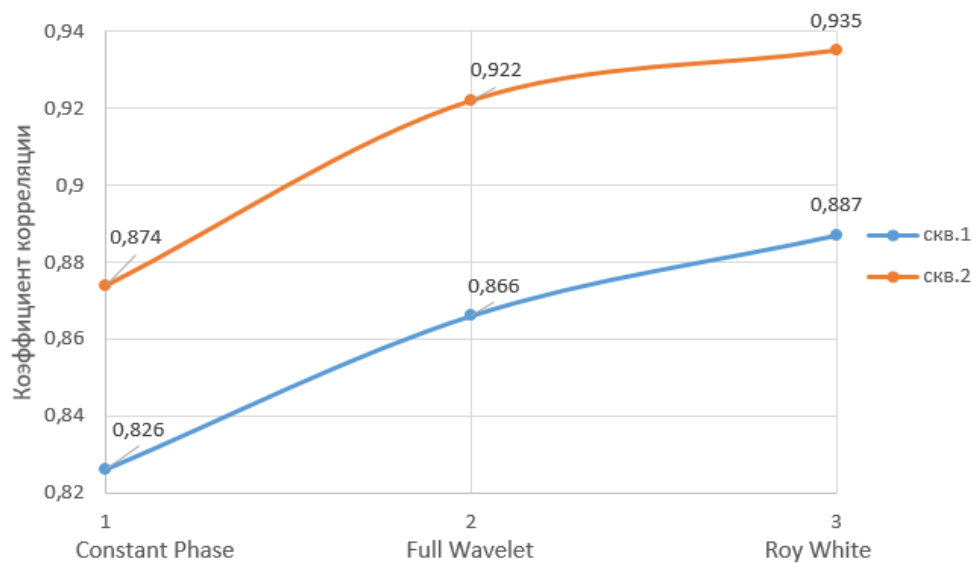


Рис. 3. График изменения коэффициента корреляции от алгоритма извлечения импульса по двум скважинам.

Литература

1. Боганик Г.Н., Гурвич И.И. Сейсморазведка: Учебник для вузов. Тверь, Издательство АИС, 2006. 5 с. ISBN 1810-5599
2. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Киссин Ю.М., Шубин А.В. Способы реализации и оценка эффективности сейсмической инверсии: Учебное пособие. Москва, Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 10 с. ISBN 978-5-91961-038-0

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОВЕРХНОСТНО АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Худякова Вероника Александровна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курса, г. Перми
e-mail: veronikahudakova96@gmail.com*

Будник Денис Александрович

*ООО «ЛУКОЙЛ», молодой ученый, г. Перми
e-mail: Denis.Budnik@lp.lukoil.com*

Научный руководитель: к.т.н. Савич Анатолий Данилович

Аннотация: В статье обсуждается важность внедрения инновационных технологий в нефтедобывающую отрасль для повышения эффективности и возможности сокращения экономических затрат за счет использования комплексной технологии, которая повышает эффективность вторичного вскрытия пластов с применением поверхностно активных веществ (ПАВ), а также использование термометрического мониторинга через волоконно-оптический канал кабеля. В статье рассматриваются преимущества данной технологии, ее потенциал для оптимизации процессов освоения нефтяных скважин и расширения инструментария. Особое внимание уделяется специализированному кабелю с волоконно-оптическим каналом, а также использованию перфорационной жидкости и глубинного прибора для долгосрочного мониторинга. Работа представляет интерес для специалистов в области нефтедобычи и геофизики, а также для компаний, занимающихся разработкой месторождений.

Ключевые слова: ПАВ, вторичное вскрытие, продуктивный пласт, ингибиторы, перфорация, волоконно-оптический канал.

DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY TO IMPROVE THE QUALITY OF SECONDARY OPENING OF PRODUCTIVE FORMATIONS USING SURFACTANTS

Khudyakova Veronika

Perm State University, 1st year Master's degree, Perm

Budnik Denis

«LUKOIL», Young Researcher, Perm

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences Savich Anatoly

Abstract: the article discusses the importance of introducing innovative technologies in the oil industry in order to increase efficiency and reduce economic costs. It does so through the use of integrated technologies that increase the efficiency of the secondary reservoir opening process, using surfactants. Additionally, the article highlights potential of this approach to optimize the processes of oil well development, as well as to expand the available tools. Special attention is given to a specialized fiber-optic cable, which allows for the long-term monitoring of processes through thermometric measurements. The use of such a cable is discussed along with the use of perforating fluids and depth devices, all of which contribute to the success of the technology. This work is of particular interest to specialists in the fields of oil production and geophysics as well as companies engaged in oil field development.

Keywords: surfactant, secondary opening, productive layer, inhibitors, perforation, fiber-optic

channel.

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли, в частности в области освоения скважин, имеет место тенденция, направленная на сокращение экономических затрат посредством применения комплексных технологий, не оказывающих негативное влияние на дальнейшую разработку в целом.

Одним из таких примеров — это использование технологии повышения качества вторичного вскрытия продуктивных пластов с применением ПАВ и ингибиторов с осуществлением термометрического мониторинга по волоконно-оптическому каналу кабеля. Однако останавливаться на этом не стоит, технический потенциал кабельных изделий позволяет расширить существующий инструментарий упомянутого метода, придерживаясь озвученных преимуществ касательно оптимизации технологического цикла. Актуальным решением является задействование в схеме исследований и работ геофизического кабеля с волоконно-оптическим каналом включающего в состав капиллярную трубку (рис. 1).

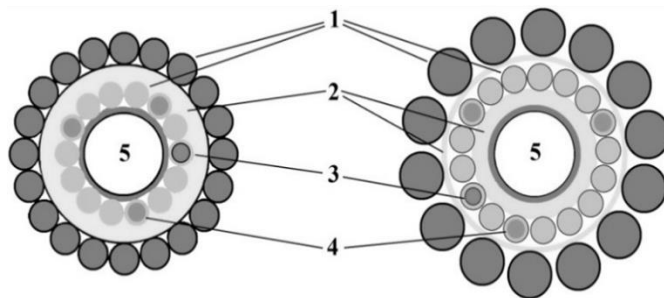
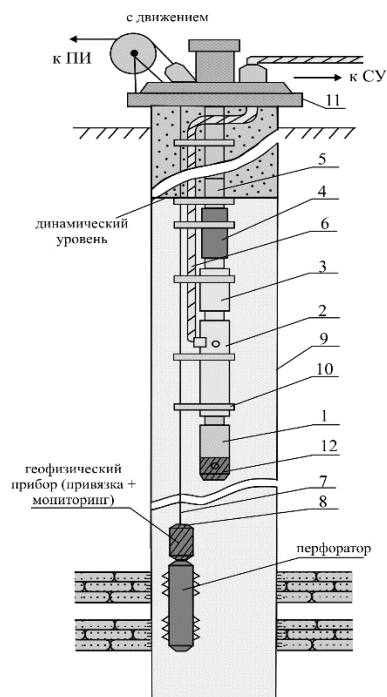


Рис. 1. Варианты исполнения кабеля грузонесущего в составе оптоволоконной линии и капиллярной трубкой

Цифрами обозначены: 1 – повивы брони; 2 – полимерная изоляция с наполнителем; 3 – канал с оптическим волокном; 4 – токопроводящие жилы; 5 – капиллярная трубка

На рисунке 2 представлена стандартная технология вторичного вскрытия с использованием оборудования ПАО «Пермнефтегеофизика» разработанная совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Ее преимущество это перспектива развития в плане долговременного мониторинга и повышения эффективности вторичного вскрытия [2].



Питание приборов и инициирование производится по одной или двум жилам кабеля.

Параметры скважинной телеметрии передаются по кабелю ПЭД независимо от данных ГИС.

- 1 - компенсатор
- 2 - погружной электродвигатель
- 3 - гидрозащита
- 4 - насос
- 5 - колонна НКТ
- 6 - кабель - токопровод
- 7 - кабель геофизический
- 8 - кабельный наконечник
- 9 - эксплуатационная колонна
- 10 - центратор
- 11 - планшайба с кабельными вводами
- 12 - погружной блок телеметрии (телеметрическая система - ТМС)
- СУ - станция управления УЭЦН
- ПИ - пульт инициирования перфоратора

Рис. 2. Технология вторичного вскрытия с использованием оборудования ПАО «Пермнефтегеофизика» разработанная совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Предельное рабочее давление капилляра данной конструкции достигает 40 МПа, что на практике позволяет регулировать расход закачиваемых реагентов. Из приведенного ниже уравнения

(1) следует, что вязкость реагента остаётся решающим параметром в данном вопросе. Также на рисунке 3, для наглядности, приведены зависимости расхода жидкостей с различными значениями вязкости, проходящими через капилляр диаметром 2 мм и длиной 1000 м при различных давлениях прокачки [4]:

$$Q = \frac{\pi r^2 P}{8 \mu l} \quad (1)$$

где Q – дебит, м³/с; r – радиус капилляра, м; P – давление прокачки, Па; μ – вязкость флюида, Па·с; l – длина капилляра, м.

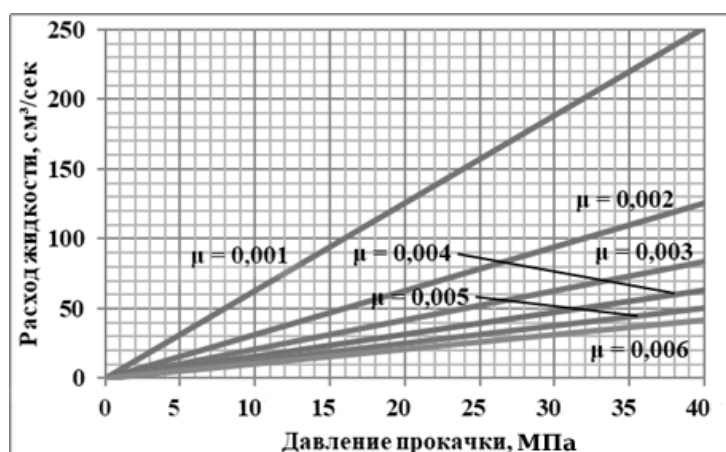


Рис. 3. Зависимость расхода жидкостей от давления прокачки

С целью реализации комплексной технологии перфорации на депрессии под глубинно-насосным оборудованием (ГНО) с закачкой специальной перфорационной жидкости по капилляру геофизического кабеля и долговременного мониторинга с применением глубинного прибора, и оптоволоконного модуля в составе кабеля, а также закачки ингибиторов для предотвращения образования асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) в процессе эксплуатации скважин разработаны:

1. Специальные конструкции геофизических кабелей составе токоведущих жил оптоволоконных модулей (DTS и DAS) и капилляра;
2. Перфорационная жидкость, которая прошла лабораторные исследования в «ПермНИПИнефть» с выдачей рекомендаций на применение в терригенных коллекторах (рис. 4);
3. Кабельный наконечник гидравлическим модулем и обратным клапаном;
4. Адаптирована устьевая станция дозированной подачи ПАВ (рис. 4).

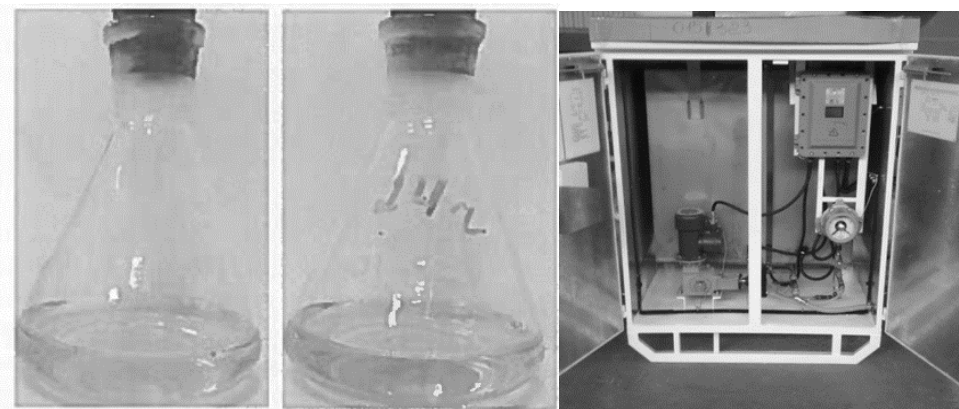


Рис. 4. Перфорационная жидкость и адаптирована устьевая станция дозированной подачи ПАВ

Дополнительный фактор при перфорации – это эжекция. Считается, что кумулятивная струя проходя через слой перфорационной жидкости с ПАВ вспенивает ее между «иглой» кумулятивной

струи обсадной колонной и перфоратором (рис. 5). В результате кумулятивная струя проходит через слой меньшей плотности, происходит ее меньший расход и в результате получается более глубокий канал. В момент создания депрессии происходит образование и увеличение пузырьков газа и их выхода в сторону ствола скважины с продуктами взрыва. В итоге канал получается более глубоким и чистым.

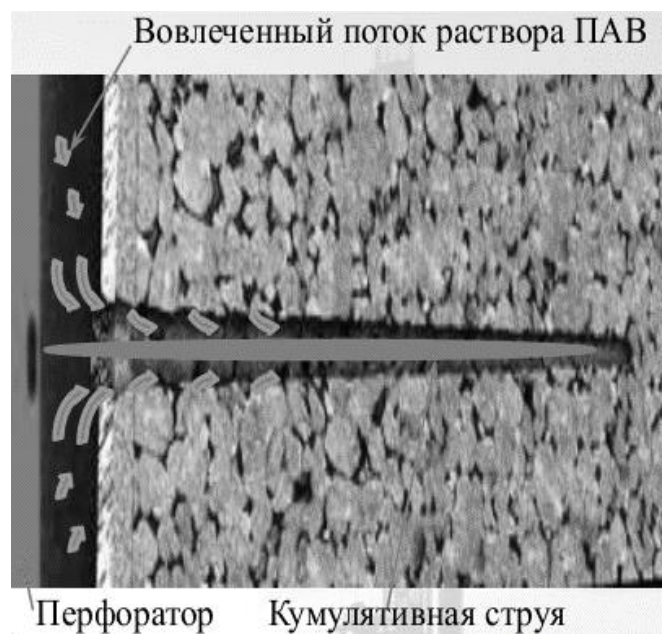


Рис. 5. Кумулятивная струя (КС), проходящая через слой перфорационной жидкости с ПАВ

Научная новизна комплексной технологии заключается в оценке технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов месторождений Пермского края, анализе лабораторных исследований применяемых ингибиторов для проведения работ по замене скважинной жидкости и непрерывном мониторинге применения технологии повышения качества вторичного вскрытия продуктивных пластов на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Технология вторичного вскрытия с предварительной закачкой в интервал ПАВ предусматривает применение перфоратора с геофизическим манометром, который опускается ниже зоны перфорации, подает через капилляр ПАВ с заменой скважинной жидкости. Далее перфоратор на геофизическом кабеле устанавливается в требуемом интервале для перфорации. Создаем депрессию, снижением уровень и выполняем вторичное вскрытие пласта. Результатом данных действий получаем более глубокие и чистые каналы [1,3].

Проведены опытно-промышленные испытания на скважине №210. После закачки перфорационной жидкости выполнено вторичное вскрытие в интервалах Тл2а и Тл2б. Эффективность перфорации на депрессии и очистки призабойной части пласта посредством закачки ПАВ в интервалы перфорации через капилляр очевидна.

Реализация технологии с применением специализированного кабеля даёт возможность в интервале перфорации через капиллярную трубку производить замену скважинной технологической жидкости (как правило, техническая вода) на специальные перфорационные составы – ПАВ, а также в ходе добычи нефти поддерживать работоспособность подземного оборудования, осуществляя профилактику образования АСПО. Безусловное удобство состоит в том, что процесс закачки жидкостей через капилляр контролируется при помощи датчиков глубинного прибора, в том и DTS [5].

Для предохранения от попадания из ствола скважины жидкости внутрь капиллярной трубки в составе, специально сконструированного, кабельного наконечника содержится сопряженный с ней обратный клапан. Предоставленный ПАВ направлен в Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «ПермНИПИнефть» в г.Перми, где прошел лабораторные исследования с положительными рекомендациями на использование в терригенных коллекторах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ - ПЕРМЬ».

По данным оптоволоконной термометрии прослеживается изменение динамического уровня. Отмечается кратковременное повышение уровня из-за перерыва в работе насоса.

Первый цикл – насос работал с частотой 100Гц, затем в остановленном режиме регистрация кривой восстановления давления, затем второй режим – 48Гц. По мере снижения уровня дроссельная аномалия против Тл2а растет. Очевидно, что Тл2а работает лучше Тл2б. Однозначно видно поступление жидкости из верхних интервалов.

В Пермском крае активно применяется устьевые станции для подачи ингибиторов, так и для данной технологии выполнена Адаптация устьевой станции для дозированной подачи ингибитора. Разработаны конструкции кабелей с оптоволоконной линией и капилляром. Изготовлен опытный образец.

Технология борьбы с АСПО – это использование кабель трубки, которая способна пропускать через себя, как кислоту, так и различные ингибиторы.

Анализ работы скважин показал, что накопленная добыча – объем извлеченной нефти за период работы скважин увеличилась на 66% (плановые показатели считаются постоянными в процессе добычи)

Технология в своем составе включает закачку ПАВ, так ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика» проводила опытные работы по эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов с применением ПАВ, анализ показал, что раствор ПАВ на молекулярном уровне влияет на уменьшение прочности породы (эффект Ребиндера) образцы, насыщенные ПАВ, имеют меньшую прочность в сравнении с образцами, насыщенными водой [2].

Анализ рисунка 6 показывает, что наибольшее увеличение глубины на 85,3% пробития зафиксировано с ПАВ2 с концентрацией 2,5%.

Графики давлений, полученные с помощью геофизического прибора МИГ-36, позволили зафиксировать подъем давления в сосуде высокого давления (СВД) в момент срабатывания кумулятивного заряда. В дальнейшем наблюдается знакопеременные затухающие скачки давлений после взрыва в течении 10-15мс. Характер полученных зависимостей и резкое снижение давления в СВД подтверждает возникновение динамической депрессии, которая способствует очистке перфорационных каналов от продуктов взрыва.

Определенно можно отметить то, что, ПАВ значительно повышает глубину пробития модели пласта со 190мм (на воде) до 352мм (вода+ПАВ2).

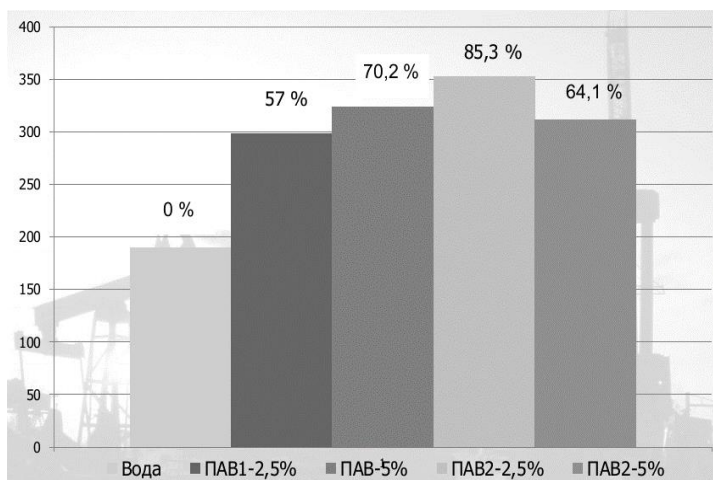


Рис. 6. График соотношения концентрации ПАВ и глубины пробития

Данная технология в числе плюсов: способствует оптимизации цикла освоения нефтяных скважин и не приводит к сокращению комплекса геофизических методов исследований скважин, предусмотренных технологическими регламентами, т. к. задействует эквивалентные схемы исследований. Сокращает время ремонта или освоения скважины, т.е. не требует дополнительных мер по подъему ГНО и циклу глушения. С внедрением технологии исключается свабирование или компрессирование, осуществляется постоянный мониторинг за забойным давлением и температурой, т.е. предоставляется возможность проведения исследований без остановки скважин. Имеется возможность повторной закачки ПАВ, кислоты, подача ингибиторов для предотвращения образования АСПО без цикла глушения скважины и подъема ГНО. Также в процессе эксплуатации скважины возможен замер пластового давления, который так необходим специалистам [2].

Литература

1. Василенко Н.Р., Чертенков М.В., Шепель К.Ю., Ликотов А.Р. (2015). Стендовые испытания моделей крепи скважины и продуктивного пласта кумулятивной перфорацией. *Нефть, Газ. Новации*, с. 21-26.
2. Гайворонский И.Н., Костицын В.И., Савич А.Д., Черных И.А., Шумилов А.В. Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов // *Нефтяное хозяйство*. – 2016. – № 10. С. 62-65
3. Деркач С.Р., Берестова Г.И., Мотылёва Т.А. (2010). Использование ПАВ для интенсификации нефтедобычи при первичном и вторичном вскрытии пластов. *Вестник Мурманского государственного технического университета*. Т. 13. №4-1, с. 784-792.
4. Робин А.В., Семенцов А.А., Шумилов А.В. Освоение скважин геофизическим кабелем, оснащённым внутренним капилляром // *НТВ «Каротажник»*. Тверь. – Изд. АИС, 2008. – №11 (176). – С. 97-106
5. Ширяев Е.О. Опыт применения оптоволоконных систем термометрии для исследований скважин // *НТВ «Каротажник»*. Тверь. – Изд. АИС. 2023. – №6 (326). – С. 76-86.

ВОЗМОЖНОСТЬ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГИС

Чалова Полина Олеговна

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

аспирант, г. Пермь

e-mail: chalovapolina@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Галкин Владислав Игнатьевич

Аннотация: в данной статье на примере скважин, расположенных в пределах Башкирского свода в Пермском крае, рассматриваются результаты исследований содержания органического углерода в породе лабораторными и современными геофизическими методами (ГИС). По результатам исследования установлено, результаты ГИС сопоставимы с прямыми лабораторными замерами, что говорит о возможности измерения геохимических характеристик рассеянного органического вещества косвенными методами.

Ключевые слова: рассеянное органическое вещество, импульсный нейтрон-гамма-спектрометрический каротаж

POSSIBILITY OF DISPERSED ORGANIC MATTER CHARACTERISATION USING DATA FROM THE GIS COMPLEX

Chalova Polina Olegovna

Perm National Research Polytechnic University, postgraduate student, Perm, Russia

e-mail: kostya.yakushev.1996@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Galkin Vladislav

Abstract: this article examines the results of studies of organic carbon content in the rock by laboratory and modern geophysical methods (GIS) on the example of wells located within the Bashkirian arch in Perm Krai. According to the results of the study it is established that the results of GIS are comparable with direct laboratory measurements, which indicates the possibility of measuring the geochemical characteristics of dispersed organic matter by indirect methods.

Keywords: dispersed organic matter, pulsed neutron-gamma spectrometric logging.

На сегодняшний день, в условиях высокой изученности территорий, при прогнозе нефтегазоносности и поиске пропущенных залежей недропользователю не всегда удается провести дополнительные детальные исследования. А накопленные данные, как правило, являются старыми и могут не обладать высокой достоверностью и точностью измерений, что может приводить к грубым и ошибочным оценкам литологического состава пород, а также свойств пласта. С развитием техники и технологий появляются новые методы геофизических исследований скважин (ГИС) с высокой разрешающей способностью и достоверностью оценки свойств пласта.

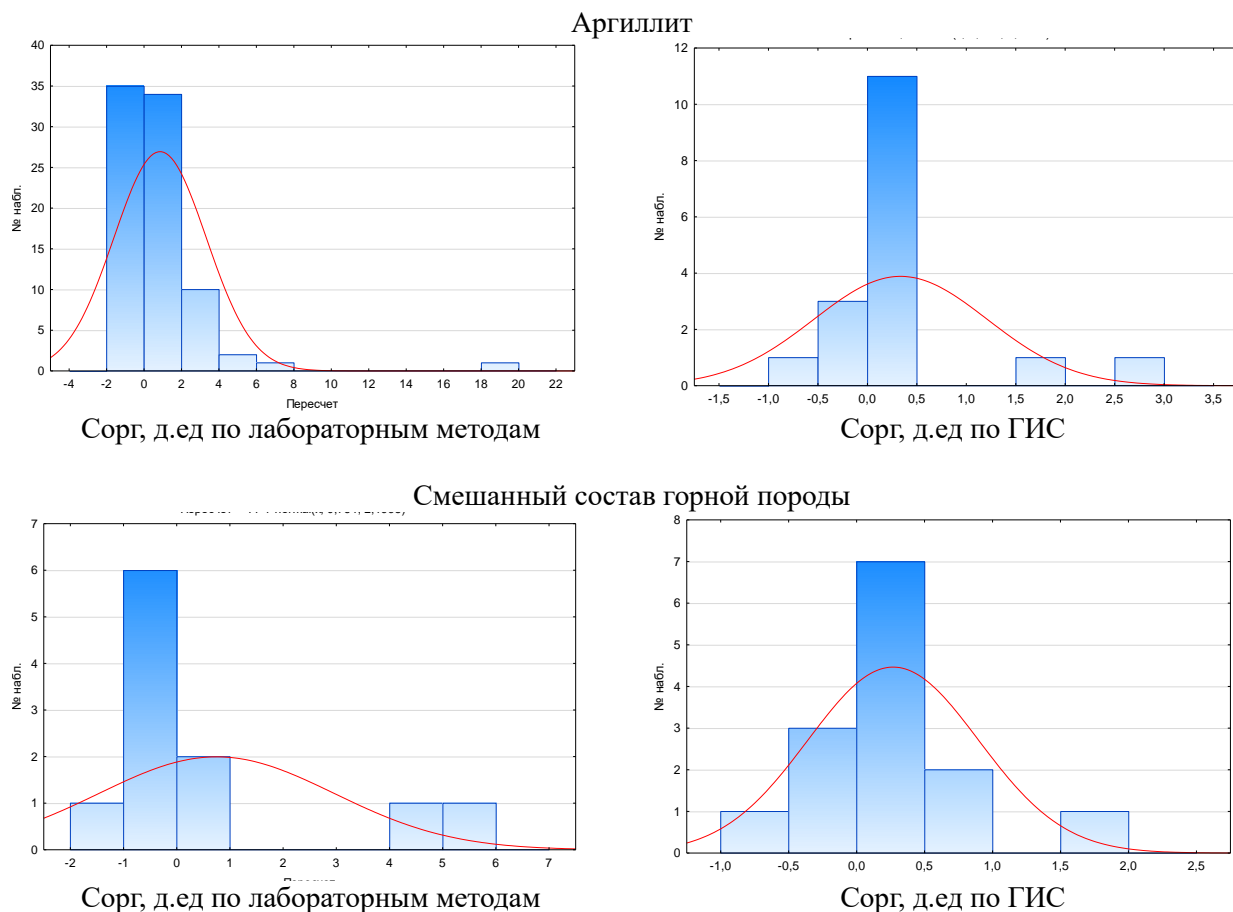
Одной из важнейших характеристик оценки нефтегазоносности является содержание органических веществ, в частности органического углерода, который является основополагающим в оценке нефтегазогенерационного потенциала. В связи с этим интерес вызывает анализ геохимических характеристик рассеянного органического вещества современными методами. Одним из таких является определение весового содержания органического углерода $\text{C}_{\text{орг.вес}}$, % в породе с помощью малогабаритного прибора импульсной нейтрон-гамма-спектрометрии Pulsar производства компании «Шлюмберже».

В своем устройстве прибор имеет импульсный генератор нейтронов, алмазный счетчик быстрых нейтронов, два детектора гамма-квантов со сцинтилляторами из бромида лантана ($\text{LaBr}_3(\text{Ce})$) и один детектор гамма-квантов из иттрий-алюминиевого перовскита (YAlO_3). Данные детекторы уже много лет показывают высокую точность в приборе LithoScanner [1]. Pulsar позволяет аналогичным образом выполнять в обсаженной скважине высокоточную оценку геохимического и минералогического состава пород, а также, рассматриваемый в рамках данного исследования Сорг.вес, %. Подробное описание прибора представлено в работах [2,3].

Содержание органического углерода в толще определяет способность пород генерировать и аккумулировать углеводороды. На практике показатель Сорг. вес, % определяется лабораторным методом путем определения массовых или весовых долей, пиролитическим или газохроматографическим методами и др. [4].

В настоящей работе на примере скважин, расположенных в пределах Башкирского свода в Пермском крае, рассматриваются результаты исследований содержания органического углерода в породе лабораторными и современными геофизическими методами (ГИС). Цель исследования – изучить возможность определения геохимических характеристик пород по ГИС.

Для взаимной верификации результатов, получаемых прямыми и косвенными методами, проведем сопоставление данных геохимических исследований и ГИС в обсаженном стволе прибором импульсной нейтрон-гамма спектрометрии Pulsar. За основу взяты результаты ГИС по двум скважинам в интервале бобриковского и тульского пластов. Затем по результатам литологического описания и каротажу ELAN породы сгруппированы в 4 класса. Далее по каждому классу и по всему интервалу определены средние значения для проверки сходимости и сопоставления результатов. Гистограммы изменения значений величины Сорг, д.ед. в зависимости от среднего значения по исследуемой толще по двум методам представлены на рисунке.



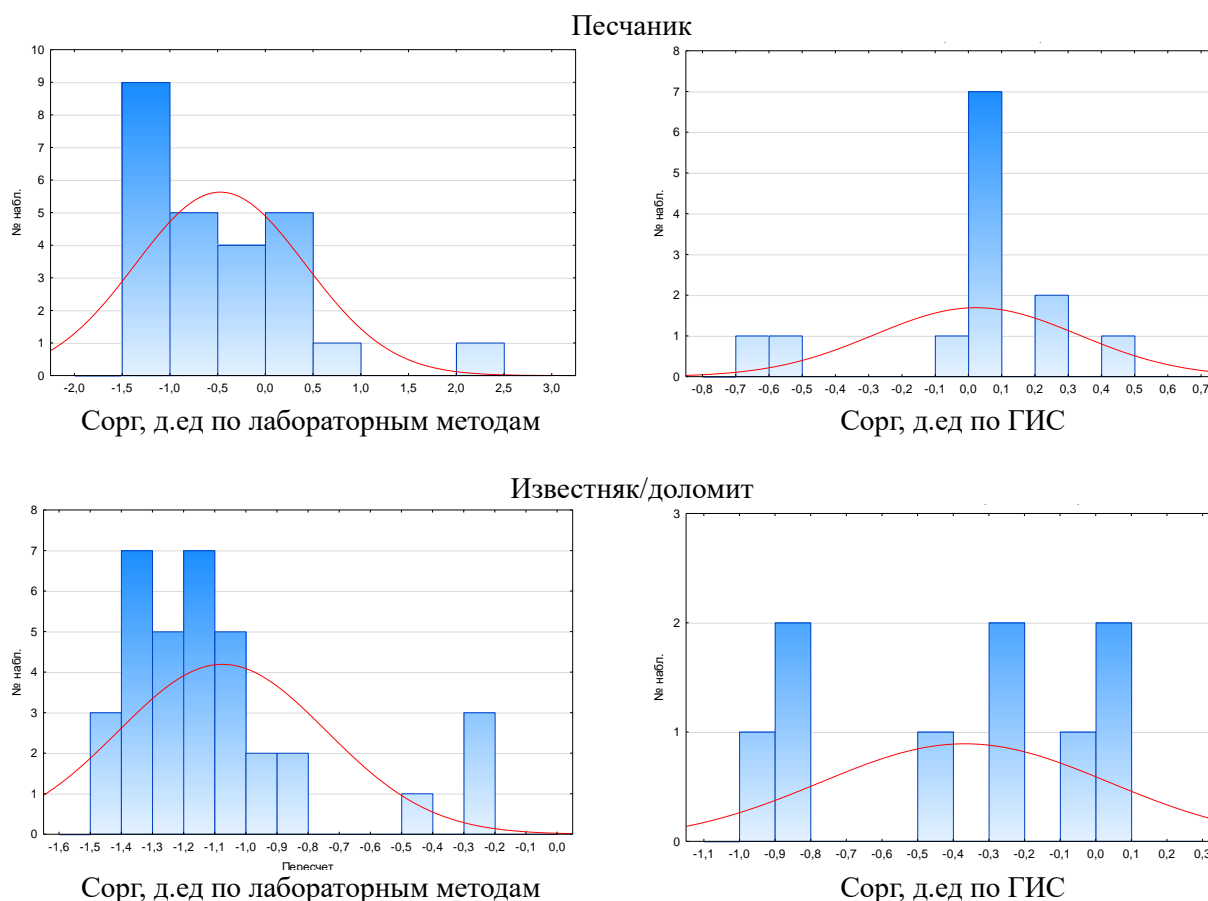


Рис. Сравнение количества органического углерода в породе по данным лабораторных исследований и ГИС для различных типов горных пород

Таким образом в рамках исследования проанализированы результаты измерения содержания органического углерода по данным геохимических исследований и с помощью современного прибора импульсной нейтрон-гамма спектрометрии Pulsar. По рисунку 1 видно, величины Сорг в литотипах хорошо сопоставимы, что указывает на возможность определения геохимических характеристик РОВ по данным ГИС. Однако, для некоторых литотипов значения Сорг по ГИС являются заниженными, так как измерение по стволу скважины непрерывное, подавляющее большинство разностей горных пород с низким содержанием Сорг.

Литература

1. Чалова, П. О. Уточнение геологической модели пласта с помощью метода электрического микросканирования скважин / П. О. Чалова // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне, Томск, 06–10 апреля 2020 года / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. Том 1. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2020. – С. 263-265.
2. Rose D., Zhou T., Beekman S., Quinlan T. et al. An Innovative Slim Pulsed Neutron Logging Tool. SPWLA, 18–22 июня, 2015;
3. Хачатурян Б. В., Векленко Л. Е., Бурсин И. Н., Карпекин Е. А., Филимонов А. Ю. Опыт применения малогабаритного прибора Pulsar для выявления пропущенных газонасыщенных интервалов и оценки их фильтрационно-емкостных свойств через обсадную колонну // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2018. Вып. 12 (294). С. 43–67.
4. Справочник по геохимии нефти и газа / Ред. С.Г. Неручев. СПб.: Недра, 1998, 575 с.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОПТОВОЛОКОННОЙ ТЕРМОМЕТРИИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Чудинов Павел Юрьевич

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет
аспирант 2 курса, г. Пермь
e-mail: Pavel.Chudinov@lp.lukoil.com*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Галкин Владислав Игнатьевич

Аннотация: В статье описан опыт работ с использованием оптоволоконного кабеля на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Рассмотрены результаты мониторинга температурного поля и возможности оптоволоконных технологий при геофизических исследованиях скважин.

Ключевые слова: оптоволокно, термометрия, дебит скважины, мониторинг работы скважин.

EXPERIENCE OF USING FIBER OPTIC THERMOMETRY IN WELL OPERATION AT THE FIELDS LUKOIL-PERM LLC

Chudinov Pavel,

Perm National Research Polytechnic University, 2nd year Post-graduate Student, Perm,

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Galkin Vladislav

Abstract: The article describes the experience of using fiber optic at the fields of LUKOIL-PERM LLC. The results of temperature field monitoring and possibilities of fiber-optic technologies during geophysical well logging are considered.

Keywords: fiber optic, thermometry, well flow rate, monitoring of well operation.

Введение

Добыча нефти является одной из ключевых отраслей мировой экономики. Современные технологии играют важную роль в повышении эффективности и безопасности процесса добычи нефти. Одной из таких технологий является оптоволоконная кабельная система распределенного измерения температуры – Distributed Temperature Sensors (DTS), которая позволяет непрерывно мониторить температурный фон по всему стволу скважины в процессе ее эксплуатации. В данном докладе рассмотрим применение систем DTS в скважинах на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Описание и возможности

Система состоит из оптического волокна, оптического модуля (станции измерения) и программного обеспечения для анализа и интерпретации данных (рис. 1).

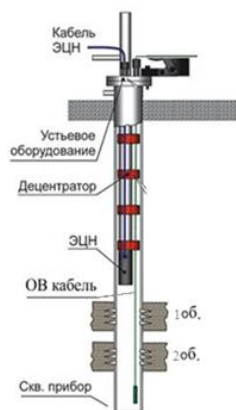


Рис. 1. Компоновка с ОВ-кабелем

Оптическое волокно укладывается в скважину и регистрирует изменения температурного фона на всей его длине, т. е. от устья до забоя скважины. Полученные данные передаются на оптический модуль, который преобразует их в цифровой формат. Интерпретатор с помощью программного обеспечения обрабатывает информацию с ОВ, анализирует и интерпретирует ее и представляет в графическом виде.

Системы DTS в скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» при различных аспектах добычи нефти применяются с 2012 года, уже более 10 лет. Предприятие по этому показателю находится в авангарде по группе предприятий ЛУКОЙЛ. На текущий момент оптоволоконный мониторинг температуры по стволу скважины позволяет решать следующие задачи разработки месторождений:

- Определение интервалов негерметичности ЭК при закачке;
 - Проведение исследований со спуском под насос (в том числе, перфорация);
 - Мониторинг температурного поля во времени (в том числе, в скважинах с двумя и более объектами эксплуатации);
 - Мониторинг температурного поля при проведении площадных исследований.
- При этом определяются следующие параметры работы скважин:
- Определение интервалов притока/ухода жидкости;
 - Определение заколонных перетоков и герметичности забоя и НКТ;
 - Определение уровня жидкости в затрубном пространстве*;
 - Определение ВНР*;
 - Определение состава флюида по пластам*;
 - Определение температуры ЭЦН;
 - Замер давления на забое скважины (при наличии скважинного прибора, спускаемого с ОВ-кабелем);
 - Уточнение режима работы скважины (время работы/простоя).
- *при благоприятных условиях.

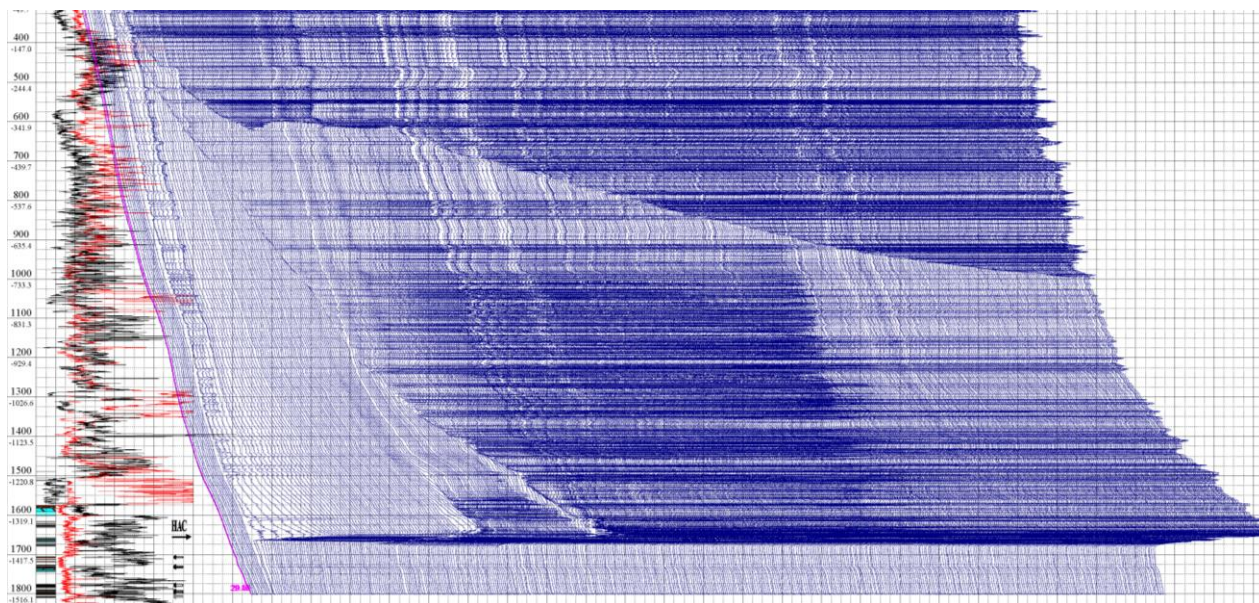


Рис. 2. Временная развертка кривых температуры при выводе скважины на режим

На месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» порядка 35 скважин оснащено компоновками со спущенными системами распределённого мониторинга температуры. Это позволяет решать различные задачи разработки месторождений, наиболее перспективной из которых на данный момент является возможность долговременного температурного мониторинга добывающих скважин, одновременно эксплуатирующих несколько различных объектов разработки.

Определение дебита скважин при помощи термометрии с использованием DTS

Вскрытые пласты-коллекторы в скважинах с несколькими объектами эксплуатации имеют различные коллекторские и эксплуатационные характеристики, что создает некоторые проблемы при совместной добыче нефти с нескольких объектов и требует решения задачи учета добычи нефти из каждого отдельного интервала. Одним из таких решений является внедрение в добывающих скважинах специальных компоновок глубинно-насосного оборудования. При этом происходит извлечение нефти с разных горизонтов по различным лифтовым насосно-компрессорным трубам. Однако, в ряде случаев внедрение такого рода технологического оборудования затруднительно в связи с техническими условиями эксплуатации скважины и геологическими характеристиками пластов-коллекторов.

Внедрение при освоении и использование в процессе эксплуатации нефтяных скважин ОВ-кабелей с компоновками ГНО позволяет осуществлять непрерывный мониторинг работы скважины и играет значительную роль в получении эксплуатационных характеристик пластов. Помимо выполнения исследований по определению профилей притока в работающих скважинах, методологические подходы по интерпретации данных термометрии с ОВ-кабелей, принятые в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», позволяют решать проблему установления соотношений дебитов пластов в скважинах с несколькими работающими интервалами перфорации либо различными объектами эксплуатации.

На данный момент существующие разработанные подходы к интерпретации термометрии, зарегистрированной с помощью DTS, при благоприятных условиях позволяют определять вклад каждого работающего интервала несколькими методами. Аналитический метод при наличии необходимых данных позволяет определить дебит жидкости расчетным путем. Распределение температуры в стволе скважины выше продуктивных пластов для потока жидкости описывается приближенной формулой [3, 4]:

$$T(z) = T_0 - \Gamma \cdot z + \Gamma \cdot B \cdot (1 - e^{-z/B}) + \Delta T \cdot e^{-z/B} \quad (1)$$

где T_0 – фоновая температура пород при $z = 0$ (на кровле интервала притока); Γ – средний геотермический градиент для $z > 0$; ΔT – температурная аномалия на глубине $z = 0$ (разница между температурой жидкости и пород); z – расстояние, м; $B = c \cdot \rho \cdot Q / 2\pi r_0 a$, 1/м; c – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К); ρ – плотность жидкости, кг/м³; Q – дебит жидкости, м³/с; r_0 –

радиус скважины, м; a – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К), $a = \lambda/r_0 \cdot 1/(1 + \sqrt{\pi a t/r_0^2})$; λ – теплопроводность пород, Вт/(м·К); α – температуропроводность пород, м²/с; t – время работы скважины, с.

Таблица

Сравнение фактических и расчетных дебитов

Режим работы насоса	Дебит жидкости (по данным Заказчика)	Температура на глубине интервала перфорации	Температура на глубине 1220 м	Время работы скважины	Дебит расчетный
Гц	м ³ /сут	°С	°С	сут	м ³ /сут
0	0	25.04	21.75	0	
35	17.5	25.27	22.55	10	17.9
40	20.7	25.28	22.65	18	19.0
50	27.2	25.36	22.97	26	26.9

Полученные данные (таблица) расчета дебита с использованием метода показывают высокую сходимость с замеренными данными, а различные интервалы отсчета температурных значений позволяют определять дифференциальный дебит.

С 2022 года в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» проводятся работы по работам с модифицированным ОВ-кабелем, позволяющим работать в режиме термодобитомера или Active Distributed Temperature Sensors (ADTS). На сегодняшний день данная технология реализуется в двух модификациях: геофизический ОВ-кабель с активной жилой нагрева в интервале детальных исследований и кабель с ОВ-каналом, нагрев которого осуществляется путем замыкания внешней и внутренней брони кабеля друг на друга с подачей электрического тока на внутреннюю броню кабеля и занулением внешней брони [5]. Путем снижения перегрева температуры относительно температуры окружающей среды, рассчитывается вклад каждого работающего интервала в общий дебит по аналогии с механическим расходомером. Полученные результаты показывают высокую информативность (рис. 3).

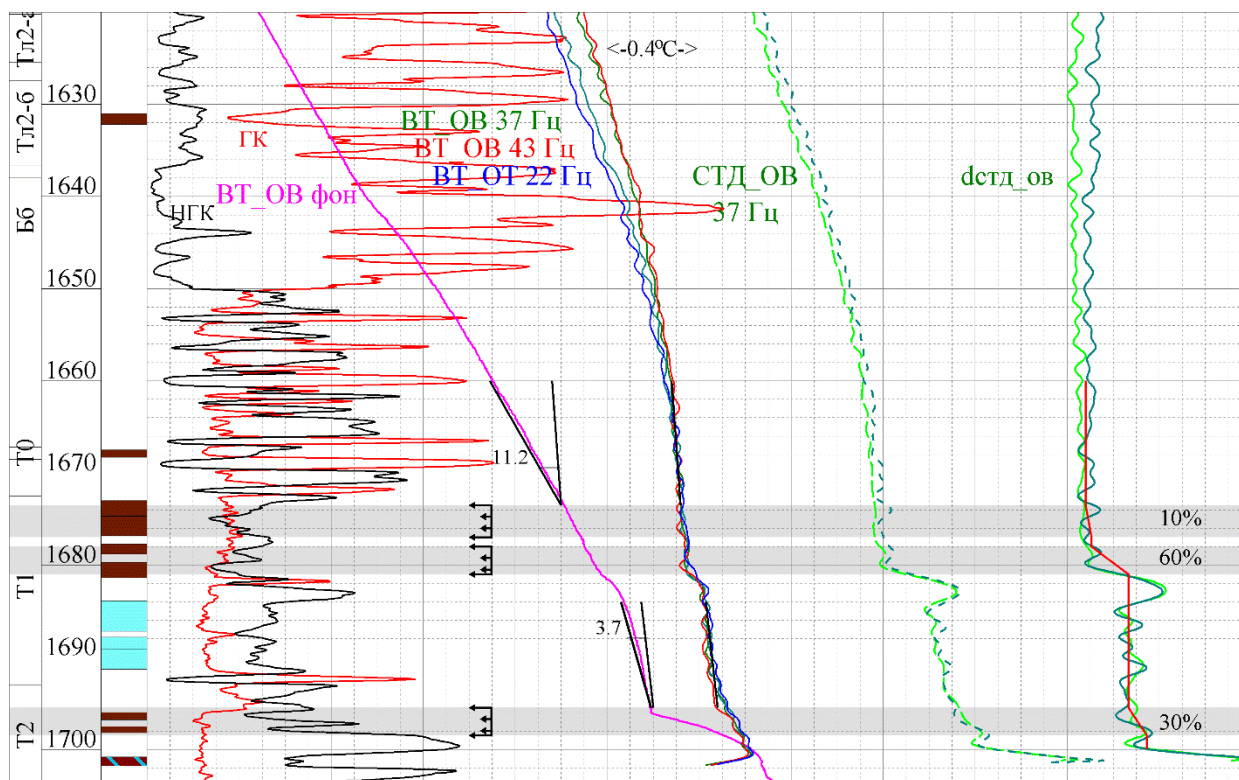


Рис. 3. Распределение дебита по пластам при замерах термометрии на разных режимах работы скважины

Кроме того, на некоторых скважинах, оборудованных системой DTS опробована методика экспресс-оценки соотношения дебитов пластов разных объектов [5], которая позволяет на качественном уровне делить дебит жидкости в условиях залегания пластов-коллекторов. Методика основана не геометрическом измерении градиента температурных кривых в добывающих скважинах, оснащенных распределенными датчиками температуры и путем соотношения углов наклона

термограмм к кривой фонового температурного градиента определять вклад каждого работающего объекта эксплуатации (рис. 3).

Площадные исследования и определение герметичности эксплуатационных колонн.

Значительный интерес для ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» представляют также другие возможности термометрии скважин с использованием оптоволоконных технологий.

В рамках исследования взаимного влияния эксплуатационных скважин друг на друга в процессе разработки месторождения в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2019 и 2022 годах были проведены исследования по одновременному мониторингу температурного поля в нескольких скважинах на двух месторождениях, находящихся на различных стадиях разработки. Работы включали в себя совместные замеры термометрии по стволу скважин оптоволоконным кабелем (рис. 4), замеры дебитов жидкости установкой АСМА-Т во всех добывающих скважинах при различных режимах работы, замеры динамических уровней, замеры буферного и затрубного давлений [2, 5]. Полученные результаты позволили сделать выводы о состоянии участка залежи в районе проводимых исследований, продуктивных интервалах и возможностях DTS при таких исследованиях.

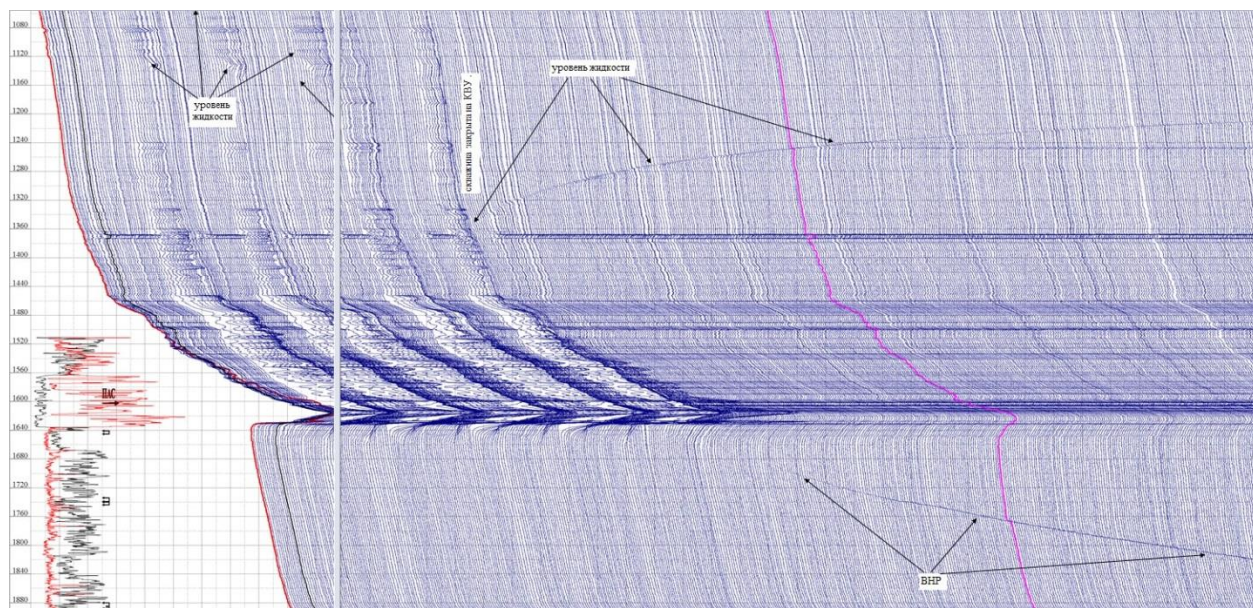


Рис. 4. Результаты мониторинга температурного поля при площадных исследованиях

А также, выводы о целесообразности использования площадного наблюдения и измерения температурного поля в скважинах совместно с технологией Distributed Acoustic Sensor (DAS) при поверхностном сейсмическом мониторинге во время различных работ в скважинах и при каротаже сейсмоакустической эмиссии (САЭ) [1, 6].

С внедрением систем DTS значительно расширились возможности геофизического исследования скважин при поисках интервалов негерметичности эксплуатационных колонн. Технология поиска негерметичности с помощью пакера на оптоволоконном кабеле [3] позволяет решать задачи по определению НЭК в скважинах с эксплуатационными колоннами диаметром 146 и 168 мм с использованием кабельного пакера ПГЛК. Контроль температуры, записанной оптоволоконным кабелем при закачке жидкости в скважину, позволяет однозначно и с большой достоверностью выделять интервалы негерметичности даже в верхней части разреза (рис. 5), что было достаточно затруднительно, а порой и невозможно при существующих методиках с использованием комплексных приборов и дефектомеров. При этом оптимизируется как временные затраты на ремонт скважин, так и материальные.

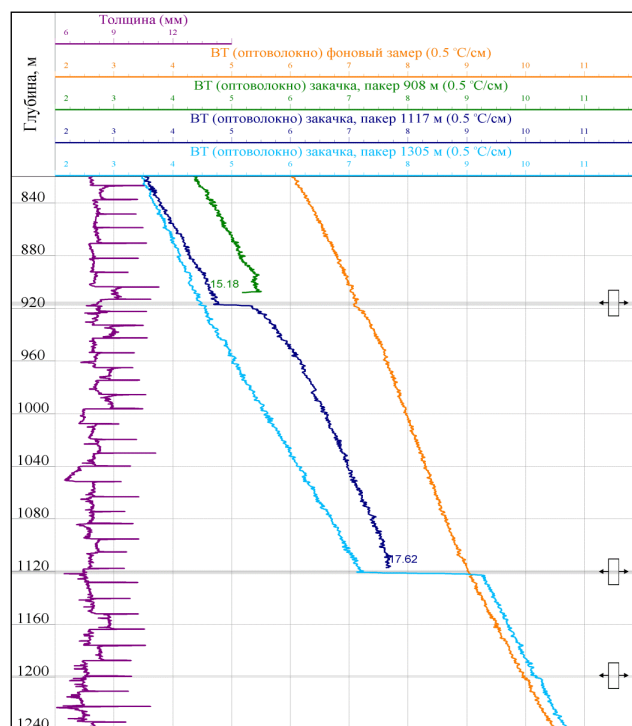


Рис. 5. Поиск интервалов негерметичности с помощью пакера ПГЛК на оптоволоконном кабеле

Дальнейшее применение и перспективы

Внедрение оптоволоконных технологий на практике позволит нефтегазодобывающим компаниям значительно улучшить контроль за процессом добычи нефти и газа на месторождениях. Актуальные тенденции развития указывают на все более широкое использование данных технологий в отрасли. Перспективы их развития предполагают совершенствование методов измерения. На данный момент ведется поиск возможностей измерения помимо термограмм данных о составе поступающей жидкости, что позволит значительно расширить потенциал применения метода оптоволоконной термометрии.

Также перспективным направлением развития является развитие метода получения данных с ОВ-кабеля с использованием технологии DAS. Это позволит в значительной степени повысить информативность поступающей информации о профилях притока.

На текущий момент в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» прорабатывается возможность установки автономной станции считывания информации с ОВ-кабеля на кустах с несколькими оборудованными системами DTS скважинами. Таким образом, будут оптимизированы трудозатраты по производству ГИС и время, необходимое на получение информации, а также повышена оперативность принятия решений.

Выводы

Применение оптоволоконных технологий в нефтегазовой отрасли связано с перспективой развития «интеллектуальных скважин» и «интеллектуальных месторождений». Необходимую информацию о работе скважины и пластов способны предоставить оптоволоконные технологии контроля работы скважин и скважинного оборудования совместно с глубинными манометрами и датчиками состава жидкости.

Преимуществом оптоволоконных систем измерения в области контроля работы скважин является возможность проводить исследования весь межремонтный период. Также DTS позволяет получать данные о температуре в скважине в режиме реального времени, что позволяет оперативно реагировать на изменения и принимать соответствующие меры. Кроме того, полученная информация о температурных полях в скважине в процессе эксплуатации позволяет накопить большой объем статистических данных для дальнейшего изучения, анализа и моделирования. Полученные выводы являются важными и позволяют в дальнейшем пересмотреть подход к существующим методикам по определению параметров работы скважин и более эффективно подходить к вопросу разработки месторождений нефти.

Литература:

1. Данилова Е.А., Дрягин В.В., Хакимова Ж.А., Чудинов П.Ю. Геологические предпосылки применения сейсмоакустических методов повышения нефтеотдачи пластов в скважинах соликамской впадины // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 6 (378). С. 34-42.
2. Найданова Е.С., Рыбка В.Ф., Губина А.И., Чудинов П.Ю. Мониторинг температурного поля с помощью оптоволоконных технологий при площадных исследованиях // Каротажник. – 2020. – №6 (306). – С. 82-91.
3. Найданова Е.С., Рыбка В.Ф., Чудинов П.Ю. Опыт использования оптоволоконных технологий при геофизических исследованиях скважин // Каротажник. – 2019. – №5 (299). – С. 62-72.
4. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта // Москва, «Недра», 1965.
5. Чудинов П.Ю. Определение дебита скважин и учет добычи с использованием оптоволоконных технологий // Каротажник. – 2023. – №6 (326). – С. 87-96.
6. Cartier K.M.S. Unused fiber-optic cables repurposed as seismic sensors // Eos, 100. – 2019. – DOI: 10.1029/2019EO118025.

ОСОБЕННОСТИ ДВУМЕРНОЙ ИНВЕРСИИ ДАННЫХ ВЕРТИКАЛЬНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Шуткина Майя Артёмовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: mayyashutkina@yandex.ru*

Миннигузин Вадим Эльфатович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант, г. Пермь
e-mail: dlystima@gmail.com*

Мицкевич Артемий Андреевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистр, г. Пермь
e-mail: am2online25@gmail.com*

Научный руководитель: к.т.н, старший преподаватель Ворошилов Владислав Алексеевич

Аннотация: В статье рассмотрены особенности обработки и интерпретации данных вертикальных электрических зондирований при производстве инженерно-геологических изысканий на протяженных линейных объектах. Дано обоснование применения двумерной инверсии данных вертикальных электрических зондирований. Представлен программный код на языке VBA, оптимизирующий рутинные задачи при форматировании файлов исходных данных. Показан опыт применения программного обеспечения ZondRes2D для анализа данных полученных на участке проектируемого газопровода. Проведено сравнение получаемых результатов при использовании обработке по методике электротомографии и вертикальных электрических зондирований. Даны рекомендации по обработке данных ВЭЗ в программах двумерной инверсии.

Ключевые слова: вертикальные электрические зондирования, горизонтально-слоистая среда, двумерная инверсия, электротомография.

FEATURES OF TWO-DIMENSIONAL INVERSION OF VERTICAL ELECTRICAL SOUNDING DATA

Maya Shutkina

Perm State University, 4nd year Student, Perm

Vadim Minniguzin

Perm State University, postgraduate Student, Perm

Artemiy Mitskevich

Perm State University, Master's Student, Perm

Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Senior Lecturer Voroshilov Vladislav

Annotation: The article deals with the peculiarities of processing and interpretation of vertical electrical sounding data in the course of engineering-geological surveys on long linear objects. Justification of application of two-dimensional inversion of vertical electrical sounding data is given. The program code in VBA language optimising routine tasks in formatting of initial data files is presented. The experience of application of ZondRes2D software to analyse the data obtained at the section of the projected gas pipeline is

shown. The comparison of the obtained results when using the electrotomography and vertical electrical soundings processing methods is carried out. Recommendations on processing of VES data in 2D inversion programmes are given.

Key words: vertical electrical soundings, horizontally layered medium, two-dimensional inversion, electrotomography.

Введение

В настоящее время существует спрос на электроразведку методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ). Данные ВЭЗ используются для принятия предпроектных решений для множества элементов инфраструктуры, таких как, газопроводы, линии электропередач, здания и сооружения [2].

Исследования с помощью вертикальных электрических зондирований проводятся, начиная с 20-х годов прошлого века и имеют большое прикладное и научное значение. В специальной литературе можно найти множество примеров успешного решения задач в сфере инженерно-геологических изысканий или научных исследований.

В основе электроразведочных работ методом ВЭЗ лежит зависимость удельного электрического сопротивления пород от их литологического состава, пористости, влажности, и других факторов, что позволяет после интерпретации данных проводить разделение геологического разреза по слоям, исходя из значений удельного электрического сопротивления. Изменение расстояния между питающими и приемными электродами влияет на глубину исследования, создавая тем самым эффект «зондирования».

К основным достоинствам данного метода относятся: дешевизна и простота выполнения полевых работ, теоретическая «универсальность» метода, а также большая производительность.

Основным недостатком ВЭЗ является то, допущение о одномерности и горизонтальной-слоистости среды. Такой подход неприменим к более сложным, реальным, неоднородным, негоризонтально-слоистым средам, из-за чего часто возникают проблемы при интерпретации ВЭЗ в местах смены геологического строения (например, выклинивание).

Эффективную глубину зондирования можно определить с использованием функции чувствительности. Функция чувствительности показывает, насколько изменение УЭС отдельно взятого участка разреза повлияет на значения измеряемой разности потенциала. Функция чувствительности для одномерной среды описывается следующим уравнением:

$$F1D(z) = \frac{2}{\pi i} \cdot \left(\frac{z}{(a^2 + 4z^2)^{1.5}} \right). \quad (1)$$

Обычно, функция чувствительности для двумерных элементротомографических исследования имеет следующий вид – рисунок 1. Оценка функции чувствительности может помочь правильно проинтерпретировать влияние объектов, находящийся близко к земной поверхности и имеющих высокое или низкое сопротивление (Р– и С–эффекты).

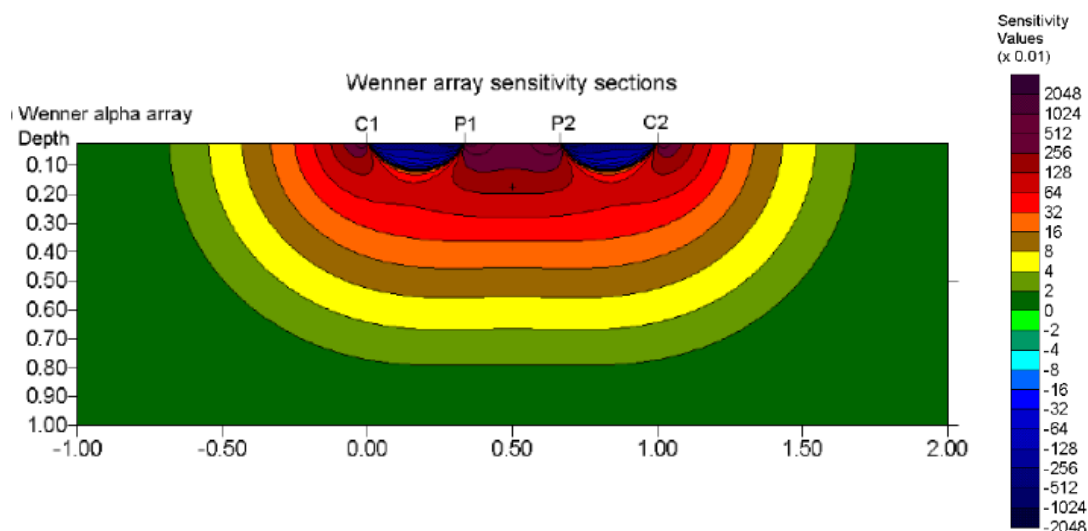


Рис. 1. Разрез чувствительности для α-веннер установки

Эффективная глубина зондирования каждой отдельно взятой расстановки определяется как место, где площадь под кривой функции чувствительности равна половине общей площади всей кривой. Участок разреза, лежащий выше эффективной глубины зондирования оказывает такое же влияние на измеряемый потенциал, как и нижележащий.

Как можно заметить, в неоднородных средах (которыми является изучаемая геологическая среда) эффективная глубина исследований зависит лишь от положения электродов, а не от УЭС разреза. Таким образом, в практике обработки ВЭЗ интерпретатор выбирает пересчетный коэффициент между эффективной и реальной глубиной зондирования на основании собственных представлениях о распространении тока в изучаемой среде. Обычно, пересчетный коэффициент изменяется в пределах от одной десятой до одной трети от разности между питающими электродами, и не учитывает положение приемных.

Электротомография

Электротомография – это методика геофизических исследований методом сопротивлений, нацеленная на интерпретацию двумерных и трехмерных моделей. Такая интерпретация проводится с применением программ автоматической двумерной или трехмерной инверсии. Автоматическая инверсия требует высокой плотности наблюдений и специализированной методики съемки. Для полевых наблюдений по этой методике используется высокопроизводительная аппаратура, обеспечивающая необходимую скорость измерений. Также стоит отметить, что в данное время помимо статичных систем имеется аппаратура позволяющая проводить измерения в движении, что в свою очередь даёт возможность осуществлять работы по электротомографии в условиях отсутствия заземления, а также на дне водоемов.

Тем не менее несмотря на все плюсы электротомографии она имеет два основных ограничения. Первое связано с глубинными исследованиями, а второе с исследованиями на большой площади.[6]

Использование программ инверсии двумерных данных (электротомографии) позволяет не только учесть, положение как питающих, так и приемных электродов на значение измеренной разности потенциалов, но и автоматически определить влияние неоднородности изучаемой среды и оценить близкую к реальности глубину исследования, полностью исключая пересчетный коэффициент и фактор интерпретатора. Таким образом, после инверсии данных электротомографии, мы получаем более адекватное распределение УЭС изучаемой среды.

Несмотря на, сильное различие в подходах к сбору данных между ЭТ и ВЭЗ данные последних можно обрабатывать с использованием двумерной инверсии при ряде допущений:

1. Азимут всех разносов на точках ВЭЗ должен быть ориентирован по линии профиля;
2. Линия профиля в плане прямолинейна и не имеет резких изгибов и поворотов.

Интерпретация данных электроразведки

Согласно принятой в рамках теории ВЭЗ парадигмы к подходу обработки и интерпретации данных, значительная часть камеральных работ уходит на одномерную, зачастую ручную, интерпретацию каждой кривой ВЭЗ в рамках горизонтально-слоистых моделей. Производство полевых работ методом двумерной ЭТ для протяженных линейных объектов займет на порядок больше времени и денежных средств, при этом значительное время можно сэкономить на обработке и интерпретации данных.

Учитывая огромную протяженность изучаемых объектов, количество точек ВЭЗ на одном объекте может исчисляться тысячами и десятками тысяч. При таких вводных данных, использование лишь горизонтально-слоистого представления модели геологической среды накладывает значительные ограничения на качество интерпретации данных, поскольку не могут быть в полной мере учтены выклинивание и различные вертикальные структуры. Соответственно, могут быть приняты нерациональные проектные решения.

Существующие программные комплексы интерпретации данных ВЭЗ (ZondIP1D, ЗОНД, Ipi2Win и др.) предназначены именно для решения обратной задачи в рамках горизонтально-слоистого подхода. Таким образом, появляется необходимость в использовании альтернативных подходов к интерпретации данных метода ВЭЗ.

Одной из таких альтернатив является использование двумерной инверсии данных [3,4], обычно используемой при интерпретации данных двумерной ЭТ [5]. Одной из предпосылок к такому подходу является равный шаг по профилю исследования, который равняется обычно более 50-100 м, при этом шаг по профилю не должен превышать максимальный полуразнос питающей линии. Использование двумерной инверсии, вместо одномерной, позволяет перейти от горизонтально-

слоистой среды к блочной, что представляется более адекватным для анализа геологического строения протяженных линейных объектов.

При использовании же программ двумерной инверсии (ZondRes2D, Res2DInv и др.) основное время, затрачиваемое на камеральную обработку, приходится на форматирование данных в воспринимаемые программами формат. Для 2D-инверсии требуют указания координат каждого из четырех электродов на каждом разnose каждой точки ВЭЗ, в то время как традиционные программы 1D-обработки требуют указания лишь координаты центра измерительной установки и сетки разносов и длин приемной линии.

Автоматизация обработки данных ВЭЗ для двумерной инверсии

Наиболее эффективным в данном случае подходом к обработке является автоматизация процессов, связанных с форматированием исходных файлов. Принимая во внимание запросы, контролирующей полевой этап работы служб к визуализации данных, логичным будет использование MS Excel как для визуализации графиков ВЭЗ, так и для автоматизации формальных процессов. Программирование на VBA и аналогичных языках [1] эффективно и эффективно при создании решений для автоматизации рутинных процессов, которыми и является подготовка исходных данных для последующей обработки ВЭЗ в программном обеспечении ZondRes2D.

С точки зрения авторов, оптимальным количеством точек ВЭЗ, используемых для двумерной инверсии является 20. Такое количество точек, позволит не перегрузить оперативную память компьютера при построении первичной, блочной модели среды и позволит ограничиться разумным количеством отдельных профильных линий на протяженном линейном объекте.

Ниже, представлен код на языке VBA, автоматизирующий создание исходных данных в воспринимаемым ZondRes2D формате:

```
For i = 2 To Worksheets.Count
Worksheets(1).Range("R1:W15").Copy Destination:= Worksheets(i).Range("R1")
Worksheets(1).Range("A30").Copy Destination:=Worksheets(i).Range("A30")
Worksheets(i).Range("A30").Value = Worksheets(i).Name
Next
For i = 2 To Worksheets.Count
s = CStr((i - 2) * 14 + 2)
Worksheets(i).Range("R2:W15") = Worksheets(i).Range("R2:W15").Value
Worksheets(i).Range("R2:W15").Copy Destination:=Worksheets(1).Range("A" + s)
Next
For i = 2 To 58
Sheets.Add.Name = CStr((58 - i) * 20) + "-" + CStr((58 - i + 1) * 20)
Next
For i = 3 To Worksheets.Count
ActiveCell.Range("A1" + ":" + "H" + CStr(294)).Select
Selection.Copy
Sheets(i).Select
ActiveSheet.Paste
Sheets(1).Select
ActiveCell.Range("A281").Select
Next
ActiveWorkbook.Save
For i = 2 To Worksheets.Count
Sheets(i).Select
ActiveWorkbook.SaveAs Filename:="C:\\" & ActiveSheet.Name & ".txt", FileFormat:= xlTextWindows
Next
```

При загрузке полученных исходных данных в программное обеспечение ZondRes2D исходная блочная модель обременена огромным количеством «пустых» ячеек инверсионной сетки, которые не связаны с реальными данными и влияющие на результат инверсии, в следствии чего необходимо использовать группирование ячеек и увеличивать фактор гладкости, с целью получения результата, как подходящего для исходных данных ВЭЗ, так и адекватный для описания геологической среды.

Результаты исследований

На рисунке 2 представлено сравнения результатов инверсии с различными параметрами группирования и фактора гладкости для двумерной инверсии данных ВЭЗ. На разрезах 2а и 2б четко прослеживаются субвертикальные аномалии, связанные с неправильно подобранными параметрами инверсии. В случае разреза 2в мы можем говорить о правильных выбранных настройках инверсии.

Заключение

При «необдуманной» двумерной инверсии данных ВЭЗ возникает огромное количество линейных артефактов инверсии (рисунок 2, а), что не позволяет получить какую-либо адекватную геологическую модель. При недостатке сглаживающих параметров при производстве инверсии разрез становится более «геологичным», но все равно остается множество линейных артефактов (рисунок 2, б). При инверсии с оптимальными сглаживающими параметрами, дает реальное, сглаженное, распределение удельного электрического сопротивления по изучаемому участку (рисунок 2, в).

Таким образом, двумерную инверсию можно и зачастую нужно использовать при обработке результатов геофизических исследований методом ВЭЗ в рамках инженерно-геологических изысканий на протяженных, линейных объектах. Оптимально подобранные сглаживающие факторы позволяют получить реальную геологическую среду при решении обратной задачи электроразведки.

Литература

1. Вячеслав Кильдишов. «MS Excel и VBA для моделирования различных задач», М.: «Солон-пресс», 2018 г., 256 с.
2. СТО Газпром 2-3.5-047-2006. Инструкция по расчёту и проектированию электрохимической защиты от коррозии магистральных газопроводов: ОАО «Газпром», 2006 г.
3. Шевнин В.А., 2D инверсия данных, полученных по обычной 1D технологии ВЭЗ. 5-я Международная научно-практическая конференция «Инженерная геофизика-2009», Геленджик, 2с.
4. Шевнин В.А., Бобачев А.А. 2D инверсия данных, полученных по обычной 1D технологии ВЭЗ. 14 стр. Опубликовано в электронном журнале Георазрез в выпуске №3-2009:
5. А.А. Бобачев, Д.К. Большаков, И.Н. Модин, В.А. Шевнин. Электроразведка: пособие по электроразведочной практике для студентов геофизических специальностей. Под ред. проф. В.А. Шевнина, доц. А.А. Бобачева. – М.: МГУ, 2013. – 123 с. Изд. 2, перераб. и доп.
6. Loke M.H. 2022. Tutorial : 2-D and 3-D electrical imaging surveys. Published at Geotomosoft.com

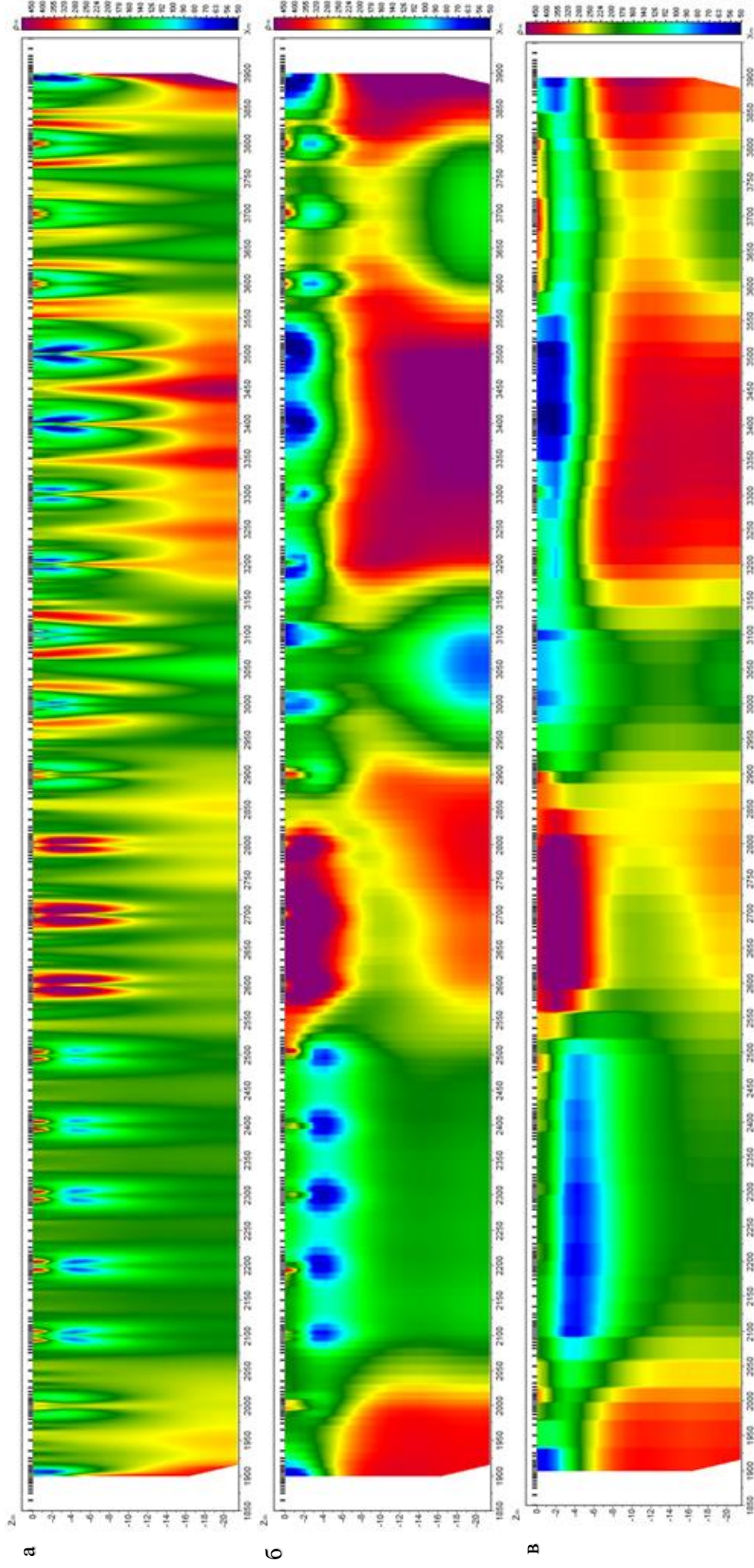


Рис. 2. Сравнение двумерной инверсии данных ВЭС с различными факторами гладкости и группированием:

а – фактор гладкости 1, группирование ячеек отсутствует; *б* – фактор гладкости 5, группирование 5 ячеек;
в – фактор гладкости 10, группирование 15 ячеек

АНАЛИЗ ТОЛЩИ БАШКИРСКИХ И ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Занина Вероника Юрьевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 4 курса, г. Пермь

e-mail: zanina_02@bk.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Южанинова Наталья Валерьевна

Аннотация: Данная статья посвящена анализу толщи башкирских и фаменских отложений Сибирского месторождения с целью повышения эффективности методов разведки и добычи углеводородов. В работе осуществляется геолого-географическая характеристика Соликамской депрессии, детальный анализ геологического строения. Основное внимание уделяется построению карт, отображающих нефтенасыщенность, пористость и проницаемость в изучаемых областях для анализа распределения нефти и ключевых характеристик геологических формаций.

Ключевые слова: нефтяная индустрия, разведка углеводородов, геологические формации, башкирские и фаменские отложения, геологическое строение, нефтенасыщенность, пористость, проницаемость.

ANALYSIS OF THE THICKNESS OF BASHKIR AND FAMENSK DEPOSITS OF THE SIBERIAN DEPOSIT

Zanina Veronika

Perm State University, 4st year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Yuzhaninova Natalia

Abstract: This article is devoted to the analysis of the thickness of the Bashkir and Famensk deposits of the Siberian deposit in order to increase the efficiency of methods of exploration and production of hydrocarbons. The work provides geological and geographical characteristics of the Solikamsk depression, a detailed analysis of the geological structure. The main focus is on the construction of maps showing oil saturation, porosity and permeability in the studied areas for the analysis of oil distribution and key characteristics of geological formations.

Keywords: oil industry, hydrocarbon exploration, geological formations, Bashkir and Famen deposits, geological structure, oil saturation, porosity, permeability.

Современная нефтяная индустрия требует постоянного совершенствования методов разведки и добычи углеводородов. Одним из важных аспектов этого процесса является глубокий анализ геологических формаций, что делает актуальной тему статьи — "Анализ толщи башкирских и фаменских отложений Сибирского месторождения".

Цель – получение более глубокого понимания геологического строения башкирских и фаменских отложений Сибирского месторождения с целью оптимизации процессов извлечения нефти.

В тектоническом отношении Сибирское месторождение расположено на юге Соликамской депрессии Предуральяского краевого прогиба и приурочено к двум поднятиям Сибирскому и Родыгинскому, осложняющим Уньвинский выступ.

Уньвинский выступ – является одним из позднедевонских рифогенных массивов, развитых в пределах внутренних участков ККСВ. По вышележащим отложениям сформированы структуры облекания.

В генетическом отношении Сибирское и Родыгинское поднятия являются структурами тектоно-седиментационного типа.

Вся территория Соликамской депрессии расположена в области распространения Камско-Кинельской системы прогибов с широким развитием внутри позднедевонских седиментационных

образований в виде одиночных рифовых массивов – выступов или групп по 2-4 – на одном цоколе.

Высота рифогенных пород достигает до 500 м. По отложениям турнейского яруса образуют структуру облекания [1,3].

Таким образом, можно отметить следующие особенности тектонического строения Сибирского месторождения:

1. Поднятие относится к тектоно-седиментационному генетическому типу.

2. Структурный план месторождения определяет позднедевонский рифогенный массив, осложненный двумя куполами, Сибирским и Родыгинским.

3. Структура имеет унаследованный характер развития, т.е. сохраняет форму и очертания, но выполаживается вверх по разрезу [2].

В данной работе были рассмотрены и изучены два яруса: Башкирский и Фаменский.

Исходные данные для построения карт по Башкирскому ярусу представлены в таблице 1, для Фаменского – таблица 2. В таблицах посчитаны: коэффициент нефтенасыщения, коэффициент пористости и коэффициент проницаемости, а также мощность пластов.

Таблица 1

Hole_ID	East	North	KROVL (bob)	PODOSH (bob)	Кн, %	Кпр, %	Кп, %	М, м
141	167066,0	361158,0	-1730	-1762,2	69,7	4,0	9,4	32,2
142	165585,0	361646,0	-1748,5	-1782,5	61,2	3,6	10,2	34
143	164940,0	362545,0	-1756,6	-1790,6	59,6	4,4	13,7	34
144	164713,0	360722,0	-1743,2	-1785,4	65,0	11,5	11,4	42,2
145	164343,0	361704,0	-1762,3	-1800,5	56,5	1,3	7,8	38,2
146	165773,0	360467,0	-1753,2	-1783,2	49,9	1,0	7,9	30
147	166406,0	362034,0	-1755,5	-1792,4	68,8	10,0	10,0	36,9
148	166109,0	364439,0	-1747,1	-1779,5	58,4	3,0	16,4	32,4
149	166550,0	363617,0	-1755,2	-1786,5	48,0	0,7	7,4	31,3
150	165388,0	359712,0	-1746	-1780	67,8	9,8	10,2	34
153	164689,0	363483,0	-1760,2	-1790,7	59,0	2,3	14,6	30,5
154	163906,0	362947,0	-1754,8	-1785	57,5	4,6	15,3	30,2
156	165027,0	360854,0	-1752,3	-1786,4	64,9	9,8	10,5	34,1
301	164970,0	363393,0	-1748	-1785,5	59,8	9,1	10,2	37,5
302	164118,0	360613,0	-1750,6	-1784,7	59,2	8,9	9,7	34,1
303	165296,0	360711,0	-1725,9	-1759,7	66,7	15,6	10,6	33,8
304	165927,0	360810,0	-1748,4	-1779,2	68,1	37,4	12,5	30,8
305	163544,0	361248,0	-1746,2	-1780,6	72,2	4,9	9,7	34,4
306	164226,0	361315,0	-1743,1	-1780,7	65,5	29,1	12,5	37,6
307	164909,0	361289,0	-1745,3	-1781,9	76,2	11,1	11,3	36,6
309	163152,0	361968,0	-1752,5	-1789,5	76,5	23,5	12,1	37
310	163884,0	361946,0	-1755,6	-1793	71,8	9,8	10,1	37,4
311	164620,0	361933,0	-1761,9	-1801,7	80,5	43,5	12,9	39,8
312	163687,0	362423,0	-1761,7	-1799,6	76,6	8,0	12,3	37,9
313	164267,0	362471,0	-1753,3	-1781	67,8	2,8	9,4	27,7
314	163229,0	363172,0	-1746,6	-1782,2	76,5	29,6	12,6	35,6
315	164662,1	363129,7	-1745,1	-1777,7	75,9	3,4	9,3	32,6
316	165336,1	363109,0	-1739,5	-1787,3	79,1	15,9	17,9	47,8
317	163847,0	363784,0	-1735,6	-1766,6	79,9	44,2	12,7	31
318	164429,8	363713,9	-1746,4	-1777,4	73,0	18,2	11,9	31
319	163978,0	363425,0	-1741,2	-1777,5	73,5	25,7	12,6	36,3
320	165171,0	363591,0	-1741,6	-1775,1	79,9	18,8	12,4	33,5
322	164686,0	362303,0	-1741,5	-1775,5	61,0	1,5	8,1	34
323	163944,0	361605,0	-1749,5	-1779	74,3	14,5	8,4	29,5
324	164062,0	361089,0	-1740	-1775,8	78,3	30,2	12,5	35,8
326	165394,0	361071,0	-1737,7	-1769,8	79,3	49,1	14,1	32,1

327	166875	360186	-1747,5	-1777,7	75,7	9,4	19,1	30,2
329	166309	360955	-1744,3	-1780,3	76,1	15,9	12,0	36

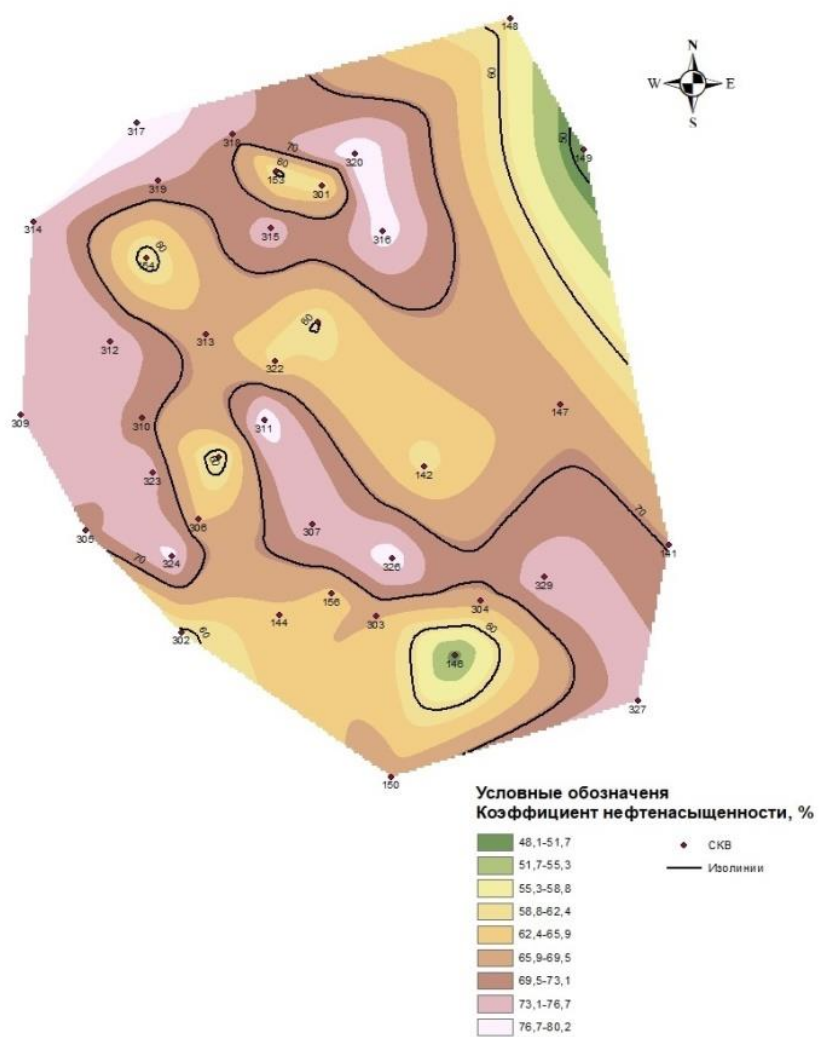


Рис. 1 Коэффициент нефтенасыщенности

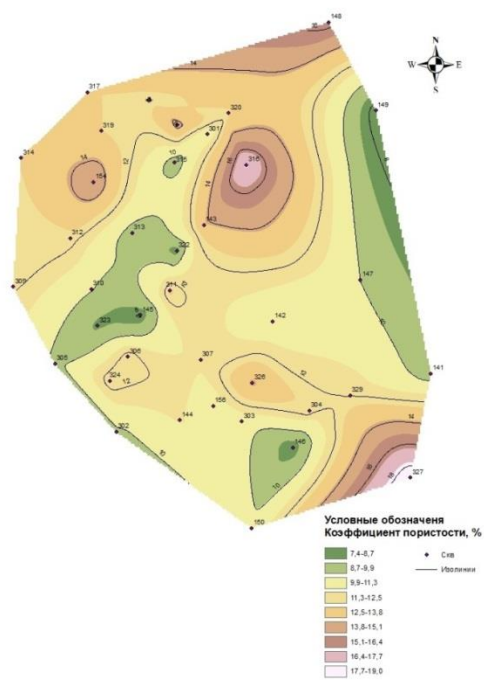


Рис. 2 Коэффициент пористости



Рис. 3 Коэффициент проницаемости

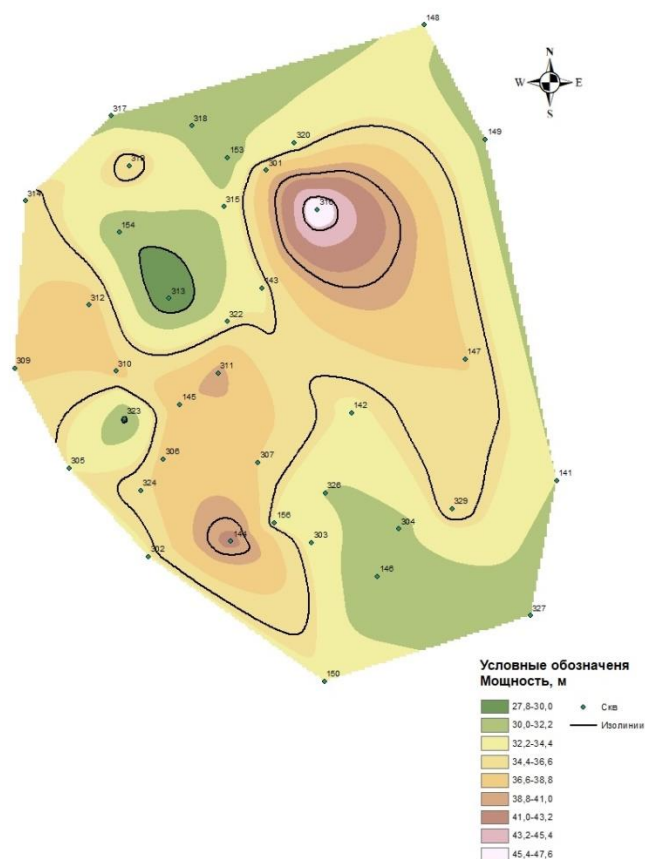


Рис. 4 Карта мощностей

В Башкирском ярусе на карте нефтенасыщенности выделяются пять скважин с максимальными значениями (скв. № 320, 316, 322, 326, 324), расположенных как на севере, так и на юго-востоке. Заметно, что минимальное значение отмечается на северо-западе в скважине №149.

Эти высокие значения коэффициента нефтенасыщенности указывают на присутствие проницаемых пород, способствующих миграции и задержке нефти в данной области. Особенно интересна скважина №326, где отмечаются высокие значения нефтенасыщенности и проницаемости, что подчеркивает ее значимость в контексте исследования.

Таблица 2

Hole_ID	East	North	KROVL (bob)	PODOSH (bob)	Кпр, %	Кп, %	Кн, %	М, м
141	167066,0	361158,0	-2053,6	-2081,8	47,5	10,5	74,1	28,2
142	165585,0	361646,0	-2063	-2073	12,7	9,0	61,4	10
143	164940,0	362545,0	-2081,6		16,4	9,0	0,0	12,4
144	164713,0	360722,0	-2064	-2081,9	31,3	10,7	54,6	17,9
145	164343,0	361704,0	-2098,6		20,8	9,6	0,0	16,1
146	165773,0	360467,0	-2066,1		20,7	9,0	0,0	18,2
147	166406,0	362034,0	-2080,3		5,2	9,1	0,0	11,5
148	166109,0	364439,0	-2059,7		34,4	10,3	0,0	16,8
150	165388,0	359712,0	-2057,7	-2082	38,1	11,2	67,5	24,3
153	164689,0	363483,0	-2070,5	-2082	13,7	9,7	0,0	11,5
154	163906,0	362947,0	-2056,4	-2073	15,8	9,9	69,2	16,6
301	164970,0	363393,0	-2076		9,1	10,6	0,0	1,5
302	164118,0	360613,0	-2067,3	-2081,9	37,4	12,8	57,5	14,6
303	165296,0	360711,0	-2038,7	-2082	21,6	9,7	58,7	43,3
304	165927,0	360810,0	-2051,7	-2082	2,2	6,8	0,0	30,3

305	163544,0	361248,0	-2062,1	-2082	70,5	13,2	78,6	19,9
306	164226,0	361315,0	-2064,8	-2073,1	15,8	10,4	0,0	8,3
309	163152,0	361968,0	-2080,8		21,8	11,5	0,0	1,6
311	164620,0	361933,0	-2100,7		94,8	13,7	0,0	4,5
313	164267,0	362471,0	-2067,1	-2081,9	59,9	13,3	81,4	14,8
314	163229,0	363172,0	-2064	-2082	38,4	12,0	89,1	18
315	164662,1	363129,7	-2056,2	-2081,9	5,9	9,4	89,9	25,7
316	165336,1	363109,0	-2054,7	-2081,9	7,4	9,1	92,9	27,2
317	163847,0	363784,0	-2053,4	-2081,9	3,9	8,8	77,3	28,5
319	163978,0	363425,0	-2061,9	-2081,9	41,5	10,3	93,9	20
320	165171,0	363591,0	-2064,5	-2072,9	10,5	10,4	90,7	8,4
322	164686,0	362303,0	-2058,2	-2082	6,3	8,0	67,7	23,8
323	163944,0	361605,0	-2062,3	-2082	5,4	9,3	0,0	19,7
324	164062,0	361089,0	-2058,8	-2081,8	46,2	12,8	90,7	23
326	165394,0	361071,0	-2052,2	-2081,9	121,3	14,8	78,5	29,7
329	166309	360955	-1744,3	-1780,3	22,2	9,4	71,4	36

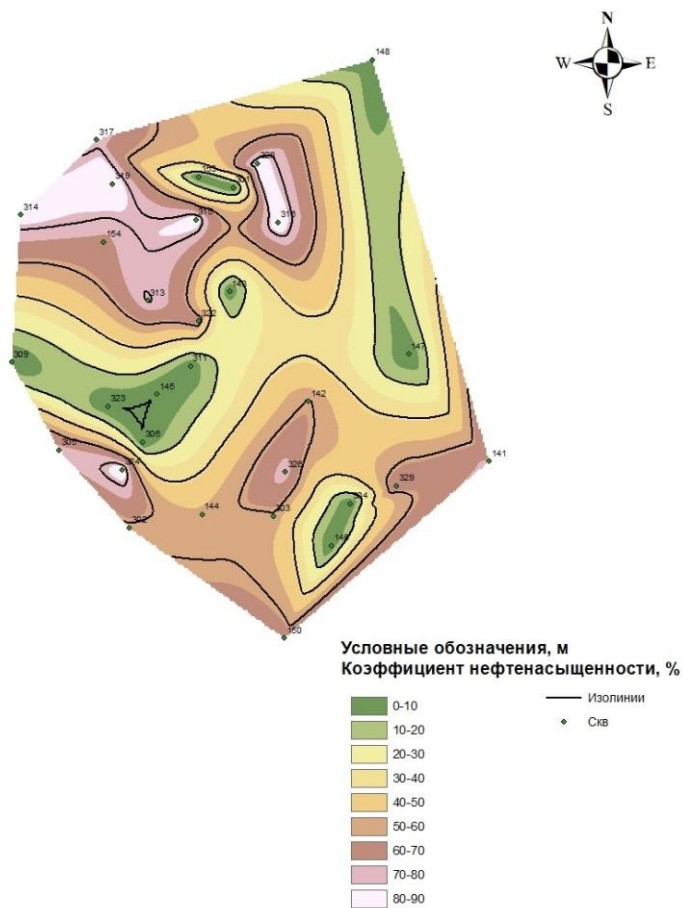


Рис. 5 Коэффициент нефтенасыщенности

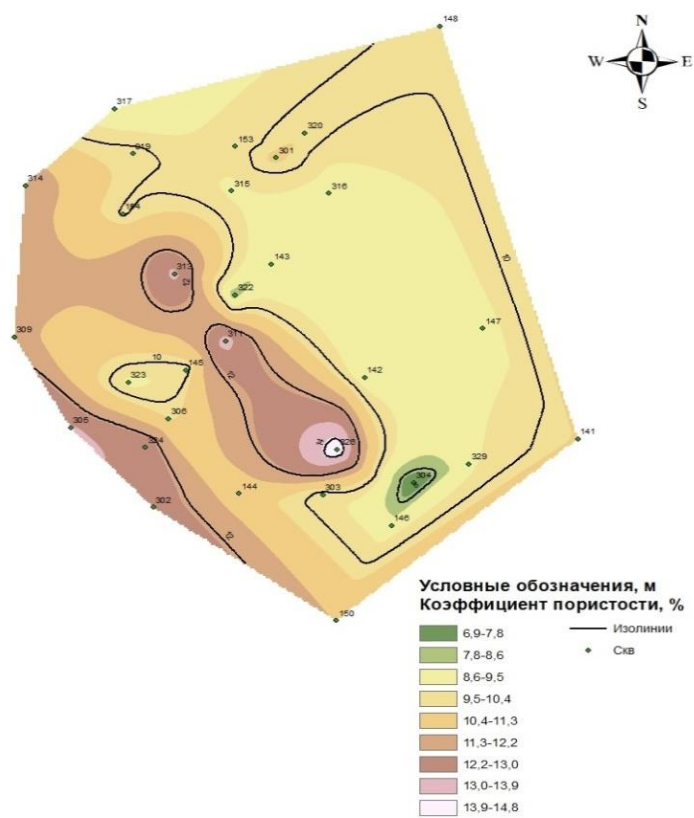


Рис. 6 Кoeffициент пористости



Рис. 7 Кoeffициент проницаемости

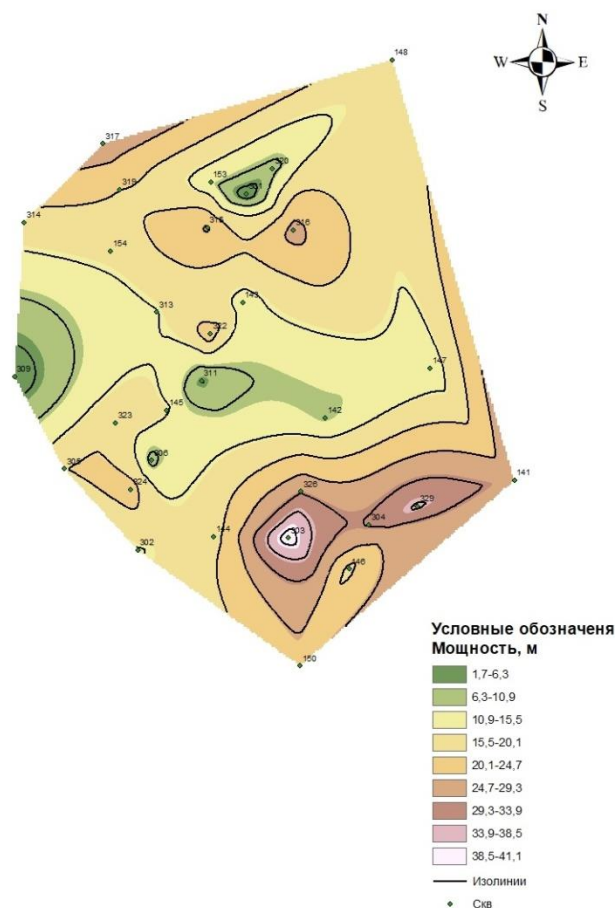


Рис. 8 Карта мощностей

В Фаменском ярусе по карте нефтенасыщенности можно выделить 6 скважин с максимальными значениями, скважины расположены на севере. Минимальное значение можно наблюдать в центральной части.

Скважина 326 расположенная на юге имеет высокие значения коэффициента проницаемости, коэффициента пористости и так же большую мощность.

Высокий коэффициент пористости и проницаемости свидетельствует о высоком потенциале для добычи нефти или других углеводород. Эти характеристики указывают на присутствие пород с высокой степенью проницаемости, что облегчает поток нефти или газа к скважине. Таким образом, эти факторы указывают на перспективную зону для эксплуатации и добычи нефти и газа.

Литература

1. Неганов В. М. Особенности геологического строения Предуральяского краевого прогиба. Геофизика, 2000.
2. Бычков С.Г., Неганов В.М., Мичурин А.В. Нефтегазогеологическое районирование территории Пермского края. Пермь, 2010.
3. Кузнецова Е. А. Геология и нефтегазоносность Урала и Предуралья. Пермь, ПГНИУ, 2022.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РАСШИРЕННОГО КОМПЛЕКСА ИССЛЕДОВАНИЙ БУРОВОГО ШЛАМА

Немцов Никита Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: nemtsov.nikita@inbox.ru*

Кашин Геннадий Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 1 курса, г. Пермь
e-mail: gennadiy.kashin@mail.ru*

Научный руководитель: д.т.н., профессор Шумилов Александр Владимирович

Аннотация: В статье рассмотрены причины для исследования бурового шлама, почему использование «стандартных» методов геолого-геохимических исследований шлама не достаточно. Были изучены некоторые анализаторы и их характеристики и сделан вывод о перспективах дальнейшего исследования.

Ключевые слова: Буровой шлам, скважина, методы исследования, анализаторы.

PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF THE EXTENDED COMPLEX OF DRILLING CUTTINGS STUDIES

Nemtsov Nikita

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Kashin Gennady

Perm State University, Post-graduate Student of the 1st year, Perm

Scientific supervisor: Doctor of Technical Sciences, Professor Shumilov Alexander

Abstract: The article discusses the reasons for drilling cuttings research, why the use of "standard" methods of geological and geochemical studies of cuttings is not enough. Some analyzers and their characteristics were studied and the conclusion about the prospects for further research was made.

Keywords: Drill cuttings, borehole, research methods, analyzers.

В настоящее время при строительстве скважин специалисты часто пренебрегают геолого-геохимическими исследованиями бурового шлама. Этому способствуют: активное развитие технологий каротажа в процессе бурения как источник оперативной информации, а также факторы осложняющие процесс интерпретации исследований по шламу, такие как применение долот истирающего типа, сложная структура бурового раствора с добавками органических и углеводородных компонентов.

Однако остаются причины, по которым все же приходится обращаться к информации, которую несет в себе буровой шлам. К таким случаям относятся:

– геологические осложнения ствола скважины с высокой вероятностью прихвата компоновки низа бурильной колонны;

- скважины с большим проложением и сложным профилем ствола;
- высокая температура в скважине (более 150 °C);
- высокое содержание сероводорода;
- отсутствие необходимых приборов каротажа, и др. [1].

И даже в этом случае использование «стандартных» методов геолого-геохимических исследований шлама не достаточно.

Более детальную информацию о вмещающей породе дают методы, так называемого, углубленного анализа шлама. Значительные улучшения в оценке коллекторов непосредственно в процессе бурения скважины могут быть получены с помощью детального геохимического и минералогического анализа шлама и керна. К таким исследованиям относятся: рентгеновская дифрактометрия для определения минералогии, рентгеновская флуоресценция для определения химического состава породы (элементного) состава, анализ общего органического углерода и пиролиз для характеристики исходной породы (водородный индекс, содержание свободной нефти). Такого рода анализы, обычно выполняют в специализированных лабораториях, однако в последнее время все чаще применяются попытки адаптировать сложную аналитическую аппаратуру к полевым условиям. Исследования непосредственно на объекте позволяют получить полный геохимический/минералогический анализ разреза пласта практически в режиме реального времени.

Для получения качественной достоверной информации по шламу необходимо провести качественный отбор и подготовку проб шлама.

Шлам образуется в результате разрушения породы долотом и выносится на поверхность буровым раствором. Далее шлам отделяется от бурового раствора на виброситах и собирается для получения прямой предварительной информации о литологии и возможном насыщении пластов коллекторов.

В последнее время постоянное развитие технологий бурения и систем буровых растворов привело к усилению влияния буровой среды на качество бурового шлама. Долота истирающего типа (PDC/TSP), часто используемые в сочетании с забойными двигателями, благодаря своему сдвиговому и тепловому воздействию на породу, могут изменять ее первоначальную текстуру, влияя на оценку литологии, разрушение биофаций и изменение физико-механических свойств породы (например, плотности и прочности).

Тип бурового раствора и добавки могут оказать значительное влияние на качество геохимического анализа. Твердые добавки могут изменить минералогический и химический состав бурового раствора.

Компоненты на основе углеводов и полимеров, трудно удаляемые процессами очистки, могут влиять на оценку исходной породы и распределение свободных углеводов как в образцах шлама, так и в образцах жидкости и показаниях газового каротажа.

Еще один важный момент, который необходимо учитывать, – это правильная привязка бурового шлама по глубине.

Для привязки используют временной показатель – время отставания (время, необходимое для подъема шлама с забоя на поверхность). Этот параметр имеет решающее значение для точного соотнесения шлама с пластами и глубинами, с которых он был взят. Для определения времени отставания настоятельно рекомендуется кроме использования расчетного параметра регулярно проводить проверки для подтверждения истинного времени запаздывания (например, с использованием газового маркера в виде пропана). Но даже при точном расчете времени подъема раствора с забоя до устья, время выхода шлама может отличаться от ожидаемого по причине влияния ряда факторов, таких как размер, плотность частиц породы, реологические свойства раствора, геометрия ствола скважины и др.

Следует также помнить, что анализ шлама должен проводиться только на фракции размером менее 5 мм во избежание влияния обвального шлама.

В случае бурения с применением растворов на углеводородной основе, для промывки проб должны использоваться специальные промывочные растворители для удаления присутствия органических жидкостей.

После качественного отбора и промывки все образцы шлама высушиваются при температуре 70 °С (среднее время сушки 2-3 часа). Небольшое количество сухой пробы измельчается с помощью лабораторной мельницы для проведения рентгенофлуоресцентного, пиролизного анализов и анализа общего органического углерода. Подготовка заключается в измельчении породы в течение примерно 1 минуты, пока она не превратится в однородную пыль. Общее количество необходимого образца составляет ориентировочно:

- 10–15 мг для анализа общего органического углерода;
- 25–30 мг для пиролизного анализа;
- 5 г для рентгенофазового анализа.

Образец для рентгенографии готовится отдельно с помощью ручной ступки, чтобы избежать слишком мелкого измельчения и потери минералогической структуры. Количество образца, используемого для рентгенографии, составляет несколько миллиграммов.

Кроме того, с каждого образца сохраняется контрольная проба для оценки качества в лаборатории.

Для исключения простоев на ожидание анализов, необходимо максимально синхронизировать исследования и приблизить получение результатов к режиму реальному времени.

Далее представлены некоторые анализаторы и их характеристики.

XRF (рентгенофлуоресцентный анализ). Для определения элементного состава шламов и кернов используется рентгенофлуоресцентный анализатор. Система предназначена для использования в полевых условиях. Небольшое время анализа (с 5 до максимум 10 минут) делает его пригодным для анализа во время бурения. Система может проводить полуколичественный анализ до 30 элементов, начиная с Mg и заканчивая U.

XRD (рентгеновская дифрактометрия). Для минералогического анализа образцов служит портативный рентгеновский аппарат. Дифракция лучей позволяет идентифицировать и количественно определить минералы, присутствующие в образце. Каждый минерал определяется по специфической рентгеновской картине, а все обнаруженные пики сопоставляются с теми, что присутствуют в библиотеке эталонов. Одновременный качественный рентгенофлуоресцентный анализ сокращает поле возможных минералов, ограничивая его теми, которые могут содержать обнаруженные элементы. Для интерпретации необработанных рентгеновских данных требуется специальная подготовка операторов. Для построения хорошей минералогической модели необходима поддержка специалистов лаборатории.

TOC (общий органический углерод). Количество органического вещества в пересчете на общий органический углерод (TOC) является основным количественным параметром для определения качества потенциальной исходной породы. Образец анализируется путем сжигания органического углерода в среде O₂. Детектор представляет собой TCD (Thermal Conductivity Detector, детектор теплопроводности). Скорость анализа примерно 5 мин.

Пиролиз. Метод пиролиза заключается в программируемом температурном нагреве (в пиролизной печи) в инертной атмосфере небольшого образца (25-30 мг) для количественного и селективного определения свободных углеводородов, содержащихся в образце, и углеводородов, улетучивающихся при крекинге неэкстрагируемого органического вещества в образце (керогена). Пиролиз позволяет получить информацию о потенциале образования углеводородов, типе органического вещества и степени термического диагенеза (созревания) исходной породы.

Общее время проведения полного анализа одного образца, от отбора до получения результатов, составляет около 2,5 часов. Учитывая возможность одновременной обработки большего количества проб, в день можно анализировать до 15-20 проб.

Использование усовершенствованной методики анализа шлама в режиме реального времени позволяет получить следующие результаты:

- калибровка и интеграция каротажных данных;
- надежная предварительная оценка пласта и характеристика коллектора в режиме близком к реальному времени;
- оптимизация буровых работ (например, определение точки отбора керна, более рациональное завершение скважины и т.д.);
- индикация положения ствола скважины в случае бурения горизонтального участка.

Учитывая многочисленные положительные результаты применения расширенного комплекса анализа шлама в процессе бурения, есть предположение, что методика имеет перспективы дальнейшего развития. Кроме описанных высокотехнологичных решений, на перспективы развития также указывает глубокая цифровая трансформация отрасли с применением потенциала искусственного интеллекта.

Литература

1. https://www.researchgate.net/publication/267460669_Advanced_Cuttings_Analysis_Improves_Reservoir_Characterisation_and_Reduces_Operating_Times_in_Shale_Gas_Drilling_Project
2. https://www.slb.ru/services/drilling/surface_logging/fluid_logging/acc/
3. Alixant J. L. и Collie D. A. L. "Измерение спектрального гамма-излучения в шламе: Альтернатива MWD", SPE/IADC 57550, Ближневосточная конференция SPE/IADC по технологиям бурения, Абу-Даби, ноябрь 1999 г.
4. Капоне Г., Каруго К., Черри Р., Рива А., Рива М., Зауса Ф., "Как новые технологии бурения могут сильно повлиять на качество скважинных данных для геологической и геохимической интерпретации", GEO 2006, Бахрейн, 2006.

5. Лоерманс Т., Кимур Ф., Брэдфорд К., Мериджи Й., Бондабу К., Каспишовски П., Карум Р., Нейджон М. и Марсала А. "Результаты пилотных испытаний подтверждают потенциал усовершенствованного каротажа", SPE 149134, Технический симпозиум и выставка SPE/DGS в Саудовской Аравии, Аль-Хобар, май 2011 г.
6. Марсала А., Лоерманс Т., Шен С., Шейбе К. и Зерейк Р. "Портативная энергодисперсионная рентгеновская флуоресценция интегрирует минералогию и хемотратиграфию в оценку пласта в режиме реального времени", SPWLA 52nd Annual Logging Symposium, May 2011.

УЧЕТ СКВАЖИННЫХ УСЛОВИЙ ПРИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГГМ-Ц

М. Се, С.В. Белов

Пермский государственный национальный исследовательский университет

г. Пермь

e-mail: belov@fxc-png.ru

Аннотация. Методика определения плотности цемента за колонной, разработанная на основе методов Монте-Карло и Гаусса-Ньютона, предполагает определённые условия измерений в скважине. В докладе рассмотрены факторы, влияющие на результат количественной интерпретации данных гамма-гамма цементометрии.

Ключевые слова: Гамма-гамма цементометрия, методика количественной интерпретации данных, метод Монте-Карло.

CONSIDERATION OF BOREHOLE CONDITIONS IN THE QUANTITATIVE INTERPRETATION OF GGM-CB DATA

M. Xie, S.V. Belov

Perm State University, Perm

Abstract. The method of determining the density of cement behind a column, developed based on Monte Carlo and Gauss-Newton techniques, assumes certain measurement conditions within the well. This report examines the factors that influence the outcome of quantitative interpretation of gamma-gamma cementometer data.

Key words: gamma-gamma cement-bond well logging, method of quantitative data interpretation, Monte Carlo method, physical modeling.

В работе [1] был предложен способ определения метрологических параметров прибора гамма-гамма цементометрии (ГГМ-Ц) на основе решения переопределенной системы:

$$\ln(1 - e^{-S(\sigma_{\text{п}i} - \sigma_{\text{ц}j})}) - \ln(1 - \frac{I_{ij}}{I_{\text{эт}}} e^{S(\sigma_{\text{ц}j} - \sigma_{\text{эт}})}) - A(\sigma_{\text{ц}j} r_{\text{ц}})^n = 0 \quad (1)$$

где S , A и n – метрологические характеристики прибора; $\sigma_{\text{п}i}$ – плотность трех видов пород; $\sigma_{\text{ц}j}$ – плотность пяти видов цемента; I_{ij} – гамма-счет детектора в модели с i -м пластом и j -м цементом.

Полагая f_k равной левой части формулы (1) решение системы из K уравнений сводится к итерационная формуле:

$$\beta_{(n+1)} = \beta_{(n)} - (J^T J)^{-1} J^T F \quad (2)$$

где $\beta = [\beta_1, \beta_2, \beta_3] = [S, A, n]$ – матрица β искомых параметров, $J = J(F(\beta))$ – матрица Якоби для функции отклонения $F = [f_1, f_2, f_3, \dots, f_K]$.

Полученную матрицу параметров $\beta = [S, A, n]$ можно использовать для расчета плотности цемента. В этом случае уравнение (1) можно представить в виде

$$\frac{1 - e^{-A(\sigma_{\text{ц}r_{\text{ц}})^n} + e^{-S(\sigma_{\text{п}} - \sigma_{\text{ц}}) - A(\sigma_{\text{ц}r_{\text{ц}})^n}}}{e^{S(\sigma_{\text{ц}} - \sigma_{\text{эт}})}} - \frac{I_k}{I_{\text{эт}}} = 0, \quad (3)$$

которое решается методом Ньютона. Пусть $g(\sigma_{\text{ц}})$ равно левой части уравнения (13). Производная функции $g(\sigma_{\text{ц}})$

$$g'(\sigma_{\text{ц}}) = \frac{\{nAr_{\text{ц}}^n \sigma_{\text{ц}}^{n-1} [1 - e^{-S(\sigma_{\text{п}} - \sigma_{\text{ц}})}] + S\} e^{-A(\sigma_{\text{ц}r_{\text{ц}})^n} - S}{e^{S(\sigma_{\text{ц}} - \sigma_{\text{эт}})}} \quad (4)$$

Далее используется итерационная формула для расчета плотности цемента:

$$\sigma_{\text{ц}k+1} = \sigma_{\text{ц}k} - \frac{g(\sigma_{\text{ц}k})}{g'(\sigma_{\text{ц}k})} \quad (5)$$

Следует отметить, что данный способ показал хорошие результаты при расчете плотности в моделях [1]. Способ предполагает, что параметры S , A и n определяют свойства измерительной системы, состоящей из прибора, промывочной жидкости и обсадной колонны. Как следствие, остался нерешённым вопрос учёта влияния таких факторов, как плотность промывочной жидкости и толщины колонны на расчетные параметры S , A и n .

Чтобы изучить влияние этих факторов на показания прибора ГГМ-Ц, было выполнено моделирование методом Монте-Карло на группе моделей с разной толщиной обсадной колонны и разной плотностью промывочной жидкости.

Результаты расчетов в модели с колонной диаметром 146 мм приведены на рисунке 1.

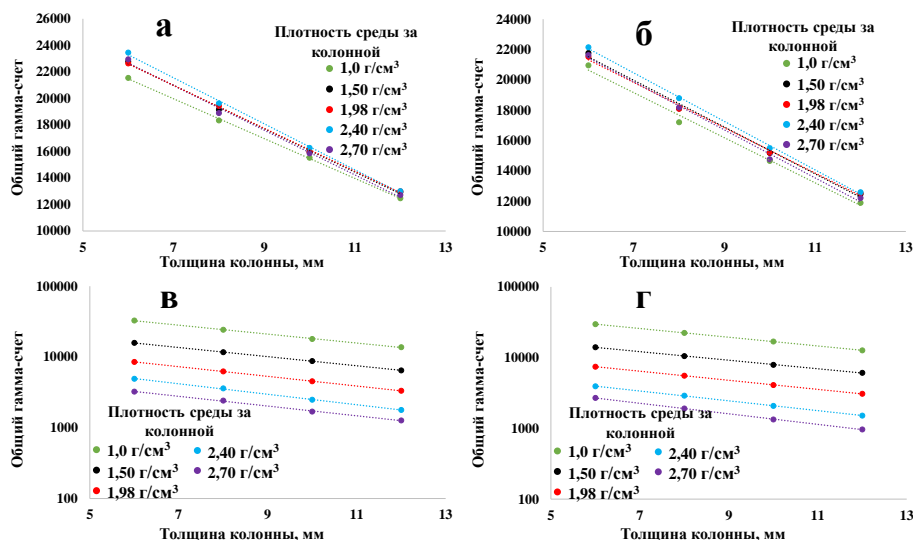


Рис. 1. Зависимости гамма-счета ближнего (а, б) и дальнего (в, г) детекторов от толщины колонны при заполнении скважины водой (а, в) и рассолом (б, г) в колонне диаметром 146 мм.

Моделирование показало, что количество гамма-квантов, достигающих ближнего и дальних детекторов, экспоненциально уменьшается с увеличением толщины колонны. Характер зависимости практически не изменяется при изменении плотности жидкости внутри колонны (таблица 1).

Таблица 1

Результаты анализа регрессии линейной зависимости гамма-счета дальнего детектора от толщины колонны в колонне диаметром 146 мм.

Типы среды за колонной	ПЖ – вода		ПЖ – рассол	
	Формула	Погрешность	Формула	Погрешность
Вода	$I = 77701e^{-0.145T}$	0,403%	$I = 69680e^{-0.142T}$	0,146%
Цемент	$I = 38503e^{-0.149T}$	0,225%	$I = 32216e^{-0.139T}$	0,336%
КСИ	$I = 21902e^{-0.157T}$	0,150%	$I = 18096e^{-0.148T}$	0,152%
Песчаник	$I = 13803e^{-0.171T}$	0,724%	$I = 10310e^{-0.16T}$	0,415%
Мрамор	$I = 8419.6e^{-0.158T}$	0,853%	$I = 7518.4e^{-0.171T}$	0,656%

Исходя из полученных результатов моделирования, можно сделать вывод, что возможно учитывать влияние плотности промывочной жидкости и толщины колонны при определении метрологических параметров скважинного прибора ГГМ-Ц и расчёте плотности цемента за обсадной колонной. Эта задача является предметом дальнейших исследований.

Литература

1. С.В. Белов, М. Се. Определение метрологических параметров приборов ГГМ-Ц.

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 5:
ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА

XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"

SECTION 5:
GEOLOGY OF OIL AND GAS

НЕФТЕНОСНОСТЬ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОЙ СИСТЕМЫ ПИМИЕНТА-ТАМАБРА

Балдина Софья Николаевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курс, г. Пермь
e-mail: baldina.sofya2013@yandex.ru*

Цыплякова Татьяна Сергеевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курс, г. Пермь
e-mail: tanktsypi14@gmail.com*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: в статье рассматривается понятие нефтяной системы и её значение в поиске нефтяных месторождений. На примере нефтяной системы Пимиента-Тамабра раскрываются элементы системы, такие как коллекторы, породы-флюидоупоры, процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов. В заключении подчеркивается важность проведения поисковых работ на основании выделения нефтяной системы и возможность обнаружения новых залежей на основании изученных данных о нефтяной системе, ловушках и путях миграции углеводородов.

Ключевые слова: нефтяная система, поисковые работы, углеводороды, элементы нефтяной системы, Мексиканский залив, месторождение Кантарел.

THE OIL CONTENT OF THE GULF OF MEXICO ON THE EXAMPLE OF THE OIL SYSTEM PIMIENTA-TAMARA

Baldina Sofia

Perm State University, 1st year Master's Degree student, Perm

Tsyplyakova Tatiana

Perm State University, 1st year Master's Degree student, Perm

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kozhevnikova Elena

Abstract: this article discusses the concept of an oil system and its importance in the search for oil fields. Using the example of the Pimienta-Tamara oil system, the elements of the system are revealed, such as reservoirs, fluid-resistant rocks, processes of generation, migration and accumulation of hydrocarbons. In conclusion, the importance of conducting prospecting based on the allocation of the oil system and the possibility of discovering new deposits based on the studied data on the oil system, traps and hydrocarbon migration routes is emphasized.

Keywords: oil system, search operations, hydrocarbons, elements of the oil system, Gulf of Mexico, Cantarelle field.

Введение. Нефть представляет собой один из главных источников энергии в мире, поэтому стабильный прирост ресурсной базы необходим для обеспечения энергетической безопасности и устойчивости развития государств. Поддерживать стабильный прирост ресурсов – самая сложная задача геологов. При решении поисковых задач должно быть не только количественное, но и качественное улучшение подтверждаемости ресурсов.

Как показала практика зарубежных геологов, наиболее эффективно проведение поисковых работ на основании выделения нефтяной системы (НС), т.к. их выявление позволяет снизить риски нефтяных компаний при разработке новых месторождений.

Понятие «нефтяная система» впервые базировалось на концепте «нефть – нефтематеринская порода», автором которого является W. G. Dow (1974 г.). Позже в 1980 г. A. Perrodon высказал предположение, что «комплексное представление о нефтематеринских породах, коллекторе и покрывке отражено в формировании однородных коллекторов или еще корректнее – в нефтяной системе», тем самым усовершенствовав предыдущее понятие. Далее ученые продолжили изучать нефтяные системы для решения практических задач по открытию новых залежей. В 1994 году сформировалось окончательное определение благодаря L.B. Magoon и W. G. Dow, которые определили нефтяную систему как природную систему, которая охватывает объём от генерировавших нефтематеринских толщ, всех нефтей и газов, связанных с этим источником, до всех процессов, способствующих накоплению углеводородов [1].

На примере нефтяной системы Пимиента-Тамабра рассмотрены элементы системы и их значение в понимании процессов нефтеобразования и успешных открытий месторождений.

Нефтяная система Пимиента-Тамабра. НС Пимиента-Тамабра – гигантская нефтяная система, расположенная в южной части Мексиканского залива, на суше и шельфе Мексики. По данным геологической службы США рассматриваемая нефтяная система имеет шифр 530501 (рис. 1).



Рис. 1. Нефтяная система Пимиента – Тамабра

Элементы нефтяной системы Пимиента-Тамабра. Эффективность этой системы во многом обусловлена широким распространением карбонатно-глинистых пород нефтегазоматеринских свит (НГМС) верхнеюрского возраста, вступивших в условия «нефтяного окна» в ранненеогеновое время, благодаря которым сформировались многочисленные залежи нефти.

Изученная сукцессия простирается от верхней части нижнеберриасской зоны *Calpionella* (род ископаемых инфузорий) до нижней части нижневаланжинской зоны *Calpionellites*. Данные микрофаций указывают на то, что накопление органического вещества (ОВ) происходило на границе континентального шельфа под влиянием мутьевого потока и поступления включений гумусового вещества, перенесенных с более мелководных участков. Органическое вещество, сохранившееся в этих отложениях, имеет смешанное (сапропелево-гумусовое) происхождение, по степени зрелости соответствует главной зоне нефтеобразования (ГЗН).

В берриас – ранневаланжинский век раннемеловой эпохи уровень кислорода увеличился, что привело к сокращению захоронения органического вещества, но формированию карбонатных пород, таких как известняк Тамабра в районе Тукспан, обладающими хорошими коллекторскими свойствами. Похожие, но более молодые коллектора, содержащие большую часть нефти, образовались в позднем меловом периоде и в начале палеогеновой эпохи в районах Вильярмоса и

залива Кампече. Также породами-коллекторами локально являются кремнисто-обломочные песчаники неогенового возраста.

Флюидоупорами для рассматриваемой нефтяной системы служат глинистые породы мезозойско-кайнозойского возраста. На территории распространения НС Пимиента-Тамабра присутствуют и эвапоритовые флюидоупоры юрско-триасового возраста [2,4].

Благодаря сочетанию идеальных условий нефтяной системы, а именно карбонатным и терригенным породам-коллекторам и глинистым и соляным флюидоупорам, сформировались стратиграфические и структурные ловушки в разновозрастных отложениях [3]. Ловушки имеют юрский, меловой, палеогеновый и неогеновый возраст.

Процесс формирования нефтеносности характеризуется следующим образом: НГМС верхнеюрского возраста активно начали генерировать нефтяные углеводороды в позднепалеоценовое время. С этого момента начинается активная генерация, которая достигает кульминации в начале миоценовой эпохи и продолжается в меньшей степени сегодня. Наиболее интенсивно процессы протекали на границе палеогеновой и неогеновой эпох.

Согласно концепции ГАУС критический момент (criticalmoment) – время, наиболее точно характеризующее процесс генерации – миграции – аккумуляции УВ в системе, когда более 50% УВ эмигрировало из нефтематеринской породы и аккумуляровалось в ловушках. В НС Пимиента-Тамабра критический момент начала эмиграции и дальнейшей миграции углеводородов наступил ближе к концу миоценовой эпохи.

Известно, что миграция углеводородов начинается практически одновременно с периодом генерации, в данном случае этот процесс связан с раннеэоценовой эпохой. Процесс перемещения углеводородов из нефтематеринских свит, т.е. миграция происходила с востока на запад рассматриваемой территории (рис. 2). Миграция углеводородов в основном протекала по глубоким разломам и по соляным диапирам. В глубоко погруженном эоловом комплексе эффективная проницаемость, обеспечивающая миграцию УВ, связана исключительно с литофациями дюн [2,3].

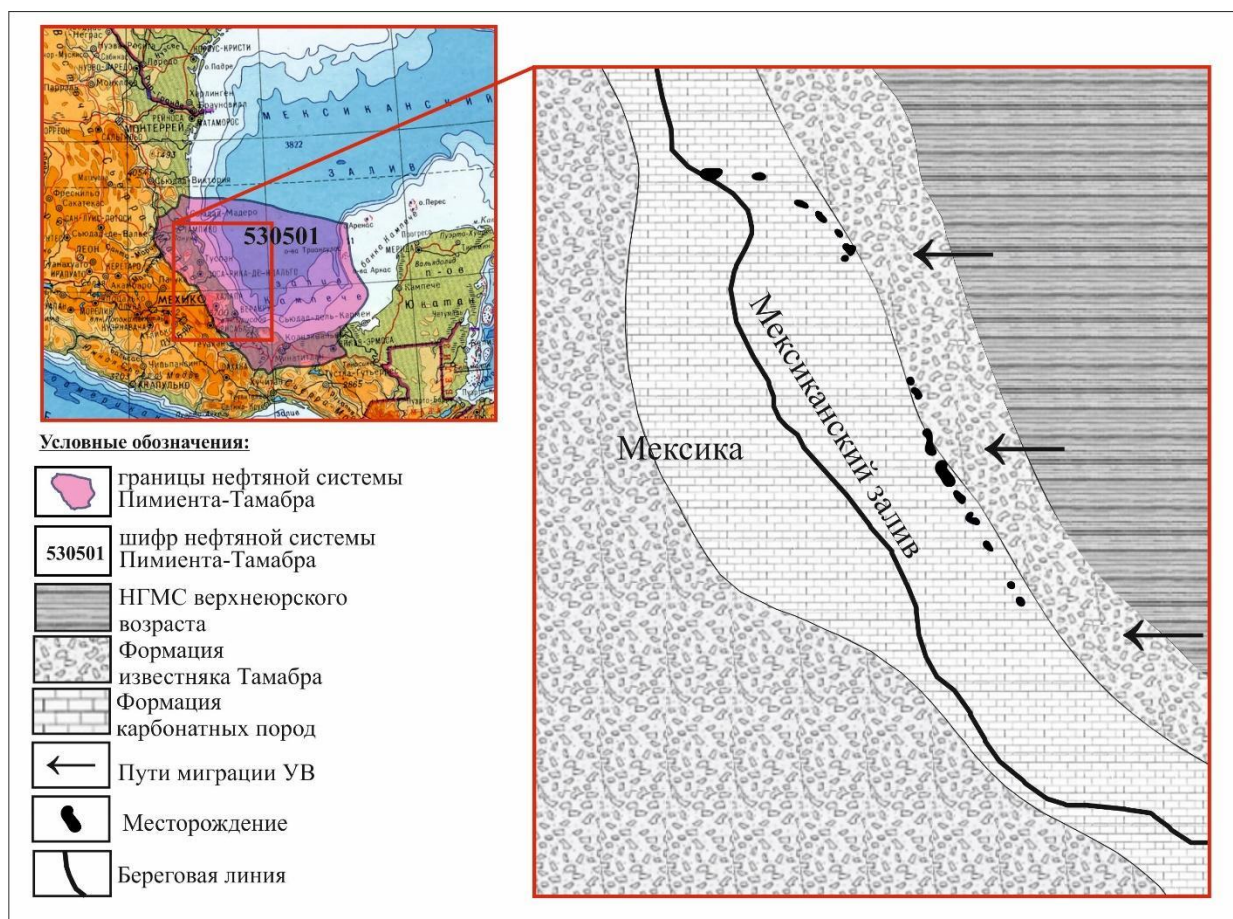


Рис. 2. Общая схема формирования залежей нефтяной системы Пимиента-Тамабра

Модель формирования основных этапов нефтеносности нефтяной системы Пимиента-Тамабра представлена на рисунке 3.

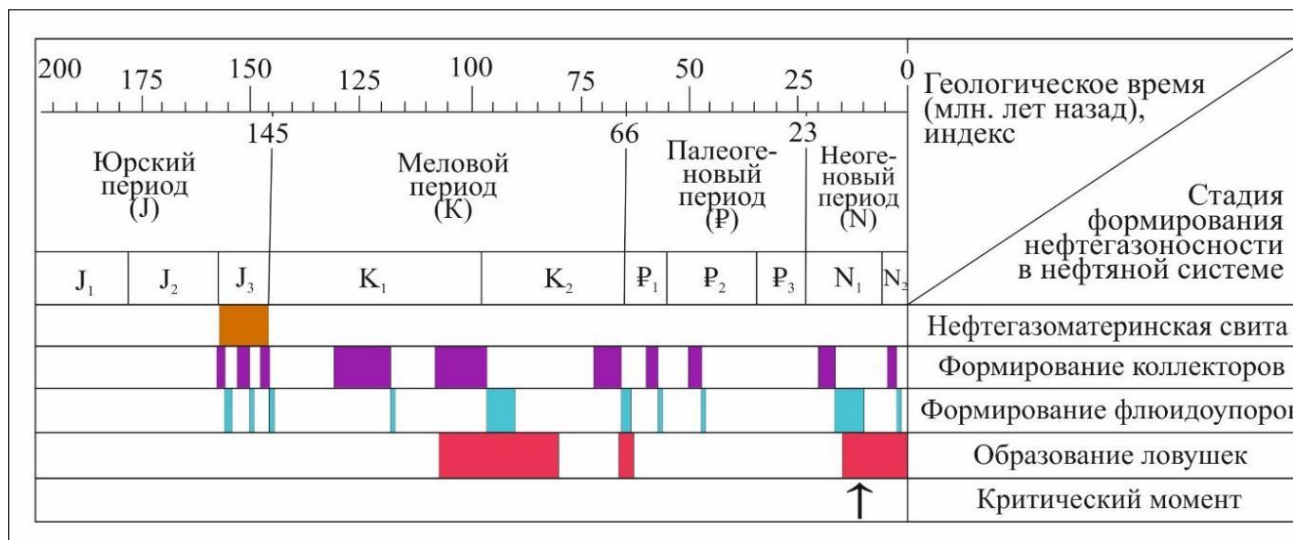


Рис. 3. Модель формирования нефтеносности нефтяной системы Пимиента-Тамабра

Месторождение Кантарел как элемент нефтяной системы. Месторождение Кантарел, иначе комплекс Канатерл – это крупнейшее (уникальное) морское нефтяное месторождение, расположенное в 80 километрах от берега на шельфе восточной части залива Кампече, Мексики (рис. 4).

В тектоническом отношении месторождение приурочено к северному продолжению поднятия Вилья-Эрмоса. На шельфе Кампече выявлено более 100 локальных поднятий, в строении которых существенная роль принадлежит разрывной тектонике. Многие из них связаны с глубокопогруженными соляными диапирами (рис. 5).

Нефтеносность связана с отложениями юрского возраста. Резервуары образованы из карбонатной брекчии поздне мелового возраста, щебня от удара астероида, который создал кратер Чиксулуб. После удара карбонатная платформа обрушилась, отложив крупные брекчии, которые затем были перемешаны и перекрыты более мелкими брекчиями из последовавших за этим цунами. Складчатость произошла в раннем миоцене – плиоцене, и сжатие подняло меловые и верхнеюрские блоки, образовав структурную ловушку, в которую углеводороды мигрировали в миоцене.

Разрез представлен юрско-неогеновым карбонатным комплексом. Коллекторами являются верхнемеловые карбонатные брекчии. Коллекторы отличаются высокой проницаемостью (до $5 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Пористость составляет 8-12% в пласте на глубине около 1500 м. Поверхность карбонатного комплекса характеризуется резко расчлененным рельефом с перепадом глубин от 1100 до 3200 м.

Залежи месторождения относятся к пластовому сводовому и тектонически-экранированному типам. По плотности нефти – относятся к легким, по составу примесей – к малосернистым [4].



Рис. 4. Расположение месторождения Кантарель

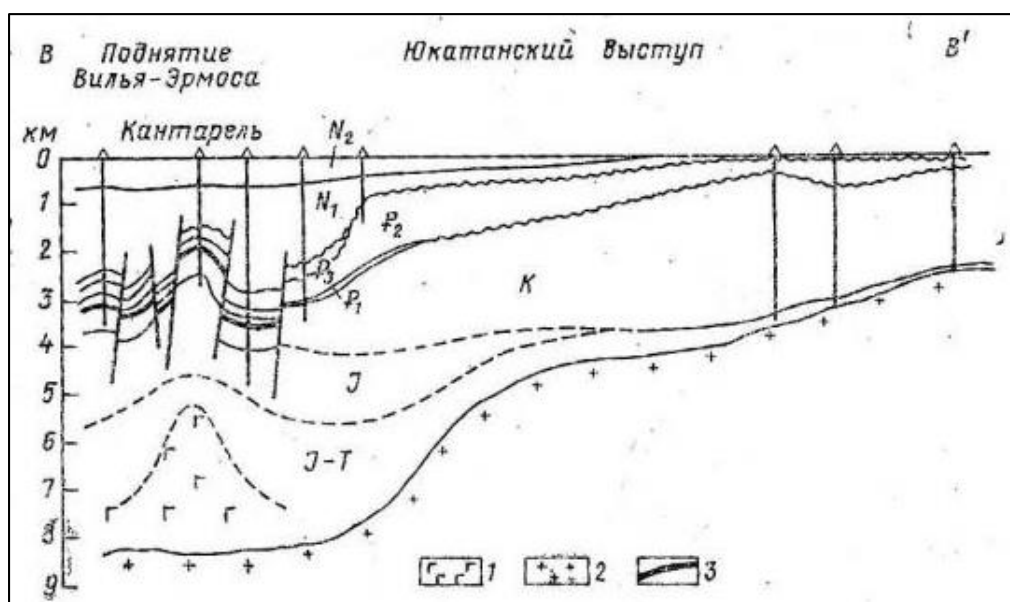


Рис. 5. Схематический профильный разрез через шельф Кампече-Юкатанский выступ (по Meness, 1981):

1 – соль, 2 – фундамент, 3 – нефть

Заключение. Нефтяная система включает в себя все элементы необходимые для генерации углеводородов, в том числе геологическое время. Выделение нефтяной системы может быть на основе открытого месторождения (залежи) углеводородов или только на основе нефтепроявлений по керну. В любом случае в результате установления и описания всех элементов нефтяной системы в регионе описывается полная картина формирования нефтеносности. Так зная возраст, состав, положение в разрезе нефтегазоматеринских свит, установив пути миграции и выделив ловушки можно прогнозировать открытие неразведанных залежей.

На территории Мексиканского залива выделена нефтяная система Пимента-Тамабра, которая играет важную роль в формировании нефтеносности региона. Поисково-разведочные работы по

открытию новых залежей углеводородов с учетом данных об описанной нефтяной системе позволят снизить расходы и риски недропользователей.

Литература

1. Геология и геохимия нефти и газа [Электронный ресурс]: учебное пособие / Е. Е. Кожеевникова; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2020. – 2,25 Мб ; 90 с. – Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/kozhevnikova-geologiya-i-geoximiya-nefti-i-gaza.pdf> Последняя дата обращения 25.03.2024.
2. Kidston, A.G., Brown, D.E., Smith, B. and Altheim, B., 2005: *The Upper Jurassic Abenaki Formation, Offshore Nova Scotia: A Seismic and Geologic Perspective*. Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board, Halifax, Nova Scotia, 168 p. – Режим доступа: https://ngtp.ru/rub/12/17_2015.pdf Последняя дата обращения 20.03.2024.
3. Уилсон Джеймс. Карбонатные фации в геологической истории. Глава 11. Расцвет рудистов. Фации среднего мела Мексики и Ближнего Востока. – Режим доступа: <https://lithology.ru/node/67> Последняя дата обращения 22.02.2024.
4. Cantarell Oilfield, Gulf of Mexico – Режим доступа: <https://www.offshore-technology.com/projects/cantarell/?cf-view> Последняя дата обращения 30.01.2024.

АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ ВЫЧЕГОДСКОГО ПРОГИБА

Боталов Андрей Николаевич

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет
аспирант, молодой ученый, г. Пермь
e-mail: botalov97@yandex.ru*

Научный руководитель: *к.т.н., доцент Кривошеков Сергей Николаевич*

Аннотация: Вычегодский прогиб – один из перспективных районов для поиска углеводородов на севере Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна. В настоящий момент на данной территории промышленных скоплений нефти и газа не выявлено, однако встречены многочисленные проявления углеводородов. Эта проблема во многом связана с крайне слабой исследованностью северных районов Волго-Уральского бассейна. Данная работа посвящена определению основных показателей, характеризующие изученность Вычегодского прогиба.

Ключевые слова: Вычегодский прогиб, углеводороды, геолого-геофизическая изученность, скважины, сейсморазведочные профили.

ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL STUDY OF THE VYCHEGDA TROUGH

Botalov Andrey

Perm National Research Polytechnic University, Post-graduate Student, Young Researcher, Perm

Research Supervisor: *Candidate of of Technical Sciences, Associate Professor Krivoshchekov Sergey*

Abstract: The Vychedga Trough is one of the potential areas for hydrocarbon prospecting in the north of the Volga-Urals basin. At present, no commercial accumulations of oil and gas have been identified in this area, but numerous hydrocarbon manifestations have been encountered. This problem is largely related to the extremely poorly studied northern areas of the Volga-Ural basin. This article is devoted to the determination of the main indicators characterizing the study of the Vychedga Trough.

Keywords: Vychedga Trough, hydrocarbons, geological and geophysical study, wells, seismic profiles.

Введение

Вычегодский прогиб – один из потенциальных районов с точки зрения поиска новых месторождений углеводородов (УВ) [1, 2, 6]. Территория площадью около 56 тыс. км² расположена на северо-востоке европейской части Российской Федерации. Вычегодский прогиб простирается в северо-западном направлении вдоль южной части Тиманской гряды. В административном положении прогиб занимает территорию севера Пермского края и юга Республики Коми.

Волго-Уральский нефтегазоносный бассейн, добыча углеводородов в котором началась еще в 20-х годах прошлого века (Верхнечусовские Городки, 1929 г.) [4], является одними из наиболее изученных в РФ. Однако северные районы бассейна на сегодняшний день остаются наименее исследованными в геолого-геофизическом отношении. Особенно низкий уровень изученности характерен для Вычегодского прогиба, выделенный по результатам региональных гравиметрических и магнитометрических съемок [3].

В целом история исследования Вычегодского прогиба берет свое начало в 40-х годах XX века. Поводом для этого послужила находка нефтенасыщенных известняков пермского возраста в верховьях р. Северная Кельтма [5].

В истории геологического изучения региона выделяются два крупных этапа. Первый охватывает время от 40-х до 70-х годов прошлого века. На данном этапе проводилось в основном структурно-поисковое бурение и сейсморазведочные работы методами МОВ и КМПВ, с помощью которых удалось выявить геологические особенности строения Вычегодского прогиба по палеозойскому комплексу. Второй этап начинается (с конца 70-х-начала 80-х годов прошлого века до настоящего времени) с момента использования сейсмических работ МОГТ, которые позволили заглянуть в более глубокие горизонты осадочного чехла, обосновать заложение глубоких и параметрических скважин. На этом этапе были получены существенные результаты, изменившие представление о структуре палеозойского комплекса и позволившие установить строение Вычегодского прогиба по глубоким горизонтам: по отложениям рифей-вендского возраста и поверхности кристаллического фундамента (рис. 1).

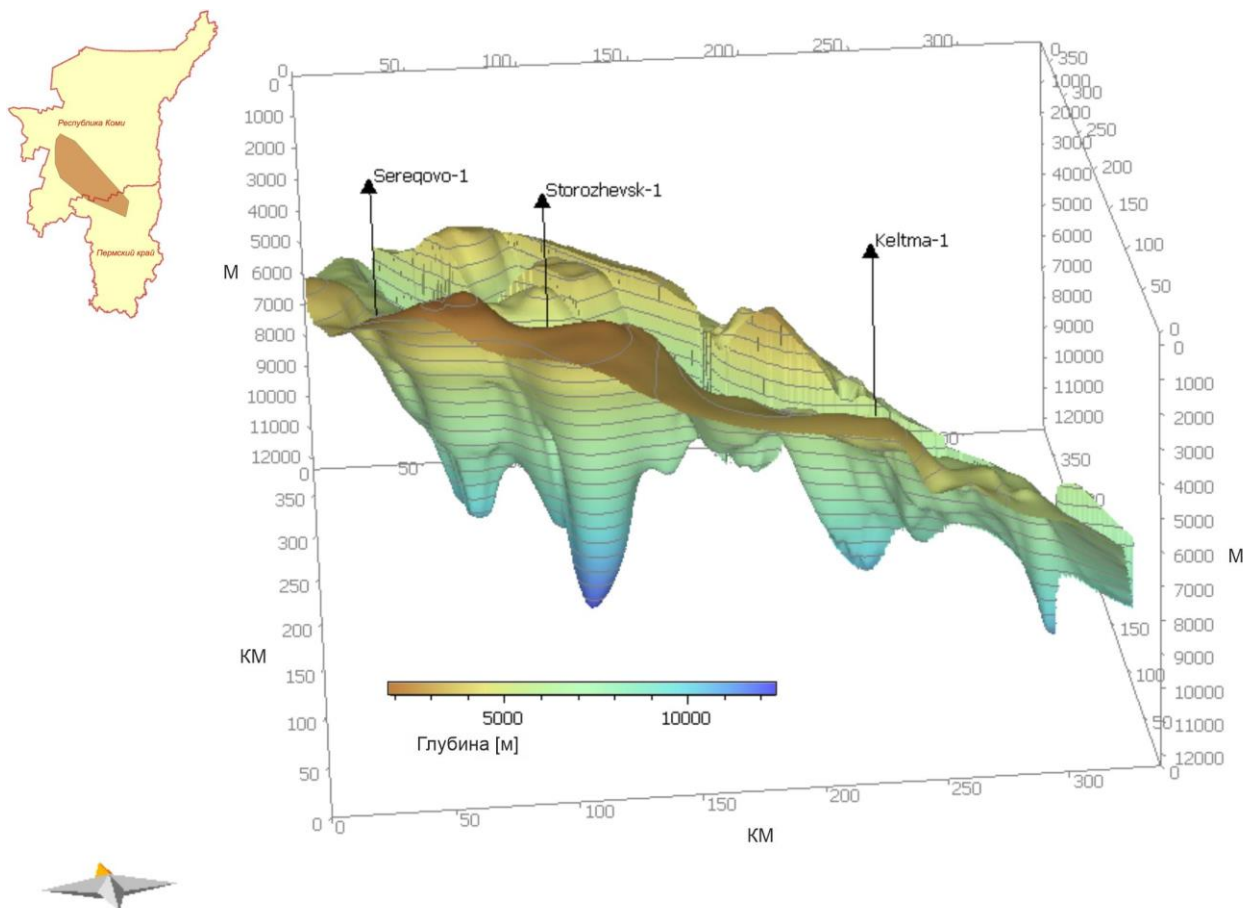


Рис. 1. 3D модель строения Вычегодского прогиба по поверхности фундамента (ОГ F)

Анализ изученности

Для Вычегодского прогиба можно привести ряд показателей, которые характеризует его изученность.

Суммарный объем бурения составляет 78,7 тыс. пог. м. По состоянию на сегодняшний день на территории Вычегодского прогиба пробурено 83 скважины (4 параметрические, 14 поисковых, 7 разведочных (на соль), 58 структурно-поисковых) и 99 скважин на прилегающих районах соседних структур. Плотность бурения крайне низкая и неравномерная ($<0,05$ скв./км²), исключением является юго-восточный район Вычегодского прогиба и северная часть Соликамской депрессии, где плотность бурения выше и достигает до 0,1-0,3 скв./км² (рис. 2, а). Из общего количества скважин Вычегодского прогиба одна глубже 4 км (Кельтменская-1, 4902 м), 2 скважины имеют глубину более 3 км (Сторожевская-1, 3742 м и Сереговская-1, 3943 м), 1 скважина – более 2 км (Аныбская-3, 2155 м) и 28 скважин – более 1 км. Полный разрез палеозоя освещен: 4-мя – на Аныбской, 3-мя – на Сереговской, 2-мя – на Сторожевской, 3-мя – на Мулукской, 3-мя – на Кельтменской (Елмач-Парминской) и 3-мя – на Нившерской площадях, а также 4-мя – на Большепорожско-Синдорском поднятии. Разрез рифей-

венда более или менее полно вскрыт лишь 3-мя параметрическими скважинами: Кельтменская-1, Сторожевская-1 и Сереговская-1.

Сейсморазведочными работами район Вычегодского прогиба изучен крайне низко и неравномерно. Объем сейсмических исследований составляет около 3,78 тыс. пог. км. Плотность сеймопрофилей составляет всего 0,2 пог. км/км² (рис. 2, б). Тем не менее на Сереговском, Сторожевском и Елмач-Парминском поднятиях плотность профилей выше (за счет площадной съемки) и составляет 0,2-0,6 пог. км/км². Сейсмическая изученность юго-восточного района Вычегодского прогиба и смежной северной части Соликамской депрессии в целом наиболее высокая (0,6-1,0 пог. км/км² и выше).

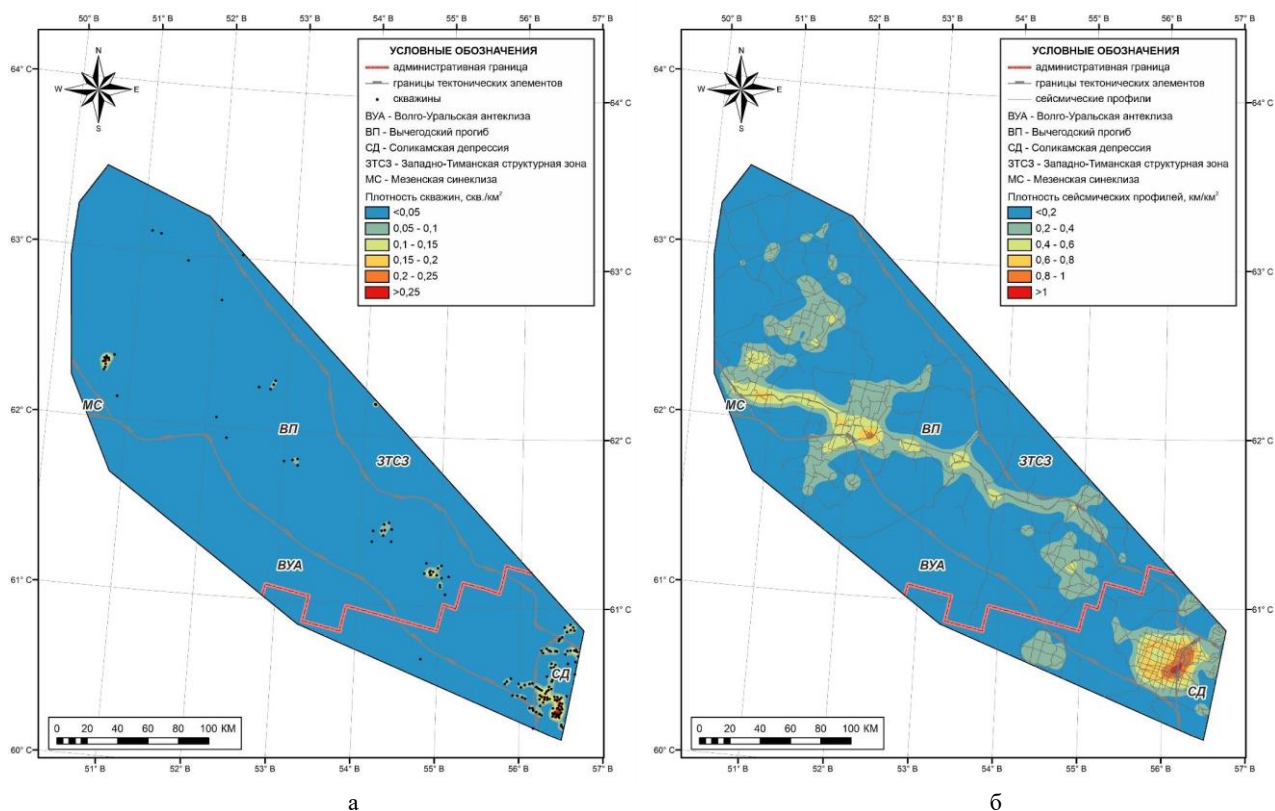


Рис. 2. Схема плотности скважин (а) и сейсмических профилей на территории Вычегодского прогиба

Выводы

Таким образом, анализ всех проведенных сейсморазведочных и буровых работ показывает на незавершенность региональной стадии нефтегазопроисловых работ в Вычегодском прогибе. Наибольшая плотность изучения региона соответствует юго-восточной части и частично – северо-западной. На сегодняшний день практически не исследованы районы, примыкающие к Тиманской гряде и Казанско-Кажимскому авлакогену, которые определенно имеют интерес с точки зрения поисков нефти и газа. Поэтому было бы целесообразно продолжить изучение Вычегодского прогиба региональными и площадными сейсморазведочными работами, параметрическим бурением с целью уточнения геологического строения и оценки перспектив нефтегазоносности.

Благодарности

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

1. Боталов А.Н. Изучение перспектив нефтегазоносности Вычегодского прогиба в связи с определением потенциальных углеводородных систем // *Материалы XVI Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых»*. Пермь: ПНИПУ, 2023. Т. 1. С. 13-17.
2. Боталов А.Н., Кривошеков С.Н. Геохимические критерии нефтегазоносности осадочного чехла Вычегодского прогиба Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // *Сборник материалов 25-й юбилейной научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа «Геомодель 2023»*. Москва: ООО «Геомодель», 2023. С. 349-352.
3. Дедеев В.А., Гецен В.Г. Структура платформенного чехла Европейского Севера СССР. Ленинград: Наука, 1982. 200 с.
4. Лядова Н.А., Распопов А.В., Яковлев Ю.А. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. Москва: ОАО ВНИИОЭНГ, 2010. 335 с.
5. Ростовцев Н.Н. Кельтменский нефтегазоносный район // *Материалы третьей геологической конференции Коми АССР*. Сыктывкар: Коми государственное издательство, 1948. С. 388-445.
6. Krivoshchekov S., Botalov A. Assessment of Oil and Gas Potential in Vychegda Trough in Connection with the Identification of Potential Petroleum Systems // *Geosciences*. 2024. 14(3), 57. <https://doi.org/10.3390/geosciences14030057>.

1D БАСЕЙНОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ, ВСКРЫТЫХ ТЮМЕНСКОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНОЙ

Гребнева Елизавета Сергеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 4 курса, г. Пермь

e-mail: elizavetaa.grebneva@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Кузнецова Елена

Аннотация: В работе рассмотрены результаты одномерного бассейнового моделирования Тюменской сверхглубокой скважины. В результате моделирования выделены зоны генерации нефти и газа. В условиях «нефтяного окна» находятся нижний и средний отделы юрской системы, а также толщи нижнего мела. На глубине 4753 м начинается газогенерация. В главную зону газообразования вступили нижнеюрские, триасовые, а также верхнепермские отложения. Кроме того, были рассмотрены графики истории формирования глубокопогруженных нефтегазоматеринских пород, вскрытых при изучении Тюменской скважины, определено время вступления в главную фазу нефте- и газообразования, оценена продолжительность процессов генерации углеводородов.

Ключевые слова: Бассейновое моделирование, сверхглубокая скважина, отражательная способность витринита, нефтегазоматеринские породы, катагенез, апокатагенез.

1D BASIN MODELING OF DEEP-SUBMERGED SEDIMENTS UNCOVERED BY THE TYUMEN DEEP WELL

Grebneva Elizaveta

Perm State University, 4st year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Kuznetsova Elena

Abstract: The paper discusses the results of one-dimensional basin modeling for the Tyumen deep well (SG-6). As a result of the simulation, oil and gas generating zones have been identified. The lower and middle parts of the Jurassic system, as well as the formation of the Lower Cretaceous, are located within the "oil window" conditions. At a depth of 4,753 meters, gas generation starts. The Lower Jurassic, Triassic and Upper Permian formations entered the "gas window". Additionally, graphs of the history of deep-seated oil and gas source rocks uncovered during the study of the Tyumen well were examined, the time of entering the main phase of oil and gas production was determined, and the duration of hydrocarbon production processes was estimated.

Keywords: Basin modeling, deep well, vitrinite reflection, source rocks, catagenesis, apocatagenesis.

Тюменская сверхглубокая скважина (СГ-6) пробурена в северной части Западно-Сибирской равнины в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В геоморфологическом плане скважина связана с тыловым швом второй надпойменной террасы р. Пур. Район представляет собой полого-холмистую равнину с большим количеством озер и переходную зону ландшафта от лесотундры к тундре [3].

Первые сведения о геологическом строении нижнего течения р. Пур – района заложения Тюменской сверхглубокой скважины – относятся к середине 50-х годов прошлого века. Бурение начато в 1987 г., к 1993 г. достигнута глубина 7502 м. В тектоническом отношении скважина приурочена к территории Пурского мегапрогиба и Уренгойского вала, соответствующим Нижне-

Пурский нефтегазоносный комплекс (НГК) перекрывается осадочными породами той же пурской свиты среднего верхнего триаса. Пласты ягельной и котухтинской свит характеризуются как возможные коллекторы. Тюменский НГК делится на два подкомплекса: средне- и нижнеюрский. Покрышкой среднеюрского подкомплекса служат аргиллиты нижневасюганской подсвиты (интервал 3918.0...3980.0 м). Покрышкой нижнеюрского подкомплекса являются глинистые породы (алевролиты, аргиллиты) радомской пачки в интервале 4744.0...4780.0 м. В васюганском НГК покрышкой являются глинистые породы георгиевской свиты (3844.0...3884.0 м). Баженовский НГК (3782.0-3844.0 м) представлен аргиллитами битуминозными, алевритистыми и глинистыми алевролитами, неравномерно известковистыми. Комплекс служит одновременно региональным флюидоупором и нефтегазоносным резервуаром, в котором коллекторами являются листоватые аргиллиты [3].

Как было указано ранее для изучения таких труднодоступных объектов полезно бассейновое моделирование или моделирование нефтегазоносной системы – метод, основанный на анализе формирования и эволюции осадочных бассейнов, помогающий в оценке потенциальных запасов углеводородов (УВ). Моделирование нефтегазоносных систем позволяет создавать региональную модель с учетом базы данных по геологическому, геофизическому и геохимическому строению района. Методика является ключевой для современных проектов по оценке перспективности территории, так как позволяет сводить все результаты исследований в единую модель.

Для построения 1D моделей Тюменской сверхглубокой скважины использовалась программа PetroMod, разработанная компанией Schlumberger.

С помощью модуля PetroMod 1D были получены модели современного изменения температуры и отражательной способности витринита (ОСВ) с глубиной, а также графики истории созревания нефтегазоматеринских пород (НГМП) месторождения.

В процессе 1D моделирования Тюменской скважины была проведена калибровка модели по современным замеренным значениям температуры, а также по данным ОСВ и результатам пиролитических исследований (Tmax) [2].

На графике изменения расчетной современной температуры (рис. 2) прослеживается постепенное увеличение параметра с глубиной до 209°C в пермских отложениях на глубине более 7 км (забой скважины 7502 м). А изменение расчетных значений отражательной способности витринита показывает увеличение данного параметра до 3,3 % на забое.

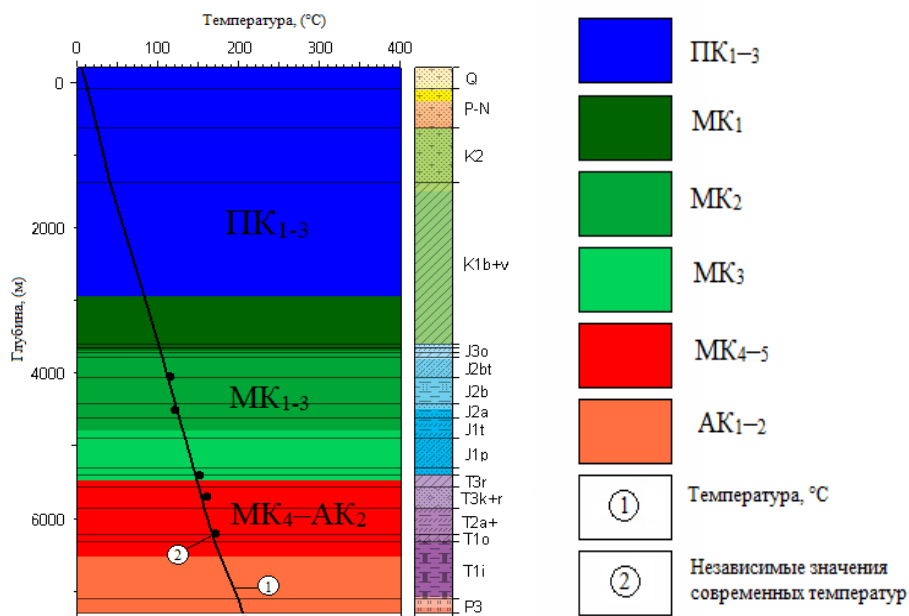


Рис.2. Модель современного изменения с глубиной температуры и ОСВ по разрезу Тюменской СГ-6

На глубине 2193 м прослеживается подошва зоны протокатагенеза (ПК₁₋₃). Таким образом, верхняя часть нерасчлененных берриасского и валанжинского ярусов нижнего отдела меловой системы и залегающие выше отложения содержат незрелое органическое вещество (ОВ). «Нефтяное окно», когда значение ОСВ достигло значения 0,55 %, началось на глубине 2193 м, соответственно, в

главную зону генерации нефти (ГЗН, градации катагенеза по Вассоевичу Н.Б.: МК₁–МК₃) вступили отложения меловой системы (нижняя часть нерасчлененных берриасско-валанжинских отложений). На глубине 4753 м начинается генерация газа (главная зона газообразования) или апокатагенез (ГЗГ, градации катагенеза по Вассоевичу Н.Б.: МК₄–МК₅), следовательно, отложения тоарского яруса нижнего отдела юрской системы вступили в главную зону газообразования (ГЗГ). Рассчитанные значения ОСВ для указанной толщи составляют 1,3%. Результаты моделирования современного изменения температуры и ОСВ с глубиной приведены в таблице 1.

Таблица 1

Сопоставление принятой размерности катагенетической шкалы с ОСВ и рассчитанной зональностью катагенеза ОБ

Градация катагенеза	ОСВ, %	Степень зрелости ОБ пород		Глубина зоны залегания, м		Геологический возраст
				min	max	
ПК ₁₋₃	0,00–0,55	Стадия незрелого органического вещества пород		0	2193	K _{1b+v}
МК ₁	0,55–0,70	Главная зона нефтеобразования	Начальная стадия «нефтяного окна»	2193	2992	K _{1b+v}
МК ₂	0,70–1,00		Пик генерации нефти	2292	4075	K _{1b+v} – J _{2bt}
МК ₃	1,00–1,30		Заключительная стадия «нефтяного окна»	4075	4754	J _{2b} – J _{1t}
МК ₄₋₅	1,30–2,00	Главная зона газообразования	Зона жирного газа	4754	5983	J _{1t} – T _{2a+1}
МК ₄₋₅	2,00–4,00		Зона сухого газа	5983	7302	T _{2a+1} – P ₃

По результатам изучения Тюменской сверхглубокой скважины установлено, что НГМП широко распространены в осадочной части разреза, повышенной продуктивностью характеризуются породы пурской свиты, залегающие ниже 6 км. Следует отметить, что УВ газы распространены до глубины 7,5 км по разрезу СГ-6, а нефтяные УВ в относительно аккумулятивном виде фиксируются до 4,5 км [3].

На основе изученных данных независимых исследований была построена модель, которая показывает историю созревания ОБ НГМП (рис. 3), индикаторами которой являются значения ОСВ.

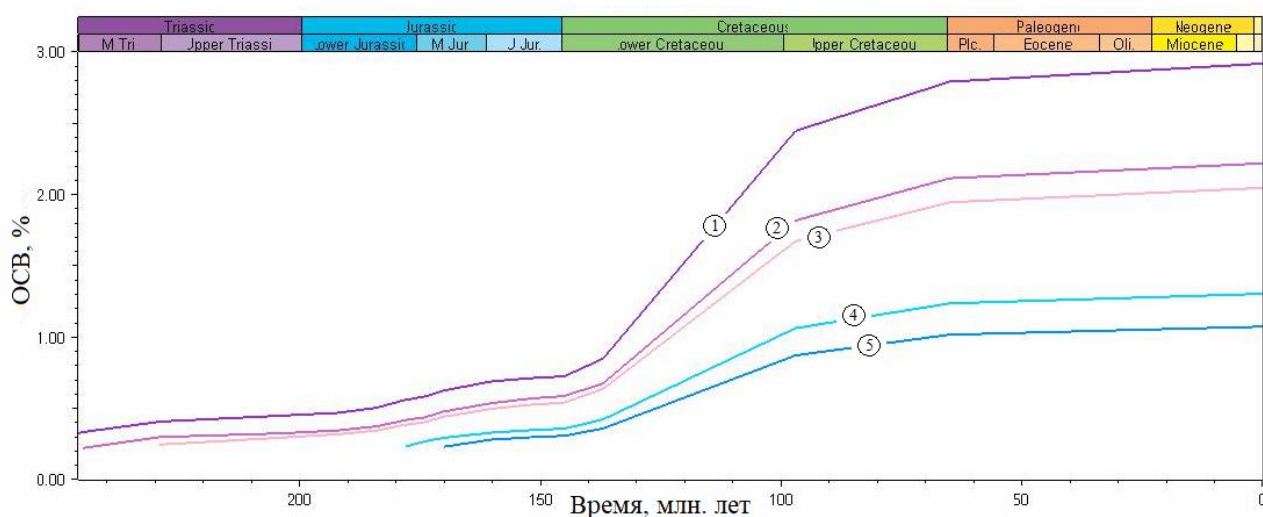


Рис.3. Графики истории созревания НГМП (изменения ОСВ в течение времени).

Условные обозначения: 1 – подошва индского яруса, 2 – подошва оленёкского яруса, 3 – подошва анизийского и ладинского ярусов, 4 – подошва байосского яруса, 5 – подошва тоарского яруса

Триасовые отложения индского яруса (рис. 3, кривая №1) 176 млн. лет назад достигли главной фазы нефтеобразования (ГФН) в раннюю эпоху юрского времени (табл. 2), длительность фазы – 50 млн. лет, а главная фаза газообразования (ГФГ) началась 126 млн. лет назад в раннюю эпоху мелового периода.

Отложения триасовой системы оленёкского яруса (рис. 3, кривая №2) вступили в ГФН 157 млн. лет назад в позднеюрское время, ГФГ берет начало 115 млн. лет назад, также в раннемеловое время, таким образом, ГФН длилась 42 млн. лет.

В раннюю эпоху мелового периода (144 млн. лет назад) (рис. 3, кривая №3) триасовые отложения среднего отдела анизийского и ладинского ярусов достигли ГФН, фаза длилась 33 млн. лет, а 111 млн. лет назад началась ГФГ.

Границей ГФН юрских отложений тоарского яруса (рис. 3, кривая №4) является 130 млн. лет (ранняя эпоха мелового периода), а ГФГ началась 1,8 млн. лет назад, то есть в четвертичный период, длительность главной фазы нефтеобразования самая протяженная – 128,2 млн. лет.

Юрские отложения байосского яруса (рис. 3, кривая №5) 120 млн. лет назад достигли главной фазы нефтеобразования в раннемеловое время, а в главную фазу газообразования не вступили.

На рисунке 3 видно, что графики истории имеют определенное развитие в течение время. С триасовой системы до конца юрской графики имеют пологое движение, на границе юрской и меловой систем преобразования НГМП происходят под влиянием закрытия Монголо-Охотского бассейна и проявление там позднемезозойского тектогенеза. В этот период возрастает воздействие термобарических условий в результате погружения, поэтому наблюдается резкий рост ОСВ. В конце меловой системы графики ОСВ имеют более пологое движение. Обозначенные этапы формирования нефтегазоносности глубокопогруженных НГМП согласуются с основными этапами тектонического развития Западно-Сибирского бассейна, выделенными В.А. Конторовичем [5]: юрским, берриас-аптским, альб-туронским и кайнозойским.

Таблица 2

История изменения ОСВ ОВ в НГМП в течение времени

НГМП	Граница начала ГФН, млн лет		Граница начала ГФГ, млн лет		Длительность ГФН, млн лет
T _{1i}	176	J ₁	126	K ₁	50
T _{1o}	157	J ₃	115	K ₁	42
T _{2a+1}	144	K ₁	111	K ₁	33
J _{1t}	130	K ₁	1,8	Q	128,2
J _{2b}	120	K ₁	–	–	–

С помощью 1D моделирования PetroMod были получены и откалиброваны модели, отображающие современные температуры, историю осадконакопления НГМП и нефтегазогенерации в исследуемом районе. Результаты моделирования позволили восстановить историю созревания ОВ глубокопогруженных НГМП.

Результаты бассейнового моделирования Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 выявили, что на глубине 2193 м выделяется верхняя граница главной зоны образования нефти, до этой глубины прослеживается зона протокатагенеза и, соответственно, отложения содержат незрелое ОВ. В главной зоне нефтегенерации находятся нижнемеловые, средне- и нижнеюрские отложения. С глубины 4753 м простирается главная зона газообразования. В ГЗГ вступили раннеюрские, триасовые, а также верхнепермские отложения.

Несмотря на высокие стадии катагенеза пород большей части разреза, углеводороды нефтяного ряда в разной концентрации отмечены вплоть до вулканогенно-осадочной толщи. Рассмотренные отложения триаса, нижней и средней юры вышли из главной зоны нефтеобразования и находятся в главной зоне газообразования. Средний отдел юрской системы, начиная с тюменской свиты, её верхний отдел и толща нижнего мела находятся в главной зоне нефтеобразования.

Также были рассмотрены графики истории созревания ОВ НГМП, которые позволили определить время начала и продолжительность главной фазы нефте- и газообразования для глубокопогруженных НГМП, которые могли быть источником УВ, прежде всего газа, как в глубоких недрах, так и в вышележащих отложениях.

Литература

1. Горбачев В. И. , Карасева Т. В., Ехлаков Ю.А., Попов С. Г. и др. Тюменская сверхглубокая скважина (СГ-6). Результаты и перспективы. Пермь, АО «КамНИИКИГС», 2018. 272 с.
2. Гребнева Е. С. Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. Пермь, 2022. Т. 1. 35–40 с.
3. Ехлаков Ю.А., Потапов В.П., Фрик М.Г. и др. Тюменская сверхглубокая скважина. Пермь, 2001 г.
4. Карасева Т. В., Гецен Н. Г., Катаева Т. А. и др. Особенности нефтегазоматеринских свойств пород стратотипа пурской свиты (по материалам Тюменской сверхглубокой скважины). Пермь, 1996. 272–279 с.
5. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика, 2009. Т. 50 (4). 461–474 с.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВАНАВАРСКОЙ СВИТЫ (ПРИДУТСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)

Дубовицкий Никита Олегович

*Национальный исследовательский Томский государственный университет
аспирант 1 курса, г. Томск
e-mail: nick.nd99@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Афонин Игорь Викторович

Аннотация: в работе проводится реконструкция условий формирования отложений ванаварской свиты по результатам литолого-петрографического анализа. Было установлено четырехчленное строение свиты в пределах Придустского месторождения. Формирование каждой из пачек происходило преобладающе в дельтовых условиях на фоне регрессивно-трансгрессивных циклов.

Ключевые слова: ванаварская свита, литотип, пачка, реконструкция, терригенные отложения, Придустское месторождение, фациальная модель.

LITHOLOGICAL AND PETROGRAPHIC CHARACTERISTICS AND CONDITIONS OF FORMATION OF THE VANAVARA FORMATION (PRIDUTSKOYE FIELD, EASTERN SIBERIA)

Dubovitsky Nikita

National Research Tomsk State University, 1st year Student Post-graduate Student, Tomsk

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Afonin Igor

Abstract: The work reconstructs the conditions for the formation of deposits of the Vanavara Formation based on the results of lithological-petrographic analyses. A four-member structure of the formation was established within the Pridustoye field. The formation of each of the members occurred predominantly in deltaic conditions against the background of regressive-transgressive cycles.

Keywords: Vanavara formation, lithotype, member, reconstruction, terrigenous deposits, Pridutskoye deposit, facies model.

Введение

Актуальность обусловлена необходимостью прогноза зон, перспективных на нефть и газ, в отложениях вендского нефтегазоносного комплекса (НГК) в пределах Байкинской антеклизы. Судя по построенным картам пористости и проницаемости отложений ванаварской свиты предшественниками, расположение их параметров в большой мере зависит от тектонического строения территории и литолого-фациальных условий [1-3].

Целью данной работы является проведение литолого-петрографического анализа пород ванаварской свиты в пределах Придустского участка для уточнения строения свиты и определения условий ее формирования в пределах юго-восточной части Байкинской антеклизы

Объектом исследования являются терригенные отложения ванаварской свиты, вскрытой скважинами на Придустском участке, приуроченном к краевой части Байкинской антеклизы.

Основными методами исследования является седиментологический (198 погонных метра) и петрографический (30 шлифов) анализы.

На основании проведенных исследований было выделено 4 литотипа.

Литотип 1 – Аргиллиты красновато-коричневые, серо-зеленые, неравномерно алевритовые, с тонкой горизонтальной, реже полого-волнистой и слабонаклонной текстурами. Иногда отмечаются линзочки и прослои более крупнозернистого материала, представленного алевритами либо песчаниками. Структура алевритовая. Глинистый материал насыщен большим количеством чешуек слюды (мусковита), а также небольшим количеством пирита. Минеральный состав: глинистое вещество 51-52 %, кварц 20-30 %, мусковит 10-15 %, пирит 2-4 %. Обломочная часть размеры обломков 0,01-0,38 мм, обломки пород слишком малы для определения их количественного и минерального состава, степень сортировки – плохая, обломки угловатой формы. Тип цемента базальный.

Литотип 2 – Песчаники мелкозернистые, средне-мелкозернистые, преимущественно кварцевого состава. Текстура узловато-волнистая, полого-волнистая, линзовидная, участками нарушена смятием, градационная за счет смены гранулометрического состава. Минеральный состав: кварц 70-86 %; полевой шпат 3-5 %, обломки пород 2-4 %, ангидрит 3-5 %, гипс 2 %, карбонатное вещество 4 %, глинистое вещество 5-8 %. Из обломков встречаются только зерна кварца, чистого, прозрачного, с нормальным и волнистым погасанием, интенсивно регенерированного, обломки полуокатанные, угловатой и изометричной формы. Степень сортировки – средняя, реже плохая. Цемент кварцевый регенерационный и сульфатный, реже глинистым цементом, иногда регенерационным кварцевым. Тип цемента – пленочно-поровый.

Литотип 3 – Песчаники мелко-среднезернистые красновато-коричневые, мезомиктовые, реже граувакковые. Текстура от неясно слоистой до однородной. Слоистость слабовыраженная, косая, однонаправленная, участками разнонаправленная подчеркнута тонкими слойками, обогащенными глинистым материалом. Минеральный состав: кварц 55-90 %, полевой шпат 8-15 %, глинистое вещество 9-30 %, ангидрит 5-12 %, гипс 2-8 %, слюды – 10-15 %. Обломочная часть составляет 66-99 %. Сортировка обломочного материала от средней до плохой, зерна изометричной формы, не окатанные и полуокатанные, минимальный размер зерен – 0,02 мм, максимальный до 1,6 мм, средний размер зерен до 0,10-0,15 мм и 0,25-0,35 мм. Глинисто-карбонатный цемент, поровый, контактовый.

Литотип 4 – Песчаники темно-коричневые, кварцевые. Текстура косослоистая (подчеркивается слойками толщиной от 0,3 до 1,6 мм, обогащенными глинистым веществом), неясно слоистая. Структура средне-мелкозернистая. Минеральный состав: кварц (в том числе регенерационный) 55-80 %, полевой шпат 2-6 %, глинистое вещество 5-10 %, ангидрит 5-12 %. Обломочный материал составляет около 85 %, цемент – 15 %. Зерна кварца угловато-окатанные, реже окатанные, по форме овальные, удлиненные, изометричные. Контакты между зернами регенерационные и линейные. Размеры зерен от 0,05 мм до 0,3 мм. Хорошо сортированный. Цемент карбонатный и ангидритовый, регенерационный кварцевый в ассоциации с пленочным ожелезненным глинистым.

Опираясь на полученные данные, в составе ванаварской свиты было выделено 4 пачки, различающиеся по условиям формирования. Предположительно формирование пачки № 1 происходило в условиях фронта дельты (в дальней части) особенно скважины 2 и 3. Это подчеркивается косой и линзовидной текстурами пород. Появление прослоев песчаника и мелко-гравийного материала может свидетельствовать о некотором уменьшении глубины бассейна и привноса его с континента русловыми потоками для 1 скважины (рисунок а) и рассматриваться как начало регрессии. Наличие прослоев ангидрита, позволяет предполагать развитие баровых тел, которые частично отшнуровывали бассейн, образуя полуизолированные лагуны либо заливы, что на фоне аридного климата приводило к его осаждению.

Вторая пачка характеризуется мощными толщами песчаника и в меньшей степени алевролитов. В основании наличие прослоев различной мощности песчаников с гравийным материалом, что говорит об увеличении активности русловых каналов (проградация каналов, прорывов каналов) на фоне продолжающейся регрессии. Широкое развитие косослоистых, срезанных и т. д. текстур говорит о преобладающих континентальных обстановках: русловые каналы, надводная и подводная часть дельты (рисунок б).

Для пачки № 3 характерны мощные прослои глины и алевролитов, и незначительные по своей мощности песчаные мелкозернистые отложения. Обстановки осадконакопления: межканальные участки затопляемой дельты, для которых характерен алеврито-глинистый состав, с прослоями мелкозернистых песчаников, образование песчаных насыпей и образование полу изолированных лагун с накоплением глинистого материала (рисунок в).

Для четвертой пачки, вероятно, отмечается влияние трансгрессии, что фиксируется в увеличении доли алеврито-глинистого материала (рисунок г). Также об удалении от береговой линии

свидетельствует проявление линзовидно-волнистой, полого-волнистой слоистостей, которые иногда резко меняются на косую, что также говорит о периодических прорывах русловых каналов.

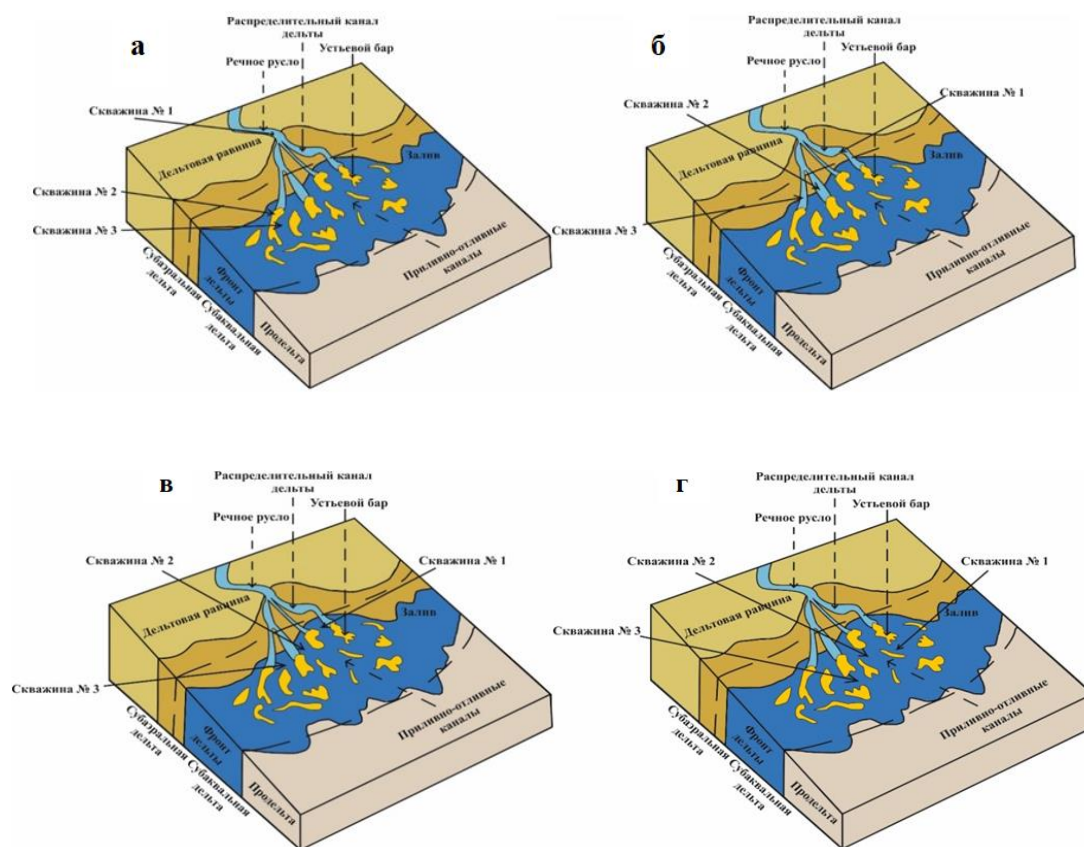


Рис. Фациальная модель обстановок осадконакопления для пачек ванаварской свиты:
а – 1 пачка; б – 2 пачка; в – 3 пачка; г – 4 пачка

Было предположено 4-х членное строение ванаварской свиты в пределах Придутьского участка при этом каждый из циклов был образован в определенных обстановках седиментации. Нижняя часть разреза (пачки 1 и 2) были сформированы в дельтовых условиях, на фоне регрессии, породы третьей и четвертой пачек накапливались в прибрежно-морских обстановках на фоне общей трансгрессии, что сочетается с данными других работ.

Литература

1. Коновальцева, Е.С. Литологические особенности и условия формирования пород ванаварской свиты западного склона Байкитской антеклизы / Е.С. Коновальцева // *Ресурсно-геологические и методические аспекты освоения нефтегазоносных бассейнов.* – СПб.: ВНИГРИ, 2011. – С. 52–61.
2. Кочнев, Б.Б. Обстановки осадконакопления ванаварской свиты венда Сибирской платформы / Б.Б. Кочнев // *Стратиграфия. Геологическая корреляция.* – 2008. – Т. 16, № 1. – С. 22–33.
3. Лебедев, М.В. Литофациальная модель ванаварской свиты Катангской седловины в связи с прогнозом ее нефтегазоносности М.В. Лебедев // *Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа. Часть 1.* – Новосибирск, 1996. – С. 123–125.

АНАЛИЗ ВНЕДРЕНИЯ СИСТЕМЫ ППД НА ФОМИНОВСКОМ УЧАСТКЕ АЛЕКСЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Егоров Артем Андреевич

Казанский федеральный университет
студент 4-го курса, г. Казань
e-mail: egorov-2002@bk.ru

Сабиров Надир Сайарович

Казанский федеральный университет
студент 4-го курса, г. Казань
e-mail: n.sabirov26@gmail.com

Мифтахов Тимур Раисович

Ведущий геолог геологического отдела ЗАО «Алойл», г. Бавлы
e-mail: timurmiftahov@bk.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Валеева Светлана Евгеньевна

Аннотация: Система поддержания пластового давления (ППД) в нефтяной и газовой промышленности играет ключевую роль в обеспечении эффективной эксплуатации месторождений и максимизации добычи углеводородов. Этот процесс охватывает широкий спектр инженерных методов, направленных на поддержание и восстановление давления в пласте, чтобы обеспечить непрерывный и устойчивый поток нефти и газа. В данной работе подробно рассмотрено геологическое строение Алексеевского месторождения, построение гидродинамической модели в программе Aspen Tempest и произведен анализ результатов внедрения системы ППД. Актуальность работы заключается в уточнении эффекта от внедрения системы заводнения на выработку запасов месторождения.

Ключевые слова: нижнекаменноугольные отложения, турнейский ярус, поддержание пластового давления, гидродинамическая модель, анализ разработки.

ANALYSIS OF THE IMPLEMENTATION OF A RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM AT THE FOMINSK SITE OF THE ALEKSEEVSKY FIELD

Yegorov Artyom

Kazan Federal University
Student of the 4th year, Kazan

Sabirov Nadir

Kazan Federal University
Student of the 4th year, Kazan

Miftachov Timur

The leading geologist of the geological department of «Aloil», Bavly

Research Supervisor: Senior Lecturer Valeeva Svetlana

Abstract: the reservoir pressure maintenance system (RPMS) in the oil and gas industry plays a key role in ensuring the efficient operation of fields and maximizing hydrocarbon recovery. This process encompasses a wide range of engineering methods aimed at maintaining and restoring pressure in the reservoir to ensure a continuous and stable flow of oil and gas. This study extensively examines the geological structure of the Alexeevskoye field, the construction of a hydrodynamic model in the Aspen

Tempest program, and analyzes the results of implementing the RPMS. The relevance of the study lies in clarifying the effect of implementing a water flooding system on the recovery of field reserves.

Keywords: lower Carboniferous deposits, Tournaisian stage, reservoir pressure maintenance, hydrodynamic model, development analysis.

Краткая геологическая характеристика Фоминовского участка Алексеевского месторождения

Алексеевское месторождение объединяет три участка: Алексеевский, Подгорный и Фоминовский.

В пределах Фоминовского участка картируется поднятие с тремя небольшими по площади куполами, отделенными друг от друга неглубокими прогибами.

В геологическом строении Фоминовского участка принимают участие докембрийские, протерозойские, девонские, каменноугольные, пермские, четвертичные отложения.

Нефтегазонасыщенность связана с:

- девонскими отложениями пашийского горизонта, сложенного песчаниками и алевролитами, данково-лебедянского горизонта, представленного трещиноватым известняками, заволжского надгоризонта, сложенного известняками;

- каменноугольными отложениями турнейского яруса, сложенного чередованием плотных и пористых известняков, бобриковского горизонта, представленного чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников.

В данной работе основным объектом исследования будут отложения турнейского яруса.

Залежи нефти турнейских отложений. В разрезе турнейских отложениях по данным подсчета запасов нефтенасыщенные пласты-коллекторы приурочены к карбонатным коллекторам кизеловского и черепетского горизонтов (пласты Скз-1, Счр-1). Залежи нефти в пластах Скз-1 и Счр-1 выявлены на всех участках месторождения. Пласты-коллекторы, по данным исследований керна, характеризуются гидродинамической связью посредством системы трещин. Средняя глубина залегания пластов составляет 1476 м. В продуктивной части разреза турнейских карбонатов присутствует от 1 до 19 эффективных прослоев суммарной нефтенасыщенной толщиной от 0,6 до 11,4 м. Коэффициент пористости составляет 0,12 д.ед, проницаемость – 0,033 мкм², коэффициент нефтенасыщенности пласта – 0,74 д.ед, коэффициент песчанистости, в среднем – 0,656 д.ед., расчлененность – 4,5. По данным ГИС пласт, как правило, подстилается уплотненными карбонатами, в подошвенной части содержит водонасыщенные прослои эффективной толщиной от 1,3 до 40,9 м. По данным ГИС контуры нефтеносности при ПЗ приняты по подошве нижнего нефтенасыщенного прослоя коллектора.

Залежи массивного типа, на Фоминовском участке – тектонически экранированные. Этажи нефтеносности изменяются в пределах 1,1 – 37,9 м, размеры – от 0,4х0,5 до 7,1х2,8 км. (рис. 1)

Покрышкой для залежей нефти турнейского яруса служат перекрывающие аргиллиты косьвинского (елховского) горизонта. [1]

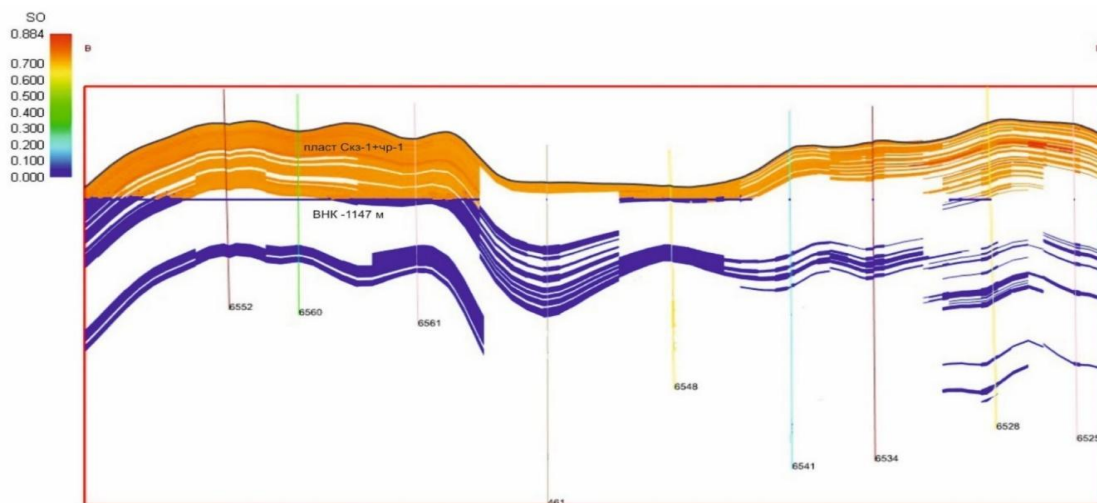


Рис. 1. Фоминовский участок. Турнейские отложения. Профиль распределения начальной нефтенасыщенности

Краткая история и текущее состояние разработки турнейского объекта

Объект турнейский введён в разработку в 1978 году. Система разработки сформирована.

По состоянию на 01.01.2020 г. проектный фонд реализован на 98 %.

Накопленная добыча нефти по объекту составляет 3531 тыс. т, отбор нефти от НИЗ – 61,3 % при обводнённости – 15,2 %, текущий КИН – 0,165, накопленная добыча растворённого газа – 90 млн м³. Текущая плотность сетки составляет 23,9 га/скв.

Закачка воды на объекте начата в 1998 году, накопленная закачка составляет 2933 тыс.м³, текущая компенсация – 76,9 %, накопленная компенсация – 58,7 %.

Текущее пластовое давление (8,1 МПа) ниже начального (14,5 МПа) на 6,4 МПа. [3]

Обоснование выбора скважин для перевода в ППД

На Алексеевском месторождении заводнение с целью поддержания пластового давления организовано с 2003 г. и осуществляется по турнейскому объекту на наиболее крупных залежах на двух участках – Алексеевском и Подгорном.

Для внедрения системы ППД на Фоминовском участке были выбраны скважины №№6522,6548, основываясь на ряде показателей, такие как дебит по нефти, по воде и весовой процент воды. (рис. 2-3)

Текущий среднесуточный дебит по нефти скважины №6522 – 0,7 т/сут, скважины №6548 – 0,36 т/сут, в то время как среднесуточный дебит нефти по всему участку составляет – 3,6 т/сут. В следствие чего, данные скважины можно отнести к фонду малodeбитных скважин.

Текущий весовой процент воды в скважине №6522 составляет 90,2%, в скважине №6548 – 94,3%, в то время как средний весовой процент воды по всему участку находится в пределах 32,2%. Таким образом, можно сделать вывод, что данные скважины относятся к высокообводненным.

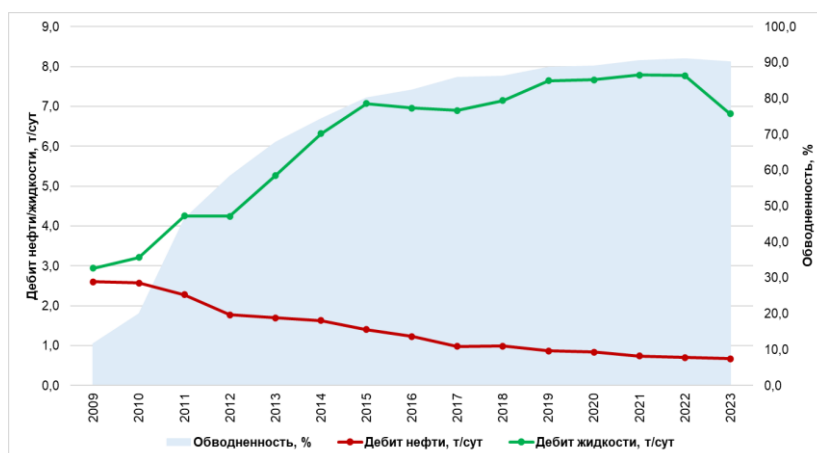


Рис. 2. Показатели эксплуатации скважины №6522

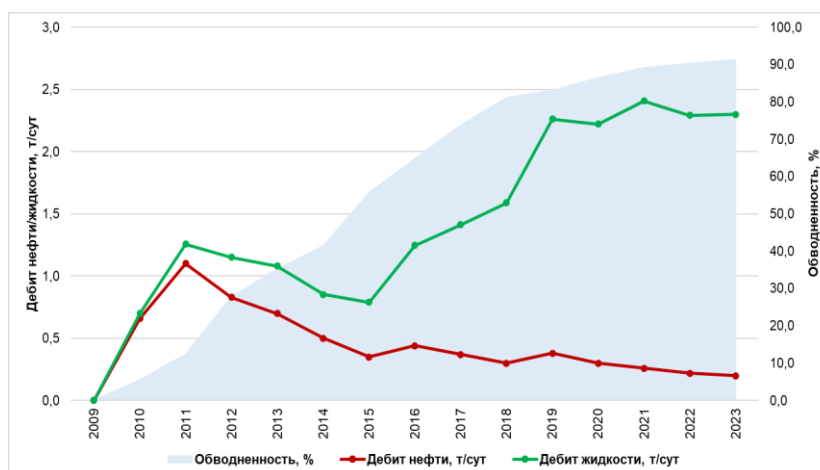


Рис. 3. Показатели эксплуатации скважины №6548

На основании графиков, можно сделать вывод, что в связи с быстрым ростом обводненности и низкими значениями дебита по нефти, экономически рентабельно перевести данные скважины в нагнетательный фонд.

Дополнительным фактором выбора данных скважин на перевод под систему ППД является их положение. Скважин расположены близко к контуру нефтеносности поэтому подходят для организации приконтурного заводнения. (рис. 4)

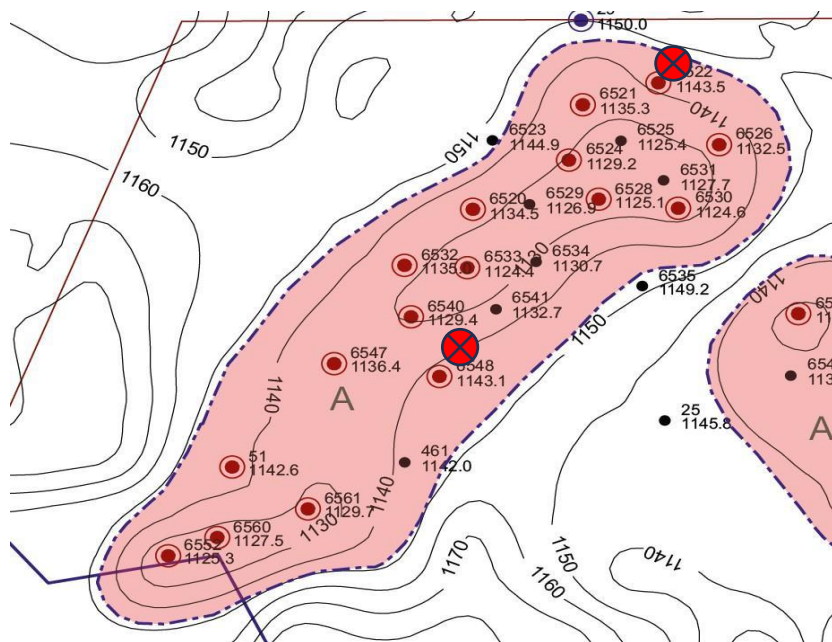


Рис. 4. Структурная карта по кровле коллектора турнейского яруса

Ожидается, что реагирующими скважинами будут:

- №6547, №6540 при переводе скважины №6548
- №6521, №6526 при переводе скважины №6522.

Обоснование давления закачки

Оптимальное допустимое давление закачки по карбонатным отложениям РТ при принятии плотности пород, равной $2,3 \cdot 10^3$ кг/м³, составляет $0,64-0,66P_{гор}$, или в среднем 1,5 гидростатического давления и рассчитывается по формуле (1).

$$P_{закч} = \frac{\text{Средняя глубина залегания пласта} \cdot 2,3 \cdot 10^3}{10} \cdot 0,65 \approx 220,7 \text{ бар}$$

1)

По результатам анализа исследования расходомерии скважин турнейских отложений отмечается, что по мере роста забойного давления нагнетания коэффициент охвата пластов заводнением по толщине постепенно увеличивается, стабилизируется, а затем снижается. [2]

Анализ результатов

После построения гидродинамической модели были рассчитаны направления потоков были получены следующие результаты:

- после перевода скважины №6548: 53% закачиваемой воды идет на скважину №6540, 47% идет на скважину №6547;
- после перевода скважины №6522: 48% закачиваемой воды идет на скважину №6521, 18% идет на скважину №6526.

По результат внедрения ППД скважины №6548 значения дебитов нефти и жидкости по реагирующим скважинам увеличились: для скважины №6547 – максимальное значение дебита нефти составило 1,44 м³/сут, дебита жидкости 2,31 м³/сут (до внедрения 1,37 м³/сут, 1,76 м³/сут соответственно); для скважины №6540 – максимальное значение дебита нефти составило 4,27 м³/сут, дебита жидкости 6,1 м³/сут (до внедрения 3,48 м³/сут, 3,66 м³/сут соответственно).

Сравнительная характеристика скважин №6547 и №6540 до и после перевода в нагнетательный фонд скважины №6548 представлена на рисунках 5-6.

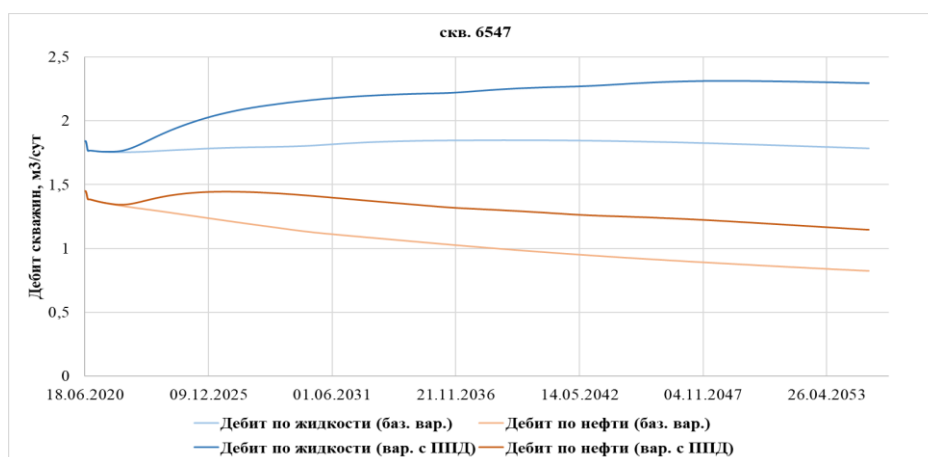


Рис. 5. Дебит скважины №6547 до и после внедрения ППД

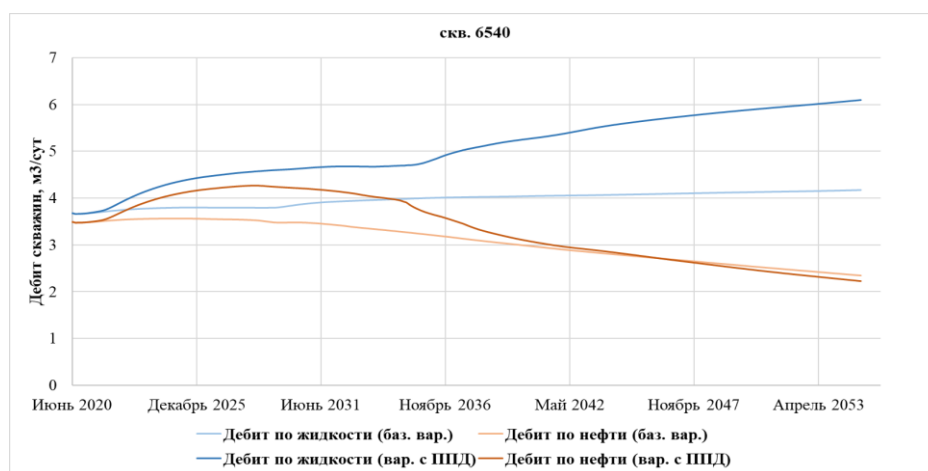


Рис. 6. Дебит скважины №6540 до и после внедрения ППД

Перевод скважины №6522 под нагнетание привел к прорыву воды, в результате чего произошел быстрый рост обводненности, в следствие чего дебит по нефти в скважине №6521 уменьшился. В данном случае рекомендуется проведение ремонтно-изоляционных работ и/или применение потокоотклоняющих технологий. Для скважины №6526 максимальное значение дебита нефти составило 5,72 м³/сут, дебита жидкости 28,78 м³/сут (до внедрения 1,16 м³/сут, 2,4 м³/сут)

Сравнительная характеристика скважин №6521 и №6526 до и после перевода в нагнетательный фонд скважины №6522 представлена на рисунках 7-8.

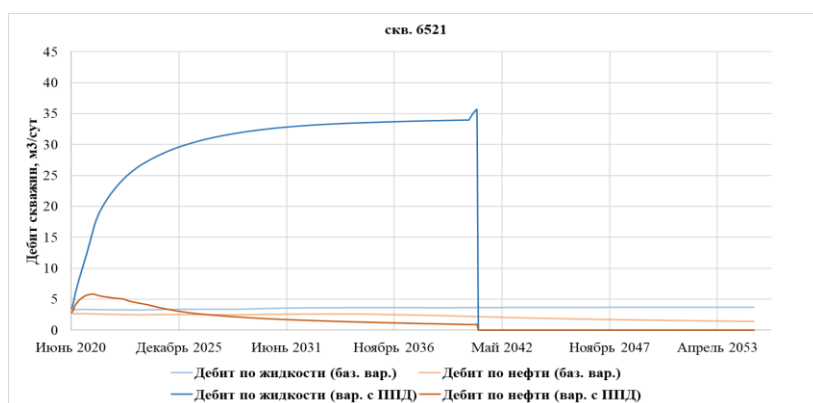


Рис. 7. Дебит скважины №6521 до и после внедрения ППД

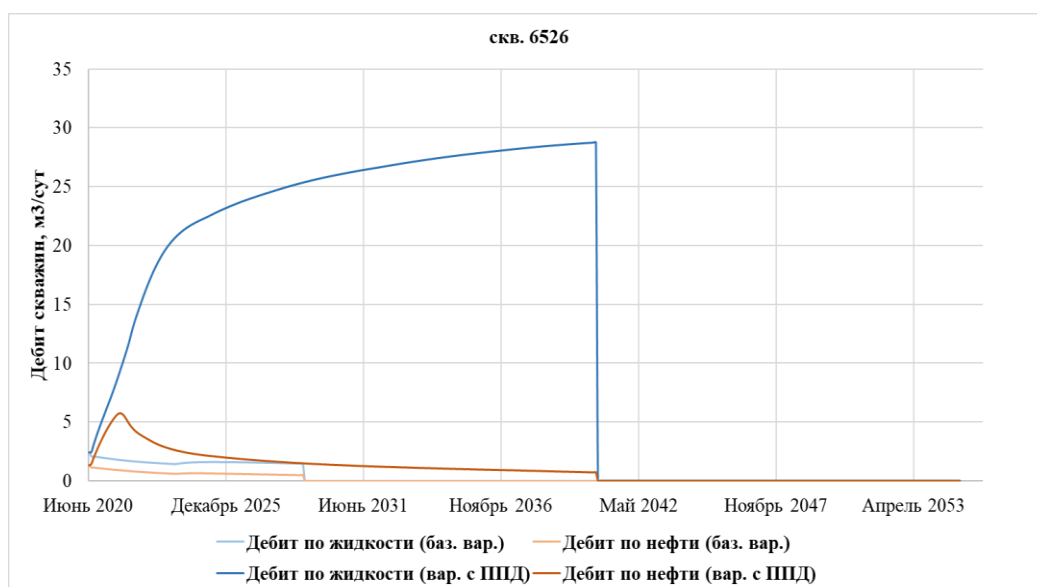


Рис.8. Дебит скважины №6540 до и после внедрения ППД

Дополнительная добыча нефти после внедрения системы заводнения составила 37,475 тыс. т. На рисунке 9 показана динамика изменения накопленной добычи.

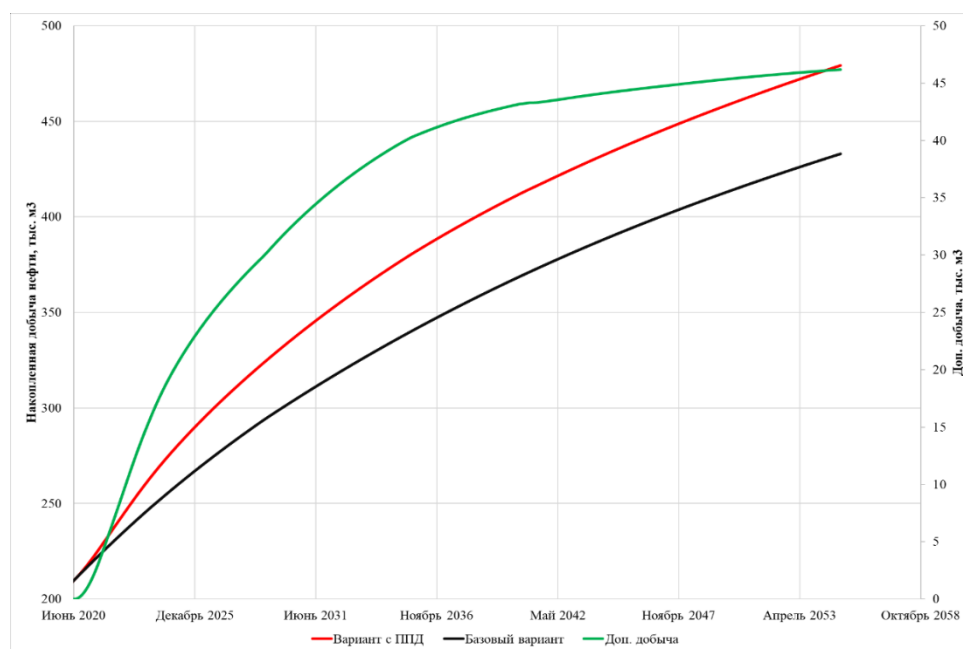


Рис. 9. Динамика изменения накопленной добычи

Вывод

Таким образом, результат внедрения системы ППД на Алексеевском месторождении можно считать положительным. Дополнительная добыча составила 37 тыс. т. Отрицательный результат наблюдается в скважинах №6521 и №6540, где по данным гидродинамической модели произошел прорыв воды, в результате чего скважина быстро обводнилась и пересекла порог нерентабельности. По результатам исследования на месторождении также рекомендуются проведение определения профиля приемистости (ОПП) в исследуемых скважинах (№6548 и №6522) и закачка трассерных индикаторов для определения наиболее и наименее реагирующих скважин.

Литература

1. «Дополнение к технологической схеме разработки Алексеевского нефтяного месторождения»: Отчет по договору с ЗАО «Алойл» / ООО «Казанский научный центр». – Казань, 2020.
2. Бакиров А.И. Совершенствование технологии извлечения нефти заводнением из карбонатных коллекторов месторождений Татарстана: дис. ... кандидата г.-м. наук. М., Бугульма, 2018. 68-71 с.
3. Тазетдинова Г.С. «Оперативный пересчет запасов нефти и газа по Фоминовскому участку и залежи II турнейского яруса Подгорного участка», ЗАО «Алойл», Казань, 2009. 294 с.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ САВИНОБОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кагабиев Никита Сергеевич

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 2 курса магистратуры, г. Пермь

e-mail: kagabiev2012@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Кочнева Ольга Евгеньевна

e-mail: Olgakochneva777@yandex.ru

Аннотация: Исследование направлено на рассмотрение геологического строения, стратиграфии и нефтегазоносности Савиноборского месторождения. В данной работе будет рассмотрена и обобщена вся доступная информация о геологическом строении и нефтегазоносности Савиноборского месторождения. Савиноборского месторождения представлен палеозойскими, мезозойскими и четвертичными отложениями. Перспективные продуктивные пакки по аналогии с соседним Северо-Савиноборским месторождением, могут быть выявлены в тектонически и литологически экранированном в пласте 1б джьерского горизонта и сводовом массивном тектоническом экранированном пласте, в пакке IV верхнего фамена.

Ключевые слова: Нефтегазоносность, геологическое строение, Савиноборское месторождение, Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция, стратиграфия, тектоника

GEOLOGICAL FEATURES AND OIL AND GAS POTENTIAL OF THE SAVINOBORSKOYE FIELD

Kagabiev Nikita

Perm State University, 2th year Student, magistracy, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kochneva Olga

Abstract: The study is aimed at examining the geological structure, stratigraphy and oil and gas potential of the Savinoborskoye field. This paper will review and summarize all available information about the geological structure and oil and gas potential of the Savinoborskoye field. The Savinoborskoye deposit is represented by Paleozoic, Mesozoic and Quaternary deposits. Promising productive bundles, by analogy with the neighboring Severo-Savinoborskoye field, can be identified in the tectonically and lithologically shielded in the 1b formation of the Gyur horizon and the arched massive tectonic shielded formation, in the pack IV of the upper Famen.

Keywords: Oil and gas content, geological structure, Savinoborskoye field, Timan-Pechora oil and gas province, stratigraphy, tectonics.

Введение

В настоящее время идет активное промышленное освоение Тимано-Печорской провинции, как одной из самых богатых территорий для добычи нефти и газа. Это связано с тем, что на территории провинции с начала XX века были проведены геолого-разведочные работы направленные на поиск месторождений, многие из которых активно введены в разработку уже со второй половины XX века.

В данной работе будет рассмотрена и обобщена вся доступная информация о геологическом строении и нефтегазоносности Савиноборского месторождения, расположенного в центральной части нефтегазоносной провинции. Месторождение выбрано исходя из того, что геолого-разведочные работы были проведены только в 90-е годы XX века, а само месторождение разрабатывается только с 2005 года. Изучая особенности месторождения можно сделать выводы о возможных новых перспективных территориях вблизи Савиноборского месторождения.

Общие сведения о Савиноборском месторождении

В административном отношении Савиноборское месторождение находится на территории Сосногорского района Республики Коми, ближайшие населенные пункты – пос. Нижний Одес, находящийся в 70 км к западу, город Вуктыл, находящийся в 60 км восточнее и село Дутово находящееся в 30 км северо-восточнее от месторождения.

Ближайшие разрабатываемые нефтяные месторождения Северо-Савиноборское и Восточно-Савиноборское находятся в непосредственной близости.

В геоморфологическом отношении месторождение приурочено к бассейну реки Печора и ее ближайшим притокам. Ближайшие реки к месторождению – Зимовье-Ель, Нилейю, Малая Сойю и ее притоки.

Стратиграфия

Разрез Савиноборского месторождения представлен палеозойскими, мезозойскими и четвертичными отложениями. Суммарная вскрытая мощность отложений скважиной 3 – 3300 м. Фундамент скважиной 3 вскрыт не был. На соседней Северо-Савиноборской площади скважиной 1 вскрыты отложения фундамента, представленные кварцевыми диоритами с участками габбро-диорита [5].

В разрезе Савиноборского месторождения прослеживаются 4 этапа осадконакопления: среднедевонский – среднекаменноугольный, приуральский-биармийский этап пермской системы, триасовый-юрский и четвертичный этап. Основные перерывы в осадконакопление были в меловой период, татарскую эпоху и верхнекаменноугольную эпоху.

Разрез Савиноборского месторождения типичен для Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Тектоника

В тектоническом отношении Савиноборская антиклинальная структура находится в южной части Мичаю-Пашнинского вала Ижма-Печорской впадины и расположена между Северо-Савиноборской и Восточно-Савиноборской структурами (рис. 1).

Ижма-Печорская впадина на западе ограничена Тиманским поднятием, на северо-востоке Малоземельско Колгуевской моноклиной, а на востоке валами Печоро Колвинского авлакогена. На юго-востоке эта впадина непосредственно граничила с другой крупной, тоже отрицательной, структурой — Верхнепечорской впадиной Предуральского краевого прогиба [2].

В тектоническом отношении с востока Мичаю-Пашнинский вал ограничен протяже Предуральским прогибом, с севера он ограничен Ронаельской ступенью, с запада Тэбукской ступен Лемьонской ступенью.

В современном структурном плане Мичаю-Пашнинский вал представляет собой цепочку кулисообразно расположенных средних размеров брахиантиклинальных складок север – северо-западного простирания общей протяженностью 160 км. Южная часть вала характеризуется резко ассиметричным строением: западные крылья структур переходят в крупную флексуру в осадочном чехле, приуроченную к зоне Илыч-Чикшинского глубинного разлома, восточные значительно моложе.

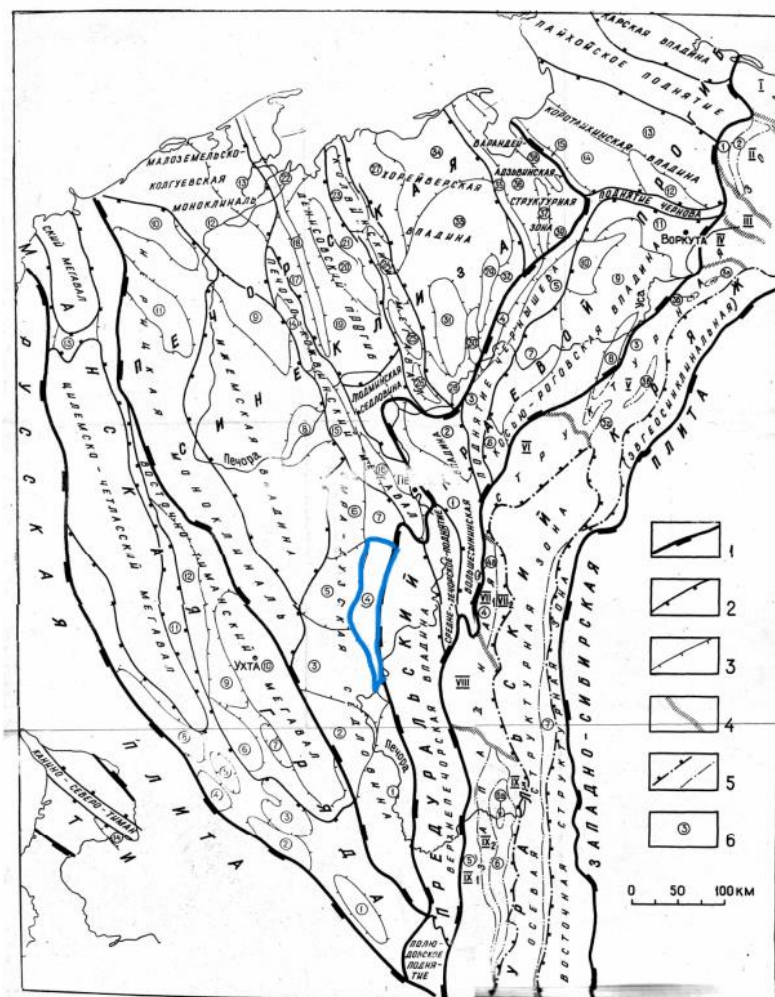


Рис. 1. Тектоническое районирование Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (синим цветом выделен Мичаю-Пашнинский вал)

В направлении с севера на юг происходит погружение свода структур и увеличение их амплитуд. На самых низких отметках находятся своды Восточно-Савиноборской и Савиноборской структур. Увеличение амплитуд поднятий происходит с увеличением глубины маркирующих горизонтов [1].

На основании сейсморазведочных работ, поверхность фундамента, разбитая тектоническими нарушениями различной ориентировки на отдельные блоки, ступенчато погружается на восток. Возраст фундамента – рифей-венд. По отложениям силура и поверхности фундамента Савиноборская структура предположительно осложнена интрузией, проникающей в нижнесилурийские отложения. В терригенных поддоманиковых отложениях верхнего девона (гор. IIIf1) выявлена малоамплитудная структура [3].

Нефтегазоносность

На рассматриваемой территории выделяются пять основных нефтегазоносных комплексов (НГК): среднедевонско-франский терригенный НГК; доманиково-гурнейский карбонатный НГК; средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК; нижнепермский галогенно-карбонатно-терригенный НГК; верхнепермский терригенный НГК [4].

Промышленная нефтегазоносность Савиноборского месторождения установлена в 1997 г. получением притока нефти из отложений джьерского горизонта верхнего девона в скважине 3.

Среднедевонско-франский терригенный НГК представлен в разрезе Савиноборского месторождения в основном терригенными отложениями.

Отложения старооскольского и вышележащих яранского и джьерского горизонтов являются основным объектом разработки месторождений Мичаю-Пашнинской зоны и индексируются в нефтепромысловой практике как пласт I-в.

Яранский горизонт представлен двумя пачками В-1 и В-2, которые сложены песчаниками, алевролитами и глинами. Пачки водонасыщенные и разделены низкоомным глинистым прослоем толщиной около 11 м. Толщина пачек 9-13 м.

Джьерский горизонт представлен верхней частью пласта I-в (пачки В-3 и В-4) и пластами I-б, I-а. Пачки В-3 и В-4 сложены кварцевыми песчаниками тонкозернистыми, серо-коричневыми и алевролитами темно-серыми, кварцевыми, слюдистыми, и разделены между собой глинистыми и плотными породами. Пласт нефтенасыщенный на соседних Восточно-Савиноборском и Северо-Савиноборском месторождениях.

Доманиково-турнейский карбонатный НГК представлен в разрезе Савиноборского месторождения отложениями фаменского и турнейского возраста. В основном разрез представлен карбонатными отложениями-известняками и доломитами с толщами глин.

В разрезе нижефаменского подъяруса встречаются известняки темно-серые, прослоями битуминозные. Среднефаменский подъярус в объеме усть-печорского горизонта, толщиной 170 м, представлен доломитами и известняками доломитизированными и разбит на три пачки: I, II, III. В образцах керна, отобранных из I пачки (пласт Ф5), наблюдаются выпоты нефти. Верхнефаменские отложения в объеме зеленецкого горизонта (IV пачка) представлены мелкозернистыми известняками. Притоки нефти из зеленецких отложений получены на Восточно-Савиноборском, Северо-Савиноборском, Исаковском, Пашнинском и др. Разрез турнейского яруса представлен известняками.

Средневизейско-нижнепермский карбонатный НГК представлен в разрезе Савиноборского месторождения отложениями сложен чередованием терригенных глинистых отложений и карбонатных известняков и доломитов. В отложениях визейского яруса встречены аргиллиты битуминозные и серые известняки органогенно-детритовые.

Нижнепермский галогенно-карбонатно-терригенный НГК представлен в разрезе Савиноборского месторождения отложениями известняков, терригенных глинистых отложений и галогенными слоями ангидритов.

В основании кунгурского яруса залегает глинисто-карбонатная пачка (филипповский горизонт), представленная доломитизированными известняками и доломитами серыми, с прослоями голубовато-серых ангидритов и серых глин с примазками нефти по трещинам. Толщина 27 м. При опробовании карбонатов филипповского горизонта получены притоки нефти на Пашнинском, Исаковском и др. месторождениях.

Верхнепермский терригенный НГК представлен в разрезе Савиноборского месторождения терригенными отложениями, в основном однообразной толщей аллювиально-проллювиальных, преимущественно красноцветных глинисто-алевритовых отложений с прослоями полимиктовых песчаников. Верхнепермские отложения нефтеносны на Исаковском, Пашнинском, Мичаюском месторождениях.

Геологические особенности Савиноборского месторождения

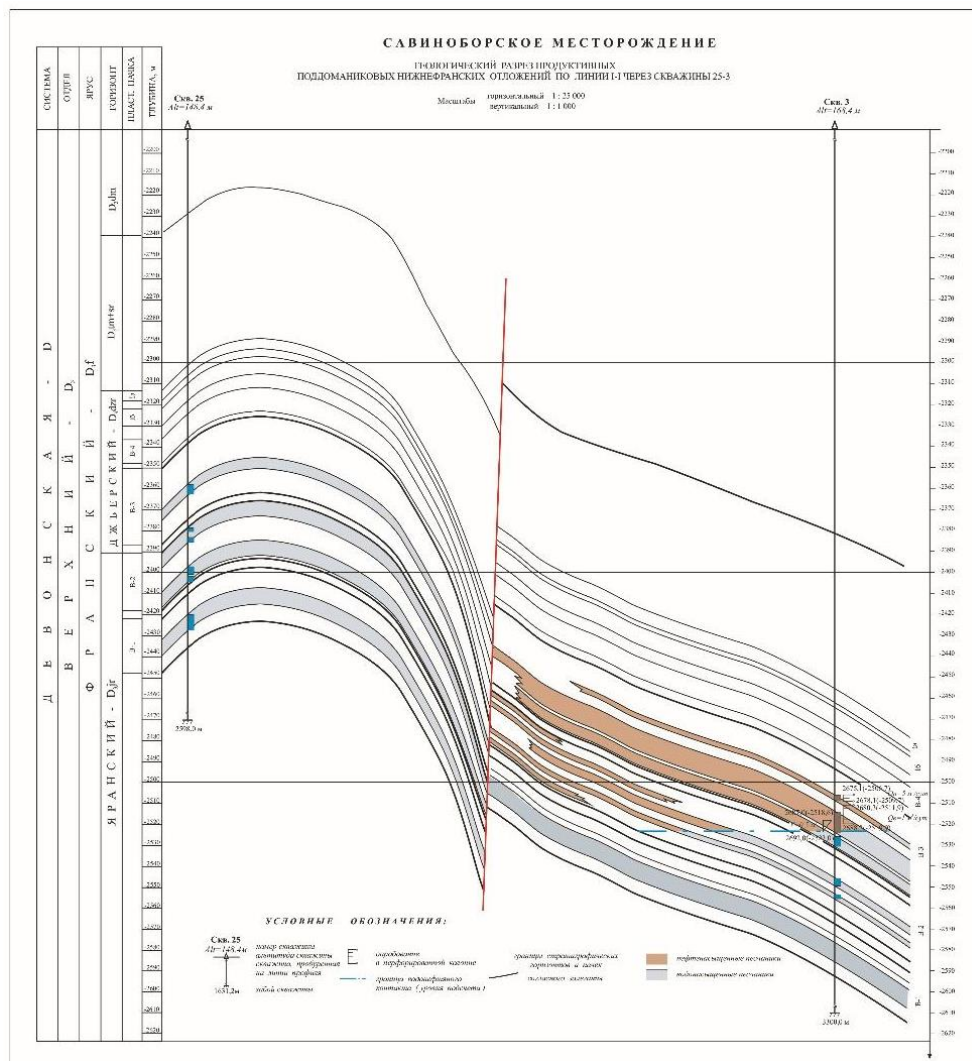
Продуктивные отложения пачек В-3+В-2, джьерского горизонта представлены песчаниками серыми, темно-серыми, мелкозернистыми, кварцевыми, слюдистыми. Керна пачки В-4 представлен плотными слабопроницаемыми (менее 10^{-3} мкм²) породами.

Коэффициент пористости пород пачки В-3 изменяется в диапазоне 0,096-0,1305 и в среднем равен 0,112 в атмосферных условиях, в пластовых условиях диапазон равен 0,09-0,125 и в среднем 0,106. Проницаемость по керну изменяется от 1,73 до $51,39 \cdot 10^{-3}$ мкм². Коэффициент нефтенасыщения для пласта В-3+В-2 равен 0,78. Плотность нефти принята по результатам исследования глубинной пробы нефти равной 0,850 г/см³ и пересчетный коэффициент и газосодержание приняты по аналогии с Северо-Савиноборским месторождением равными 0,779 и 95,6 м³/т.

В скважине 3 общая толщина пачек В-3+В-2 равна 66,9 м, что меньше высоты ловушки, эффективная – 14,7 м, нефтенасыщенная – 7,1 м. Ширина водонефтяной зоны 350-2500 м. Наибольшая величина зоны на южной периклинали. Размеры залежи 6,0 х 1,5-2 км, высота предположительно около 100 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Режим залежи также по аналогии с Северо-Савиноборским месторождением предполагается упруговодонапорный.

Основным фактором способствовавшим формированию ловушки нефти в поддоманиковых отложениях явился тектонический, высота ее достигает 100 м. По аналогии с Северо-Савиноборским месторождением, где высота единой залежи в отложениях пачек В-3 и В-2 также составляет около 100 м, можно предполагать, что и в данном случае мы будем иметь единую залежь в данных пачках.

Перспективы нефтеносности месторождения могут быть связаны с выявлением в дальнейшем залежей нефти в сводовых пластовых тектонически и литологически экранированных ловушках в пласте 16 джьерского горизонта и сводовой массивной тектонически экранированной в пачке IV верхнего фамена (рис. 2) [2].



Промышленная нефтегазоносность Савиноборского месторождения установлена в 1997 г. получением притока нефти из отложений джьерского горизонта верхнего девона в скважине 3.

В скважине 3 общая толщина пачек В-3+В-2 равна 66,9 м, что меньше высоты ловушки, эффективная – 14,7 м, нефтенасыщенная – 7.1 м. Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная. Режим залежи также по аналогии с Северо-Савиноборским месторождением предполагается упруговодонапорный.

В качестве пород покрышек выступают аргиллиты (глины аргиллитоподобные), плотные, слабопроницаемые и алевролиты светло-серые, серые и зеленовато-серые, кварцевые, глинистые, плотные, хрупкие, местами сильно перемятые.

Основным фактором способствовавшим формированию ловушки нефти в поддоманиковых отложениях явился тектонический, высота ее достигает 100 м.

Литература

1. *Коришанова Н.В. Отчет о сейсморазведочных работах на Восточно-Савиноборской площади за 1990-1991 г.г., с/п 11091. – Ухта, ТГФ, 1992 г. -136 с.*
2. *Кремс А.Я., Вассерман Б.Я., Матвиевская Н.Д. Условия формирования и закономерности размещения залежей нефти и газа. – М.: Недра, 1984 г. – 336 с.*
3. *Альбом палеток и номограмм для интерпретации промыслово-геофизических данных. Москва, Недра, 1984 г. – 48 с.*
4. *Тектоника Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (объяснительная записка к структурно-тектонической карте Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции М-б 1:000000) – Сыктывкар: Коми НЦ УрО РАН, 1989. – 28 с.*
5. *Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения /М.Д. Белонин, О.М. Прищепа, Е.Л. Теплов, Г.Ф. Буданов, С.А. Данилевский. – СПб.: Недра, 2004. – 396 с.*

ОСОБЕННОСТИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ ПРОМЫШЛЕННЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА ТЕРРИТОРИИ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Комарова Юлия Сергеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистр 2 года обучения, г. Пермь

e-mail: Julia0901Komarova@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н. Башкова Светлана Евгеньевна

Аннотация: В статье представлены результаты пространственного распространения месторождений на территории Пермского края по основным промышленным нефтегазоносным комплексам. Выделены ареалы развития промышленной нефтегазоносности по НГК и проведена дифференциация месторождений по физико-химическим свойствам нефти.

Ключевые слова: Пермский край, нефтегазоносный комплекс, нефть, Камско-Кинельская система прогибов, месторождения углеводородов.

FEATURES OF SPATIAL PLACEMENT OF HYDROCARBON DEPOSITS OF INDUSTRIAL OIL AND GAS COMPLEXES ON THE TERRITORY OF THE PERM TERRITORY

Komarova Yulia

Perm State University, 2nd year Master's Degree Student, Perm

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Sciences Bashkova Svetlana

Abstract: The article presents the results of spatial distribution of deposits on the territory of the Perm Territory by the main industrial oil and gas complexes. The areas of development of industrial oil and gas potential for NGC have been identified and the differentiation of deposits according to the physico-chemical properties of oil has been carried out.

Keywords: oil and gas complex, Perm territory, hydrocarbons, organic matter, reservoir, oil-producing formation, fluid barrier, migration routes.

Пермский край является одним из старейших нефтегазодобывающих регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Промышленная нефтегазоносность связана с отложениями палеозойского осадочного чехла. Актуальными остаются вопросы, связанные с закономерностью распространения месторождений УВ в осадочном разрезе.

В осадочном чехле Пермского края выделяется семь промышленно нефтегазоносных комплексов (НГК): девонский терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный, нижне-средневизейский терригенный, визейско-башкирский карбонатный, верейский терригенно-карбонатный, каширско-гжельский карбонатный и нижнепермский карбонатный.

Основным фактором, определяющим закономерности размещения скоплений УВ, является структурно-фациальный фактор. Формирование продуктивных комплексов в пределах Пермского края связано с существованием преимущественно Камско-Кинельской системой внутриформационных прогибов. Большая часть УВ в палеозойских отложениях связана с доманиковыми породами ККСР [1].

В работе выполнена дифференциация месторождений УВ по основным нефтегазоносным комплексам в пределах Пермского края. В том числе рассмотрены физико-химические свойства нефтей по месторождениям.

Девонский терригенный НГК. Выявленные залежи этого комплекса находятся локальными зонами в южных районах, центральных и северных частях исследуемой территории (Пермский свод, Косьвинско-Чусовская седловина и Соликамская депрессия).

Плотность нефтей комплекса изменяется от 0,815 до 0,920 г/см³. Наиболее тяжелые нефти (> 0,90 г/см³) установлены на юге края, тяжелые (с плотностью 0,87-0,90 г/см³) – на западе. К востоку и северо-востоку плотность уменьшается до 0,87 г/см³ на месторождениях Калининской НГЗ, до 0,83-0,85 г/см³ в районе г. Перми и до 0,82 г/см³ на территории Предуральяского прогиба (рис. 1).

Верхнедевонско-турнейский карбонатный НГК. Месторождения этого комплекса распространены повсеместно на всей территории Пермского края. Основная концентрация месторождений: Верхнекамская впадина, Пермский свод, Бымско-Кунгурская моноклираль, Соликамская депрессия, Башкирский свод, Бабкинская седловина (юг Пермского края).

Для комплекса характерны нефти различных свойств. Залежи легких нефтей и конденсатов с плотностью менее 0,80 г/см³ приурочены к передовым складкам Урала (ПСУ) и прилегающим с запада районам. Нефти с плотностью от 0,80 до 0,84 г/см³ характерны для центральных районов СВ и восточной окраины платформы. Нефти южных месторождений края характеризуются в основном плотностью более 0,88 г/см³ (рис. 2).

Нижне-средневизейский терригенный НГК. Этот комплекс аналогичен по распространению месторождений верхнедевонско-турнейскому НГК.

Месторождения этого комплекса распространены повсеместно на всей территории Пермского края. Основная концентрация месторождений: Верхнекамская впадина, Пермский свод, Бымско-Кунгурская моноклираль, Башкирский свод, Бабкинская седловина (юг Пермского края), Соликамская депрессия, Юрюзано-Сылвенская депрессия (рис. 3). Зоны нефтегазонакопления приурочены преимущественно к бортам и внутренним массивам ККСП. Ареал распространения промышленных залежей нефти визейского комплекса шире, чем по другим комплексам и четко совпадает с глубоководным позднедевонским шельфом.

Для комплекса характерны нефти различных свойств. Залежи легких нефтей с плотностью 0,85 г/см³ приурочены к северо-востоку Пермского свода. Нефти с плотностью от 0,85 до 0,91 г/см³ характерны для южных и северных частей Пермского края. Общие закономерности изменения свойств и состава нефтей в целом совпадают с таковыми для верхнедевонско-турнейского НГК, но зоны распространения тяжелых нефтей менее обширны.

Визейско-башкирский карбонатный НГК. Месторождения этого комплекса распространены практически на всей территории Пермского края. Основная концентрация месторождений: северо-восток Соликамской депрессии, Башкирский свод, Бабкинская седловина (юг Пермского края), Верхнекамская впадина, Пермский свод, Бымско-Кунгурская моноклираль (рис. 4). Высокоперспективные на нефть и газ земли по этому комплексу охватывают рифогенные зоны ККСП в южной половине края и в Соликамской впадине.

Для комплекса характерны нефти различных свойств. Залежи легких нефтей с плотностью от 0,85 до 0,82 г/см³ располагаются от северо-востока Пермского свода до северо-востока Соликамской депрессии. Нефти с плотностью от 0,85 до 0,9 г/см³ характерны для юга Пермского края.

Верейский терригенно-карбонатный НГК. Развита почти на всей территории Пермского края: центральная часть Соликамской депрессии, центральная часть Висимской моноклинали, Пермский свод, Верхнекамская впадина, Башкирский свод (рис. 5). Нефтегазоносность верейского НГК менее значительна, чем нижележащих комплексов.

Нефти характеризуются как тяжелые, плотность изменяется от 0,87 до 0,91 г/см³. Месторождения Ярино-Каменоложское и Полазненское, расположенные на севере Пермского свода, классифицируются как особо легкие, плотность 0,8 и 0,83 г/см³ соответственно.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс

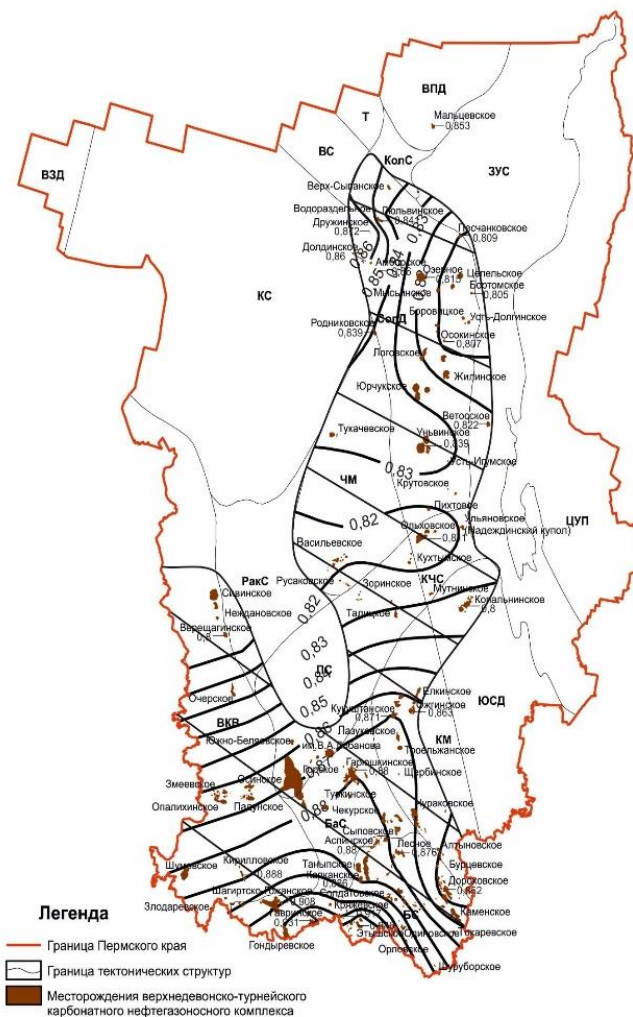


Рис. 2. Промышленная нефтегазоносность верхнедевонско-гурнейского карбонатного НГК

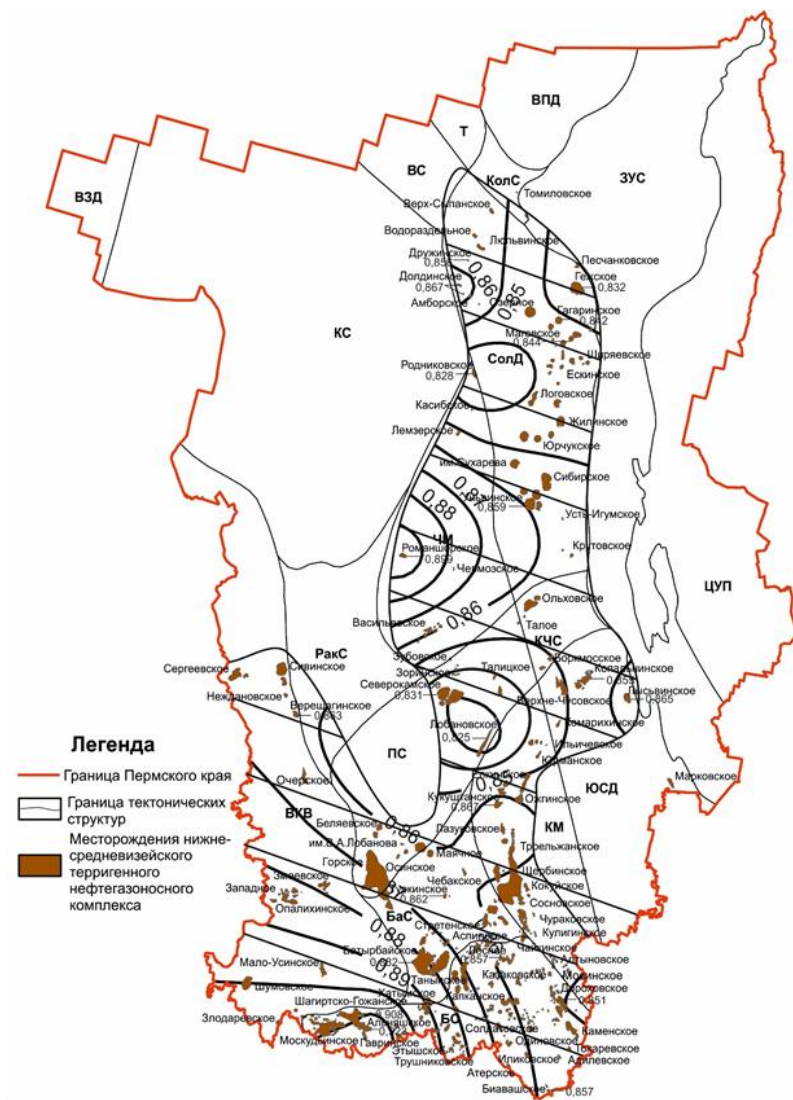


Рис. 3. Промышленная нефтегазоносность
нижне-средневизейского терригенного НГК

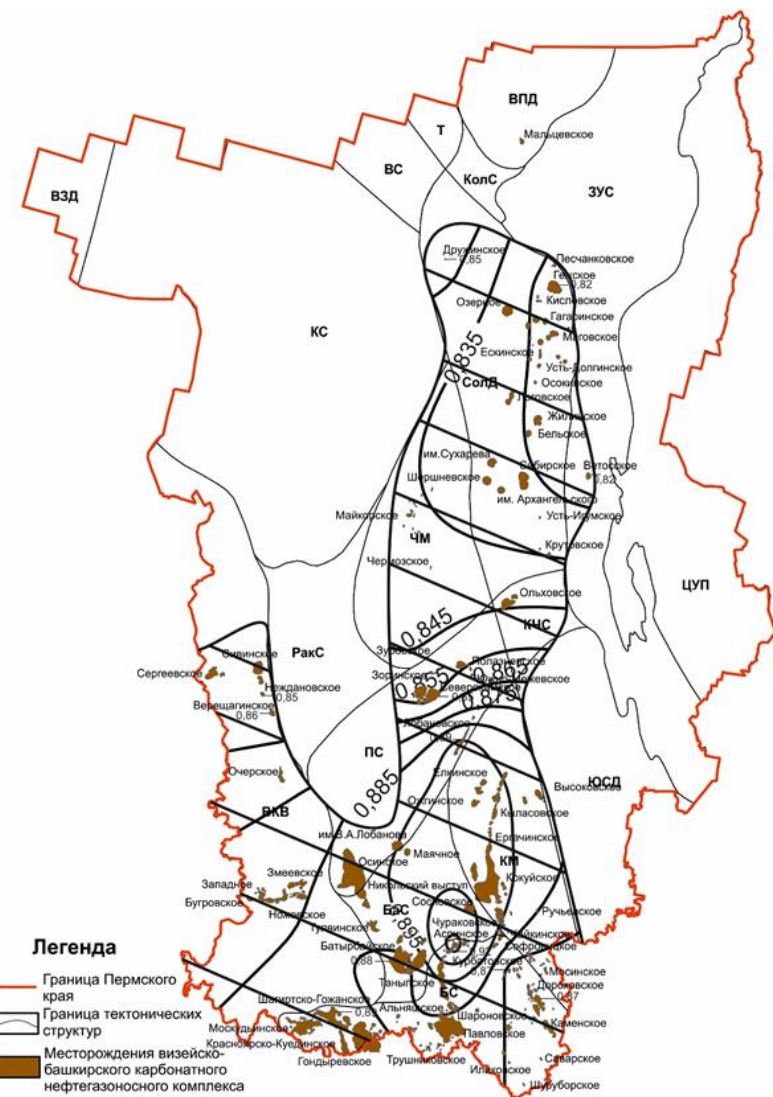


Рис. 4. Промышленная нефтегазоносность
визейско-башкирского карбонатного НГК

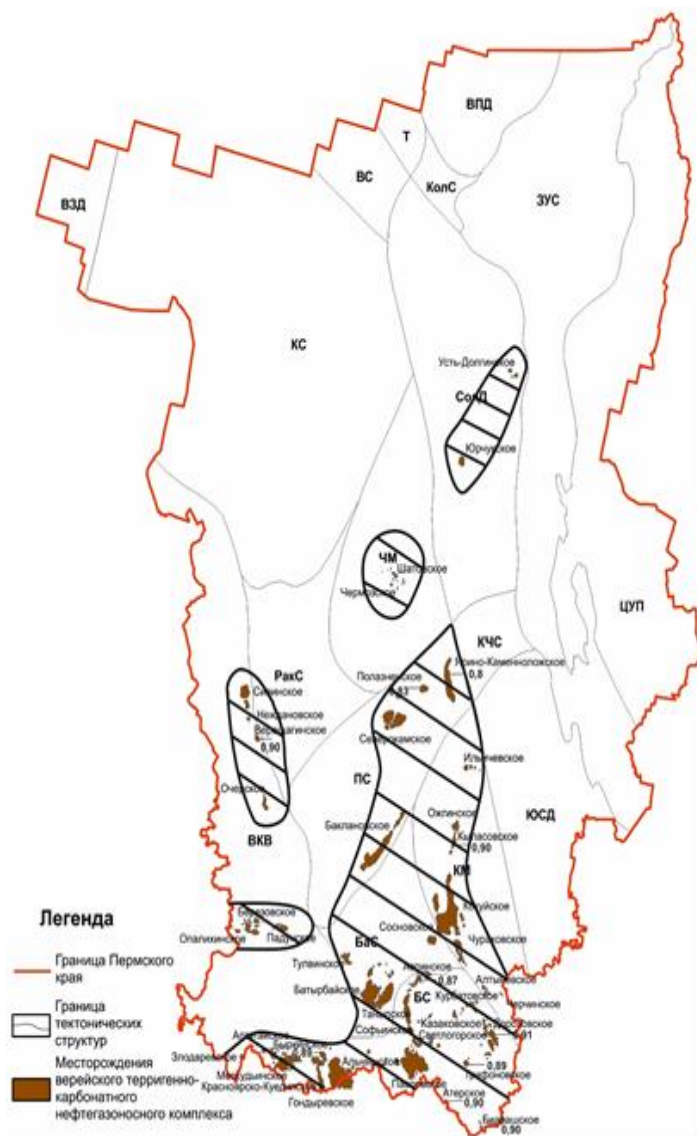


Рис. 5. Промышленная нефтегазосносность верейского терригенно-карбонатного НГК

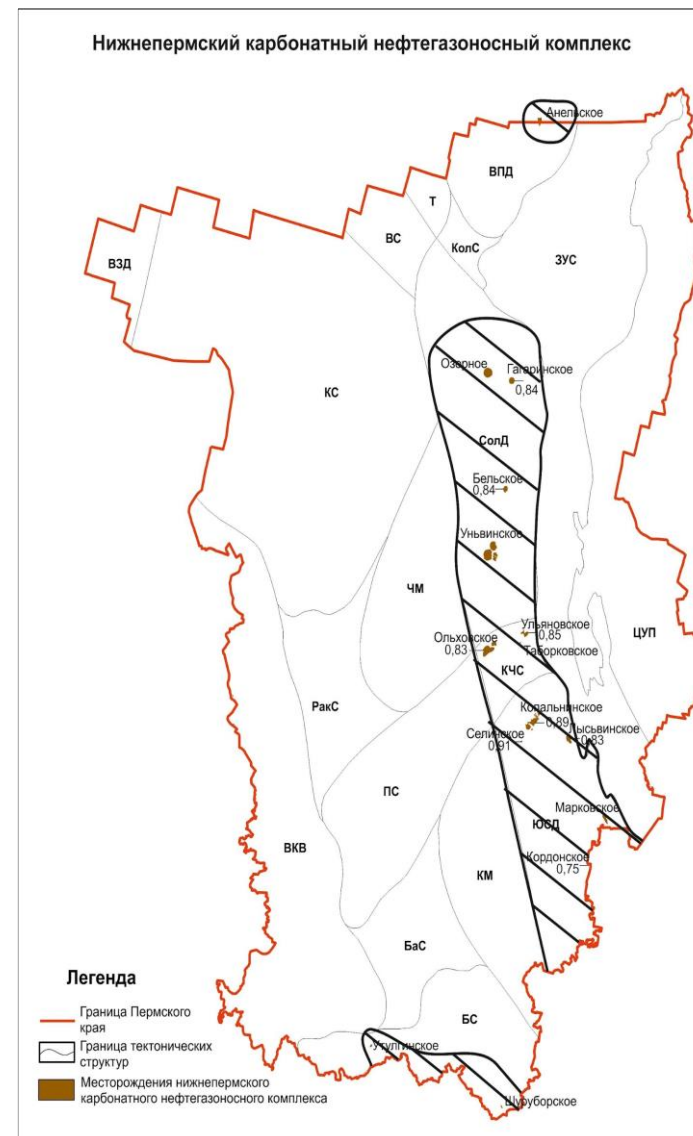


Рис. 7. Промышленная нефтегазосносность нижнепермского карбонатного НГК

Каширско-гжельский НГК развит на юге Пермского края на Башкирском своде, частично на юге Верхнекамской впадины и Бабкинской седловины (рис. 6). Месторождения связаны со структурами облекания рифов южного борта ККСП и шельфовых биогермов зарифовой зоны. Плотность месторождений этого комплекса классифицируется как тяжелая, плотность 0,88 г/см³.



Рис. 6. Промышленная нефтегазоносность каширско-гжельского НГК

Нижнепермский карбонатный НГК. Высокоперспективные земли комплекса связаны исключительно с впадинами и разделяющими их седловинами Предуральского прогиба: Соликамская, Юрюзано-Сылвенская депрессии и Косьвинско-Чусовская седловина (рис. 7). Плотность нефти изменяется от 0,75 до 0,91 г/см³. Месторождения Соликамской депрессии и Косьвинско-Чусовской седловины классифицируются как легкие, плотность от 0,84 до 0,85 г/см³. Плотность месторождений Юрюзано-Сылвенской депрессии увеличивается с юга на север структуры от 0,75 до 0,91 г/см³.

Таким образом, изучение ареалов развития промышленной нефтегазоносности показало, что большинство месторождений приурочены к верхнедевонско-турнейскому, ниже-средневизейскому и визейско-башкирскому НГК и связаны с формированием ККСП, выше по разрезу промышленная нефтегазоносность сокращается в верейском НГК, в каширско-гжельском установлена на юге Пермского края, а в нижнепермском НГК связана с Предуральским прогибом. В девонском терригенном НГК тяжелые нефти сосредоточены в области развития внутренней зоны ККСП.

Литература

1. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник/О. К. Баженова, Ю. К. Бурлин, Б. А. Соколов, В. Е. Хаин; Под ред. Б. А. Соколова. – М.: Изд-во МГУ, 2000. – 384 с.
2. Интернет-ресурс: Геологическое строение района (стратиграфия, литология, тектоника, неотектоника, геоморфология). URL: <https://text.ru/rd/aHR0cHM6Ly9uZW9ncmFmaXlhL25lZnRlZ2F6b25vc25vc3RfcGVybXNrb2dvX2tyYXlh> (дата обращения 12.03.2024)
3. Интернет-ресурс: Нефтегазоносность Пермского края. URL: <https://text.ru/rd/aHR0cHM6Ly9uZW9ncmFmaXlhL25lZnRlZ2F6b25vc25vc3RfcGVybXNrb2dvX2tyYXlh> (дата обращения 24.03.2024)
4. Интернет-ресурс: Геология и нефтегазоносность Урала и Предуралья. URL: <https://text.ru/rd/aHR0cHM6Ly93d3cuZ2Vva25pZ2Eub3JnL2Jvb2tmaWxlcu9nZW9rbmInYS1nZW9sb2dpeWFpbmVmdGVnYXpvc2dvbm9zdHVyYXhaX2RlcmFseWVhYXVlcmVwZXJtc2tvZ29rcmF5YS5wZGY%3D> (дата обращения 01.04.2024)
5. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. 335 с.
6. Схема расположения месторождений нефти и перспективных структур Пермского края по состоянию на 01.01.2022 г. Пермь, ПермНИПИнефть. 2022.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНО- И СЕВЕРО- БАРЕНЦЕВОМОРСКОЙ ТРИАС-ЮРСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ СИСТЕМЫ

Кузнецов Илья Алексеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
магистрант 1 курса, г. Пермь
e-mail: smayleik@yandex.ru*

Чевтаева Александра Константиновна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
инженер кафедры региональной и нефтегазовой геологии*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: в работе рассмотрена Южно- и Северо-Баренцевоморская триас-юрская нефтегазовая система, которая находится на территории Баренцевоморской нефтегазоносной провинции. В процессе работы описаны элементы нефтегазовой системы, такие как: нефтегазоматеринские свиты; условия генерации; пути миграции; породы-коллекторы и породы-флюидоупоры. Сделан вывод об актуальности выделения нефтегазовых систем для исследований при нефтегазogeологическом районировании и поисковых работах на нефть и газ.

Ключевые слова: нефтегазовая система, органическое вещество, нефтегазоматеринская свита, породы-коллекторы, нефтегазоматеринские породы, породы-флюидоупоры.

PROSPECTS OF OIL AND GAS CAPABILITY OF THE SOUTH AND NORTH BARENTS TRIASSIC-JURASSIC TOTAL PETROLEUM SYSTEM

Kuznetsov Ilya

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Chevtayeva Alexandra

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kozhevnikova Elena

Abstract: The work examines the South and North Barents Sea Triassic-Jurassic oil and gas system, which is located on the territory of the Barents Sea oil and gas province. In the process of work, elements of the petroleum system are described, such as: oil and gas source formations; generation conditions; migration routes; reservoir rocks and seal rocks. A conclusion is made about the relevance of identifying petroleum systems for research during oil and gas geological zoning and prospecting for oil and gas

Keywords: Petroleum system, organic matter, oil and gas source formation, reservoir rocks, source rocks, seal rocks.

Введение

Для комплексирования геологических, геохимических и геофизических исследований при нефтегазogeологическом районировании и поисковых работах, которые проводятся во всех регионах и описывают процесс генерации углеводородов, идущий по одному принципу, возникла потребность систематизировать изучаемые компоненты. Так в 1972 году датский геолог W.G. Dow (Уильям Голд Дау) первым попытался сформулировать понятие «нефтяная система» [4]. В течение времени понятие совершенствовалось различными учеными и экспертами в области геологических наук, а термин нефтяная система принял вид, который используется в настоящее время.

Нефтяная система – это комплекс отложений определенной области развития нефтегазоносного бассейна, связанный проявлением процессов формирования нефтегазоносности. Она включает

нефтегазоматеринские свиты, пути миграции углеводородов, породы-коллекторы, флюидоупоры, а также контролируется благоприятным сочетанием их появления в геологическом времени и пространстве. Выделение нефтяных систем является примером комплексирования геологических, геохимических и геофизических исследований при нефтегазогеологическом районировании и поисковых работах.

Нефтегазовая система Южно- и Северо-Баренцевоморская триас-юрская

В данной работе рассмотрена Южно- и Северо-Баренцевоморская триас-юрская нефтегазовая система, она располагается в Баренцевом море. Рассматриваемая нефтегазовая система приурочена к Восточно-Баренцевской нефтегазоносной провинции (НГП) и северо-западу Тимано-Печорской НГП. Баренцевоморская нефтегазовая система подразделяется на Южно-Баренцевоморский и Северо-Баренцевоморский бассейны (рис.1).

Южно-Баренцевоморский бассейн располагается на северо-западе Тимано-Печорской НГП, на западе ограничен южной частью архипелага Новая Земля. Данный бассейн расположен между 37° и 51° восточной долготы и между 69° и $74,5^{\circ}$ северной широты, занимая площадь приблизительно $173\ 000\ \text{км}^2$.

Северо-Баренцевоморский бассейн располагается севернее Южно-Баренцевоморского бассейна, и отделен от него седловиной Лудлова. К северу от Северо-Баренцевоморского бассейна находится Грумантское поднятие, включающее острова Земля Франца-Иосифа. Северо-Баренцевоморский бассейн расположен между 42° и 57° восточной долготы и между $75,5^{\circ}$ и 79° северной широты, занимая площадь приблизительно $106\ 500\ \text{км}^2$ [3].

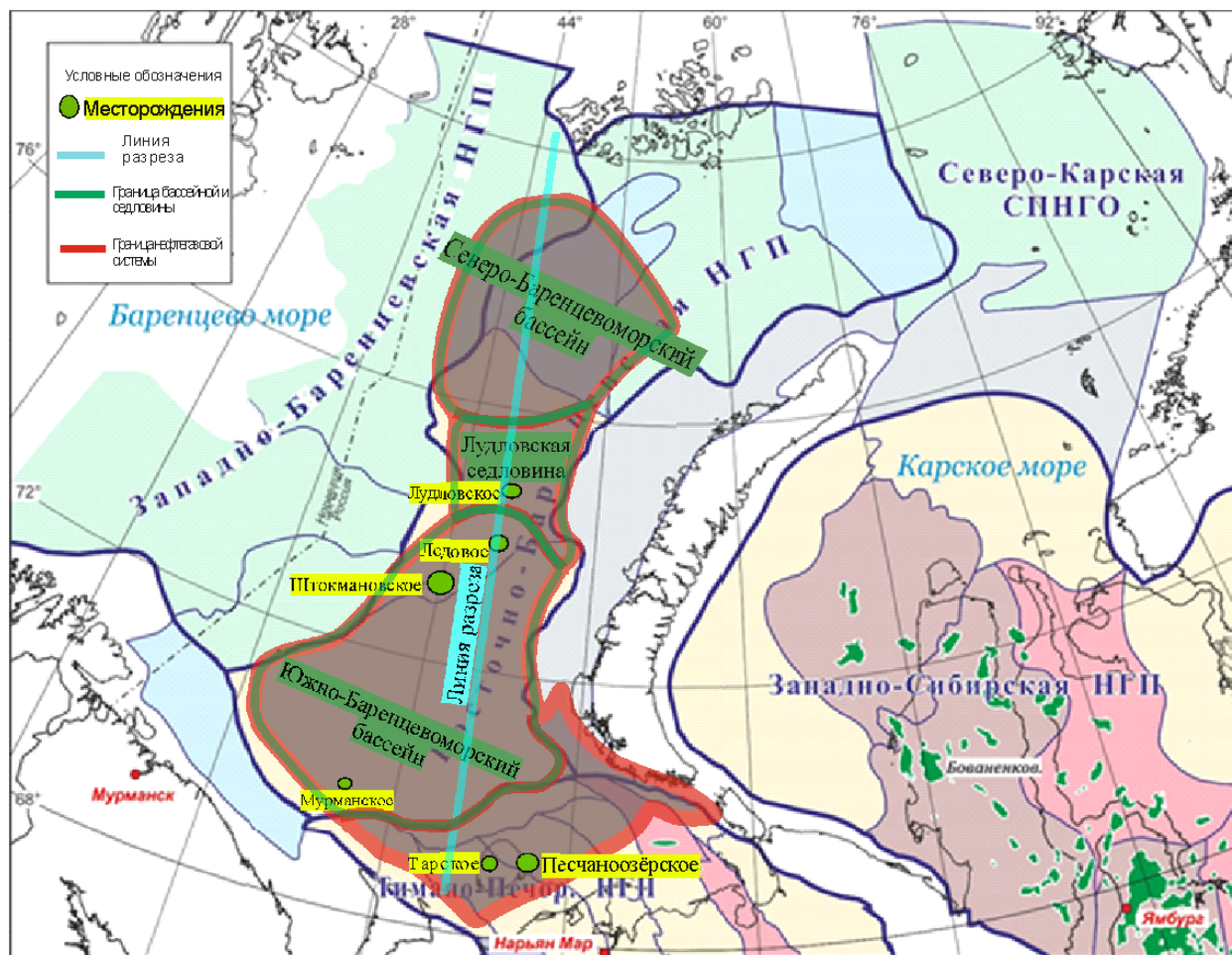


Рис. 1. Схема расположения Южно- и Северо-Баренцевоморской триас-юрской нефтегазовой системы

Проявление нефти и газа

Более чем 13 млрд. баррелей нефтяного эквивалента, извлекаемых запасов газа на 6 месторождениях генерированных триасовыми морскими и континентальными сланцами, которые аккумулировались в юрских (97%) и триасовых (3%) пластах-коллекторах, представленных песчаниками.

На сегодняшний день 6 месторождений, с преобладанием газа, характеризуют Южно- и Северо-Баренцевоморскую триас-юрскую нефтегазовую систему, три расположены в пределах провинции Южно-Баренцевоморского бассейна и три на прилегающих территориях. В пределах Северо-Баренцевоморского бассейна пробурена всего одна скважина, добыча не ведется.

На Штокмановское, Лудловское и Ледовое месторождения приходится 97% разведанных и извлекаемых запасов. Здесь добывают сухой метановый газ со следами конденсата из юрских песчаников. Сухой метан зафиксирован в Мурманском месторождении, что составляет 2,8% известных извлекаемых запасов.

Нефть и жирный газ залегают в песчаниках триасового возраста на двух юго-восточных месторождениях на острове Колгуев вблизи российского побережья. Песчаноозерское и Тарское месторождения содержат 0,2% разведанных и извлекаемых запасов нефти данной нефтегазовой системы. Нефть на Песчаноозерске характеризуется плотностью 0.864 г/см^3 и газовым фактором 3.5 трлн. м^3 . Нефть малосернистая, малопарафинистая.

Нефтегазоматеринские свиты

Широко распространены нефтегазоматеринские свиты, представленные сланцами нижнего триаса. Органическое вещество (ОВ) восточной части Баренцева региона значительно более гумусовое, чем в других арктических регионах, таких как северная Аляска и канадский бассейн Свирдруп. Нефтегазоматеринские свиты вступали в главную зону газообразования (ГЗГ) в центральных районах бассейна и главную зону нефтеобразования (ГЗН) по окраинам бассейна [1]. Мощность триасовых отложений достигает 6000 м.

Верхнеюрские нефтегазоматеринские свиты представлены глубокими морскими фациями с большим объемом сланцев. Угли распространены локально. ОВ в центральной части бассейна представлено сапропелевым типом, в юго-восточном направлении к Тимано-Печорскому шельфу распространён гумусовый тип ОВ. Наиболее распространенные сланцевые верхнеюрские нефтегазоматеринские свиты юрского возраста вступали в ГЗН в окраинах бассейна.

Нижне- и среднеюрские нефтегазоматеринские свиты представляют собой морскую фацию, преобладает ОВ сапропелевого типа, а в районах дельт – гумусовый. Максимальная юрская мощность в центрах бассейна составляет 2000 м [8].

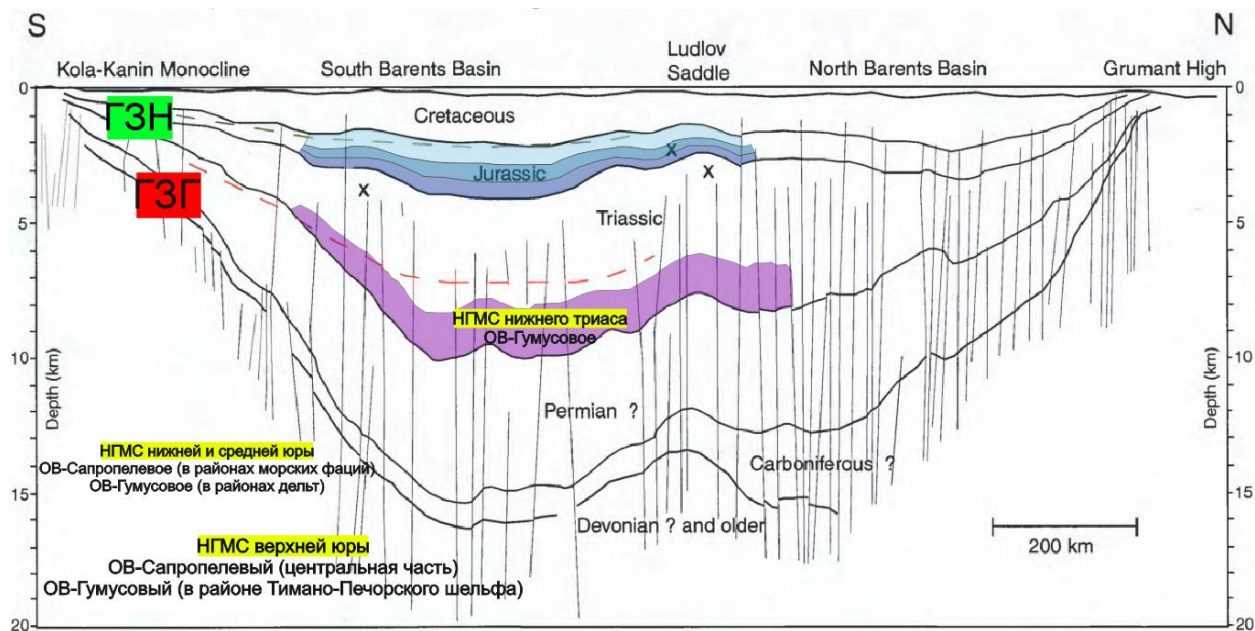


Рис. 2. Схематический геолого-геохимический разрез с севера на юг Южно- и Северо-Баренцевоморской триас-юрской нефтегазовой системы

Генерация и миграция углеводородов

В результате быстрого опускания бассейна, нижнетриасовые нефтегазоматеринские свиты, богатые органическим веществом, начали генерировать углеводороды в позднем триасе, образовавшиеся скопления углеводородов накапливались в стратиграфических ловушках и структурных поднятиях, которые периодически видоизменялись во время формирования осадочного чехла. Термическое охлаждение и деформация, которые связывают с кайнозойским поднятием,

повлияли на целостность пород-флюидопоров и процессы генерации. Ловушки теряли аккумулирующие способности, что приводило к вторичной миграции газа.

Породы-коллекторы

Известные породы-коллекторы юрских песчаников являются самыми мощными и лучшими по качеству коллекторами [6,8]. На трех месторождениях, где добывают нефть из юрских коллекторов, мощность продуктивного пласта варьируется от 8 до 76 м, пористость – от 15 до 25 %, а проницаемость – от сотен миллидарси > 1 дарси. На самом крупном месторождении, Штокмановском, коллектор представлен четырьмя проницаемыми прослоями песчаника.

Известные породы-коллекторы триасового возраста, представленные песчаниками более неоднородны, чем их юрские аналоги, и обычно характеризуются аномально высоким пластовым давлением (АВПД). На месторождениях, приуроченных к данной нефтегазовой системе, ведется добыча из песчаников нижнего триаса, которые характеризуются пористостью от 13 до 24%, проницаемостью от десятых долей до 200 миллидарси, мощностью продуктивного пласта от 3 до 12 м [6].

Наибольшая перспективность наблюдается на переходах от морских к континентальным фациям, однако извлечение углеводородов из стратиграфических ловушек обычно низкое (20-30%), а запасы невелики [7].

Породы-флюидопоры

Мощные и широко распространенные мезозойские морские и континентальные сланцы являются отличными местными и региональными флюидопорами в восточной части Баренцева бассейна. Основным региональным флюидопором этой системы является обширные по площади морские сланцы от верхней юры до неокома мощностью 400-600 м со смешанно-слоистой глинистой минералогией [5,6]. Триасовые сланцы, как и сланцы нижнего мела, также являются хорошими местными флюидопорами.

Вывод

В акватории Баренцева моря присутствует Южно- и Северо-Баренцевоморская триас-юрская нефтегазовая система, описан классический вариант нефтегазовой системы. Органическое вещество нефтегазоматеринских свит представлено гумусовым типом, свиты вступали в условия главной зоны газообразования. Сапропелевое ОВ также присутствует в нефтегазоматеринских свитах, но на меньшей площади распространения, данные свиты вступали в условия главной зоны нефтеобразования. Мощные песчаники юрского возраста в зонах перехода морских фация в континентальные являются наиболее перспективные для открытия залежей сухого метана.

Литература

1. Ferriday, I.L., Borisov, A., Gudkova, A., Hall, P.B., Vinnikovsky, V., Bakken, K.A., and Bjoroy, M., 1995, *Source rock potential and the characterization of finds in the Russian part of the Barents Sea: Petroleum Exploration and Production in Timan-Pechora Basin and Barents Sea, Collected Reports of International Conference, August 15-17, 1994.*
2. Khain, V.Ye., Kleshchev, K.A., Sokolov, B.A., and Shein, V.S., 1993, *Tectonics and geodynamic conditions for oil and gas occurrence in the USSR: Petroleum Geology*, v. 27, no. 7-8, p. 267-274.
3. Lindquist, S.J., 1999, *The Timan-Pechora basin province of northwest Arctic Russia: Domanik – Paleozoic total petroleum system: U.S. Geological Survey Open-File Report 99-50-G, 24 pages, 15 figures, 2 tables.*
4. Magoon L. B., Dow W. G. *The petroleum system – from source to trap // AAPG memoir 60, 2012, 312p.*
5. Oknova, N.S., 1993, *Oil-gas prospects of the upper Permian-Mesozoic sediments of the Pechora-Barents sea basin: Petroleum Geology*, v. 27, no. 5-6, p. 164-167.
6. Petroconsultants, 1996, *Petroleum Exploration and Production Database: Petroconsultants, Inc., P.O. Box 740619, 6600 Sands Point Drive, Houston TX 77274-0619, USA or Petroconsultants, Inc., P.O. Box 152, 24 Chemin de la Mairie, 1258 Perly, Geneva, Switzerland.*
7. Zakharov, Ye.V., and Kulibakina, I.B., 1989, *Prospects for discovery of oil and gas in the Jurassi complex of the Arctic seas of the USSR: International Geology Review*, v. 31, no. 6, p. 635-638.
8. Zakharov, Ye.V., and Yunov, A.Yu., 1995, *Direction of exploration for hydrocarbons in Jurassic sediments on the Russian shelf of the Barents Sea: Petroleum Geology*, v. 29, no. 1-2, p. 32-36

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ПОЛАЗНЕНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Лисицина Валерия Сергеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail:valeria.lisitsinaa@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Кочнева Ольга Евгеньевна

Kochnevae@mail.ru

Аннотация: В статье рассматриваются общие сведения о месторождении, литолого-стратиграфический разрез, его тектоническое положение, нефтегазоносность и запасы нефти. Описывается стадия разработки залежей, количество пробуренных скважин и их текущее состояние. Подробное изучение месторождения позволяет сделать вывод о его потенциале и перспективах для дальнейшей разработки.

Ключевые слова: Полазненское, месторождение, разрез, нефтегазоносность, тектоника, залежь.

GEOLOGICAL STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIALITY OF THE POLAZNA OIL FIELD

Lisitsina Valeria

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kochneva Olga

Abstract: The article discusses general information about the deposit, the lithological and stratigraphic section, its tectonic position, oil and gas potential and oil reserves. The stage of development of deposits, the number of drilled wells and their current state are described. A detailed study of the deposit allows us to conclude about its potential and prospects for further development.

Keywords: Polazna, field, oil, tectonics, petroleum potential, deposit.

Полазненское нефтяное месторождение расположено на территории Добрянского района Пермского края, в 15 км юго-западнее районного центра г. Добрянка и в 40 км севернее г. Пермь.

Литолого-стратиграфический разрез Полазненского месторождения изучен на глубину 2012 м по разрезам структурно-поисковых, разведочных и оценочных скважин и эксплуатационного бурения. Разрез представлен отложениями вендского комплекса, девонской, каменноугольной и пермской систем, которые перекрыты четвертичными отложениями. Девонские отложения залегают с перерывом в осадконакоплении на вендских отложениях. Разрез является типичным для месторождений Волго-Уральской провинции [3].

В тектоническом плане месторождение расположено на северо-восточном окончании Пермского свода в пределах Межевской валообразной зоны во внешней прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов. Межевская валообразная зона образована системой позднедевонских рифовых сооружений краевого типа, окаймляющей с запада Камско-Кинельский прогиб, имеет северо-западное простирание с некоторым смещением на юг в южной части. В ее пределах выделены различные поднятия, в том числе – Полазненское. Все они по генетическому типу относятся к прибортовым структурам облекания, в основании которых залегают рифогенные тела верхнефранско-фаменского возраста. Полазненское поднятие находится в центральной части Межевской валообразной зоны и представляет собой асимметричную брахиантиклиналь с широким сводом, крутым северным и пологим южным крылом [4]. Структурные планы нижележащих и вышележащих структур не совпадают.

По нефтегеологическому районированию месторождение относится к Полазненскому нефтегазоносному району Пермско-Башкирской нефтегазоносной области. На Полазненском месторождении промышленно нефтегазоносны: верхнедевонско-турнейский карбонатный (пласт Т), ниже-средневизейский терригенный (пласты Бб₂, Бб₁ и Тл₂), окско-серпуховско-башкирский карбонатный (пласт Бш), верейский карбонатный (пласт В₃В₄) комплексы. Геологический профиль представлен на рисунке.

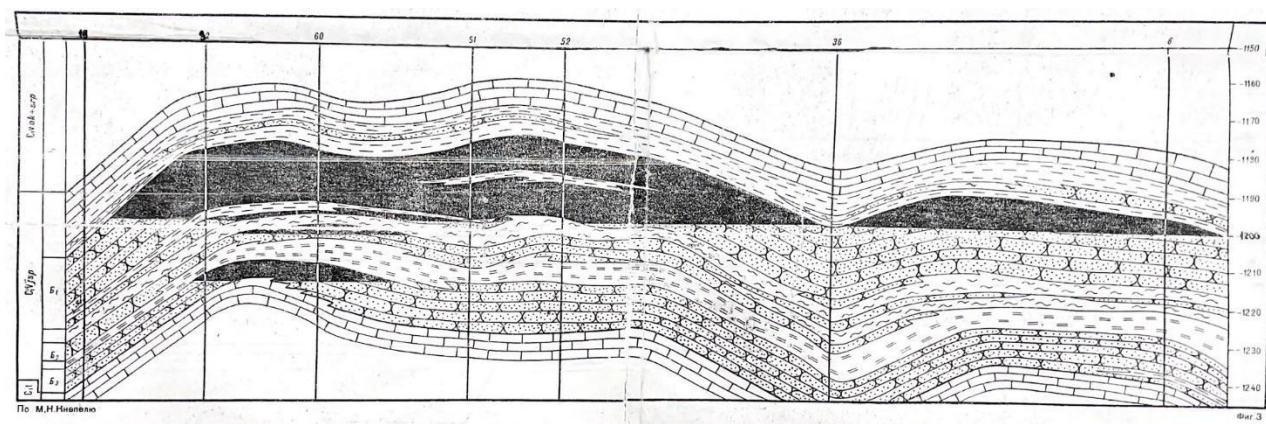


Рис. – Геологический профиль Полазненского месторождения

Промышленная нефтеносность месторождения установлена в интервале глубин 1360 – 1960 м и связана с мелко- и среднезернистыми песчаниками и известняками биоморфными [4]. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов приведена в таблице.

Таблица

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Полазненского месторождения

№ п/п	Параметры	Разм-ть	Продуктивные пласты					
			C _{1t} (Т)	C _{1bb} (Бб ₂)	C _{1bb} (Бб ₁)	C _{1tl} (Тл ₂)	C _{2b} (Бш)	C _{2vr} (В ₃ В ₄)
	Тип залежи		массивная	пластово-сводовая	пластово-сводовая, литологически экранированная	пластово-сводовая	пластово-массивная	пластово-сводовая
	Тип коллектора		карбонатный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	терригенный, поровый	карбонатный, поровый	карбонатный, поровый
	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,4	6,0	3,6	13,2	8,3	4,1
	Эффективная пористость	доли ед.	0,14	0,16	0,16	0,16	0,15	0,12
	Проницаемость	мкм ²	0,023	0,205	0,205	0,222	0,134	0,134
	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,458	0,571	0,698	0,778	0,266	0,231
	Коэффициент расчлененности	ед.	3,50	3,00	1,50	2,52	10,30	3,48
	Вязкость нефти в пластовых условиях	МПа*с	2,64	3,38	3,38	3,38	2,90	2,90
	Плотность нефти в пластовых условиях	(г/см ³) * 10 ⁻³	0,807	0,802	0,802	0,80	0,803	0,803

В разрезе по всем продуктивным пластам залежи имеют небольшую нефтенасыщенную толщину (3,6-13,2 м) и неоднородность (эффективная пористость – 0,12-0,16; коэффициент расчлененности – 1,50-10,30). По условиям фильтрации пластовых флюидов коллекторы относятся к простым. По

условиям аккумуляции флюидов, также, к простым, так как пустотное пространство в коллекторах представлено порами.

По значениям эффективной пористости коллекторы продуктивных пластов C_{1t} (Т), C_{2b} (Бш), C_{2vt} (B_3V_4) – относятся к классу С (10-15%) со средней емкостью коллектора. Коллекторы продуктивных пластов C_{1bb} (Bb_2 , Bb_1), C_{1tl} (Tl_2) – относятся к классу Б (15-20%) с большой емкостью коллектора [1] (по П.П. Авдусину и М.А. Цветковой). По проницаемости коллекторы – хорошо проницаемые ($0,1-1,0$ мкм²) (по Г.И. Теодоровичу).

По значениям коэффициента расчлененности и коэффициента песчаности все продуктивные пласты, кроме C_{1bb} (Bb_1), являются неоднородными, самой большей неоднородностью отличается пласт C_{2b} (Бш), с коэффициентом расчлененности 10,30 ед. и коэффициентом песчаности – 0,266 дол.ед. (по М.Н. Коростышевскому).

По плотности нефти классифицируются как очень легкие ($<0,830$ г/см³), по вязкости – незначительно вязкие ($<5,0$ Мпа*с) (согл. Распоряжению Минприроды России от 01.02.2016).

Исходя из таблицы можно определить, что самым лучшим продуктивным пластом является пласт C_{1tl} (Tl_2), так как относительно других пластов, у него самая большая эффективная нефтенасыщенная толщина (13,2 м), высокая эффективная пористость (0,16 дол.ед.) и значения проницаемости (0,222 мкм²). Породы-коллекторы представлены песчаниками мелко- и среднезернистыми, неравномерно известково-глинистыми или алевролитистыми. Породы-покрышки представлены аргиллитами.

По запасам основным является тульско-бобриковский объект (пласты Tl_2 - Bb_{1-2}), в нём сосредоточено 49,5 % геологических и 67,0 % извлекаемых запасов всего месторождения.

Залежи пластов Bb_2 , Bb_1 , Tl_2 , Бш, V_3V_4 находятся на IV стадии разработки, залежь пласта Т – на III стадии. По степени изученности и промышленного освоения запасы пластов Bb_2 , Bb_1 , Tl_2 , Бш, V_3V_4 отнесены к категории А, запасы пласта Т – к категориям А и В₁ [4].

По состоянию на 01.01.2021 г. на месторождении пробурено 90 (в т.ч. 3 БС) скважин, из них эксплуатационный фонд – 14 добывающих скважин (в т.ч. 3 БС), контрольный фонд – 3, в консервации – 2 нагнетательных, ликвидированных – 69 и в ожидании ликвидации – 2. Большая часть пробуренного фонда (69 скважин – 77,0 %) ликвидирована в связи с выполнением поставленных задач, по геологическим и по техническим причинам [3].

Полазненское месторождение является многопластовым объектом, нефти характеризуются как очень легкие, незначительной вязкости, среднесернистые, что по товарным характеристикам можно отнести к сорту Urals.

Литература

1. Авдусин П.П., Цветкова М.А. О классификации коллекторов нефти // Докл. АН СССР 1943 г. С.79-81.
2. Доворцев Р.Н., Заболоцких В.П., Звездин В.Г. Коллекторские свойства и некоторые особенности литолого-фациальных типов карбонатных нефтяных месторождений // ПермНИПИнефть. Пермь, 1971 г. С.75-82.
3. Дополнение к технологическому проекту разработки Полазненского нефтяного месторождения Пермского края // ООО «Лукойл Пермь». Пермь, 2021 г. С.272.
4. Дополнение к технологическому проекту разработки Полазненского нефтяного месторождения Пермского края // ООО «Лукойл Пермь». Пермь, 2018 г. С.208.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ ОПЕРАТИВНОЙ ОЦЕНКЕ ИЗМЕНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА БВ10 МЕСТОРОЖДЕНИЯ N

Ляпичева Елена Сергеевна
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Геолог, г. Когалым
e-mail: Elena.Lyapicheva@lukoil.com

Исмаилова Илона Рамазановна
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
Начальник отдела, г. Когалым
e-mail: Iлона.Ismailova@lukoil.com

Научный руководитель: к.г.-м.н. Башкова Светлана Евгеньевна

Аннотация: В статье представлены результаты структурных построений – актуализирована 2Д модель пласта БВ10 месторождения N по новым данным сейсморазведочных работ 3D, проведен оперативный подсчет запасов.

Ключевые слова: Пласт БВ10, мегионская свита, сейсморазведочные работы, геофизические исследования скважин, пластовая сводовая залежь, оперативная оценка запасов.

THE INTEGRATED APPROACH TO THE OPERATIONAL ASSESSMENT OF CHANGES IN THE STATE OF HYDROCARBON RESERVES USING THE EXAMPLE OF THE BV10 FORMATION OF THE N FIELD

Lyapicheva Elena
LUKOIL-Engineering LLC, Geologist, Kogalym

Ismailova Iлона
LUKOIL-Engineering LLC, Head of Department, Kogalym

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Bashkova Svetlana

Abstract: The scientific article presents the results of structural constructions – the 2D model of the BV10 formation of the N field has been updated according to new 3D seismic data, and an operational calculation of reserves has been carried out.

Keywords: BV10 formation, Megion formation, seismic exploration, geophysical well surveys, reservoir vault deposit, operational reserve assessment.

На стадии разведки и подготовки месторождения к дальнейшему вводу в эксплуатацию важным является точность структурных построений по данным сейсморазведки 3D. Процесс обоснования запасов углеводородов сложный и многогранный, требующий глубокого анализа и учета различных факторов. Комплексный поэтапный подход для оценки запасов – залог достоверных запасов, максимальная точность для дальнейшего размещения фонда скважин для их выработки.

Авторами, для проведения оценки запасов выбран пласт БВ10, в стратиграфическом плане приуроченный к мегионской свите валанжинского яруса нижнего мела месторождения нефти.

В административном отношении участок недр расположен в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа.

Структурные построения в процессе работы осуществлялись методом интерполяции – аппроксимационный сплайн, который реализован в программном комплексе «ИЗОЛИНИЯ». ПО «ИЗОЛИНИЯ» предназначено для решения задач картирования и геометризации залежей УВ. Структурные поверхности построены методом схождения. Метод схождения применяется в тех случаях, когда для построения структурной карты недостаточно данных по скважинам.

Сущность метода заключается в изучении характера изменения вертикальных мощностей между двумя геологическими поверхностями – первой (опорной), по которой имеется подробная структурная карта, и второй (картируемой), по которой ее следует построить. Методика структурных построений по ОГ С, Г, М, Нсамб, НБВ6, НБВ8, Нсамотл, ЮВ1, Т(ЮВ2) на месторождении N выбрана через средние скорости, как дающая наименьшие невязки по скважинам практически во всем структурном диапазоне разреза. Среднеквадратическая погрешность в скважинах, попадающих в рамки отчетного куба, составила по ОГ С $\pm 3,6$ м, по ОГ Г $\pm 2,89$ м, по ОГ М $\pm 4,79$ м, по ОГ Нсамб $\pm 5,98$ м, по ОГ НБВ6 $\pm 5,21$ м, по ОГ НБВ8 $\pm 7,08$ м, по ОГ Нсамотл $\pm 5,95$ м, по ОГ ЮВ1 $\pm 7,7$ м, по ОГ Т(ЮВ2) $\pm 7,58$ м.

С целью повышения качества геометризации залежи выполнен общий прогноз эффективных мощностей на основе двух сейсмических атрибутов: карты максимальных амплитуд куба акустического импеданса Z_p (синхронной инверсии) в интервале от отражающего горизонта (ОГ) самотлорской пачки глин (НСамотл) вниз 20 мс ($K_k = 0,7$); карты изохор между ОГ НСамотл и ОГ ЮВ1/1 ($K_k = 0,8$); дополнительно спрогнозированы эффективные толщины в интервале яркой аномалии в виде линзовидного тела, предположительно связанного с залежью в районе пробуренной скважины 1Р.

При выборе сейсмических атрибутов для картирования залежи отбирались те атрибуты, которые имеют наилучшую и достаточно хорошую связь с целевыми геологическими характеристиками, измеренными в скважинах. Для картирования залежи пласта БВ10 месторождения N была выбрана карта – максимальных амплитуд в окне 20мс вниз от ОГ НСамотлор.

Анализ сейсмических материалов показал, что восточнее скважины 1Р отмечается зона ухудшения прослеживаемости амплитудной аномалии, что может быть связано с зоной пониженных эффективных толщин пласта (менее 2 м). С учетом того, что данная область может быть низкопродуктивной, авторами при построении проведена линия предполагаемого отсутствия коллекторов на карте сейсмических атрибутов по границе «голубой/белый», а не по «зеленый/красный», тем самым ограничили зону яркой синей аномалии, в которой пробурены скважины. Линия глинизации в восточной части месторождения совпадает с границей подножья склона, а также с восточной границей конуса выноса (рис. 2).

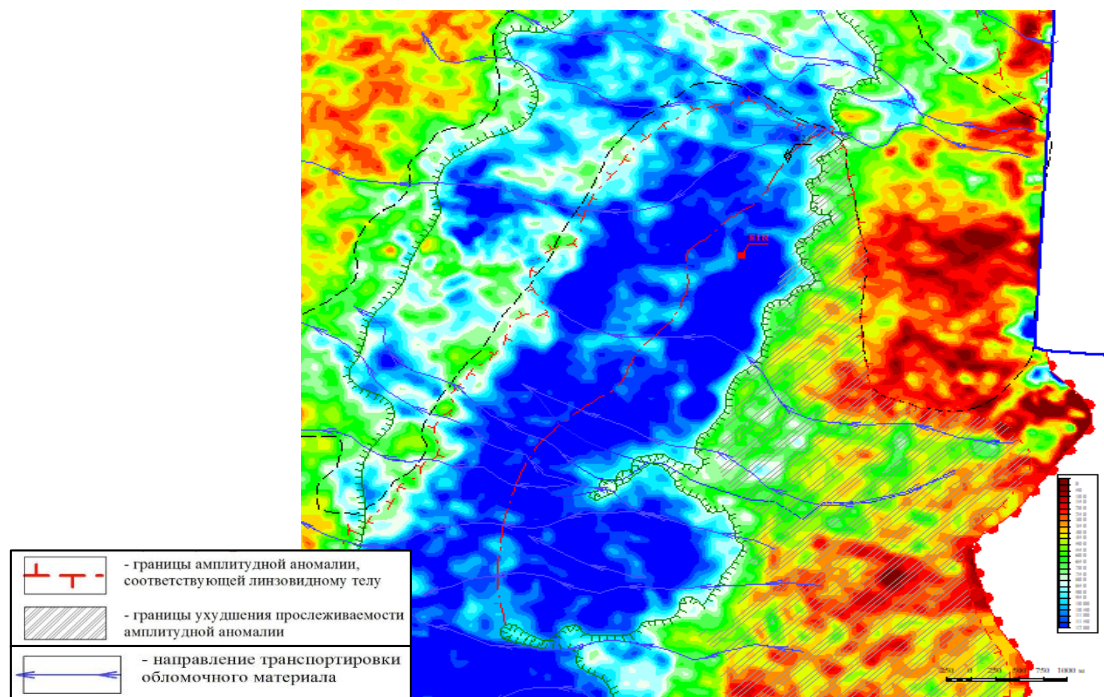


Рис. 2. Выкопировка из подсчетного плана пласта БВ10 Максимальные амплитуды в окне 20 мс вниз от ОГ НСамотл по результатам CPP 3D.

Предположительно сносимый во время регрессии материал, оседал у подножья склона. Крупные обломки аккумулировались вдоль склона шельфа в то время, как мелкодисперсные частицы уносились вглубь моря, наращивая шельфовый пласт. На разрезе эта зона характеризуется увеличением толщины пласта (рис. 3). В свою очередь, область ухудшения прослеживаемости амплитудной аномалии является зоной, которая характеризуется пониженной гидродинамической активностью во время отложения осадков, что, по мнению авторов, может быть областью глинизации коллектора.

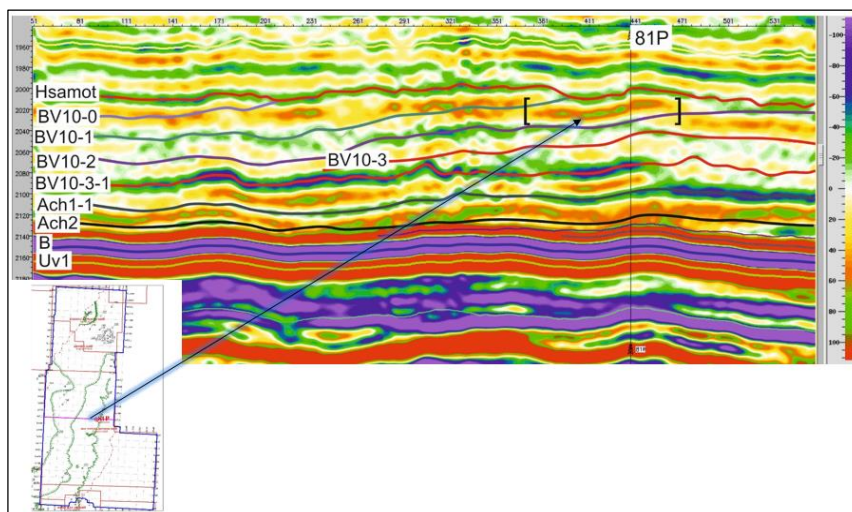
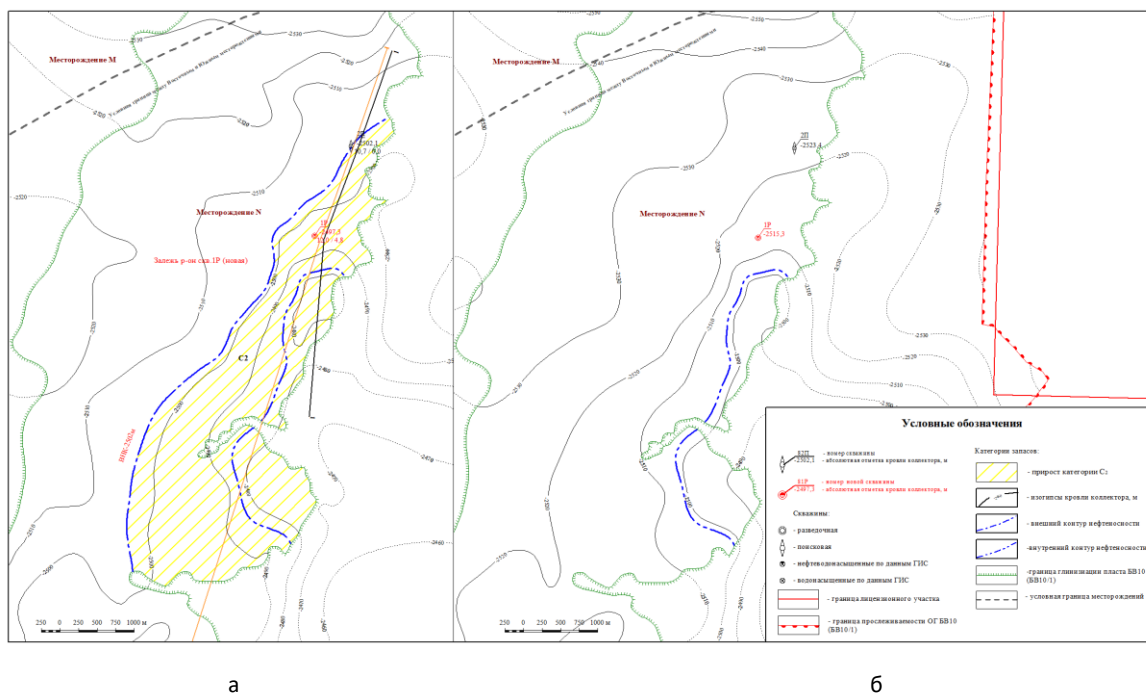


Рис. 3. Временной разрез по линии INL 710.

При совместном анализе всей геолого-геофизической информации установлено, что картируемая залежь пластовая, с восточной части литологически экранированная, в качестве западной границы залежи принят уровень ВНК, установленный на а. о. минус 2502,0 м. Размеры залежи в принятом контуре составили 7,0 x 2,3 км, высота 10 м.

Карты эффективных толщин и толщин нефтенасыщенных коллекторов построены по классическому алгоритму с учетом замещения их по всей толщине на границе, выделенной ранее на карте максимальных амплитуд, с учетом региональных особенностей осадконакопления отложений. Визуализация предложенного варианта построений представлена на рисунках 4-5 [2]. Геологический профиль построен по линии 1-1 (рис. 4) и представлен на рисунке 6.



а

б

Рис. 4. Выкопировка из подсчетного плана пласта БВ10
(а – Структурная карта по кровле коллекторов пласта БВ10,
б – Структурная карта по подошве коллекторов пласта БВ10).

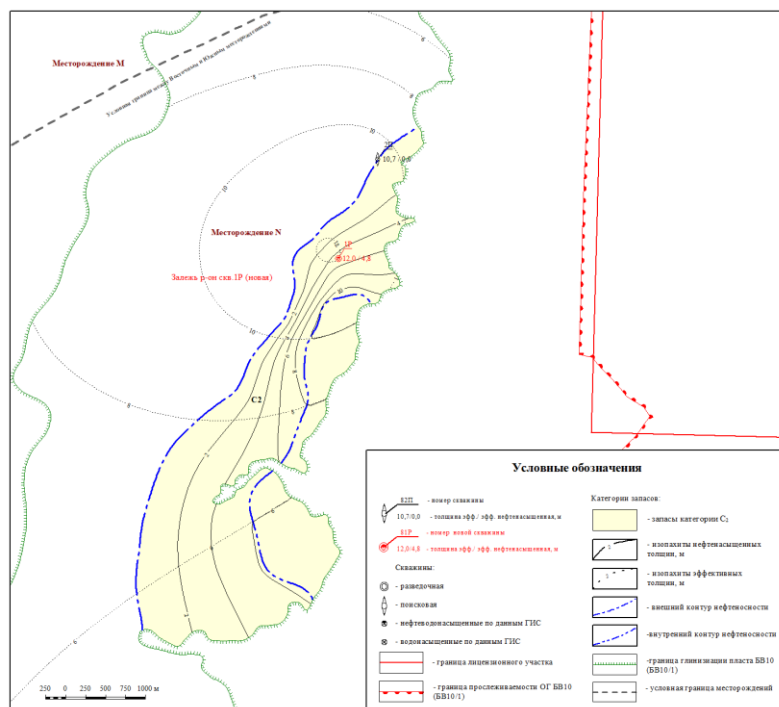


Рис. 5. Выкопировка из подсчетного плана пласта BV10. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин пласта

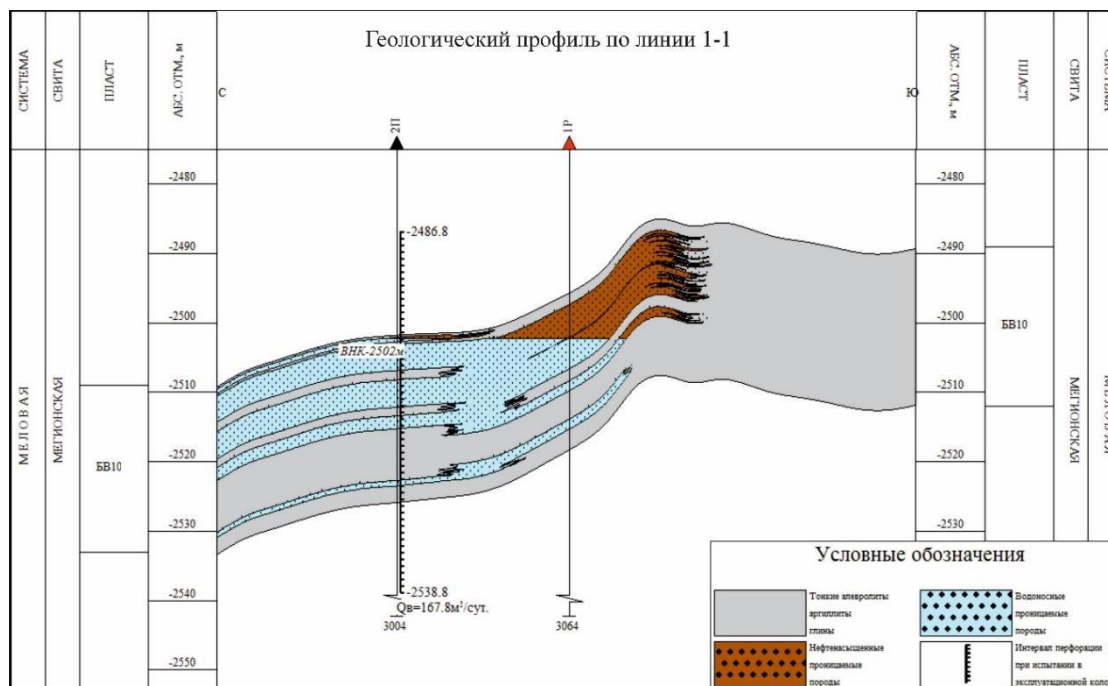


Рис. 6. Геологический профиль по линии 1-1 пласта BV10 месторождения N.

В результате комплексирования СРР 3D, геофизических, промысловых данных установлен новый подсчетный объект – пласт BV10, закартирована новая залежь. Увеличение начальных геологических запасов составило +274 %. Результаты изменения геологических запасов приведены в таблице.

Изменения начальных геологических запасов

Месторождение N	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Начальные геологические запасы нефти, тыс. т
До изменений	2112	10053	566
С изменениями	8669	37592	2116
Процент изменений	+310 %	+273 %	+274 %

Объединение современной информации на стадии разведки месторождения, применении ограниченного количества информации на данном этапе, все таки позволило уточнить структурные особенности и создать новую концептуальную 2Д модель пласта БВ10. Результаты этого комплексного решения планируется использовать далее при проведении геологоразведочных работ – начиная от первичной обработки до геометризации залежи: расширение или сокращение площади нефтеносности, оперативного мониторинга запасов УВ и визуализации. На этапе испытания скважины и при дальнейшем грамотным эксплуатационном разбуривании залежи пласта БВ10 возможно уточнение модели.

Литература

1. Атлас "Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа". ХантыМансийск: ИздатНаукСервис, 2004. 148 с.
2. Петерсилье В.И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Порокуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.
3. Приказ Минприроды России №824 от 02.11.2021 Об утверждении стратиграфических характеристик (система, отдел, горизонт, пласт) залежей углеводородного сырья для целей их отнесения к баженовским, абалакским, ходумским, доманиковым продуктивным отложениям, а также продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых. (Зарегистрировано в Минюсте РФ 23.11.2021).

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ФАКТОРОВ, СВЯЗАННЫХ С ОПРЕДЕЛЕНИЕМ ЗРЕЛОСТИ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ПОРОД ДОМАНИКОВОГО ТИПА

Маннанова Лилия Разифовна

ООО «РН-БашНИПИнефть»

молодой специалист, г. Уфа

e-mail: LR_Mannanova@bnipi.rosneft.ru

Научный руководитель: заведующий лабораторией пластовых флюидов

Пронин Никита Владимирович

Аннотация. Данная работа посвящена анализу результатов пиролитических исследований образцов пород доманикового горизонта, отобранных из скважин в пределах Республики Башкортостан (РБ), которые ранее не были изучены геохимическими методами. В результате проведенных исследований были выявлены породы, имеющие различный генерационный потенциал и катагенетическую преобразованность. В рамках данной работы были изучены разные факторы, влияющие на параметр T_{\max} , по которому определяется степень катагенетической зрелости органического вещества пород, а именно, оценено влияние свободных углеводородов в породе и смолисто-асфальтеновых веществ с помощью проведения стандартной и исчерпывающей экстракций. На основе полученных данных были уточнены как сами зоны термической зрелости, так и границы эффективных нефтематеринских пород доманикового горизонта, что позволило рассчитать площадь их распространения. В результате были оценены прогнозные ресурсы углеводородов доманиковых отложений на основе модифицированного метода с использованием результатов геохимических исследований.

Ключевые слова: пироллиз, доманик, органическое вещество пород, катагенез, зрелость, ресурсы.

ASSESSMENT OF THE INFLUENCE OF FACTORS ASSOCIATED WITH DETERMINING THE MATURITY OF ORGANIC MATTER OF DOMANIK TYPE ROCKS

Mannanova Liliya

RN-BashNIPIneft LLC, Young Specialist, Ufa

Research Supervisor: Head of Reservoir Fluids Laboratory Pronin Nikita

Abstract. This work is devoted to the analysis of the results of pyrolytic studies of rock samples of the Domanik horizon, selected from wells within the Republic of Bashkortostan (RB), which had not previously been studied by geochemical methods. As a result of the work carried out, breeds with different generation potential and catagenetic transformation were identified. As part of this work, various factors influencing the T_{\max} parameter, which determines the degree of catagenetic maturity of the organic matter of rocks, were studied, namely, the influence of free hydrocarbons in the rock and resinous-asphaltene substances was assessed using standard and exhaustive extractions. Based on the data obtained, both the thermal maturity zones themselves and the boundaries of the effective oil source rocks of the domanik horizon were clarified, which made it possible to calculate the area of their distribution. As a result, the predicted hydrocarbon resources of domanik deposits were assessed based on a modified method using the results of geochemical studies.

Keywords: pyrolysis, domanic, organic matter of rocks, catagenesis, maturity, resources.

Введение

Для изучения нефтегазоматеринских пород (НМП) используются данные, полученные по методике пироллиза образцов горных пород, разработанной учеными французского института нефти,

ставшей впоследствии мировым стандартом при оценке катагенетической преобразованности органического вещества (ОВ) пород. Методика позволяет в режиме программируемой температуры в ячейке пиролизатора получать и детектировать последовательно свободные (пик S_1) и генерированные из ОВ породы (пик S_2) углеводороды и одновременно с этим получать информацию о степени зрелости образца (параметр T_{\max}). Применение полученных результатов имеет как фундаментальный аспект, связанный с изучением свойств пород, так и прикладной характер, в частности, используется для выделения эффективных НМП и оценки ресурсов УВ. Однако, при исследовании «доманикитов» НМП Волго-Урала было отмечено, что данные породы обладают, в основном, низкой катагенетической преобразованностью, что ставит под сомнение отнесение ее к основной нефтегазоматеринской толще для формирования месторождений нефти и газа данного региона. Поэтому изучение возможных факторов, влияющих на определение катагенеза ОВ этих пород, является актуальной задачей.

Объект исследований

В работе методом пиролиза были проанализированы 300 образцов пород, отобранные из 13 скважин, вскрывшие доманиковый горизонт на территории РБ. Результаты пиролиза, полученные на основе анализа этих объектов, а также ранее полученные данные на приборе Rock-Eval (по материалам ООО "РН-БашНИПИнефть" и ПАО АНК «Башнефть») стали основой для выделения зон и построения схемы катагенетической зрелости доманиковых пород и оценки ресурсов УВ в пределах РБ.

К доманику, прежде всего, относятся породы самого доманикового горизонта, так называемые доманикиты, которые представлены плотными высокобитуминозными кремнисто-глинисто-карбонатными отложениями, так и породы, расположенные выше по разрезу (до турне), содержащие в своем составе определенное количество ОВ (от 1% и более), которые относят к доманикоидам. Данные отложения распространены на территории Волго-Урала в пределах административных границ РБ, Татарстана, Удмуртии, Пермского края, Самарской, Ульяновской и Оренбургской областей. Высокое содержание ОВ пород создает предпосылки для оценки перспектив нефтегазоносности этой толщи пород и оценки ресурсов УВ данных отложений. Так, в работе [1] были выделены границы распространения эффективной нефтематеринской толщи мендым-доманикового возраста центральной части Волго-Уральской НГП, обоснованы параметры для расчёта ресурсов УВ и проведена их оценка по методике, описанной в статье Арешева Е.Г. [2]. Настоящая работа является логическим продолжением ранее проведенных исследований, но только в пределах территории РБ.

Метод исследований

В качестве метода исследований был выбран пиролиз, который проводился с помощью пиролитической приставки Frontier Lab, совмещенной с газовым хроматографом Agilent 6890N в соответствии с разработанной и аттестованной методикой в режиме программируемых температур (режим Bulk Rock). Для испытаний брали измельченный образец породы с размерами зерен менее 0,25 мм. В результате измерений получали пирограмму с тремя основными параметрами: S_1 – параметр, характеризующий количество свободных углеводородов, S_2 – параметр, характеризующий количество генерированных углеводородов при термическом воздействии на образец, и параметр T_{\max} – температуру максимума пика S_2 , характеризующую катагенетическую зрелость образца породы. В качестве граничного значения между уровнями катагенеза ПК₃ и МК₁, при котором начинается генерация жидких УВ было принято значение параметра $T_{\max} = 430^\circ\text{C}$.

Для выявления возможных факторов, влияющих на оценку параметра T_{\max} , в рамках данной работы были проведены два вида экстракции: по стандартной методике (в течение 72 часов), с целью извлечения свободных углеводородов (на хроматограмме это пик S_1), которые влияют на температуру максимума пика S_2 , т.е. на параметр T_{\max} , а именно уменьшают её на несколько градусов и так называемую «исчерпывающую», т.е. до «чистого» растворителя (в течение 520 часов) с целью извлечения смолисто-асфальтеновых веществ, также влияющих на параметры S_2 и T_{\max} . Для контроля данных, получаемых после экстракций, повторно проводили пиролитические исследования.

Результаты исследований

Перед анализом данных, полученных после проведения экстракций, рассмотрим подробнее результаты пиролитических исследований до их проведения на примере образцов двух условных скважин 3 и 9, которые иллюстрируют основные особенности в изменении этих параметров всех изученных образцов. На рис. 1, для скв. 9 представлена зависимость параметра T_{\max} от глубины, которая показывает неоднородность в распределении термической зрелости по всему разрезу доманика. Данные породы находятся на границе стадий ПК₃-МК₁ ($T_{\max} = 430^\circ\text{C}$) и относятся к потенциальным

нефтематеринским толщам (НМТ). Стоит отметить достаточно высокое содержание ОВ в этих породах, которое в среднем составляет 10,7%.

Результаты пиролиза образцов пород скв. 3 позволили выделить две зоны термической зрелости (рис. 1), одна из которых характеризует ОВ пород вышележащего заволжского надгоризонта, а вторая – ОВ пород доманикового горизонта. Обе зоны однородны и находятся на стадии катагенеза МК₂-МК₃ (T_{\max} более 440°C и 450°C).

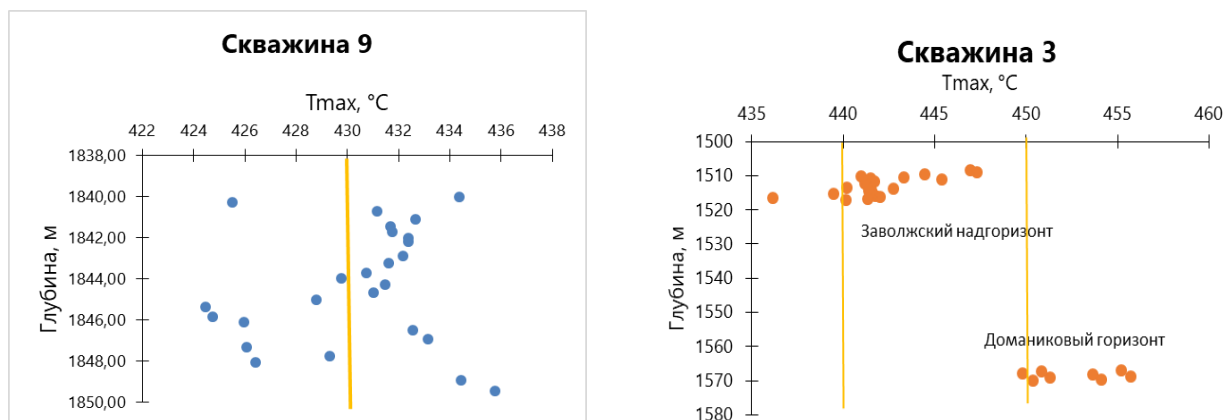


Рис. 1. Зависимость параметра катагенетической зрелости пород скв. 3 и скв. 9 от глубины отобранных образцов.

Содержание ОВ в этих породах составляет в среднем 2,6%, что гораздо ниже, чем в скв.9. Наличие двух зон термической зрелости показывает, что условия накопления ОВ, характерное для пород доманикового типа, сохранялись и в более молодых отложениях.

Вышеописанные закономерности в распределении ОВ пород, также сохраняются для показателя S_2 – количества потенциальных УВ, которые могут быть выделены из керогена. Для скв. 9 характерна неоднородность для S_2 по всему доманиковому горизонту, достаточно высокие значения этого параметра, характеризуют толщи с очень хорошим и отличным генерационным потенциалом. А для образцов пород доманика в скв. 3 характерны небольшие значения S_2 , которыми обладают породы с удовлетворительным и хорошим потенциалами.

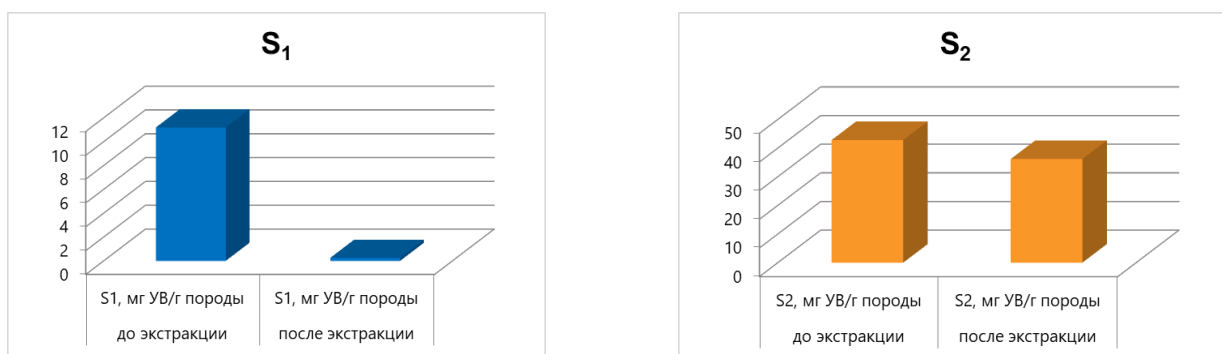


Рис. 2. Типовое изменение параметров S_1 и S_2 при пиролизе после экстракции

Экстракция и последующий пиролиз образцов пород показали, что в результате удаления свободных углеводородов, определяемые параметры изменяются: пик S_1 уменьшается значительно, практически до нуля, пик S_2 уменьшается незначительно (рис. 2). Температура максимума пика S_2 (T_{\max}) в экстрагированных образцах, чуть увеличивается ($\approx 2^\circ\text{C}$), но это увеличение находится в пределах погрешности прибора (табл. 1). Дальнейший анализ современных публикаций по данной тематике, в частности, статей [3,4], привел к заключению, что на параметр T_{\max} оказывают влияние не только свободные углеводороды, но и тяжёлые смолисто-асфальтеновые соединения, накладывающиеся на пик S_2 .

Таблица 1

Результаты пиролиза образцов пород некоторых скважин до и после стандартной экстракции (72 часа)

Скважина	T_{\max} ср., °C (до экстракции)	T_{\max} ср., °C (после экстракции)
1	430	432
2	426	427
3	443	445
4	445	447
5	416	419
6	434	435

Для более детального исследования вопроса влияния тяжелых компонентов на значение параметра T_{\max} была проведена исчерпывающая экстракция с последующим пиролизом экстрагированных образцов.

Экстракцию образцов измельченной породы проводили в аппарате Сокслета в течение 520 часов (60 дней). После разгрузки аппарата образцы выветривали при комнатной температуре в вытяжном шкафу, затем доводили до постоянного веса в сушильном шкафу при 80°C в течение суток.

При сравнении результатов до и после исчерпывающей экстракции было выявлено, что значения параметра S_1 значительно уменьшаются, а значения данных S_2 , либо уменьшаются незначительно, либо незначительно увеличиваются (на 1-2°C). Причина этого явления пока не ясна, но возможно, что она связана либо с погрешностью прибора, либо с вышеуказанной неоднородностью в распределении содержания ОВ в породах доманикового горизонта.

Таблица 2

Результаты пиролиза образцов пород некоторых скважин до и после исчерпывающей экстракции (560 часов)

Скважина	T_{\max} ср., °C (до экстракции)	T_{\max} ср., °C (после экстракции)
1	423	424
2	427	425
3	418	419
4	415	415
5	427	427
6	416	415
7	428	427
8	427	429
9	432	433
10	423	424

Предварительная оценка прогнозных ресурсов углеводородов

На основе полученных пиролитических данных после проведения двух видов экстракций были уточнены как сами зоны термической зрелости, так и границы эффективных НМП доманикового горизонта, что позволило рассчитать площадь их распространения. В результате были оценены прогнозные ресурсы углеводородов доманиковых отложений на основе модифицированного метода, описанного в работе [2] с использованием результатов пиролитических исследований и расчёта коэффициента трансформации (TR).

На основе результатов проведенных пиролитических исследований, в том числе, полученных ранее на приборе Rock-Eval и с учётом предположения о влиянии свободных УВ и тяжелых смолисто-асфальтеновых веществ на значение параметра T_{\max} (увеличивается в среднем на 2°C после экстракции) была уточнена схема катагенетической зрелости ОВ пород доманикового горизонта в пределах

Республики Башкортостан (рис. 3). По данной схеме были рассчитаны площади каждой зоны зрелости, которые далее были использованы для оценки ресурсов УВ.

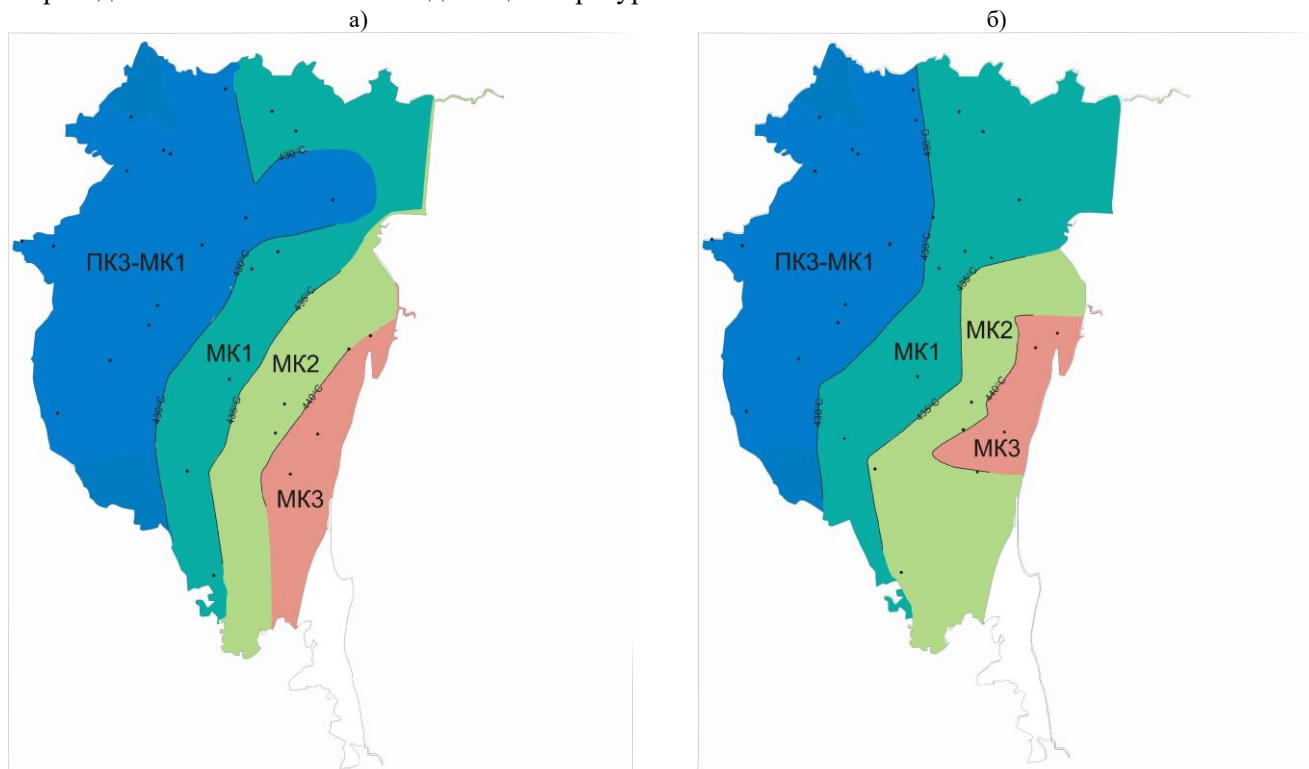


Рис. 3. Схемы катагенетической зрелости ОВ доманикового горизонта Республики Башкортостан по T_{\max} с учетом влияния свободных УВ и тяжелых смолисто-асфальтеновых УВ: а) с нанесёнными стратоизогипсами доманикового горизонта; б) с линиями равных значений T_{\max} .

В итоге, были выделены четыре зоны зрелости ОВ, из них в расчёт взяты три – те, которые находятся в главной фазе (зоне) нефтеобразования ($МК_1$, $МК_2$, $МК_3$).

Результаты некоторых подсчётных параметров, используемых для расчёта ресурсов УВ на территории РБ, отражены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты расчётов некоторых параметров

Зона катагенеза	$Н_{\text{ср.}}$, мг УВ/ г ТОС	$Н^{\circ}$, мг УВ/ г ТОС	TR	Площадь, тыс. км ²	Толщина, км	Плотность пород, т/м ³	Объем НМП, км ³	Масса НМП, млрд.т
$МК_3$	197	630 [3]	0,82	9041	0,02	2,6	181	470
$МК_2$	460		0,44	17229	0,02		345	896
$МК_1$	446		0,45	26669	0,02		533	1387
ПКЗ-МК ₁	535		0,27	35695	0,02		714	1856

За толщину доманикового горизонта приняли среднее значение – 20 м, рассчитанное на основе анализа карты изопакит доманиковых отложений [5].

При подсчете использовали параметр – коэффициент трансформации (TR) – характеризующий степень реализации нефтематеринской породы своего исходного генерационного потенциала, который рассчитывается по формуле (1) (R. Pelet, 1985):

$$TR = (H^{\text{исх}} - H) \cdot 1200 / (H^{\text{исх}} \cdot (1200 - H)) \quad (1)$$

где $HI^{исх}$ – исходный водородный индекс (до начала генерации УВ), мг УВ/ г ТОС, HI – водородный индекс (данные пиролиза Rock-Eval).

За водородный индекс приняли средневзвешенное значение, полученное по методике Rock-Eval на базе материалов ООО "РН-БашНИПИнефть" и ПАО АНК «Башнефть». Значение исходного водородного индекса, равное 630 мг УВ/г ТОС, взяли из статьи [6].

Генерационный (исходный) и эмиграционный УВ-потенциал рассчитали по аналогии с работой [1] по методике, разработанной французским Институтом Нефти, основанной на использовании полученных пиролитических параметров S_1 , S_2 , T_{max} образцов мелкораздробленного керна.

Расчёт генерационного УВ-потенциала производился по формуле (2):

$$P_{исх} = S_{2исх} \cdot M \quad (2)$$

где $S_{2исх}$ – удельный генерационный потенциал, рассчитываемый по формуле: $S_{2исх} = S_2 + S_{1total}$; M – масса пород, слагающих эффективную нефтематеринскую толщу; S_{1total} – степень преобразованности органического вещества: $S_{1total} = S_2 \cdot TR / (1 - TR)$.

Эмиграционный УВ-потенциал рассчитали по формуле (3):

$$P_{эм} = P_{исх} \cdot K_{эм} \quad (3)$$

где $K_{эм}$ – коэффициент эмиграции = 0,2.

Объем аккумуляции жидких углеводородов в залежах:

$$Q = P_{эм} \cdot K_{акк} \quad (4)$$

где $K_{акк}$ – коэффициент аккумуляции = 0,1 (по Неручеву С.Г.).

Результаты работы

1. Проведены исследования образцов пород доманикового горизонта пиролитическим методом до и после экстракции с целью оценки влияния свободных углеводородов и тяжелых смолисто-асфальтеновых веществ на параметр катагенетической зрелости T_{max} .

2. На основе значений параметра T_{max} была построена схема катагенетической зрелости пород в пределах Республики Башкортостан.

3. По построенной схеме была рассчитана масса эффективных НМП доманикового горизонта.

Проведена предварительная оценка прогнозных ресурсов углеводородов доманикового горизонта.

Литература

1. Ананьев В.В., Смелков В.М., Пронин Н.В. Прогнозная оценка ресурсной базы мендым-доманиковых отложений как основного источника углеводородного сырья центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2007. №1. С.32-38.
2. Арешев Е.Г. Альтернативная модель формирования нефтяной залежи в фундаменте месторождения белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 2004. №9.
3. Вторушина Э.А., Булатов Т.Д., Козлов И.В., Вторушин М.Н. Современный метод определения пиролитических параметров горных пород // Геология нефти и газа. 2018. №2. С.31-77.
4. Козлова Е.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Пронина Н.В., Полудеткина Е.Н., Костенко О.В., Юрченко А.Ю., Борисов Р.С., Бычков А.Ю., Калмыков А.Г., Хамидуллин Р.А., Стрельцова Е. Технология исследования геохимических параметров органического вещества керогеносыщенных отложений (на примере баженовской свиты, Западная Сибирь) // Вестник Московского университета. 2015. №5. сер.4. С.44-53.
5. Лозин Е.В. Нефтеносность Башкортостана // БашНИПИнефть. 2015. С.345
6. Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Полудеткина Е.Н., Шарданова Т.А., Пронина Н.В., Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Хомяк А.Н. Генерационный потенциал пород доманиковой формации Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Вестник Московского университета. 2015. №6. сер.4. С.44-52.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА АС4-8 ФЕДОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ДОИЗВЛЕЧЕНИЮ ЗАПАСОВ ПРИ ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ ОБВОДНЕННОСТИ

Нестерова Анна Викторовна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 4 курса, г. Пермь

e-mail: 13annanesterovan@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Козлова Инна Анатольевна

Аннотация: в статье рассмотрены геологические особенности и применяемая система разработки пласта АС4-8 Федоровского месторождения. Анализируются зоны с 5-ти точечной системой размещения вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Выполнен анализ текущих и накопленных характеристик разработки, выполнена оценка эффективности работы зон с различными профилями стволов скважин. Даны рекомендации по извлечению остаточных запасов участков пласта АС4-8.

Ключевые слова: газонефтяная залежь, пятиточечная система разработки, наклонно-направленные, горизонтальные и вертикальные скважины, накопленная и текущая добыча, обводнённость, компенсация, эффективность системы разработки, остаточные запасы.

ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF THE AS4-8 RESERVOIR DEVELOPMENT SYSTEM OF THE FEDOROVSKOYE FIELD WITH THE AIM OF RECOMMENDATIONS FOR ADDITIONAL RECOVERY OF RESERVES WITH ADVANCED WATER CUT

Nesterova Anna

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kozlova Inna

Abstract: The article discusses the geological features and the applied development system for the AC4-8 formation of the Fedorovskoye field. Zones with a 5-point system for placing vertical, directional and horizontal wells are analyzed. An analysis of the current and accumulated development characteristics was carried out, and the efficiency of operation of zones with different wellbore profiles was assessed. Recommendations are given for the extraction of residual reserves in sections of the AC4-8 formation.

Keywords: gas-oil reservoir, five-point development system, directional, horizontal and vertical wells, accumulated and current production, water cut, compensation, development system efficiency, residual reserves.

Введение

Федоровское месторождение приурочено к Сургутскому району Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Геолого-геофизические исследования с целью изучения геологического строения и установления нефтегазоносности проводились в период с 1947 по 1970 годы. Федоровское месторождение было открыто в 1971 году скважиной №62Р, давшей промышленный из нижнемеловых отложений сангопайской свиты готерив-барремского возраста. В состав Федоровского месторождения вошли масштабные площади: Федоровская, Моховая, Восточно-Моховая. Всего в пределах Федоровского лицензионного участка на стадии поисково-разведочных работ пробурено 34 поисковых и 128 разведочных скважин [1]. В настоящее время Федоровское месторождение разрабатывается в соответствии с «Дополнением к технологической схеме разработки Федоровского месторождения» от 2017 года.

На Федоровском месторождении выделяют три нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский комплекс (пласт ЮС2); верхнеюрский комплекс (пласты ЮС1/3, ЮС1/1-2); неокомский (+ачимовский) комплекс (пласты группы БС, АС). Объект исследования – пласт АС4-8 находится на сочленении Федоровской и Моховой площадей. Залежь пласта АС4-8 газонефтяная, пластово-сводовая. Размеры залежи составляют 52,0х46,7 км, структура представлена брахиантиклиналью. Средняя абсолютная отметка ВНК составляет – 1819,0 м, ГНК – 1809,5 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 0,3 до 15,4 м. Породы-коллекторы представлены песчаниками мелкозернистыми и средне-мелкозернистыми, алевролитами крупнозернистыми, серыми. В среднем коэффициент пористости составляет 0,26 д.ед, а коэффициент проницаемости равен 0,195 мкм2, расчлененность пласта невысока и составляет в среднем 5.

Разработка месторождения началась с 1976 года, в настоящее время месторождение на третьей стадии. Степень выработки запасов нефти составляет 55,5 %, при накопленной добыче нефти на месторождении – 77 289 тыс. т и величине НИЗ – 139 220 тыс.т. В настоящее время объект характеризуется опережающей обводненностью 97-98%, при величине ОИЗ нефти по пласту 61 933 тыс.т. Система ППД реализовывалась, начиная с 1976 года. Текущее пластовое давление, в различных участках пласта разное, составляя в среднем 18,5 МПа, что на 2,2 % меньше начального, что говорит о достаточно эффективной системе работы пласта. Для оценки скорости обводненности залежи за период с 1976 -2015 гг была построена зависимость изменения обводненности продукции пласта lg(B) от величины накопленной добычи Q нефти, которая показывает, что при текущих темпах обводненности достичь запланированной величины КИН по пласту (0,24 д.ед) будет весьма затруднительно. В соответствии с предыдущими техническими проектами, на Федоровском месторождении были реализованы несколько систем разработки с размещением скважин по 5-ти и 9-ти точечным системам. Наиболее часто применяется площадная 5-ти точечная сетка с вертикальными и горизонтальными скважинами. При этом, в связи со сложностью геологического строения пласта и трудностями в достижении запланированной нефтеотдачи бурение горизонтальных добывающих скважин началось ещё с 1995 года..

Целью работы является оценка работы 5-точечной системы размещения скважин с разными профилями стволов и рекомендации по регулированию системы разработки в различных геологических участках залежи для эффективного нефтеизвлечения.

Исследование геологических и технологических параметров работы пласта АС4-8

Объектами исследования являются две зоны пласта АС4-8 на Моховой площади, имеющие сходную систему размещения скважин – площадную пятиточечную, но характеризующиеся различной плотностью размещения и разными профилями стволов скважин. Первая зона – разбурена вертикальными (ВС) и наклонно-направленными (ННС) скважинами по плотной сетке скважин 20 га/скв, вторая зона разрабатывается горизонтальными скважинами (ГС) с меньшей плотностью (36 га/скв).

На рис.1,2 представлены наглядно зоны 1 и 2 по картам накопленных отборам в пределах Моховой площади.

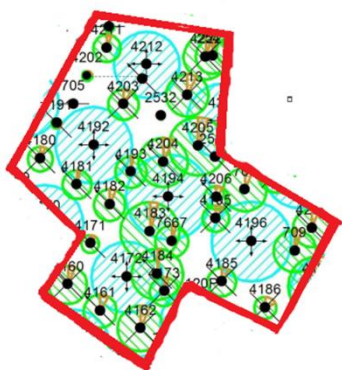


Рис.1. Расположение скважин в зоне 1

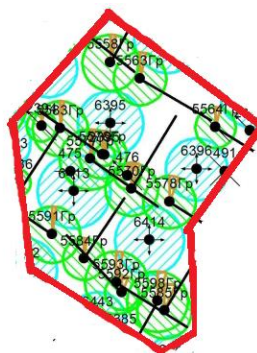


Рис.2. Расположение скважин в зоне 2

В анализируемых зонах эффективные толщины коллекторов варьируют в пределах от 1 до 11м, при этом среднее значение в зоне 1 составляет 5,5 м, в зоне 2 – 7,5 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 1 до 11 метров, при средних в 1 зоне-5,5 м. во 2- 7,5 м. Анализ толщин

показывает, что ГС, размещённые по более редкой сетке (2 зона) работают в условиях несколько больших нефтенасыщенных толщин, чем скважины 1 зоны с ННС и ВС.

Проведем оценку работы исследуемых зон пласта АС4-8 на основе анализа основных накопленных показателей разработки. Для оценки было выбрано примерно одинаковое количество скважин ($N=25$) в каждой указанной зоне. Распределение накопленной добычи жидкости ($Q_{ж}$) каждой зоны представлены на рисунке 3,4,5,6.

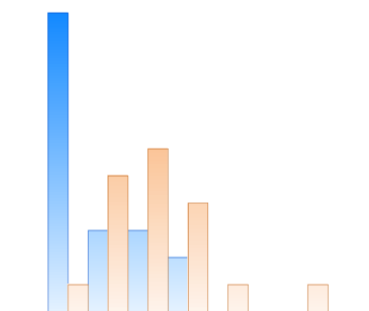


Рис.3. Распределение накопленной добычи жидкости в зонах 1 и 2

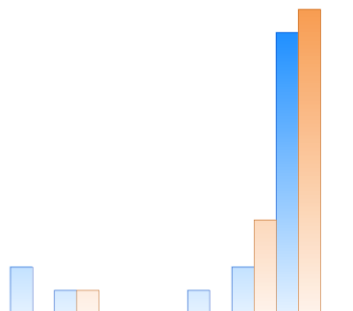


Рис.4. Распределение обводненности добывающих скважин в зонах 1 и 2

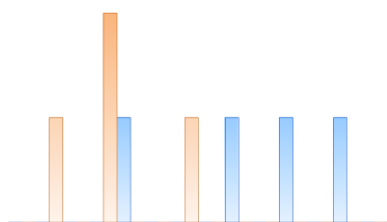


Рис.5. Распределение накопленной закачки в зонах 1 и 2.

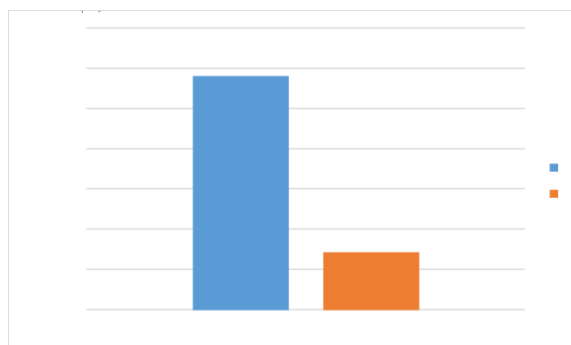


Рис.6. Распределение компенсации в зонах 1 и 2.

Распределение накопленных значений добычи жидкости ($Q_{ж}$) показывает различный диапазон изменения и средние значения. Для зоны 1 (ННС, ВС) наиболее часто встречаются значения в интервале 0-500 т м³, что в 3 раза меньше модального значения $Q_{ж}$ в 2 зоне (ГС) – 1000-1500 т м³. Следовательно, вертикальные и наклонные скважины в зоне 1 имеют меньшую накопленную добычу по сравнению с горизонтальными скважинами в зоне 2. Анализируя распределение уровня обводненности ($B, \%$) двух зон можно отметить, что наиболее часто встречаемые значения для обеих зон находятся в диапазоне 95-100% (рис.4). Однако для 1 зоны (ННС, ВС) встречаются участки с меньшей обводненностью – 65-75% [2,4]. Значит, для 1 зоны (ННС, ВС), обладающего меньшей накопленной добычей установлено и меньшее значение обводненности скважин. Распределение накопленного объема закачки рабочего агента ($Q_{закач}$), представленного на рис. 3 показывает, что интервалы объемов закачки для 1 зоны варьируют от 2800 до 4600 т м³, для 2 зоны – от 2200 до 3400 т м³. Следовательно, для достижения более высоких уровней добычи требуется больший объем закачки в 1 зоне с ВС и ННС. Таким образом, оценивая накопленную компенсацию, делаем вывод, что для 1 зоны (ННС, ВС) она составляет 580%, за счет существенно больших объемов закачки воды, а в зоне 2 (ГС) она 4 раза меньше по объему.

Далее проанализируем текущие показатели разработки выбранных зон скважин (рис. 7, 8, 9, 10).

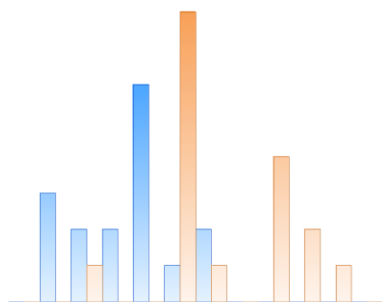


Рис. 7. Распределение текущей добычи жидкости 1-2 зоны.

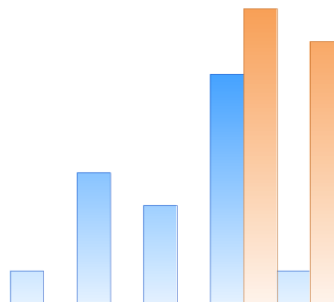


Рис. 8. Распределение обводненности 1-2 зоны.

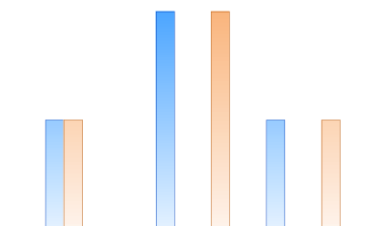


Рис. 9. Распределение объемов закачки 1-2 зоны.

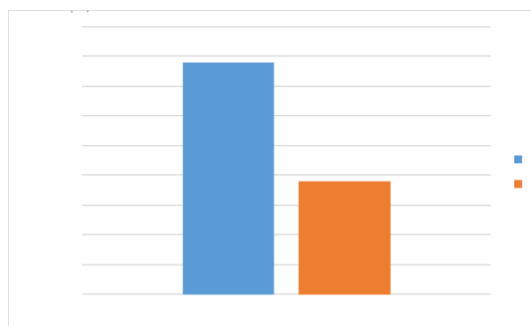


Рис. 10. Распределение компенсации 1-2 зоны.

Изменение текущей добычи жидкости $-Q_{ж}$ (рис.7) в зонах скважин с различной геометрией ствола также отличаются. Для зоны 1 интервалы варьируют от 50 до 350 т м3, для 2 зоны – от 100 до 550 т м3). Таким образом, зона с ГС имеет более высокую текущую добычу по сравнению с зоной 1 с ННС и ВС. Распределение текущей обводненности (В%) показывает большую степень обводнения зон с ГС (все скважины в интервале 98-99%). Интервал изменения обводненности в зоне 2 несколько шире (95-99%) [3]. Следовательно, для 2 зоны (ГС), обладающего большей текущей добычей установлено и большее значение обводненности скважин. Распределение текущей закачки по зонам скважин показывает, что диапазон изменения примерно одинаков и сосредоточен в интервале от 200-900 тм3 (рис.9). Таким образом, для достижения уровней добычи в 2 зоне где работают ГС с более редкой сеткой скважин, требуется несколько меньший объем закачки, чем для скважин 1 зоны ННС, ВС с плотной сеткой скважин. Текущая компенсация в зонах 1, 2 составляет 390% и 190% соответственно. Из чего следует, что для 1 зоны компенсация больше на 63 %, чем у 2 зоны с ГС, при этом, объем добычи в ГС в 1,5 раза превосходит объем добычи по ННС и вертикальным скважинам.

Таким образом, можно сделать вывод об эффективности применяемой 5-ти точечной системы разработки вертикальными, наклонно-направленными и горизонтальными скважин. При сравнении накопленных показателей $Q_{ж}$, видно, что наибольшие значения связаны с горизонтальными скважинами. За весь период разработки можно заметить, что при 5-ти точечной системе с ГС обводненность меньше, по сравнению ННС и вертикальными. Анализ показал, что компенсация ГС ниже на 75%, по сравнению с ННС и ВС. При анализе текущих показателей работы по величинам $Q_{ж}$ видно, что наибольшие значения добычи жидкости установлены для 5-ти точечной система разработки с ГС, по сравнению с ННС и вертикальными. Обводненность, также несколько больше для 5-ти точечной системы разработки с ГС, чем с ННС и ВС Также, установлено, что при практически равных объемах закачки в зонах с наклонно-направленными, вертикальными и горизонтальными скважинами, компенсация меньше в 2 раза для зоны ГС.

Заключение

Оценив систему разработки пласта АС 4-8 на Федоровском месторождении с различными профилями стволов скважин, был получен вывод о том, что наиболее эффективной из рассмотренных видов является система пятиточечного размещения скважин с горизонтальными стволами. Применение данного вида системы разработки также позволяет снижать затраты на дополнительную закачку и избегать преждевременного обводнения скважин.

В качестве рекомендаций по результатам исследования, предлагаем к разбуриванию северные и центральные участки Моховой площади пласта АС 4-8 скважинами с горизонтальными проложениями. В качестве скважин кандидатов, могут быть выбраны наиболее обводившиеся вертикальные скважины №4155 (В=90%, $h_{эф-нн}=11,7$ м), №4177 (В=95%, $h_{эф-нн}=10,0$ м), №4293 (В=89%, $h_{эф-нн}=11,2$ м), №4179 (В=98%, $h_{эф-нн}=9,9$ м), №4157 (В=98%, $h_{эф-нн}=10$ м), №4189 (В=98%, $h_{эф-нн}=10$ м), вскрывающие наибольшие остаточные нефтенасыщенные толщины в этих частях залежи (рис.11).

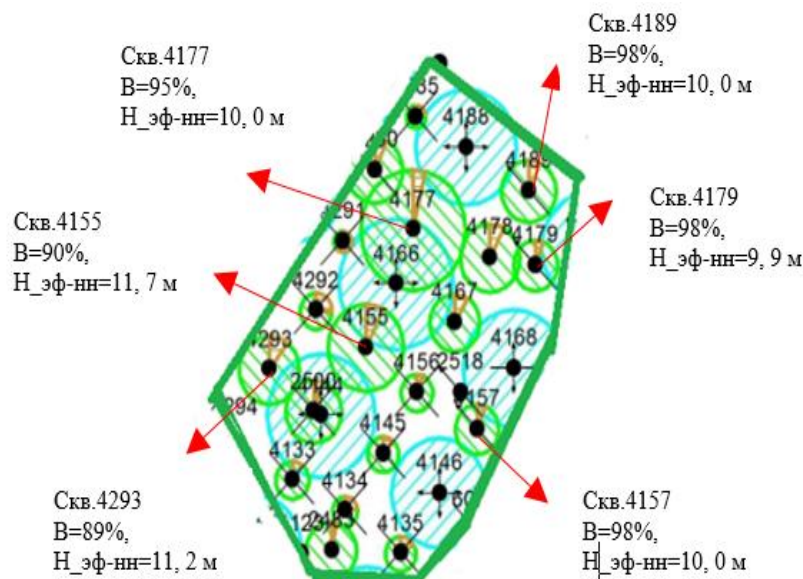


Рис. 11. Зона с рекомендуемыми скважинами

Литература

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Федоровского нефтегазоконденсатного месторождения.: составлен ТО «СургутНИПИнефть», Тюмень, 2017. 272 с.
2. Ливинцев П.Н., Михайлов В.М. Обводнение горизонтальных скважин Федоровского нефтегазового месторождения // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо_Кавказского Федерального округа: Материалы IV ежегодной научно-практической конференции Северо-Кавказского федерального университета, 2016. – Северо-Кавказский федеральный университет, 2016. – С. 115-120.
3. Онегов Н.А., Шамсутдинова Г.Т. Особенности преждевременного обводнения горизонтальных скважин // Наука и творчество: Вклад молодежи : Сборник материалов всероссийской молодежной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Махачкала, 2022 года – СПб: Санкт-Петербургский горный университет, 2022. – С. 146-149.
4. Скорodieвская Л.А. Обводнение горизонтальных скважин Федоровского месторождения.: составлена ОАО "Сургутнефтегаз" // Нефтяное хозяйство. – 2000- №8- С. 54-58.

ВЕРОЯТНОСТНО-СТАТИСТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРОГНОЗА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЖИВЕТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ НИРМАЛИНСКОЙ И ЗАПАДНО-ХАНЧАРГИНСКОЙ ПЛОЩАДЕЙ

Ожгибесов Евгений Сергеевич

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

аспирант 1 курса, г. Пермь

e-mail:ozhgibesov2015@yandex.ru

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Галкин Владислав Игнатьевич

Аннотация: Статья посвящена локальному прогнозу нефтегазоносности живетских отложений на территории Нирмалинской и Западно-Ханчаргинской площадей. Целью работы является разработка комплексной вероятностной модели для ранжирования подготовленных структур по перспективам нефтегазоносности. В работе были проанализированы параметры, контролирующие нефтеносность локальных структур: локальная составляющая ОГ Π_{2zv} , время регистрации отраженной волны ОГ Π_{2zv} , толщина живетских отложений. По каждому параметру построены вероятностные модели нефтегазоносности, которые затем объединены в комплексную модель. По результатам прогнозирования самой перспективной структурой является Антоновская (центральное и восточное поднятия).

Ключевые слова: вероятностно-статистическая модель, прогноз нефтегазоносности, подготовленные структуры, критерии нефтегазоносности, комплексный критерий.

PROBABILISTIC AND STATISTICAL SUBSTANTIATION OF THE FORECAST OF OIL AND GAS POTENTIAL OF GIVETIAN DEPOSITS WITHIN THE NIRMALINSKAYA AND WEST- KHANCHARGINSKAYA AREAS

Ozhgibesov Evgenii

Perm National Research Polytechnic University, 1st year Post-graduate Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Galkin Vladislav

Abstract: The article is devoted to local forecasting of oil and gas content of Givetian deposits on the territory of Nirmalinskaya and Zapadno-Khancharginskaya areas. The purpose of the work is to develop a complex probabilistic model for ranking the prepared structures in terms of oil and gas bearing potential. The parameters controlling oil-bearing capacity of local structures were analyzed: local component reflecting horizon Π_{2zv} , time of registration of the reflected wave of reflecting horizon Π_{2zv} , thickness of Zhizhskiy deposits. For each parameter, probabilistic models of oil and gas bearing capacity were built, which were then combined into a complex model. According to the forecasting results, the most promising structure is Antonovskaya (central and eastern uplift).

Keywords: probabilistic-statistical model, oil and gas content forecast, prepared structures, oil and gas criteria, complex criterion.

При проектировании геолого-разведочных работ для снижения рисков бурения пустых скважин важной задачей является ранжирование структур по перспективам их нефтегазоносности. Для решения этой задачи как нельзя лучше подходят вероятностно-статистические методы. Применение данных методов при прогнозировании нефтегазоносности показано в статьях [1,2].

В данной работе представлена методика прогнозирования нефтегазоносности локальных структур на территории Нирмалинской и Западно-Ханчаргинской площадей. В тектоническом отношении

исследуемый участок расположен в пределах северной периклинали Харьягинского вала. По нефтегазгеологическому районированию участок относится к Ярейюскому НГР, Печоро-Колвинской НГО, Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. В пределах исследуемой территории находятся три открытых месторождения нефти: Восточно-Сарутаюское, Ольгинское, Нирмалинское, а также 8 подготовленных структур (рис. 1). Основные перспективы нефтегазоносности связаны с среднедевонско-нижнефранским терригенным НГК ($D_3džr$, D_2zv , D_2kd). Прогноз нефтегазоносности выполнен для живецких отложений, так как данные отложения нефтеносны на всех трех открытых месторождениях и к ним приурочена основная часть запасов нефти.

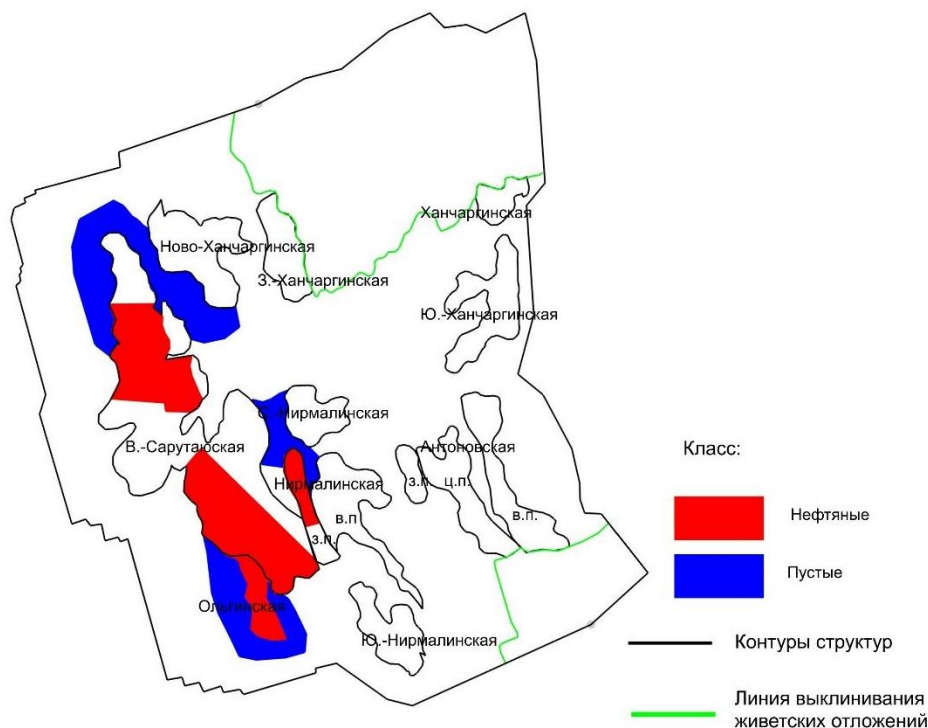


Рис. 1. Обзорная карта

Отложения живецкого яруса представлены толщей кварцевых песчаников, алевролитов с прослоями аргиллитов. Стоит отметить, что данные отложение подверглись эрозии во время предфранского перерыва в осадконакоплении, и поэтому не имеют повсеместного распространения в пределах исследуемой территории. Они ограничены линией выклинивания в северо-восточной и юго-восточной частях площади.

Для оценки перспектив нефтегазоносности проанализированы следующие геолого-геофизические параметры: локальная составляющая ОГ $\Pi 2zv$ (приурочен к кровле живецких отложений) – L_{oc} , м; время регистрации отраженной волны ОГ $\Pi 2zv$ – T , мс; толщина живецких отложений – H , м. Локальная составляющая (рис. 2) получена из структурной карты ОГ $\Pi 2zv$ посредством двух последовательных операций: сглаживание структурной карты и получение региональной составляющей, вычитание из структурной карты региональной составляющей.

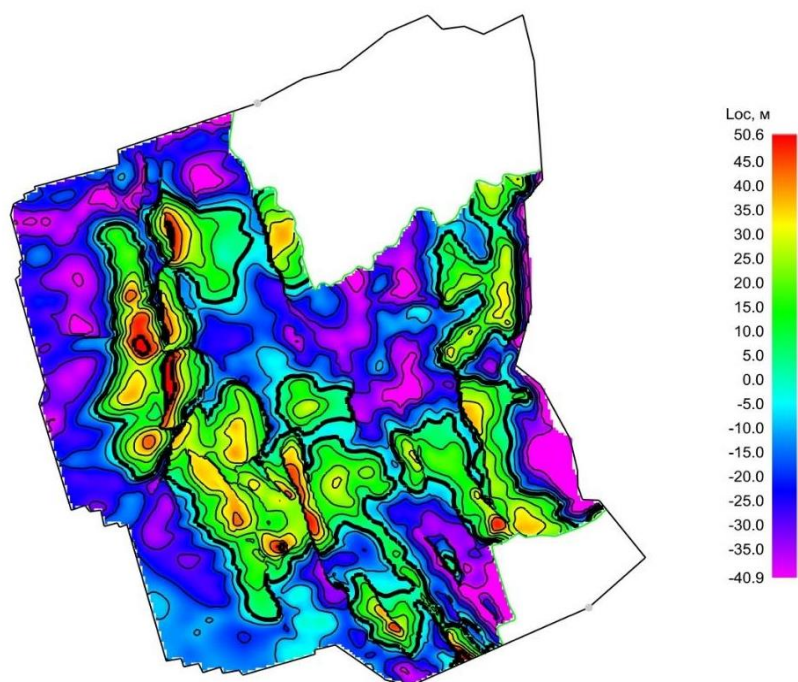


Рис 2. Локальная составляющая ОГ III_{2zv}

Обучающая выборка сформирована на основе цифровых карт перечисленных параметров. Значения параметров отбирались на узлах сетки 100х100 м. К классу «нефтяные» отнесены значения, отобранные в пределах контуров нефтеносности, к классу «пустые» – значения, отобранные на прилегающей к месторождениям территории за пределами их контуров нефтеносности. Для обоснования информативности выбранных параметров проведено сравнений средних значений классов с помощью t-критерия Стьюдента (табл. 1).

Таблица 1

Статистические характеристики

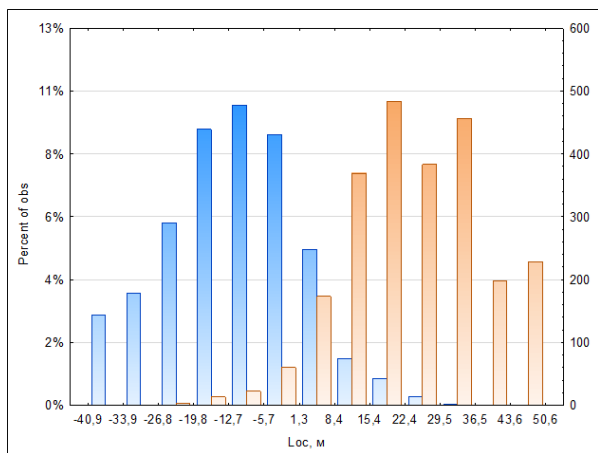
Параметры	Среднее значение ± стандартное отклонение		t-критерий p-value
	Нефтяные	Пустые	
Loc, м	24,25±13,71	-11,56±13,36	<u>90,94</u> <0,001
T, мс	2481,09±16,07	2506,29±22,09	<u>-44,93</u> <0,001
H, м	73,61±23,76	96,91±35,53	<u>-26,55</u> <0,001

По всем параметрам средние значения статистически различаются. Наибольшее значение t-критерия установлено по локальной составляющей, наименьшее – по толщине живецких отложений.

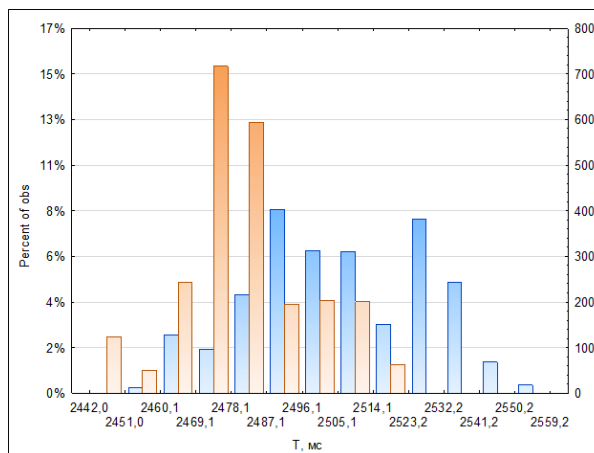
Далее для более подробного анализа распределения параметров построены категоризованные гистограммы (рис. 3). Оптимальное число интервалов для построения гистограмм определено с помощью формулы Стерджесса (1):

$$n = 1 + 3,322 \cdot \lg \lg N \quad (1)$$

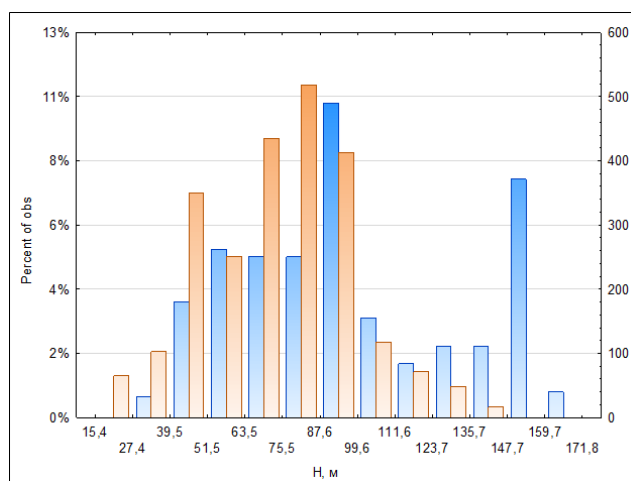
1) где N – количество наблюдений.



а



б



в

■ - Нефтяные

■ - Пустые

Рис. 3. Гистограммы параметров: а) локальная составляющая, б) время регистрации отраженной волны, в) толщина живецких отложений

По гистограмме локальной составляющей (рис. 3а) установлено, что для пустых зон характерны более низкие значения, а для нефтяных – более высокие. Интервал перекрытия классов составляет -26,8 – 36,5 м. По времени регистрации отраженной волны (рис. 3б) наблюдается противоположная зависимость: для пустых зон характерны более высокие значения параметра. Классы перекрываются в интервале от 2451 до 2523,2 мс. По гистограмме толщины живецких отложений (рис. 3в) видно, что самые низкие значения данного параметра установлены в нефтяных зонах, а самые высокие в пустых. Классы перекрываются в диапазоне от 27,4 до 147,7 м.

На следующем шаге для каждого интервала, выделенного на гистограммах, определены частности по формуле (2):

$$P(W_k) = \frac{N_k}{N_q}, \quad (2)$$

где $P(W_k)$ – частность в k -м интервале для группы Wq ($q=1$ – соответствует нефтяным зонам, а $q=2$ – пустым зонам); N_k – число случаев содержания параметра X_j в k -ом интервале; N_q – объем выборки для разных классов.

На основе вычисленных частностей по формуле (3) вычислены условные интервальные вероятности:

$$P(X_j)_k = \frac{P(W_1)_k}{P(W_1)_k + P(W_2)_k}, \quad (3)$$

где $P(X_j)_k$ – условная интервальная вероятность принадлежности переменной X_j в k -м интервале к классу W_q .

Далее по полученным условным вероятностям построены линейные вероятностные модели нефтегазоносности. Методика построения вероятностных моделей описана в работе [3]. Уравнения вероятностных моделей и диапазон их применения приведены в таблице 2.

Таблица 2

Вероятностные модели

Параметр	Уравнение вероятностной модели	Диапазон применения	Диапазон вероятностей, д.ед.
Loc , м	$P(Loc)=0,4464+0,0107*Loc$	-40,9 – 50,6	0,0088-0,9878
T , мс	$P(T)=18,1244-0,00707*T$	2442 – 2559,2	0,0309-0,8595
H , км	$P(Lд)=0,9481-0,0054*H$	15,4 – 171,8	0,0204-0,8649

По уравнениям моделей видно, что вероятность нефтегазоносности характеризуется прямой зависимостью с локальной составляющей, и обратной зависимостью – с временем регистрации отраженной волны и толщиной живецких отложений. Также важно отметить, что полученные вероятностные модели являются корректными: диапазон вероятностей находится в диапазоне от 0 до 1 д.ед. и все модели пересекают линию с вероятностью 0,5 д.ед.

При прогнозировании нефтегазоносности необходимо учитывать все рассматриваемые показатели в совокупности. Для этого в работе по формуле (4) рассчитан комплексный критерий:

$$P_{\text{комп}} = \frac{\prod_{j=1}^m P(W_n | X_j)}{\prod_{j=1}^m P(W_n | X_j) + \prod_{j=1}^m (1 - P(W_n | X_j))} \quad (4)$$

В таблице 3 приведены средние значения вероятностей, полученные по одномерным вероятностным моделям и по комплексной модели. Для визуализации распределения $R_{\text{компл}}$ построена карта изовероятностей (рис.3).

Таблица 3

Средние значения вероятностей

Структура	$P(Loc)$, д.ед.	$P(T)$, д.ед.	$P(H)$, д.ед.	$R_{\text{компл}}$, д.ед.
Нирмалинская	0,60	0,75	0,60	0,87
Ново-Ханчаргинская	0,63	0,47	0,53	0,64
С.- Нирмалинская	0,56	0,72	0,70	0,87
Ю.-Нирмалинская	0,59	0,73	0,71	0,89
Ханчаргинская	0,63	0,72	0,78	0,88
Ю.-Ханчаргинская	0,67	0,71	0,52	0,83
З.-Ханчаргинская	0,64	0,49	0,78	0,83
Антоновская (з.п.)	0,62	0,70	0,63	0,86
Антоновская (ц.п.)	0,61	0,67	0,75	0,90
Антоновская (в.п.)	0,70	0,70	0,63	0,90

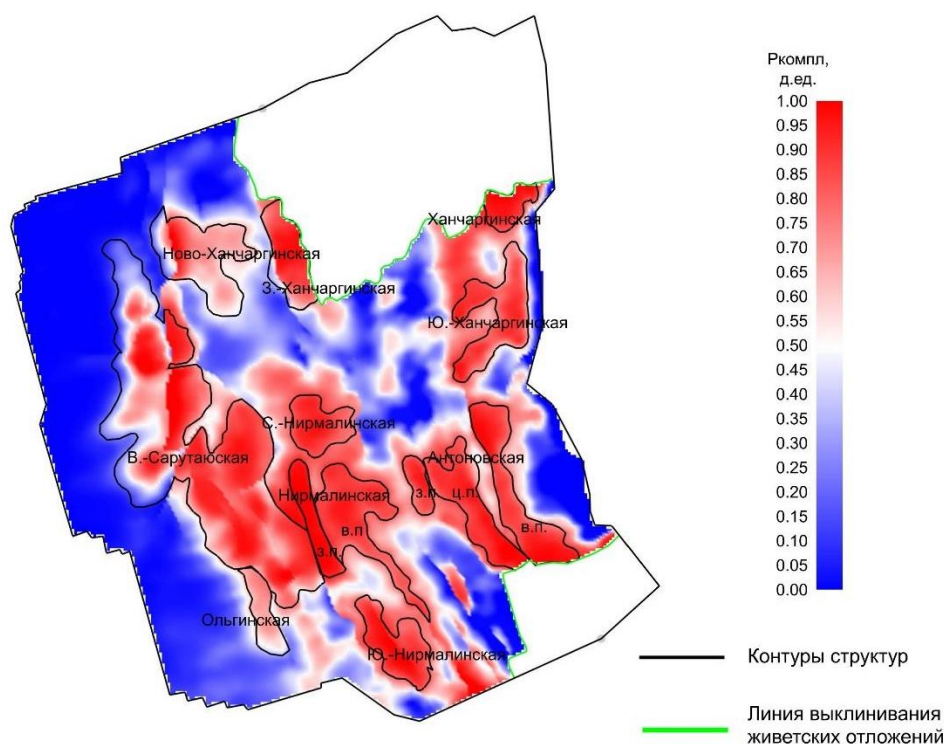


Рис. 3. Вероятностная схема нефтегазоносности живецких отложений

Видно, что все структуры на исследуемой площади работ характеризуются комплексной вероятностью выше 0,5 д.ед. Значения изменяются от 0,64 д.ед. (Ново-Ханчаргинская) до 0,9 д.ед. (центральное и восточное поднятия Антоновской структуры).

Таким образом, по результатам прогноза наиболее перспективными для ввода в глубокое бурение являются центральное и восточное поднятия Антоновской структуры.

Литература

1. Кошкин, К. А., Татаринов, И. А. Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям // Недропользование. – 2021. – Т. 21, № 1. – С. 2-8.
2. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 16–25.
3. Галкин В.И., Растегаев А.В., Галкин С.В. Вероятностно-статистическая оценка нефтегазоносности локальных структур / УрО РАН. – Екатеринбург, 2001. – 277с.

ДИАПАЗОНЫ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ РЕСУРСОВ ПОДГОТОВЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ВИЗЕЙСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА БАШКИРСКОМ СВОДЕ

Пономарева Валерия Владимировна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 4 курса, г. Пермь
e-mail: lera.ponomareva66@gmail.com*

Козлов Даниил Олегович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 4 курса, г. Пермь
e-mail: 1150vova1150@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Яковлев Юрий Александрович

Аннотация: На основе данных 53 нефтяных залежей в визейских терригенных отложениях рассмотрены распределения подсчетных параметров для вероятностной оценки структур, подготовленных к глубокому бурению. Проведена оценка статистических распределений параметров.

Ключевые слова: Башкирский свод, визейские терригенные отложения, подготовленные структуры, подсчетные параметры, статистические распределения.

RANGES OF CALCULATION PARAMETERS FOR THE PROBABILISTIC ASSESSMENT OF THE RESOURCES OF PREPARED OBJECTS OF VISEAN TERRIGENOUS DEPOSITS ON THE BASHKIR VAULT

Ponomareva Valeriya

Perm State University, 4st year Student, Perm

Kozlov Daniil

Perm State University, 4st year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Yakjvlev Yuri

Abstract: On the basis of data from 53 oil deposits in Visean terrigenous sediments the distributions of counting parameters for probabilistic evaluation of structures prepared for deep drilling are considered. The statistical distributions of the parameters were evaluated.

Keywords: Bashkiri vault, Visean terrigenous deposits, prepared structures, counting parameters, statistical distributions.

Оценка ресурсов подготовленных структур категории До, как правило, проводится детерминистическим способом, когда учитывается один набор исходных данных и создается один набор результирующих данных. Прогноз ресурсов структуры производится объемным методом. Каждый параметр задается одним значением на основании обобщения данных по конкретным месторождениям – аналогам.

В последние годы все чаще применяется вероятностный метод оценки ресурсов на основе диапазона значений исходных параметров, причем каждый параметр задается распределением на основе статистических данных по исследуемому объекту. Вероятностный подход более предпочтителен по сравнению с детерминистическим, поскольку его результаты учитываются в комплексной оценке рисков освоения нефтегазовых объектов [2].

Первым этапом вероятностной оценки ресурсов объекта является изучение диапазона и вероятного характера распределения подсчетных параметров. Основа выбора месторождений-аналогов для подготовленных структур является их расположение в единой зоне нефтегазогеологического районирования и, соответственно, в пределах одного нефтегазоносного комплекса.

Объектом нашего изучения являются параметры 53 нефтяных залежей в визейских терригенных отложениях на Башкирском своде в пределах «Куедино-Чернушинской весьма изученной зоны нефтегазонакопления» [1]. В настоящее время на этой территории находится более 45 выявленных перспективных структур и более 40 структур, подготовленных к глубокому бурению [3].

Для каждого подсчетного параметра изучаемой зоны нефтегазонакопления на основе были рассчитаны статистические характеристики (табл).

Таблица

Статистическая характеристика подсчетных параметров по месторождениям-аналогам

Параметры	Нефтенасыщенная толщина	Пористость, доли.ед.	Коэффициент нефтенасыщенности	Плотность нефти г/см	Пересчетный коэффициент	КИН
Число определений	109	110	110	110	110	110
Среднее	2.55	0.192	0.858	0.885	0.928	0.343
Медиана	2.20	0.190	0.870	0.883	0.934	0.320
Стандартное отклонение	1.57	0.0293	0.053	0.029	0.038	0.116
Размах	0.60 – 9.40	0.10 – 0,34	0.71 – 0.96	0.753 – 0.975	0.778 – 0.987	0.013 – 0.650

На основе программы Statistica были построены гистограммы параметров и подобраны функции распределения (рис).

Среднее значение параметра «нефтенасыщенная толщина» равно 2.55, при этом стандартное отклонение достаточно большое (1.57), что может свидетельствовать о значительной вариативности значений в выборке. Функция распределения средней эффективной нефтегазонасыщенной толщины в большинстве случаев подчиняется логнормальному закону (рис). При этом значение вероятности P90 должно соответствовать минимальной толщине, достаточной для эксплуатации скважин.

Функцию распределения пористости рекомендуется определять по фактическим данным распределения пористости коллекторов месторождений-аналогов. Как правило, функция распределения пористости подчиняется бета или нормальному распределению (рис). В нашем случае среднее значение пористости и медиана имеют близкие значения, а стандартное отклонение порядка 0.0293 свидетельствует о невысокой изменчивости значений в узком диапазоне значений пористости в выборке по месторождениям аналогам.

Функция распределения коэффициента нефтенасыщенности часто подчиняется бета-распределению или нормальному распределению (рис). В изучаемом районе коэффициент нефтенасыщенности изменяется от 0.710 до 0.960. Среднее значение этого показателя (0.858) и медиана (0.870) достаточно близки. Стандартное отклонение указывает низкую вариабельность значений.

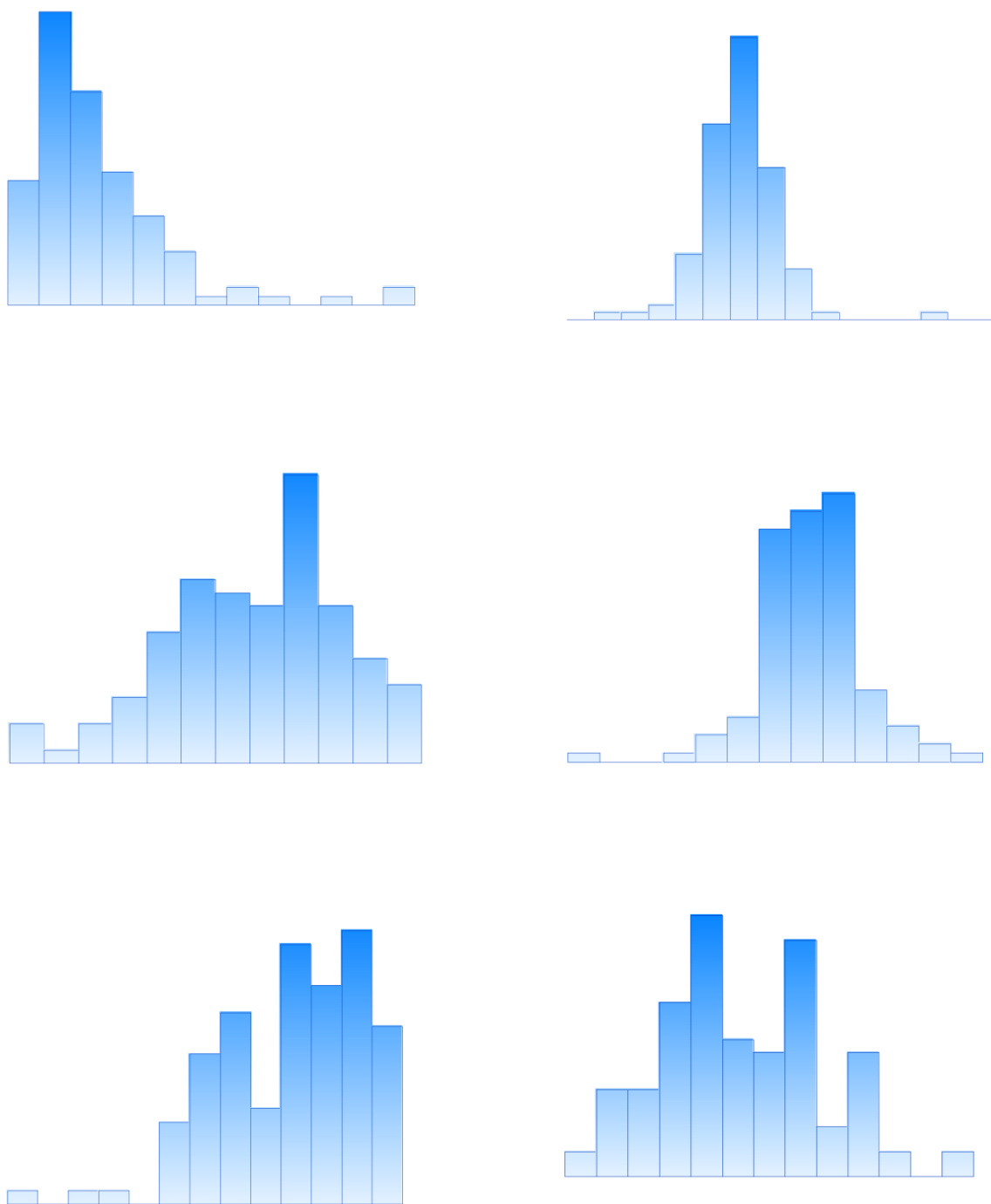


Рис. Гистограммы распределения подсчетных параметров при оценке ресурсов подготовленных структур в Кудино-Чернушинской зоны нефтегазоаккумуляции

Плотность нефти изменяется от 0.753 до 0.975 со средним значением 0.885 и медианой 0.883. Стандартное отклонение составляет около 0.029. Данному параметру в изучаемой зоне характерно нормальное распределение (рис). Аналогичный вывод можно сделать по параметру «пересчетный коэффициент».

Функцию распределения коэффициента извлечения нефти (КИН) обычно рекомендуется определять по фактическим данным на месторождениях-аналогах. Величина коэффициента извлечения нефти зависит от геолого-физических и технологических факторов. Как правило, функция распределения коэффициента извлечения нефти подчиняется нормальному распределению (рис.). Для

залежей нефти визейских терригенных отложений изучаемой зоны нефтегазонакопления КИН варьирует от 0.013 до 0.650, со средним значением 0.343 и медианой 0.320. Стандартное отклонение свидетельствует об определенной изменчивости данного параметра.

Выводы

1. Изученные характеристики позволяют рекомендовать для параметров «пористость», «коэффициент нефтенасыщенности», «плотность» и «КИН» закон нормального распределения, а для параметров «толщина» и «пересчетный коэффициент» – логнормальное распределение.

2. Полученные данные могут быть рекомендованы для последующей вероятностной оценке ресурсов категории До подготовленных структур на Башкирском своде в пределах Куюдино-Чернушинской зоны нефтегазонакопления.

Аналогичный подход был опробован для подготовленных объектов среднекаменноугольных отложений в Центрально-Соликамской зоне нефтегазонакопления.

Литература

1. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010. -335 с.
2. Роуз Питер.Р. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами. – М.-Ижевск: НИЦ «РХД», Ижевский институт компьютерных исследований, 2011, – 304 с.
3. Схема расположения месторождений и перспективных структур Пермского края (по состоянию на 01.01.2023 г.). Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть" в городе Перми Отдел мониторинга геологоразведочных работ (по материалам ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"), 2024.

ВЛИЯНИЕ ГРУНТОВЫХ ВОД ПРИ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТАХ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

Румянцева Ксения Сергеевна
Кемеровский государственный университет
студентка 4 курса, г. Кемерово
e-mail: kes.rymantseva1007@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Наставко Екатерина Вячеславовна

Аннотация: В статье рассматривается влияние грунтовых вод при геологоразведочных работах и разработке нефтяных скважин. Произведен анализ различных аспектов взаимосвязи между грунтовыми водами и нефтяными скважинами, а также выявлены ключевые факторы, влияющие на безопасность и точность исследований. Учет и контроль грунтовых вод при проведении разведочных работ и эксплуатации нефтяных скважин для обеспечения их безопасной эксплуатации позволяет снизить экономические и временные затраты.

Ключевые слова: бурение, нефть, подземные воды, грунтовые воды, химический состав.

INFLUENCE OF GROUNDWATER DURING EXPLORATION WORKS AND DEVELOPMENT OF OIL WELLS

Rumyantseva Ksenia
Kemerovo State University, 4th year Student, Kemerovo

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Nastavko Ekaterina

Abstract: The article examines the influence of groundwater in geological exploration and development of oil wells. The analysis of various aspects of the relationship between groundwater and oil wells has been carried out, and key factors affecting the safety and accuracy of research have been identified. Accounting and control of groundwater during exploration and operation of oil wells to ensure their safe operation reduces economic and time costs.

Keywords: drilling, oil, groundwater, subterranean waters, chemical composition.

Российская Федерация занимает шестое место в мире по объему запасов жидких углеводородов. Благодаря масштабам и освоенности нашей сырьевой базы, наша страна занимает третье место среди производителей и второе место среди экспортеров этих ресурсов.

За последнее десятилетие производство жидких углеводородов в России выросло на 9,3%. Однако в 2020 году произошел резкий спад производства из-за снижения спроса на нефть и нефтепродукты как на внутреннем, так и на мировом рынке в связи с пандемией COVID-19. Кроме того, Россия выполнила свои обязательства по сокращению национальной добычи нефти в соответствии с квотами, установленными в рамках соглашения ОПЕК+. В результате, весь рост производства за последнее десятилетие был снижен. В 2020 году общий объем добычи жидких углеводородов составил 505,6 млн тонн, включая 476,5 млн тонн нефти и 29,1 млн тонн конденсата [1].

Распределение нефти по всему миру имеет географический характер. Однако, не во всех местах наблюдаются условия для ее образования, накопления и сохранения, поэтому крупные скопления нефти известны только на небольших участках. Нефть встречается в различных породах разного возраста – от докембрия до плейстоцена, на глубинах до 7600 метров и при высоких температурах до 170 градусов. Из тектонической точки зрения, складчатые области считаются наиболее благоприятными для образования и накопления нефти.

Разделение нефтегазогеологических районов имеет важное научное и практическое значение. Прогнозирование наличия нефти и газа, выбор направлений и методов геологоразведочных работ, а

также перспективы разработки нефтяных и газовых ресурсов на определенных территориях во многом зависят от принципов и критериев, на которых основывается такое разделение. Основная идея районирования заключается в разделении территорий на различные категории, в зависимости от геотектонических и генетических признаков. Важным критерием является степень сходства и различия в геотектоническом строении, составе формаций, а также особенностях залегания пород и литологических комплексов.

В России было выделено около 25 мегапровинций, провинций и субпровинций, которые являются нефтегазоносными или потенциально нефтегазоносными. Каждая из этих категорий включает несколько областей и районов, связанных с нефтегазонакоплениями.

Значение провинций в промышленности также различается. Основная добыча нефти и газа осуществляется в Западно-Сибирской нефтегазовой провинции, а значительное количество ресурсов добывается в Волго-Уральской, Прикаспийской, Тимано-Печорской и Туранской нефтегазоносных провинциях.

Большие перспективы открытия новых месторождений нефти и газа связываются с Лено-Тунгусской, Лено-Вилуйской и Дальневосточной провинциями, которые еще нуждаются в дальнейшем изучении.

Все большую роль в развитии нефтегазодобывающей промышленности России играют Баренцевоморская и другие перспективные провинции и регионы, прилегающие к шельфам и акваториям морей, главным образом – к арктическим [4].

В современных условиях разработка нефтяных месторождений становится все более актуальной. Чтобы получить полную и детальную информацию о нефтяном месторождении, его режиме и процессах, связанных с образованием нефтяной залежи, необходимо провести обширные исследования гидрогеологической и гидрохимической природы нефтяных бассейнов. В рамках проектных работ по разработке нефтяных месторождений невозможно обойтись без изучения и анализа гидродинамических явлений, взаимосвязи химического состава воды с горными породами и нефтью.

Воздействие дизъюнктивных нарушений на гидродинамику может быть разнообразным и проявляться в изменении проницаемости пластов, изменении направления потоков флюидов и скорости их движения. Кроме того, они могут приводить к формированию новых залежей нефти и газа или блокированию существующих залежей.

Для учета воздействия дизъюнктивных нарушений при моделировании гидродинамики нефтяных месторождений используются различные методы и подходы. Это включает анализ данных сейсморазведки, изучение керна и пластовых флюидов, а также применение трехмерных геологических и гидродинамических моделей. Внутри месторождения с дизъюнктивно-блоковой структурой выявляются тектонические нарушения, которые разделяют его на тектонические блоки с различным положением водонефтяного контакта (ВНК) и свойствами нефти [2].

Химический состав подземных вод нефтяных месторождений зависит от динамики подземных вод, литолого-минералогического состава горных пород, с которыми эти воды контактируют, температурных условий, химических свойств нефти, а также от биохимических процессов, происходящих в водах нефтяных месторождений [5].

При проведении разведочных работ и разработке нефтяных месторождений часто возникают проблемы с подземными водами, которые попадают в скважины. Изучение химического состава этих вод и условий обводнения нефтяных залежей имеет большое значение для рациональной разработки и эксплуатации месторождений.

Грунтовые воды могут оказывать значительное влияние на процесс бурения нефтяной скважины в следующих аспектах:

1. Повышение уровня забоя и проблемы с доступом к нефтяной залежи. Наличие грунтовых вод в больших или малых объемах может привести к повышению уровня забоя скважины и затруднить процесс бурения. В таких случаях могут потребоваться дополнительные меры, такие как использование специальных буровых растворов или изменение угла бурения. Близость к грунтовым водам может усложнить или даже сделать невозможным бурение из-за высокого уровня влажности и коррозии, что в конечном итоге снижает эффективность процесса.

2. Увеличение расходов на бурение нефтяной скважины. Наличие грунтовых вод может также привести к увеличению затрат на буровые работы, поскольку требуются дополнительные меры для предотвращения загрязнения и коррозии. Для этого может потребоваться использование специализированных буровых растворов, дополнительных систем очистки воды и более частая замена бурового оборудования.

3. Риск наводнения скважины. Близость к грунтовым водам также увеличивает вероятность наводнения скважины, что может привести к потере времени и денег на восстановление процесса бурения.

4. Загрязнение нефти. Если грунтовые воды содержат вредные вещества, это может негативно сказаться на качестве добываемой нефти. В результате может потребоваться дополнительная очистка или даже утилизация добытой нефти. Что непосредственно может снизить объемы добычи, а также привести к удорожанию процессов эксплуатации месторождения.

5. Снижение производительности скважины. Если грунтовые воды находятся рядом с нефтяным месторождением, это может уменьшить производительность скважины, так как вода может смешиваться с нефтью и ухудшать ее качество.

6. Интерпретация данных становится сложной при бурении в зонах с высоким уровнем грунтовых вод. Это может повлиять на точность определения местоположения нефтяных залежей.

7. Грунтовые воды могут представлять угрозу для безопасности рабочих и окружающей среды. Если они проникают в скважину, это может вызвать затопление и другие проблемы, которые могут привести к несчастным случаям или загрязнению окружающей среды.

Без тщательного изучения подземных вод нефтяных месторождений невозможно надежно и правильно изолировать водоносные пласты от нефтеносных. Грунтовые воды представляют серьезную угрозу для нефтяных месторождений, и их воздействие может быть катастрофическим [3].

При изучении гидрогеологии нефтяного месторождения необходимо провести исследования, чтобы выяснить, как изменяется химический состав подземных вод в процессе разработки месторождения, а также определить направления и интенсивность стока вод по различным слоям осадочных отложений как в вертикальном разрезе, так и в плане. Необходимо также учесть температурные условия, которые существуют внутри нефтяных месторождений, и наблюдать за изменением давления и движением контурных вод в нефтяных прослоях во время эксплуатации.

Эксплуатация нефтяных месторождений может оказывать существенное воздействие на окружающую среду в регионе и качество подземных вод. Основные последствия включают загрязнение воды из-за нефтяных разливов и утечек вредных веществ, а также повышенную нагрузку на грунтовые воды. Процесс добычи и переработки нефти требует значительного использования воды, что может оказывать давление на местные водные ресурсы и подземные горизонты. Это может привести к истощению водных запасов и загрязнению подземных вод в результате утечек и разливов. Кроме того, нефтегазовая промышленность генерирует большое количество отходов и сточных вод, которые необходимо правильно обрабатывать. Если эти отходы не обрабатываются должным образом, они проникают в почву и загрязняют грунтовые воды.

В целом, наличие грунтовых вод рядом с местом предполагаемого бурения нефтяной скважины может оказать значительное влияние на процесс бурения, его результаты, стоимость и экологические последствия. Перед началом бурения следует тщательно изучить и проанализировать местность, чтобы определить наиболее эффективный подход и избежать возможных проблем, связанных с изменением свойств грунтовых вод. Для решения таких проблем применяются специальные материалы и технологии, а также методы контроля и бурения скважин. Важно также разрабатывать новые подходы к определению глубины и состава грунтовых вод. Несмотря на сложности, вызванные наличием грунтовых вод, их влияние на процесс разведки и разработки нефтяных месторождений можно успешно контролировать и минимизировать негативные последствия для окружающей среды и грунтовых вод. Для этого необходимо постоянно совершенствовать технологии и методы разведки и добычи нефти, а также тщательно планировать и контролировать все этапы работ.

Литература

1. Государственный доклад о состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году.
2. Изменения Гидрогеологических условий Восточно-Перевального нефтяного месторождения в процессе его разработки Р.М. Судо (ОАО «РИТЭК»)
3. Сухарев Г. М. Гидрогеология и воды нефтяных и газовых месторождений. / Г. М. Сухарев – Л: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1959. – 335 с.
4. Гайдукова Т.А. Учебное пособие «Нефтегазоносные провинции и области России», 2006. – 113 с.
5. Федорова Т.Л. Физико-химические процессы в подземных водах. / Т.Л. Федорова – М.: Недра, 1985. – 181 с.

ГЛУБОКОПОГРУЖЕННАЯ ТРИАСОВО-СРЕДНЕЮРСКАЯ УГЛЕВОДОРОДНАЯ СИСТЕМА РАЙОНА ЕН-ЯХИНСКОЙ СКВАЖИНЫ (СГ-7)

Сафарова Эльвина Рамазановна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 4 курса, г. Пермь

e-mail: elvina.safarova01@mail.ru

Научный руководитель: старший преподаватель Кузнецова Елена Александровна

Аннотация: в работе рассмотрены результаты одномерного бассейнового моделирования Ен-Яхинской сверхглубокой параметрической скважины. Полученные в результате моделирования график изменения в течение геологического времени отражательной способности витринита и диаграмма событий показали в какое время происходила нефте- и газогенерация глубокопогруженных отложений. Бассейновое моделирование позволило определить, что формирование рассмотренных элементов и проявление процессов триасово-среднеюрской глубокопогруженной углеводородной системы района Ен-Яхинской сверхглубокой параметрической скважины оптимально для образования залежей углеводородов, прежде всего газа.

Ключевые слова: Западная Сибирь, бассейновое моделирование, глубокопогруженные отложения, углеводородная система, диаграмма событий.

DEEP TRIASSIC-MIDDLE JURASSIC HYDROCARBON SYSTEM IN THE AREA OF THE EN-YAKHINSKAYA (SG-7) WELL

Safarova Elvina

Perm State University, 4th year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer Kuznetsova Elena

Abstract: the paper discusses the results of one-dimensional basin modeling for the En-Yakhinskaya ultra-deep parametric well. The graphs of changes in vitrinite reflection and event chart generated from the modeling show when oil and gas generation from deep-submerged sediments occurred. Basin modeling has allowed us to determine that the formation and manifestation of processes in the Triassic-Middle Jurassic hydrocarbon system within the En-Yakhinskaya area are optimal for the generation of hydrocarbon deposits, particularly gas deposits.

Key words: Western Siberia, basin modeling, deep-submerged sediments, hydrocarbon system, events chart.

История открытия нефтегазовых месторождений Западной Сибири уходит корнями в прошлое, а точнее в 1940-е годы, когда академик Иван Михайлович Губкин сказал: «Я полагаю, что у нас на востоке Урала, по краю великой Западно-Сибирской депрессии, могут быть встречены структуры, благоприятные для скопления нефти» [4]. Сейчас Западная Сибирь – основа российской нефтегазовой промышленности. Но месторождения региона характеризуются высокой степенью выработанности запасов, поэтому актуально изучение перспектив нефтегазоносности глубоких недр.

Поскольку на территории Западной Сибири пробурены сверхглубокие скважины, вскрывшие слабоизученные глубокопогруженные отложения, было интересно применить бассейновое моделирование, которое позволяет проанализировать особенности формирования углеводородных систем. Данное исследование проводилось на примере Ен-Яхинской сверхглубокой параметрической скважины СГ-7 с помощью программного обеспечения бассейнового моделирования PetroMod.

Скважина находится в пределах группы месторождений Большого Уренгоя в 150 км к северу от города Новый Уренгой. В нижних горизонтах скважина вскрыла отложения Хадутейского грабен-рифта, расположенного западнее более протяженного Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта.

По скважине осуществлен комплекс различных исследований (геофизических, геохимических и петрофизических), а также детально изучены стратиграфия и литология горных пород. До глубины 8250 м скважина вскрыла отложения татарского яруса пермской системы, триасовой, юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. На глубине 6972–6974 м обнаружены базальты.

В нефтегазовой геологии России используется понятие «углеводородная система», являющееся, по сути, синонимом широко распространенного за рубежом термина «нефтяная система». По современным представлениям углеводородная система или углеводородная генерационно-аккумуляционная система – это «динамическая генерирующая и концентрирующая углеводороды (УВ) система, являющаяся функцией пространства и времени» [5]. Бассейновое моделирование также называют моделированием углеводородных систем.

Для развития нефтегазовых залежей необходимо наложение друг на друга определенных геологических элементов, а также событий: формирование материнских пород, миграция, аккумуляция и сохранение залежи. Наличие даже небольшого количества нефти или газа может указывать на наличие углеводородной системы. Она дает возможность рассмотреть нефтегазоносность осадочного бассейна, исходя из нефтегазоматеринских пород (НГМП) и различных элементов залежи.

На нефтегазоносность любой территории влияют условия образования и накопления УВ, а также формирование ловушек. С помощью моделирования углеводородных систем можно одновременно проанализировать ряд процессов: от осадконакопления до деструкции УВ. Изучение осадочного бассейна проводится на базе обширных данных геологических, геофизических и геохимических исследований, которая была составлена после обзора фондовых материалов [6].

В ранее проводимых исследованиях по глубокопогруженным отложениям Ен-Яхинской скважины автором этой статьи были получены следующие выводы:

1) глубокопогруженные отложения северо-западных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции характеризуются оптимальными условиями формирования газоматеринских пород, достигших термобарических условий, отвечающих ГЗГ;

2) в настоящее время ГЗН в разрезе Ен-Яхинской сверхглубокой параметрической скважины выделяется в интервале глубин 2,3–4,5 км, а ГЗГ располагается ниже, до глубины 6,3 км [5].

Для 1D моделирования Ен-Яхинской сверхглубокой параметрической скважины и выделения глубокопогруженной углеводородной системы были определены НГМП, коллекторы, покрышки, а также собрана информация о нефтегазопроявлениях. Именно НГМП, коллектора и покрышки вместе с перекрывающими и подстилающими породами являются элементами углеводородных систем. Исходя из этого в исследуемой скважине можно выделить глубинные углеводородные системы, названия которым даются из названия возраста НГМП и пород-коллекторов, содержащих самые большие запасы углеводородов.

В глубокопогруженных отложениях Ен-Яхинской скважины выделяется ряд маломощных слоев НГМП, обогащенных органическим веществом (ОВ) III (гумусового) типа, которые можно объединить в одну триасово-среднеюрскую толщу.

Коллекторами для УВ, генерируемых верхнетриасовыми НГМП в пределах Хадутейского грабен-рифта, являются песчаники и алевролиты верхнего триаса, а также базальтовая толща, залегающая ниже 7000 м. Покрышка представлена коротчаевской свитой с плотными, низкопористыми, нетрещиноватыми породами.

Коллекторами для УВ НГМП ранне-среднеюрского возраста могут служить песчаники и алевролиты котухтинской подсвиты, флюидоупорами – глины и аргиллиты местных стратиграфических подразделений: радомская и тогурская пачки, ягельская и новоуренгойская свиты.

Таким образом, местные стратиграфические подразделения верхнего отдела триасовой системы, а также ниже- и среднеюрского отделов содержат как НГМП породы, так и коллектора с покрышками в разном соотношении. Наиболее представительны среднеюрские толщи коллекторов.

Выше развиты верхнеюрские отложения, представленные баженовской и васюганской свитой, которые могут быть рассмотрены как глинистый флюидоупор.

Поэтому в глубоких недрах района Ен-Яхинской скважины можно выделить триасово-среднеюрскую углеводородную систему.

Но любая углеводородная система включает в себя не только рассмотренные элементы, но и процессы, важнейшим из которых является генерация УВ.

В результате построения 1D модели Ен-Яхинской скважины был получен график изменения в течение времени ОСВ ОВ подошвы среднего и верхнего триаса, нижней и средней юры. Калибровка результатов моделирования проводилась по фактическим определениям отражательной способности витринита (ОСВ), представленным в фондовых данных [6].

По графику на рисунке, совмещенному с диаграммой событий, видно, что подошва верхнего триаса достигли главной зоны нефтеобразования (ГЗН) в позднем триасе, а подошва нижнего отдела юрской системы – в средней юре, а нефтегазоматеринские среднеюрские породы вступили в главную фазу нефтеобразования в раннемеловое время. Главная фаза газогенерации (ГЗГ) нижнетриасовой системы началась в среднеюрскую эпоху, а ниже- и среднеюрского отделов – в раннемеловую эпоху. Таким образом, выделенные глубокопогруженные нефтегазоматеринские породы достигли ГЗН и ГЗГ достаточно быстро – уже в триасовом периоде и раннемеловой эпохе.

Все элементы и процессы (формирование ловушек, генерация, миграция и аккумуляция УВ) углеводородной системы должны быть определенным образом взаимосвязаны во времени и пространстве. Полученная при 1D моделировании диаграмма событий показывает временную связь основных элементов и процессов углеводородной системы [3].

Поскольку в разрезе глубокопогруженных отложений часто чередуются маломощные НГМП, коллектора и покрышки составлена сводная диаграмма событий триасово-среднеюрской углеводородной системы, перекрытой достаточно мощным верхнеюрским флюидоупором. На диаграмме также отмечено время формирования ловушек по данным В.С. Бочкарева и Ю.Н. Федорова [1].

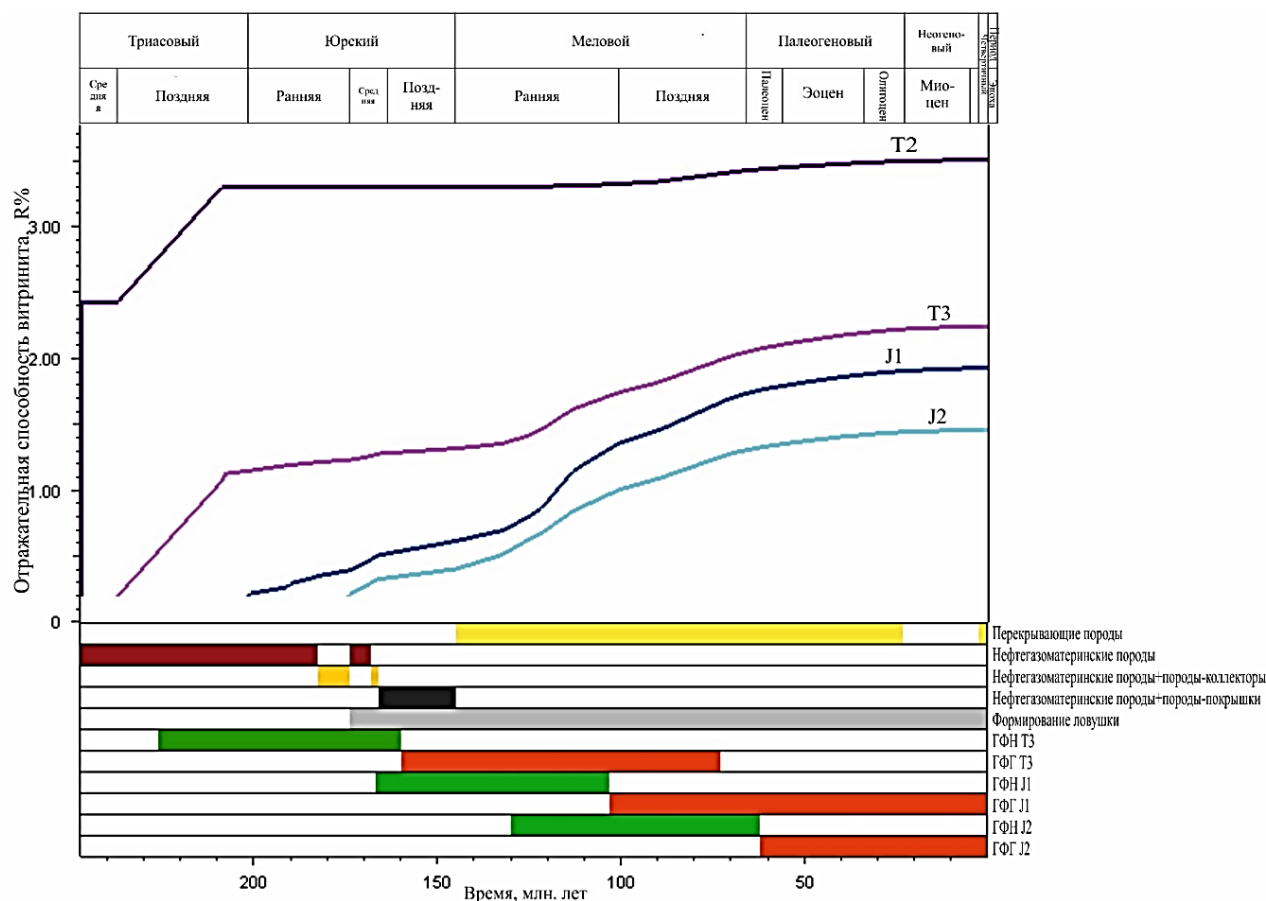


Рис. График изменения в течение времени ОСВ подошвы триаса, нижней и средней юры, совмещенный с диаграммой событий Ен-Яхинской скважины (СГ-7)

Из полученной диаграммы событий, приведенной на рисунке 1, построенной по данным Ен-Яхинской скважины, видно, что НГМП является среднетриасовая толща, но из-за близости интрузий на ОВ воздействовали экстремальные температуры, поэтому ОВ было сильно преобразовано (ОСВ=3% уже в триасовом периоде). Поэтому средний отдел триасовой системы не был учтен при выделении глубокопогруженной углеводородной системы.

Главная фаза нефтеобразования глубокопогруженных толщ верхнего триаса началась до того, как образовалась среднеюрская покрывка. Уже после образования покрывки и ловушки происходит генерация газа, что наиболее важно, так как НГМП обогащена ОВ гумусового типа. Углеводородная система включает ниже- и среднеюрские газоматеринские породы, также содержащие гумусовое ОВ, главная фаза газообразования в которых началась с мелового периода, когда была сформирована верхнеюрская покрывка и значительная часть ловушек.

Стоит отметить, что процесс формирования ловушек и генерации газа ниже-среднеюрских отложений не завершен и происходит в настоящее время.

Таким образом, рассмотренные элементы и процессы триасово-среднеюрской углеводородной системы района Ен-Яхинской сверхглубокой параметрической скважины исторически расположены оптимально для формирования залежей. При этом нельзя забывать про то, что глубокопогруженные отложения подвергались воздействию жестких термобарических условий [2].

Благодаря современному программному обеспечению реконструкции осадочных бассейнов выделена глубокопогруженная углеводородная система, определено геологическое время процессов генерации УВ, возможности формирования залежей УВ, что может быть полезно для прогноза новых скоплений УВ, прежде всего газа.

Литература

1. Бочкарев В.С., Федоров Ю.Н. Главные этапы формирования сводов и мегавалов чехла Западно-Сибирской молодой платформы // *Геология и геофизика*, 1983 (7) г. С. 136—140.
2. Гребнева Е.С., Сафарова Э.Р. Анализ влияния скоростей погружения на формирование нефтегазоносности по результатам 1D-бассейнового моделирования Ен-Яхинской сверхглубокой параметрической скважины // *Проблемы разработки углеводородных и рудных полезных ископаемых. Пермь, том 1*, 2023 г. С. 24-28.
3. Кожевникова Е.Е., Кузнецова Е.А. Углеводородные системы глубоких недр Верхнепечорской впадины // *Вестник Пермского университета. Пермь*, 2023 г. С. 91-96.
4. Кумок Я.Н. Губкин // *Жизнь замечательных людей. Выпуск 23 (462)*. Москва, Молодая гвардия, 1968 г. С. 39.
5. Маргулис Е.А. Эволюция баренцевоморского региона и его углеводородные системы // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 2009 г. С. 1–14.
6. Тарханов Г. В. и др. Отчет о результатах работ по объекту № 70-01/12 «Обоснование перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных горизонтов в основных нефтегазоносных провинциях России на основе результатов комплексной обработки и анализа материалов сверхглубокого бурения». Ярославль, 2014 г.

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ БОРТОВЫХ ЗОН КАМСКО-КИНЕЛЬСКОЙ СИСТЕМЫ ПАЛЕОПРОГИБОВ НА ПЕРМСКОМ СВОДЕ И БЫМСКО-КУНГУРСКОЙ МОНОКЛИНАЛИ

Тябина Анастасия Рудольфовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 2 курса магистратуры, г. Пермь
e-mail: tyabina.nastya@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Яковлев Юрий Александрович

Аннотация: Рассмотрены физико-химические свойства нефтей месторождений бортовых зон Пермского свода и Бымско-Кунгурской моноклинали. На основе 326 проб нефтей шести палеозойских газонефтяных комплексов установлены диапазоны физико-химических показателей – плотности нефти, содержания серы, азота, смол, асфальтенов, парафинов и металлопорфиринов. Физико-химические характеристики нефтей рассматриваются как идентификаторы условий формирования нефтегазоносности. Путем выполнения кластерного анализа выделено пять однородных физико-химических групп нефтей (кластеров). Свойства нефтей по нефтегазоносным комплексам и кластерам представлены на диаграммах «box plot». Интерпретация данных проведена с учетом представлений о возможном формировании нефтегазоносности бортовых зон за счет «доманиковой» нефтяной системы. Близкие физико-химические свойства подавляющего большинства проб свидетельствуют об едином генерационном источнике. Пробы иного состава свидетельствуют как гипергенных преобразованиях состава нефтей, так и о возможной миграции нефтей из нескольких очагов генерации «доманиковой» системы на различных временных этапах.

Ключевые слова: нефтегазоносные комплексы, Пермский свод, Бымско-Кунгурская моноклираль, месторождения нефти, физико-химические свойства нефтей, плотность нефтей, содержание серы, азота, смол, асфальтенов, парафинов, кластеры, нефтяные системы, генерация углеводородов, миграция, аккумуляция.

PHYSICO-CHEMICAL PROPERTIES OF OILS OF THE ON-BOARD ZONES OF THE KAMSKO-KINEL PALEOPROJECTION SYSTEM ON THE PERMIAN ARCH AND THE BYMSKO-KUNGUR MONOCLINE

Tyabina Anastasia

Perm State University, 2th year Student, magistracy, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Yakovlev Yuri

Abstract: The physico-chemical properties of the oil fields of the on-board zones of the Permian arch and the Bymsko-Kungurskaya monocline are considered. Based on 326 oil samples from six Paleozoic gas and oil complexes, ranges of physico-chemical parameters have been established – oil density, sulfur, nitrogen, resins, asphaltene, paraffins and metalloporphyrins. The physico-chemical characteristics of oils are considered as identifiers of the conditions for the formation of oil and gas potential. By performing cluster analysis, five homogeneous physico-chemical groups of oils (clusters) were identified. The properties of oils by oil and gas complexes and clusters are shown in the "box plot" diagrams. The interpretation of the data was carried out taking into account the ideas about the possible formation of the oil and gas potential of the onboard zones due to the "domanic" oil system. The close physical and chemical properties of the vast majority of samples indicate a single generation source. Samples of a different composition indicate both hypergenic transformations of the composition of oils, and the possible migration of oils from several foci of generation of the "domanic" system at various time stages.

Keywords: oil and gas complexes, Permian arch, Bymsko-Kungurskaya monocline, oil fields, physico-chemical properties of oils, density of oils, content of sulfur, nitrogen, resins, asphaltenes, paraffins, clusters, oil systems, generation of hydrocarbons, migration, accumulation.

Введение

Пермский свод (ПС) является одной из крупных положительных структур региона. Нефтегазоносность разреза связана со всеми основными нефтегазоносными комплексами (НГК). Промышленные притоки нефти получены на 23 месторождениях. Основными коллекторами являются пласты Д1, Д0, Т, Бб, Тл, Бш и ВЗВ4 [1]. Нефтяные залежи с непромышленными запасами установлены в артинских отложениях на Полазненской площади и в кунгурских отложениях на Краснокамском месторождении. Кроме того, нефтепроявления различной интенсивности и битуминозность пород отмечены практически по всему вышележащему разрезу структуры вплоть до кунгурских и соликамских отложений (Красильников, Оборин и др., 1973; Яковлев, Беляева, Бушин, 2018) [2][3].

Бымско-Кунгурская моноклинал (БKM) – одна из крупных структур Среднего Предуралья. Западной части моноклинали соответствует юго-восточный борт ККСР. Структура имеет неоднородное строение – представлена тектоническими ступенями (Веслянская валообразная зона и Мазунинская зона поднятий) и разделяющими их узкими линейными депрессионными зонами. Восточная граница БKM проходит по Предуральскому прогибу.

Особенностью Пермского свода и Бымско-Кунгурской моноклинали является, во-первых, развитие в их пределах бортовых зоны Камско-Кинельской системы палеопрогибов (ККСР) с контрастными структурными ловушками в структурах облекания девонских рифов, во-вторых, достаточной близостью структурных ловушек к зоне генерации во внутренней зоне ККСР в сочетании с благоприятными миграционными условиями в визейских терригенных отложениях. Вполне очевидно, что для рассматриваемых структур такое сочетание позволяет говорить о главной генерационной роли доманикитов и доманикоидов ККСР, но по размещению нефтеносности в разрезе не исключаются и другие источники генерации (Шаронов, 1971; Винниковский, Шаронов, 1977; Красильников, Оборин и др., 1973) [2][4][5].

Если рассматривать нефтегазоносность с позиций нефтяных систем [6], то установленная нефтегазоносность ПС и БKM дает основание идентифицировать месторождения к трем нефтяным системам – «доманиковой», «девонской терригенной» и потенциальной «рифейской» [7]. Первая из них является основной и предполагает вертикальную миграцию в зонах «доманиковой» генерации, последующую латеральную миграцию по визейским терригенным пластам и вертикальную миграцию в зонах аккумуляции. «Девонская терригенная» и, особенно, потенциальная «рифейская» системы имеют на данной территории подчиненное значение.

Физико-химические характеристики нефтей рассматриваются как идентификаторы условий формирования нефтегазоносности. Доказательством генетического единства нефтей по разрезу служит определенная близость физико-химических показателей, сохранившаяся при вертикальной миграции [2].

В то же время различные по составу нефти в пределах месторождения («пестрота свойств») могут свидетельствовать об особенностях гипергенных преобразований состава нефтей, а также о возможной миграции из нескольких очагов генерации на различных временных этапах.

Как отмечал Л.В. Шаронов [4], «...первичная миграция нефтяных углеводородов возможна на всех стадиях постседиментационных превращений осадка..., однако количество выделяющихся на разных стадиях генерации углеводородов и их качественный состав неодинаковы...».

Оценка физико-химических свойств нефтей ПС и БKM проведена на основе результатов анализа 326 проб нефтей шести палеозойских газонефтяных комплексов с учётом опубликованных данных [8][9].

Физико-химические свойства нефтей по нефтегазоносным комплексам представлены на рис. 1 в виде стандартных диаграмм box plot («ящик с усами», коробчатая диаграмма) как наиболее наглядного представления при сравнении данных.

При сопоставлении результатов используются, в первую очередь, значения квартилей «25–75%», а также медианная величина. Следует также отметить, что практически всегда отмечаются так называемые «отскоки» и «усы» диаграмм, что можно объяснить как различными источниками генерации, так и гипергенными преобразованиями нефтей. Интерпретация таких данных не всегда однозначна.

Плотность нефтей для основных НГК является достаточно дифференцированным показателем. Наиболее плотные нефти характерны для нижне-среднедевонского терригенного комплекса при

достаточно большом диапазоне параметра: по квартилям «25–75%» она соответствует 0,86–0,906 г/см³, также наиболее плотные нефти наблюдаются в верхневизейском-башкирском, верейском и верхнедевонском НГК, 0,86-0,89 г/см³, среднее 0,87 г/см³. Относительно небольшой диапазон плотности при общих низких величинах (0,84–0,87 г/см³, среднее 0,86 г/см³.) характерен для нижне-средневизейского НГК.

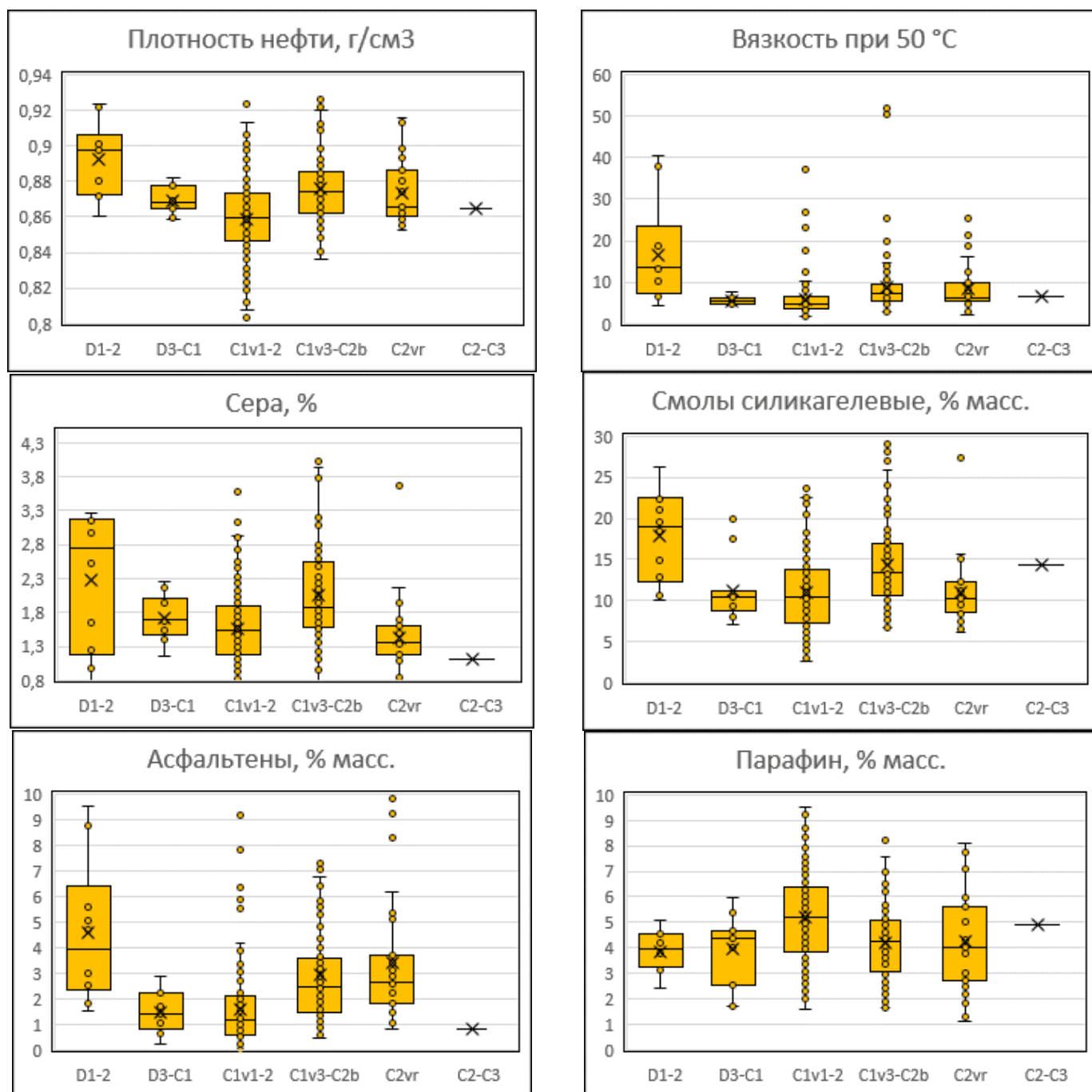


Рис. 1. Диаграммы изменения физико-химических свойств нефтей по группам (кластерам) на Пермском своде.

Практически те же тенденции изменения свойств нефтей по разрезу прослеживаются для вязкости и содержания асфальтенов. Наибольшие значения вязкости прослеживаются в нижне-среднедевонском терригенном комплексе (7,2-23,4, среднее 13,4), далее идет группа однородных значений в верхневизейском-башкирском, верейском и верхнедевонском НГК (5,3-9,4, среднее 7,1). Наиболее низкие значения прослеживаются для нижне-средневизейского НГК (3,7-6,6, среднее 4,9).

Относительно высокие содержания асфальтенов прослеживаются в нижне-среднедевонском терригенном комплексе (2,3-6,4 % масс, среднее 3,9 % масс), далее идет группа однородных значений в верхневизейском-башкирском и верейском НГК (1,4-3,7 % масс, среднее 2,5 % масс). Наименьшие

значения отмечены для ниже-средневизейского и верхнедевонского НГК (0,6-2,2 % масс, среднее 1,1 % масс).

Смоли в нефтях месторождений Пермского свода и Бымско-Кунгурской моноклинали имеют относительно ровный диапазон содержаний с тенденцией некоторого увеличения в ниже-среднедевонском терригенном и верхневизейско-башкирском НГК.

Парафины в нефтях месторождений Пермского свода и Бымско-Кунгурской моноклинали характеризуются достаточно ровным диапазоном содержаний с тенденцией некоторого уменьшения для ниже-среднедевонского терригенного и верхнедевонско-турнейского карбонатно НГК.

Содержание серы в нефтях в месторождениях неравномерное. Наибольшие значения в ниже-среднедевонском терригенном НГК (1,2-3,3 %, среднее 2,8%). Для других НГК содержание серы распределено равномерно, при средних значениях 1,4-1,8 %.

Наибольшие отличия практически всех физико-химических показателей характерны для нефтей ниже-среднедевонских НГК, где отмечаются самые высокие показатели плотности, вязкости, содержания серы, смол и асфальтенов, и наименьшее содержание парафинов (рис. 1).

Ранжирование многомерного массива физико-химических характеристик нефтей проведено на основе кластерного анализа, где каждое фактическое опробование рассматривается как «объект», а определяемые параметры – в качестве «признаков».

Кластеризация массива данных позволяет «свернуть» многокомпонентную систему «объекты-признаки» в относительно небольшое число условно однородных групп (кластеров) и использовать их в дальнейших оценках. Успешное применение кластеров при геохимических исследованиях представлено в работах [7][10][11].

В качестве «признаков» для кластерного анализа приняты плотность нефти при 20°C, содержание в нефти серы, смол, асфальтенов, парафинов и вязкости при 50⁰. В расчетах использовано 326 анализа нефтей с условием определения в пробе всех указанных признаков. По результатам расчетов в программном комплексе Statistica, графических построений и лучшей экспертной идентификации в массиве выделено пять кластеров (однородных физико-химических групп).

Особенностью результатов выполненного кластерного анализа является резкое преобладание первой группы кластеров (рис.2) и незначительным отличием свойств для 2, 4 и 5 групп. В связи с этим, нефти первого кластера рассматриваются как продукт главной генерации “доманиковой” системы, а группы 2, 4 и 5 как результат иных стадий генерации [4][7].

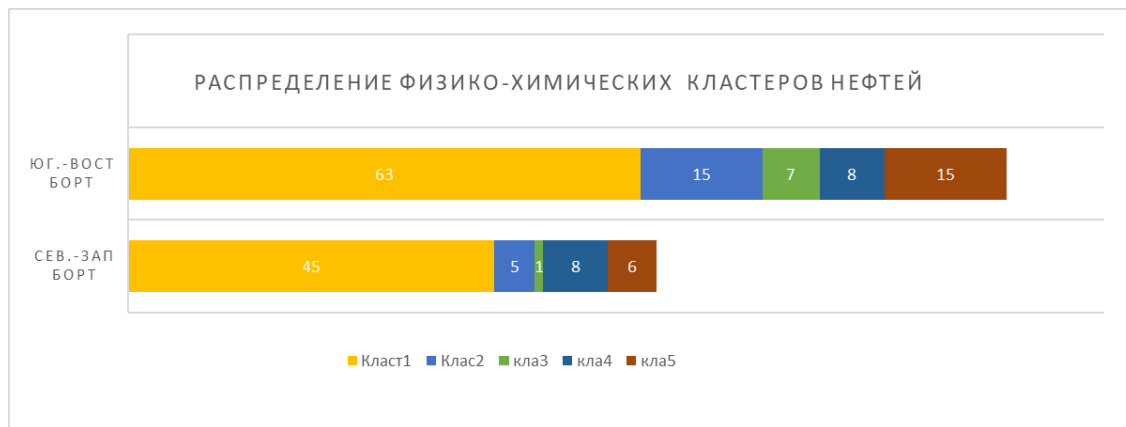


Рис.2. Распределение кластеров по геоструктурным зонам

Результаты «раскрытия» кластеров по физико-химическим показателям представлены диаграммами box plot на рисунке 3. Отмечается высокая синхронность изменения большинства идентификационных параметров в смежных группах в диапазоне квартилей «25–75%». Величины единичных резких «отскоков» и экстремальные значения в большинстве случаев интерпретировались как результаты некачественного опробования и из дальнейшей обработки исключены.

Особенностью первого кластера является относительно среднее содержание серы, асфальтенов, смол и пониженная плотность нефти (рис. 3). Данная группа развита во всех основных НГК. Наибольшее развитие она имеет в верхневизейском-башкирском, верейском и верхнедевонском НГК.

Для второго кластера характерны в основном «фоновые» показатели физико-химических свойств нефтей, кроме того. Группа характерна для нефтей каменноугольных отложений. Относительно высокая доля таких нефтей отмечается в верхнедевонском терригенном НГК.

Для третьего кластера характерно невысокое содержание асфальтенов, смол, серы, смол, вязкости и низких значениях парафинов, относительно «фоновых» величин. Данный кластер характерен для нефтей в ниже-среднедевонского НГК.

Нефти четвертого кластера отличаются пониженными содержаниями асфальтенов, смол, вязкости, плотности и серы, а также пониженными значениями содержанием парафинов. Данная группа нефтей отмечается во всех НГК. Наибольшая встречаемость группы отмечается в верейском НГК.

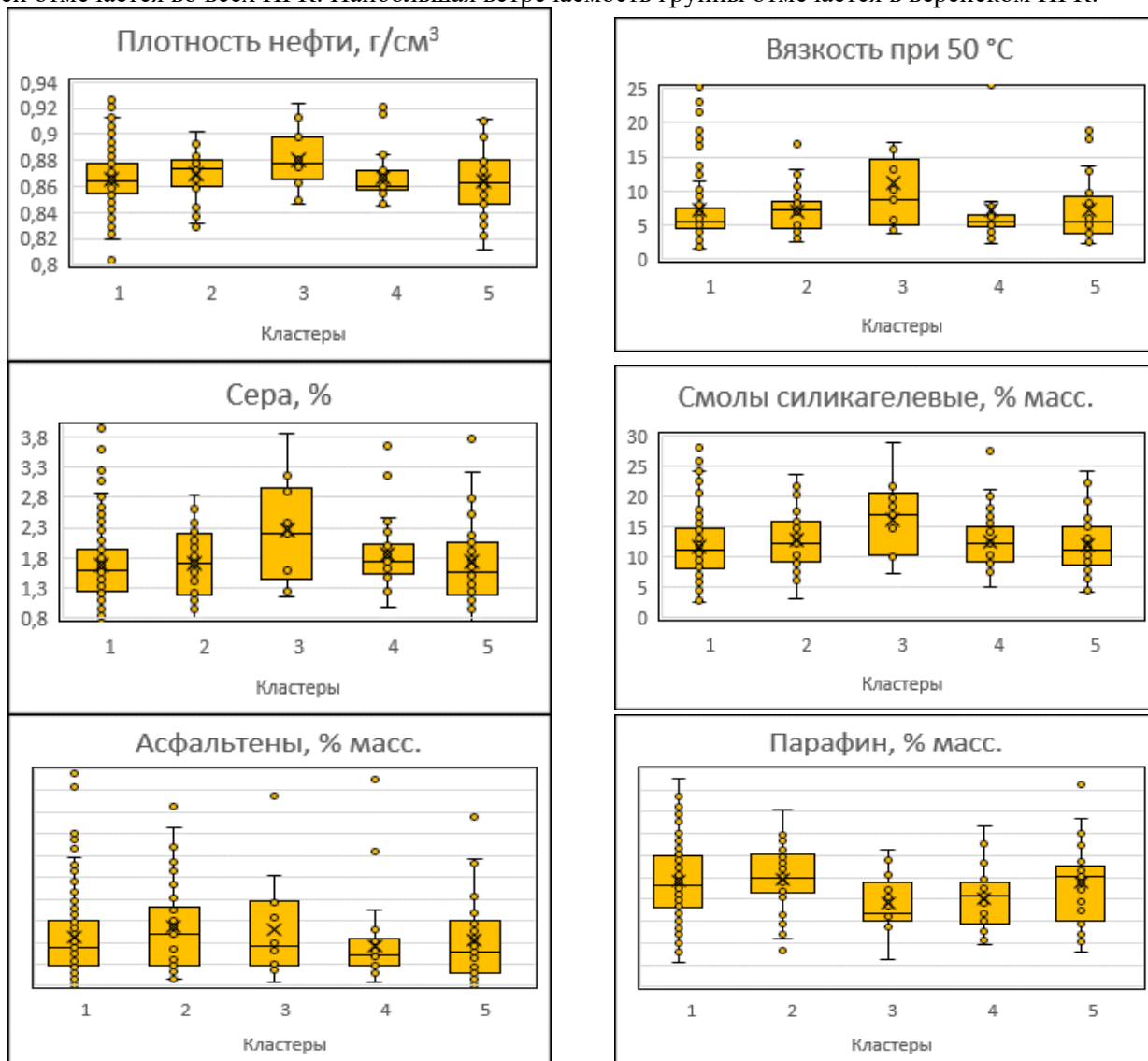


Рис. 3. Диаграммы изменения физико-химических свойств нефтей по группам (кластерам) на Пермском своде и Бымско-Кунгурской моноклинали

Нефти пятого кластера характеризуются относительно «фоновыми» значениями параметров. Данный кластер нефтей отмечен во всех НГК, но наиболее характерен для нефтей верхневизейско-башкирского НГК.

В целом, распределение установленных кластеров по разрезу свидетельствует об их встречаемости во всех нефтегазоносных комплексах. Для основных НГК Пермского свода и Бымско-Кунгурской моноклинали – ниже-средневизейского, верхневизейско-башкирского и верейского – структура распределения кластеров нефтей достаточно идентична.

Для ниже-средневизейского терригенного и верхневизейско-башкирского карбонатного НГК с использованием специального макроса выполнена парная оценка частных (по отдельным параметрам) коэффициентов аналогий (Кан):

$$K_{ан} = \frac{X_1}{X_2}$$

где X_1 и X_2 – сопоставляемые параметры для каждой пары для одного из параметров.

Парное сравнение параметров проводилось по следующим средним показателям физико-химических свойств нефтей: плотность, вязкость, содержание серы, азота, смол, асфальтенов, парафина и температуры плавления парафина.

Сводный коэффициент аналогии рассчитывается как произведение частных (по совокупности сравнения частных коэффициентов):

$$K_{\text{св}} = K_{\text{ан } 1} * K_{\text{ан } 2} * \dots * K_{\text{ан } n}.$$

Значимая величина коэффициента аналогии принималась в диапазоне 0.80-0.99. По результатам расчетов установлено, что для ниже-средневизейского НГК такие показатели получены для следующих пар месторождений (залежей): Баклановского и Троельжанского (0,81); Коуйского и Кукуштанского (0,93); Обливского и Козубаевского (0,87); Межевского и Талицкого (0,82); Ергачинского и Межевского (0,82), а также для Талицкого и Кыласовского (0,85).

Аналогичные результаты получены для нефтей верхневизейско-башкирского карбонатного НГК: Кокуйское и Козубаевское (0,96); Кокуйское и Обливское (0,92); Кокуйское и Осинское (0,92); Кыласовское и Козубаевское (0,93); Кыласовское и Кокуйское (0,89); Осинское и Обливское (0,98).

Высокие коэффициенты сводных коэффициентов аналогии для указанных объектов, часто даже не соседних, находящихся в различных геоструктурных зонах, свидетельствуют о едином нефтегенерационном источнике.

Выводы

При выполнении оценки физико-химических свойств нефтей бортовых зон ККСП методом кластерного анализа выделено пять относительно однородных групп данных.

Формирование нефтей главных нефтегазоносных комплексов и бортовых зон связано, главным образом, с “доманиковой” системой генерации, что подтверждается доминированием первой физико-химической группы (1 кластер). Формирование таких залежей нефтей рассматривается нами в качестве результатов главной фазы генерации “доманиковой” системы.

Физико-химические группы нефтей, представленные 2,4 и 5 кластерами весьма вероятно связаны с иными стадиями генерации, менее интенсивными относительно главной фазы. На такие механизмы ранее указывал Л.В. Макаров [4].

Третья физико-химическая группа, отличающаяся от нефтей “доманиковой” генерации, по нашему мнению может быть связана с девонской терригенной системой.

Литература

1. Васянина Д.И., Батова И.С. и др. Геохимические особенности доманикоидных отложений Пермского края // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. – 2014. -№7. –С.115-120.
2. Винниковский С.А., Шаронов Л.В. Закономерности размещения и условий формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области.-Т.II. Пермская область и Удмуртская АССР// – М., Недра, -1977. -272
3. Нефти, газы и О В п ород с евера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств /Под ред. А.З. Кобловой, Ю.А. Дулепова. Вып. 3.КамНИИКИГС. Пермь, 1989. 685 с.
4. Кожеевникова, Яковлев, 2023
5. Красильников И.Б., Оборин А.А. и др. Нефтегазоносность нижнепермских отложений Пермского Предуралья // *Т.ВНИГНИ*. Вып. 118. Пермь, 1973. С. 151–183.
6. Лядова Н.А., Яковлев Ю.А., Распопов А.В. Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2010, 335 с.
7. Пайразян В.В. (2010). Углеводородные системы (бассейны древних платформ России). Москва: Спутник+, 153 с.
8. Шаронов Л.В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. // Пермь, Перм. кн. изд-во.1971. 290 с.
9. Яковлев Ю.А. Гидрогеохимические кластеры продуктивных комплексов северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции// *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2014. № 7. С. 60–64.
10. Яковлев Ю.А., Беляева Г.Л., Бушин К.Б. Ареалы нефтебитумопроявлений в кунгурских отложениях северо-восточных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*. 2018. № 2. С.15–19.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ НЕФТЯНЫХ СИСТЕМ ОСАДОЧНЫХ БАСЕЙНОВ РАЗЛИЧНОГО ТИПА

Цыплякова Татьяна Сергеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail: tanktsyp14@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: в данной статье рассмотрены основные характеристики нефтяных систем, связанные с осадочными бассейнами (ОБ) различных типов. Нефтяные системы являются частью ОБ, стадии развития которых влияют на характер их нефтегазоносности. По принципу геодинамической природы можно выделить две группы ОБ: бассейны обстановок растяжения и бассейны преобладающего сжатия, приуроченные к зоне конвергентных границ. Для каждой группы выделены определенные сходства в геологическом строении и геохимических характеристиках элементов нефтяных систем.

Ключевые слова: нефтяная система, осадочный бассейн, нефтегазоматеринская свита, очаг генерации, пути миграции, зона аккумуляции.

FEATURES OF ELEMENTS OF PETROLEUM SYSTEMS OF SEDIMENTARY BASINS OF DIFFERENT TYPES

Tsyplyakova Tatiana

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kozhevnikova Elena

Abstract: this article discusses the main characteristics of petroleum systems associated with sedimentary basins (SB) of various types. Petroleum systems are part of the SB, the stages of development of which influence the nature of their oil and gas content. Based on the principle of geodynamic nature, two groups of SBs can be distinguished: basins of extensional environments and basins of predominant extension, confined to the zone of convergent boundaries. For each group, certain similarities in the geological structure of the elements of petroleum systems were identified.

Keywords: oil system, sedimentary basin, oil and gas source formation, source of generation, migration routes, accumulation zone.

Теория о «нефтяных системах», сформулированная геологами Г. Дау и Л.Мангуна (1990 г.) в значительной степени помогла сформировать связь между тем, где и как происходил генезис углеводородов (УВ) в недрах, и каким образом можно применить это для увеличения эффективности поисково-разведочных работ.

Данная концепция основана на упорядоченной последовательности геологических явлений, начиная с генерации углеводородов – при вступлении нефтегазоматеринских свит (НГМС) в главную зону нефте- или газобразования, дальнейшей миграции и формировании зон аккумуляции, включающих в себя ловушки УВ. Наличие основных элементов – НГМС, очага генерации УВ, путей миграции, пород-коллекторов и пород флюидоупоров, а также способ их залегания зависит от геодинамики осадочного бассейна.

Нефтяные системы (НС) являются частью осадочных бассейнов, геологическая эволюция которых обеспечивает генерацию углеводородов, их миграцию и аккумуляцию в скопления промышленного масштаба, а также консервацию на длительное геологическое время. Перспективы нефтяной системы оцениваются в контексте понимания развития осадочного бассейна, при

благоприятном стечении всех факторов конечным результатом будет территория, имеющая ключевое значение для постановки поисково-разведочных работ.

Существует множество мнений относительно классификаций нефтяных систем. Среди них Л.Б. Магун (1989), который классифицировал НС на основе литологии коллектора и типе керогена (I, II и III). Разделение Хейзинги и Демезона (1991) основано на особенностях аккумуляции УВ, путей миграции и типе ловушки. Кроме того, нефтяные системы можно разделить на различные системы «миграции-накопления» с точки зрения их характеристик (Чжао Дж.З., Аль-аасм, 2012).

Модели нефтяных систем можно представить в терминах основных типов бассейнов. В основе большинства классификаций осадочных бассейнов находится принцип цикличности развития земной коры – цикл Уилсона. На каждом этапе формируются бассейны разных групп. На стадии рифтогенеза формируется рифтогенные бассейны. Далее при раскрытии океана формируются бассейны пассивных окраин, которые впоследствии сменяются бассейнами активных окраин и предгорных прогибов. На месте, образовавшейся на стадии коллизии, складчатой системы со временем могут вновь сформироваться новообразованные бассейны растяжения – коллапсные бассейны [3].

По характеру преобладающих напряжений, осадочные бассейны условно можно разделить на две группы:

1. бассейны обстановок растяжения, приуроченные к дивергентным границам;
2. бассейны преобладающего сжатия, приуроченные к зоне конвергентных границ.

Первая группа включает в себя следующие типы бассейнов:

- рифтогенные (бассейн Суэцкого залива, Мелут и Локичар);
- бассейны надрифтовых депрессий (бассейн Северного моря, Западно-Сибирский мегабассейн, бассейн Сирт, бассейны Виллистон и Иллинойс);
- бассейны пассивных окраин (Кванза, бассейн Дельты Нигера, бассейн Кампос);
- коллапсные бассейны гравитационного растяжения (триасовый комплекс Западной Сибири и Южно-Карского бассейна, грабены Восточной Гренландии и Западной Норвегии девонского возраста).

Бассейны обстановок сжатия можно разделить на:

- бассейны активных окраин: преддуговые бассейны (Талара, Суматра), задуговые бассейны (Северо-Суматрийский и Восточно-Яванский бассейны, бассейн Курильской впадины, суббассейн Акита-Ниигата) и междуговые (в тылу Малоантильской и Южно-Сандвичевой дуг);
- орогенные бассейны, которые включают бассейны межгорных и внутригорных впадин, а также передовых прогибов областей горообразования (Загрос, Восточно-Венесуэльский, Неукен).

Во многих бассейнах эффективность нефтяной системы может зависеть со стадией его развития, поскольку осадочные толщи часто содержат нефтегазоматеринские породы, породы-коллекторы и породы-флюидопоры, часто в благоприятной вертикальной последовательности [4]. В таблице приведены типы осадочных бассейнов и характерные для них элементы нефтяных систем. Для анализа выбраны особенности нефтегазоматеринских свит, характеристики путей миграции и зон аккумуляций, как главные факторы, влияющие на процессы генерации углеводородов в нефтяных системах. Наиболее подробно особенности основных элементов НС указаны в таблице.

Таблица

Характеристики элементов нефтяных систем осадочных бассейнов различного типа

Тип ОБ	Элементы нефтяной системы		
	НГМС	Пути миграции	Зона аккумуляции
Группа бассейнов обстановок растяжения			
Рифтогенные	НГМС озерные глинистые толщи, содержащие сапропелевое ОВ (кероген I типа), кроме того, НГМС морские карбонатные отложения (II тип), (пример, Суэцкий залив миоценовая карбонатная толща).	Большое количество проводящих разломов – путей активной вертикальной миграции, в отличие от латеральной, которая осложняется наличием разрывных нарушений и блоковым строением.	Коллектор представлен озерным или аллювиальным генезисом, возможны карбонатные коллекторы. Покрышки – глинистые, либо соленосные породы. Ловушки небольшого размера. Большое количество литологически-, стратиграфически-, тектонически-ограниченных ловушек.

Надрифтовых депрессий	Для НГМС характерно ОВ II типа, III или смешанный II-III тип. Распространен глинистый литотип.	Характерно преобладание вертикальной миграции, по разломным зонам и латеральная миграция УВ.	Породы-коллекторы представлены песчаниками. Флюидоупоры, в основном региональные глинистые, но могут быть и соленосные (в Западной Сибири – глинистые, в Восточной Сибири – соли). Ловушки антиклинальные, а также различные экранированные, в том числе органогенные постройки.
Пассивных окраин	Нефтяные системы связаны с НГМС морского происхождения (ОВ II типа), а также смешанного типа.	Миграция происходит по разломам, характерна латеральная миграция в направлении континента (под региональными покрывками по восстанию слоев).	Зоны аккумуляции приурочены к межграбеновым поднятиям. Породами-коллекторами являются терригенные и карбонатные отложения. Породами-флюидоупорами выступают региональные глинистые или соленосные толщи. Ловушки разнообразны, включают «черепашковые» структуры.
Коллапсные	НГМС представлены глинами, содержат углистое ОВ (III тип), преимущественно газоматеринские.	Характерны сдвиговые обстановки. Преобладает вертикальная миграция.	Породы-коллекторы - терригенные озерные и аллювиальные песчаники. Породы-флюидоупоры представлены глинистыми отложениями. Ловушки: структурные, тектонически-, литологически- и стратиграфически-ограниченные.
Группа бассейнов обстановок сжатия			
Активных окраин			
Задуговые	НГМС глинисто и глинисто-кремнистого состава с керогеном II типа, в основном накапливаются в обстановках задугового спрединга.	Миграция контролируется тектоническими элементами и выдержанностью пород-флюидоупоров, происходит в вертикальном и латеральном направлении.	Коллекторы преимущественно терригенные породы, связанные с дельтовыми обстановками, а также с глубоководными конусами выноса и распределительными каналами. Покрывками являются глинистые толщи. Ловушки: неантиклинальные стратиграфически-, литологически- или тектонически-экранированные, комбинированные.

Активных окраин

Задуговые	НГМС глинисто и глинисто-кремнистого состава с керогеном II типа, в основном накапливаются в обстановках задугового спрединга.	Миграция контролируется тектоническими элементами и выдержанностью пород-флюидопоров, происходит в вертикальном и латеральном направлении.	Коллекторы преимущественно терригенные породы, связанные с дельтовыми обстановками, а также с глубоководными конусами выноса и распределительными каналами. Покрышками являются глинистые толщи. Ловушки: неантиклинальные стратиграфически-, литологически- или тектонически-экранированные, комбинированные.
-----------	--	--	--

Преддуговые	НГМС преимущественно глины, содержащие ОВ I типа, генерирующие парафинистые низкосернистые нефти.	Миграция может быть как вертикальной, так и латеральной. Латеральная миграция, как правило, не дальняя, зоны скопления УВ подпитываются из локальных очагов в ближайших впадинах.	Породы-коллекторы представлены песчаниками, флюидоупорами являются глинистые толщи. В разрезе могут присутствовать вулканогенно-осадочные толщи, за счет которых образуются кремнистые отложения, выступающие как коллекторы. Ловушки структурные и различные комбинированные, в основном связанные с блоковым строением.
Междуговые	Материнские отложения глинистого состава с ОВ II типа, которые могут выступать породами-флюидоупорами.	Миграция УВ в основном вертикальная.	Породами-коллекторами являются дельтовые песчаники, а также отложения глубоководных конусов выноса и каналов. Ловушки литологические и стратиграфические, реже тектонически-ограниченные, образованные при транспрессии.
Орогенные бассейны			
Предгорных прогибов	Материнские отложения обогащены керогеном III типа, могут быть представлены угленосными формациями.	Миграция УВ происходит вертикально и латерально. Характерна неизоллированность УВ систем разных структурно-формационных комплексов, перетоки УВ между комплексами могут происходить по разломным зонам.	Аккумуляция УВ происходит в пределах крупных положительных структурных элементов. Породы-флюидоупоры представлены глинистыми, а также соленосными отложениями. Ловушки преимущественно структурные и тектонически ограниченные.
Межгорные	НГМС выступают озерные, мелководные, морские отложения (I и II тип ОВ).	Вертикальная миграция проходит вдоль тектонических нарушений и разломов.	Породы-коллекторы трещиноватые вулканические туфы, доломитизированные известняки, песчаники. Флюидоупорами выступают глинистые толщи, из-за условий седиментации региональные покрывки отсутствуют. Ловушки комбинированные, тектонически ограниченные, различные неструктурные.

Проанализировав осадочные бассейны различных типов, можно выявить определенные сходства элементов нефтяной системы.

Для группы бассейнов обстановки растяжения в элементах нефтяных систем отсутствуют признаки деформаций сжатия. В таких бассейнах вертикальная миграция УВ преимущественно происходит по разломам, находящимся по пути движения водно-углеводородных флюидов, латеральная миграция возможна по пласту коллектору, перекрытому региональным флюидоупором [5]. Распространение материнских свит, коллекторов и покрышек контролируется палеофациальными условиями. В целом, в таких бассейнах широко развиты неантиклинальные ловушки, перспективные в пределах крупных приподнятых зон аккумуляции.

Группа бассейнов обстановок сжатия, характеризуется наличием тектонических деформаций в осадочном чехле. Особенности УВ систем заключаются в том, что процессы генерации и миграции УВ в значительной степени зависят от тектонических процессов. В таких бассейнах погружение НГМС и созревание ОБ может происходить через формирования надвигов. Миграция происходит за счет тектонических движений и формирования зон затухания вдоль разломов. В то же время, зоны разломов могут служить экраном при миграции флюидов, осложняя дальнюю латеральную миграцию. Формирование различных ловушек также напрямую связано с тектоническими деформациями [2].

В результате выполнения работы можно выделить следующие особенности элементов нефтяных систем, в зависимости от типа осадочного бассейна:

- НГМС рифтогенных и преддуговых бассейнов представлены керогеном I типа;
 - для междугловых ОБ характерен II тип ОБ, для предгорных прогибов – III тип, а для межгорных смешанный (I и II);
 - в коллапсных ОБ преобладают газоматеринские отложения;
 - для бассейнов пассивных окраин характерен латеральный тип миграции, в отличие от остальных бассейнов, в которых выделяются пути вертикальной миграции;
 - породы-коллекторы заддуговых бассейнов активных окраин преимущественно терригенного состава связаны с дельтовыми обстановками;
- в остальных ОБ породами-коллекторами в основном являются карбонатные отложения.

Литература

1. Бурлин Ю. К., Галушкин Ю. И., Яковлев Г. Е. Бассейновый анализ // Москва, издательство МГУ, 2007. 112 с.
2. Галушкин Ю. И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности // Москва, Научный мир, 2007. 456 с.
3. Малышева С.В., Хафизов С.Ф. Нефтегазоносные бассейны // Москва, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2022. 114 с.
4. Scarselli N., Adam J., Chiarella D. Regional Geology and Tectonics. Volume 1: Principles of Geologic Analysis // Elsevier, 2020. 877 с.
5. Zhao, JZ., Li, J., Wu, WT. et al. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities // Pet. Sci. 16. 2019. 229–251 с.

ГЕНЕРАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ КИММЕРИДЖСКИХ СЛАНЦЕВ ПРОВИНЦИИ ГРАБЕН СЕВЕРНОГО МОРЯ

Чевтаева Александра Константиновна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail: chevtaevs01@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Кожевникова Елена Евгеньевна

Аннотация: Статья посвящена рассмотрению генерационного потенциала Киммериджских сланцев в районе Северного моря. В рамках статьи описаны элементы нефтяной системы Киммериджские сланцы, особое внимание уделено нефтегазоматеринским свитам. Мощности нефтегазоматеринских свит, количество органического вещества и катагенетическая зрелость указывают на благоприятное стечение всех условий для генерации углеводородов в масштабах, способных привести к аккумуляции залежей углеводородов имеющих промышленное значение. Породы провинции Грабен Северного моря обладают значительным потенциалом для разведки и добычи углеводородов, что делает этот регион перспективным объектом для инвестиций по дальнейшим поисковым работам.

Ключевые слова: Киммериджские сланцы, нефтегазоматеринские свиты, провинция Грабен Северного моря, нефтяная система, генерационный потенциал.

GENERATION POTENTIAL OF KIMMERIDGE SHALES OF THE NORTH SEA GRABEN PROVINCE

Chevtaeva Alexandra

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kozhevnikova Elena

Abstract: The article is devoted to the consideration of the generational potential of the Kimmeridge shales in the North Sea area. Within the framework of the article the elements of the Kimmeridge Shale petroleum system are described, with special attention paid to the oil-gas-maternal formations. The thicknesses of oil and gas mother formations, the amount of organic matter and catagenetic maturity indicate a favorable combination of all conditions for hydrocarbon generation on a scale that could lead to the accumulation of hydrocarbon deposits of industrial importance. The rocks of the Graben Province of the North Sea have significant potential for hydrocarbon exploration and production, making this region a promising investment target for further exploration.

Keywords: Kimmeridge Shale, source rocks, North Sea Graben Province, petroleum system, generation potential.

Северное море известно своими богатыми природными ресурсами углеводородов (УВ), привлекающими внимание геологов со всего мира. Одной из областей, представляющих особый интерес, является провинция Грабен Северного моря, расположенная в западной части Европы. Этот регион славится огромным потенциалом запасов и ресурсов УВ.

Как мы знаем, нефть является основным источником энергии для мировой экономики, предоставляя более чем треть всей энергии, используемой в мире. Одними из самых сложных этапов в добыче нефти являются поисково-разведочные работы. На формирование УВ влияет множество факторов, поэтому сложно выбрать метод для оценки генерационного потенциала региона и эффективный метод поиска углеводородов, учитывающий все факторы. Геологи давно пытаются найти способы облегчения этого процесса, одним из таких вариантов можно считать выделение нефтяных систем.

Впервые понятие «нефтяная система» появилось не так давно, всего лишь в прошлом веке, в 1974 г. Предложил его У. Доу, оно базировалось на генетическом концепте нефть – это нефтематеринская порода [4].

Затем французский геолог-нефтяник А. Перродон в 1980 г. сформулировал определение нефтяной системы, и оно звучало так: «Комплексное представление о нефтематеринских породах, коллекторе и покрывке отражено в формировании однородных коллекторов или еще корректнее – в нефтяной системе» [4].

В последующие годы ряд ученых уточняли определение и параметры для выделения нефтяных систем. Л. Магун в 1987-1989 гг. пробовал описать критерии для идентификации, названия и определения уровня надежности нахождения нефтяной системы [4]. Позже ученые (Л.Магун и У. Доу) стремились идентифицировать все контролирующие факторы, определяющие присутствие нефти и газа в ловушке, включая распознавание исходной породы, условия образования углеводородов, гидродинамику и сроки миграции УВ, средства улавливания и любые последующие события, которые могли повлиять на аккумуляцию [5].

Ученые, занимавшиеся понятием нефтяной системы в 90-х гг, отметили, что входящие в нее элементы недостаточны, и начали говорить уже о так называемой общей нефтегазовой системе, включая в ее состав установленные и предполагаемые нефтегазовые скопления, связанные с материнскими породами [6].

В настоящее время определение нефтегазовой системы сформулировано так: «Нефтегазовая система – это комплекс отложений определенной области развития нефтегазоносного бассейна, связанный проявлением процессов формирования нефтегазоносности. Нефтегазовая система включает в себя нефтегазоматеринские породы, пути миграции углеводородов, породы-коллекторы и породы-флюидоупоры» [1]. Таким образом, в нефтегазовую систему входят как нефти НГМС, так и все генетически связанные с ними нефти и скопления газа, то есть все геологические элементы и процессы, которые имеют большое значение для образования залежей УВ. На примере нефтяной системы Киммериджские сланцы, рассмотрим ее основные элементы и их влияние на открытые залежи УВ.

Нефтяная система Киммериджские сланцы – малоизучена, но перспективность доказана открытием ряда нефтяных и газовых месторождений. В связи с этим обоснование направления поисково-разведочных работ с целью открытия новых залежей является актуальным направлением.

Нефтяная система Киммериджские сланцы приурочена к провинции Грабен Северного моря, расположенного на северо-западе Европы, она простирается по всей Южной, Центральной и Северной части Северного моря (рис.1).

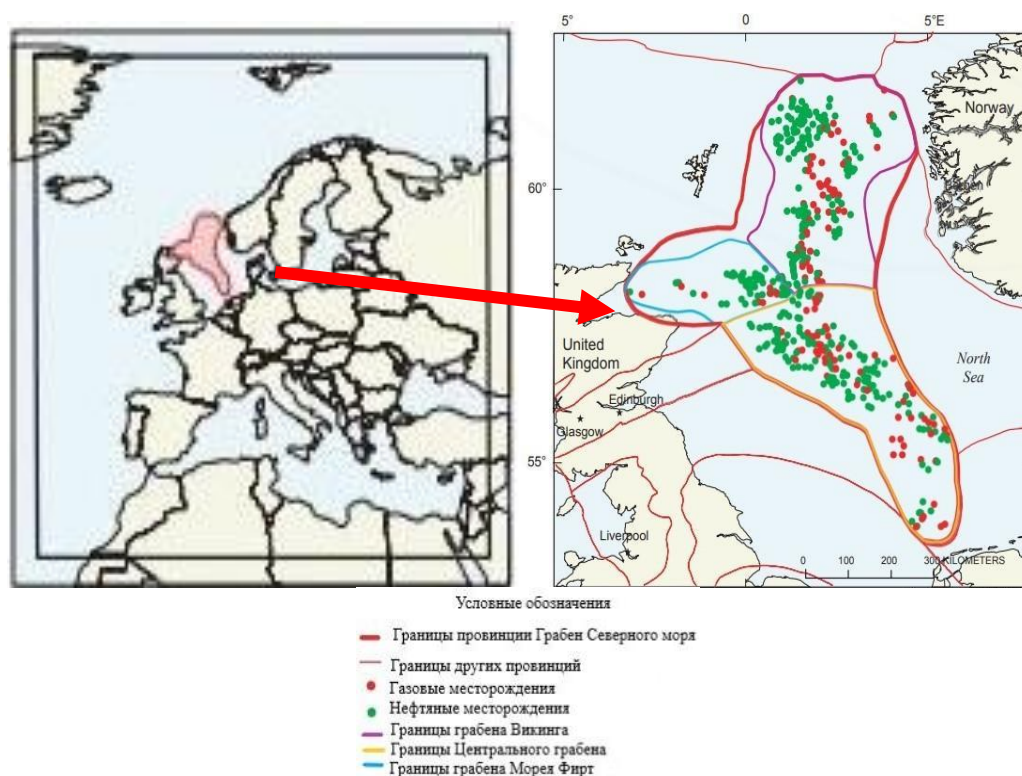


Рис.1. Местоположение провинции Грабен Северного моря, грабена Викинг, Центрального грабена и грабена Моря Фирт

Географическое положение

В связи с различными геолого-эволюционными факторами данная нефтяная система делится на три составляющих объекта: Грабен Викингов, Морея Фирт и Центральный грабен.

Грабен Викинг, расположенный в северной части провинции, включает в себя как территориальные районы Соединенного Королевства, так и Норвегии. Морея Фирт приурочен к западно-центральной части провинции, полностью находится в Великобритании. Центральный грабен находится в южной части провинции и включает в себя территориальные области Дании, Германии, Нидерландов, Норвегии, а также Великобритании (рис.1).

Нефтегазоматеринские свиты

Морские сланцы верхнего юрского периода являются важными источниками нефти по всему миру. Глобальное повышение уровня моря в совокупности с высокой продуктивностью органического вещества (ОВ) привело к «заражению» вод сероводородом в районах закрытых морских бассейнов, в результате этого образовались мощные скопления сланцев богатых ОВ.

В провинции грабен Северного моря рифтогенез достиг максимальной интенсивности в позднеюрское и раннемеловое время. Быстро отложившиеся морские аргиллиты, богатые органическим веществом, накапливались по всему рифтовому бассейну, причем толщина отложений иногда превышала 3000 м [3].

Нефтегазоматеринскими свитами Киммериджской нефтяной системы являются киммериджские сланцы. Органическое вещество на 5-8 % представлено битумоидом, остальная часть представлена высокомолекулярными полимерами [7].

Органическое вещество в Киммериджских сланцах представлено керогеном II-ого типа, изучение битумоидов, особенно насыщенных углеводородных фракций, показало, что источником органики послужил фитопланктон, в основном микроскопических морских водорослей.

По оценкам американской Геологической службы, грабен Северного моря содержит от 4,3 до 25,6 миллиардов баррелей неразведанной традиционной нефти. Из этого общего объема считается, что грабен "Викинг" содержит от 2,2 до 14,8 млрд баррелей неразведанной нефти, Морея Фирт может содержать от 0,3 и 1,9 млрд баррелей нефти, а Центральный грабен, по оценкам, содержит неразведанные запасы нефти в размере от 1,7 до 8,8 млрд баррелей нефти. Кроме нефти предполагается, что в провинции содержится от 11,8 до 2,2 трлн м³ неразведанного природного газа.

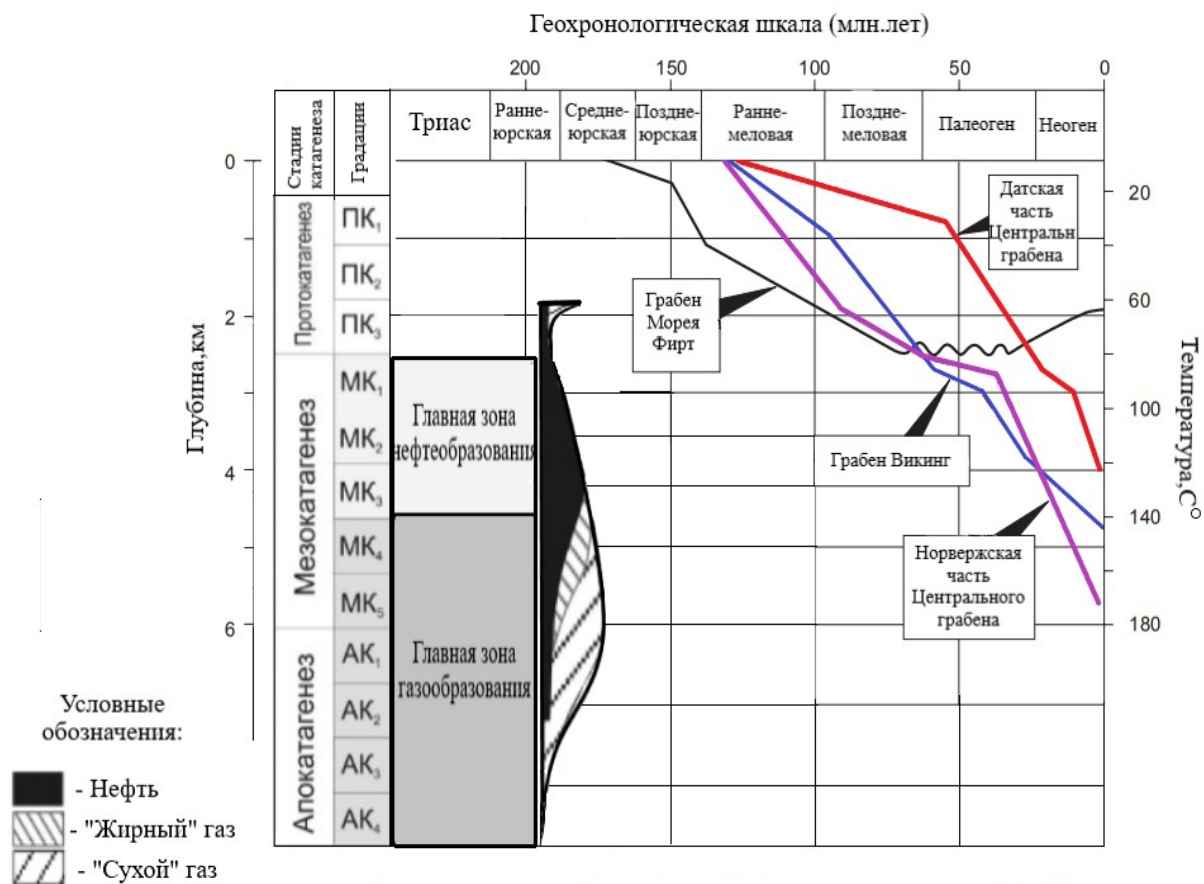


Рис. 2. Кривые погружения для грабена Викинг, грабена Морея Фирт и Центрального грабена

Восстановление условий осадконакопления и погружения нефтегазоматеринских свит с целью определения степени катагенетической преобразованности по данным ряда исследователей [3], позволило выявить следующее. В большинстве районов грабена Северного моря нефтегазоматеринские свиты находились в постоянном, почти непрерывном погружении с момента их осадения и вступили в главную зону нефтеобразования (ГЗН) к окончанию поздне мелового периода. Примечательным региональным исключением является район грабена Морея Фирт, где мощные Киммериджские сланцы едва достигли главной зоны нефтеобразования к окончанию поздне мелового периода, но начиная с палеогенового периода произошел подъем территории и выход нефтегазоматеринских свит из «нефтяного окна». Погружение нефтегазоматеринских свит продолжается и в настоящее время на большей части провинции грабена Северного моря, за исключением грабена Морея Фирт. В Норвежской части Центрального грабена и грабене Викинг нефтегазоматеринские свиты вступили в главную зону газообразования (ГЗГ) с начала неогенового периода (рис. 2).

Максимальные скорости оседания в грабене Викингов происходило в поздне меловое время, в Морея Фирт в ранне меловой эпохе, а в Центральном грабене – в неогене. Образование ловушек в различных частях грабена Северного моря также происходило непрерывно, начиная с позднего юрского и раннего мелового периода до настоящего времени.

В нефтегазоносной провинции Северного моря коллекторы встречены в отложениях от девонского до эоценового возраста (рис.3).



Рис. 3. Стратиграфическая шкала провинции Грабен Северного моря [3]

Формирование залежей углеводородов за счет генерационного потенциала Киммериджских сланцев происходило в породах от триасового до палеогенового возраста, за счет нисходящей и вертикальной миграции, неизбежно возникающей при блоковом строении региона. В грабене Викингов породы-коллекторы раннего и среднеюрского возраста, как правило, представлены песчаниками не морского (речного) происхождения. Быстрое осаднение в средне и позднеюрское время, сопровождаемое морской трансгрессией стало результатом формирования уже мелководных морских песчаников, которые в дальнейшем и стали коллекторами УВ в Морея Фирт. В дополнение к юрским

песчаникам, добыча нефтей ведется и из вышележащих песчаников мелового периода. Залежи углеводородов, открытые в несогласованно залегающих нижележащих песчаниках каменноугольного и пермского возрастов, вероятно, сформировались за счет нефтематеринских свит каменноугольного возраста, что позволяет предположить о наличии в регионе дополнительной нефтяной системы, менее значимой по объемам генерации. Флюидоупоры представлены аргиллитами.

В районе Центрального грабена породами-коллекторами являются доломитизированные разности, к ним приурочены наиболее продуктивные резервуары. Карбонатные породы меловой группы – вторая группа коллекторов, преобладают в южной части Центрального грабена. В разрабатываемых месторождениях меловые коллекторы характеризуются высокой пористостью. Залежи углеводородов, приуроченные к меловым отложениям относятся к литологически-ограниченным ловушкам, обычно возникающим в результате диапиризма солей. Миграция в эти ловушки, вероятно, произошла во время или вскоре после отложения палеоценовых аргиллитовых силлов.

Общие данные описывающие элементы нефтяной системы Киммериджские сланцы представлены в таблице.

Таблица

Характеристика элементов Киммериджской нефтяной системы по грабенам

Элемент нефтяной системы	Грабен Викингов	Центральный грабен	Морея Фирт
НГМС	Киммериджские сланцы (J ₃ km)		
Органическое вещество	II тип		
Генерация	Нефтегазо-материнские свиты преодолели ГЗН и вступили в ГЗГ в неогене	Нефтегазоматеринские свиты преодолели ГЗН и вступили в ГЗГ в неогене	Материнские породы только вступили в условия ГЗН, и находились не продолжительное время
Миграция	Нисходящая миграция из-за блокового строения региона	Восходящая и латеральная миграция в коллекторы мелового возраста, вероятно, связанная с формированием силлов	Восходящая и нисходящая миграция
Коллекторы	Речные песчаники раннего и среднеюрского возраста	Карбонаты мелового возраста	Средне и позднеюрские мелководные морские песчаники, песчаники мелового возраста
Флюидоупоры	Аргиллиты		

Обобщив зарубежную и отечественную литературы, с учетом представлений о нефтяных системах, можно говорить, что наибольшим генерационным потенциалом и соответственно перспективами открытия новых залежей углеводородов обладает район Центрального Грабена, в чуть меньшей степени район Грабена Викингов. Грабен Морея Фирт, менее перспективен для открытия залежей, углеводородов Киммериджской нефтяной системы, в данном регионе залегают более погруженные комплексы, которые вероятно содержат ОВ и находились в более жестких термических условиях, чем киммериджские сланцы.

Литература

1. Геология и геохимия нефти и газа: учебное пособие / Е. Е. Кожевникова; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2020. – 90 с.
2. Дон_Халлетт. Нефтяные системы// Нефтяная геология. – 2002 г. – 355-416 с.
3. Gautier D. L. Kimmeridgian shales total petroleum system of the North Sea graben province. – US Geological Survey, 2005. – №. 2204-C.
4. Нефтегазовые системы сланцевых материнских формаций / Аверьянова Оксана Юрьевна. – <https://www.dissercat.com/content/neftegazovye-sistemy-slantsevykh-materinskikh-formatsii/read> (20.02.2024)
5. Magoon L. B., Dow W. G. The petroleum system: chapter 1: Part I. Introduction. – 1994.
6. Magoon, L. B., and James W. Schmoker. "The total petroleum system—the natural fluid network that constrains the assessment unit." US geological survey world petroleum assessment (2000): 31.
7. Tissot B. P. et al. Sedimentary processes and the accumulation of organic matter //Petroleum Formation and Occurrence: A New Approach to Oil and Gas Exploration. – 1978. – С. 55-62.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОРИСТОСТИ В ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ МЕТОДАМИ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

Шиверский Георгий Владимирович

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет
студент 5 курса, г. Пермь
e-mail: shiverskij.georgij@mail.ru*

Боталов Андрей Николаевич

*Пермский национальный исследовательский политехнический университет
аспирант, г. Пермь
e-mail: botalov97@yandex.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент Кривошеков Сергей Николаевич

Аннотация: Выполнено исследование применимости алгоритмов машинного обучения для прогноза значений пористости в терригенном коллекторе по данным ГИС. Результатом работы стала созданная база данных по 4-м месторождениям, построенные предиктивные модели. Получены данные о точности подготовленных моделей для прогноза, а также проведен эксперимент по получению значений пористости на одном из месторождений, вошедших в базу.

Ключевые слова: машинное обучение, методы прогнозирования, регрессия, случайный лес, градиентный бустинг, пористость.

PREDICTION OF POROSITY IN TERRIGENOUS RESERVOIRS USING MACHINE LEARNING METHODS

Shiverskii Georgii

Perm National Research Polytechnic University, 5th year Student, Perm

Botalov Andrey

Perm National Research Polytechnic University, Post-graduate Student, g. Perm

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor Krivoshchekov Sergey

Abstract: The article investigates the applicability of machine learning algorithms to obtain porosity values in a terrigenous reservoir, according to log data. The result was the creation of a database for 4 fields, data on the accuracy of the prepared model for the forecast were obtained, and an experiment was conducted to obtain porosity values at one of the sites included in the database.

Keywords: machine learning, forecasting methods, regression, random forest, gradient boosting, porosity.

Введение

Объем данных в геологии растет с каждым годом, поэтому процесс ее обработки становится более трудоемким. Учитывая опыт успешного применения машинного обучения в различных областях, имеет смысл его использования и в геологии. Примеры успешного применения алгоритмов для решения задач регрессии, кластеризации и классификации есть как за рубежом [7], так и в отечественной практике [1, 4]. Целью экспериментов было получение более точных значений пористости по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) и сокращение времени обработки в сравнении с ручной. Основными задачами являются составление базы данных для машинного обучения, статистическая оценка значений, программная реализация алгоритма машинного обучения, его апробация и оценка эффективности.

Данные и методы

Исходными данными являются данные определения пористости по керну газоволюметрическим методом и результаты геофизических исследований скважин (ГИС), выравненные по глубине, а база данных – результат объединения исследований на месторождениях, расположенных в сходной геологической обстановке. Объект исследования – визейский терригенный нефтегазоносный комплекс на юге Пермского края.

На первом этапе исследования был проведен статистический анализ данных по пористости для каждого участка с целью обоснования объединения и выявления выбросов.

Для обоснования отнесения всех образцов к генеральной совокупности был проведен сравнительный анализ основных статистических характеристик. Установлено, что различия в средних значениях находятся в пределах 10 %, а различия в стандартных отклонениях – в пределах 5 %. Также был проведен линейный дискриминантный анализ для проверки сходства выборок. Результаты показали, что дискриминантная функция плохо разделяет объединенные данные по каждому участку, что указывает на схожесть данных рассматриваемых месторождений. Кросс-плот рассеяния наблюдений представлен на рисунке 1.

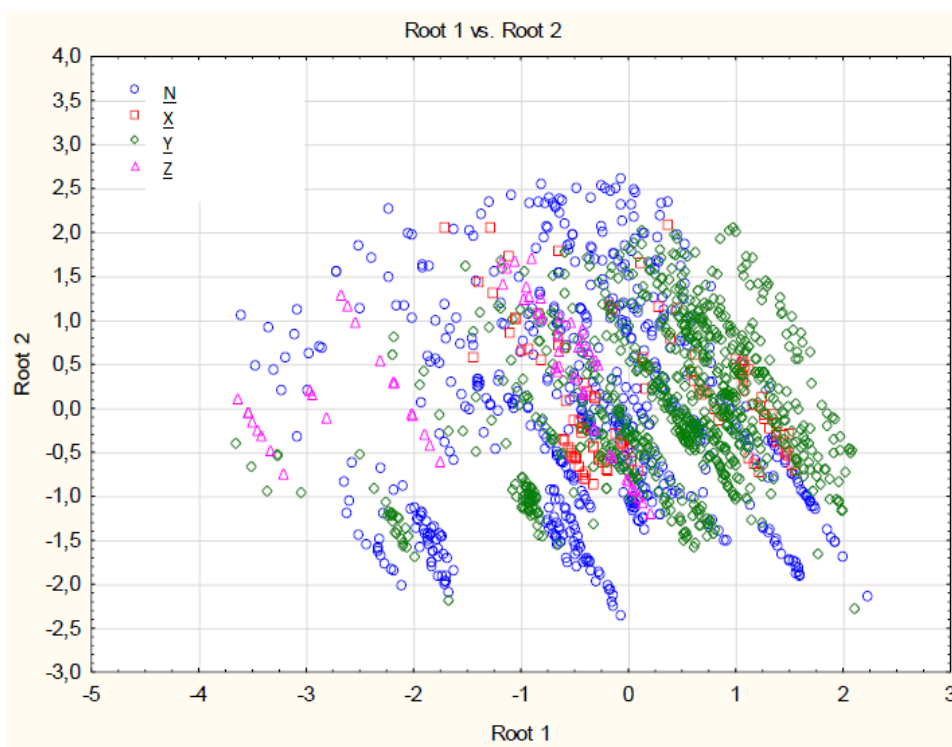


Рис 1. Кросс-плот рассеяния наблюдений

На основании вышеизложенного керновые данные были объединены, и итоговая база данных включала 840 образцов керна из 60 скважин. Комплекс ГИС был выбран для сбора наибольшего количества характеристик для обучения, поэтому первоначальная база данных включала 14 методов: кавернометрия, нейтронный и гамма-каротажи, микрозонды, боковой и индукционный каротажи.

Кавернометрия – метод определения диаметра скважины, в результате чего получается оценить отклонение фактического диаметра скважины от долота, которым она бурилась. Данный метод позволяет оценить литологические характеристики пород.

Гамма-каротаж позволяет проводить измерения интенсивности естественного гамма излучения пород вдоль ствола скважины. Интенсивность радиоактивного излучения пород в скважине измеряют при помощи сцинтилляционного счетчика. Нейтронный каротаж измеряет количество нейтронов, испытывающих рассеяние в породе, что помогает в определении водородосодержания, которое часто используется для определения пористости.

Микрозонды – этот метод позволяет исследовать наиболее тонкие прослои в стволе скважины. Микрозонды используются для измерения физических и геологических параметров породы, таких как плотность, пористость, состав и текстура, что помогает в понимании ее свойств и состава.

Каротаж сопротивления зондами с экранными электродами и фокусировкой тока. Он является разновидностью каротажа по методу сопротивления с использованием зондов, в которых электрическое поле, создаваемое ими, является управляемым.

Индукционный каротаж является электромагнитным методом, основанным на измерении кажущейся удельной электрической проводимости горных пород. ИК выгодно отличается от каротажа обычными зондами и от бокового каротажа тем, что применим не только в скважинах, заполненных промысловой жидкостью (проводящей ток), но и в скважинах с непроводящей жидкостью (нефтью или промысловой жидкостью, приготовленной на нефтяной основе), воздухом или газом. Замеренная величина электропроводности характеризует кажущуюся проводимость аналогично кажущемуся удельному сопротивлению [2].

Второй этап исследования заключался в реализации алгоритмов прогнозирования. Для данного исследования были выбраны алгоритмы Random Forest (случайный лес) [9] и Gradient Boosting (градиентный бустинг) [8].

Случайный лес — это алгоритм машинного обучения, где строятся множество решающих деревьев на случайных подвыборках данных. Предсказание делается путем усреднения результатов всех деревьев. В регрессии каждое дерево предсказывает среднее значение целевой переменной для нового объекта. Этот метод обладает хорошей обобщающей способностью и устойчив к переобучению.

Градиентный бустинг является итеративным методом, который на каждом шаге стремится улучшить модель путем минимизации функции потерь (например, среднеквадратичной ошибки) с помощью градиентного спуска. Каждая новая модель строится таким образом, чтобы исправить ошибки предыдущих моделей.

Данные методы имеют общие черты, однако из-за различных подходов к получению прогнозного значения показывают различную точность.

Помимо реализации алгоритмов, значительное внимание было уделено подготовке данных. Этот процесс включал несколько важных стадий, выполнение которых осуществлялось автоматически в рамках итераций общей программы.

Одной из ключевых задач был выбор оптимального набора признаков, удовлетворяющего заданным значениям корреляции с исследуемой кривой, а также между собой.

Корреляционный анализ играет важную роль в обучении моделей машинного обучения, так как позволяет идентифицировать наиболее информативные признаки, которые сильно коррелируют с целевой переменной. Это помогает устранить мультиколлинеарность между признаками, оптимизировать модель, сосредоточив внимание на коррелирующих признаках, и предотвратить переобучение путем исключения избыточных или слабо коррелирующих признаков. Такой анализ сделает процесс обучения более эффективным и точным, улучшая способность модели к предсказанию и интерпретации данных [7].

Вторым этапом была стандартизация данных кривых ГИС, которая требовалась для приведения данных к единому масштабу и уравнивания их влияния на процесс обучения. Кроме того, необходимо было разделить подаваемую базу данных на тестовую и обучающую выборки в соотношении 20% к 70%. Это позволяло контролировать процесс обучения и предотвращать переобучение модели.

Не менее важным шагом являлся подбор гиперпараметров, т.е. атрибутов функций, которые регулируют процесс обучения и влияют на его результаты. Для подбора гиперпараметров использовался метод GridSearchCV [10], он осуществляет систематический перебор всех возможных комбинаций значений гиперпараметров из заданной сетки, проводя кросс-валидацию для каждой комбинации. Процесс включает обучение моделей на обучающих данных и оценку их производительности на валидационной выборке, а затем выбор лучшей модели на основе полученных результатов. Это позволяет найти оптимальные параметры для модели, что способствует ее улучшению.

Все алгоритмы и операции по обработке данных для целей обучения были реализованы на языке программирования Python с использованием библиотек Pandas и Scikit-learn.

Сравнение метрик точности прогноза алгоритмов.

Для оценки точности прогноза пористости каждым из методов были использованы метрики, основанные на сопоставлении прогнозируемых значений пористости с фактическими данными по керну, которые не участвовали в процессе обучения модели.

Средняя абсолютная ошибка (MAE) измеряет среднее абсолютное отклонение между прогнозируемыми и фактическими значениями пористости. Средняя абсолютная процентная ошибка (MAPE) также учитывает процентное отклонение, что полезно при интерпретации точности прогноза на различных уровнях пористости.

Среднеквадратическая ошибка (MSE) измеряет среднеквадратичное отклонение между прогнозируемыми и фактическими значениями. Она более чувствительна к большим ошибкам, чем MAE, что делает ее полезной для оценки аномальных значений.

Коэффициент детерминации (R^2) показывает, насколько хорошо модель объясняет изменчивость целевой переменной. Он измеряет долю дисперсии в данных, которую модель способна объяснить, и чем ближе к 1, тем лучше модель соответствует данным.

Эти метрики помогают оценить точность прогноза каждого метода и выбрать наиболее подходящий для конкретной задачи [3]. По результатам прогноза настроенных алгоритмов выполнена оценка численных значений по каждой из метрик (таблице).

Таблица

Сравнение характеристик качества моделей

Параметр/метод	MAE	MAPE	MSE	R^2
Градиентный бустинг (Gradient boosting)	1,11	0,06	2,49	0,74
Случайный лес (Random forest)	1,01	0,05	2,04	0,78

Для наглядной оценки точности на рисунке 2 представлены графики сходимости прогнозных значений с фактическими значениями тестовой выборки.

Исходя из данных метрик и представленных графиков сходимости можно сделать вывод о том, что хоть и не на большую величину, но метод случайного леса позволяет более точно прогнозировать значения пористости на данном наборе данных. Как можно заметить из анализа представленных графиков, наименьшая плотность облака значений присуща не модальным значения минимальной пористости, что может указывать на зональность отбора зерна в поропластах с повышенными коллекторскими свойствами.

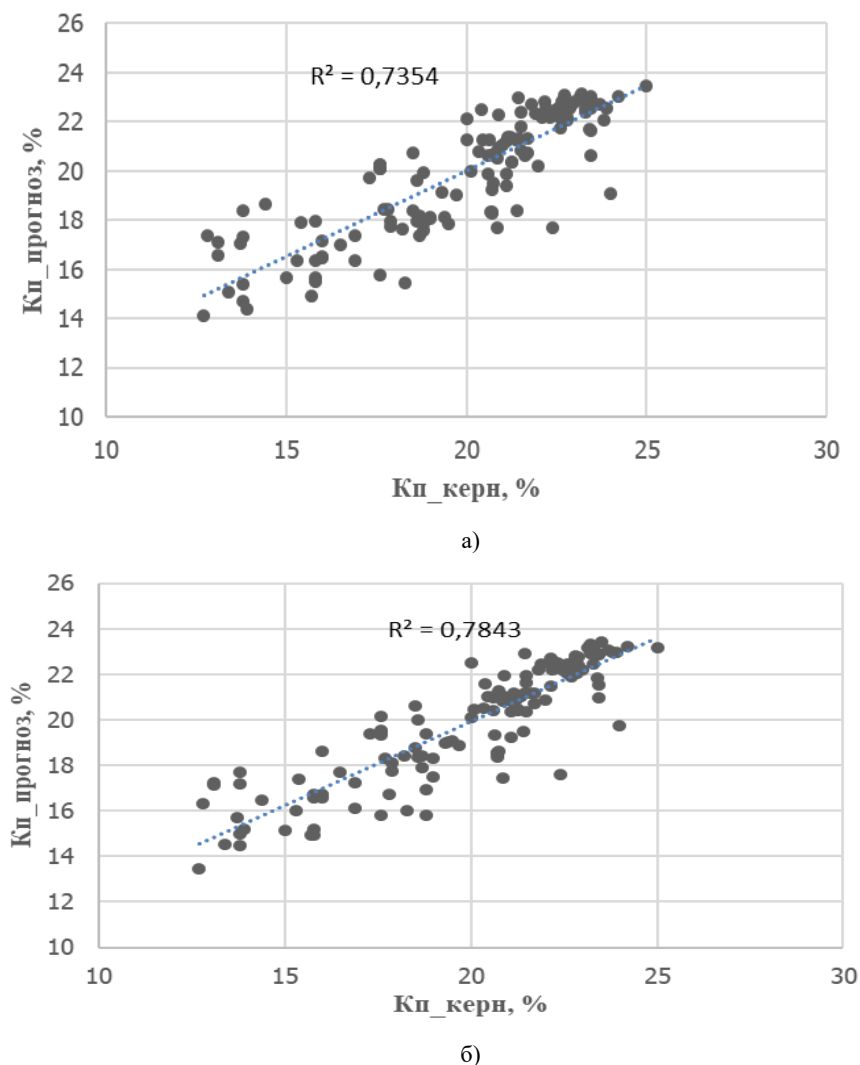


Рис. 2. Графики сходимости прогноза и фактических данных, а – Градиентный бустинг, б – Случайный лес

Апробация метода

Проведенный эксперимент включал апробацию обученной модели на одном из месторождений, включенных в выборку. В результате этой апробации получены непрерывные кривые пористости для 36 скважин, что составляет 18% от общего числа скважин, расположенных в пределах визейских терригенных отложений.

Следующим этапом анализа является оценка сходимости прогнозных значений пористости на четырех скважинах, для которых доступны значения пористости по данным керна, рассчитанные по геофизическим данным стандартным способом, а также по авторской модели машинного обучения. Этот анализ поможет оценить точность и надежность модели [6] на различных участках месторождения и сделать выводы о ее применимости для прогнозирования пористости в данной геологической области. Кросс-плоты сходимости приведены на рисунке 3.

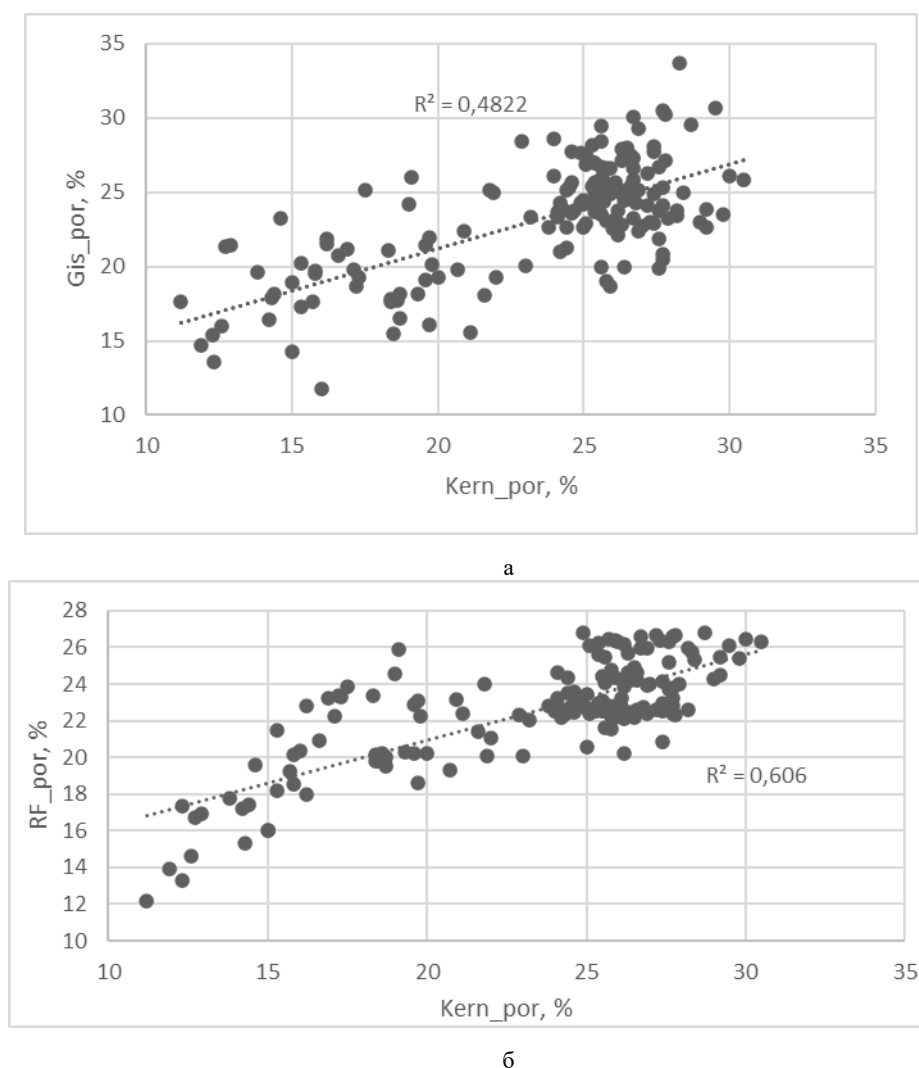


Рис. 3. Сравнение сходимости пористости по методам, по группе скважин
а – сходимость ГИС-керна, б – сходимость Случайный лес-керна

Исходя из данного сравнения можно отметить, что удалось повысить точность прогнозируемой пористости, до значения $R^2 = 0.6$. Анализируя график сходимости RF-керна можно отметить, что наибольшие потери точности происходят в значениях керна 11-20%, что также может объясняться зональностью отбора керна в коллекторских интервалах, поэтому алгоритм дает предпочтение чаще встречающимся значениям пористости в ситуациях, когда фактическая пористость низкая.

Заключение

В результате данного исследования можно сделать выводы о применимости алгоритмов машинного обучения для прогнозирования пористости в геологических образцах. После проведения сравнительного анализа предпочтение уделяется методу случайного леса, хотя градиентный бустинг также показывает высокие значения метрик точности. На тестовой выборке оба метода демонстрируют высокую точность (коэффициент детерминации $R^2 > 0,65$), что говорит о возможности применения данной модели для прогнозирования пористости на месторождениях, включенных в выборку.

Исследование подтверждает, что использование методов машинного обучения позволяет получать данные о пористости оперативно и с достаточной точностью, близкой к данным керна. Эффективная настройка предикторов и работа с базой данных обеспечивают контроль над входными данными, что повышает точность модели и позволяет учесть больший объем геологической информации.

Дальнейшее развитие этого направления исследований предполагает выделение критериев выбора исходной информации для обучения модели, что поможет повысить ее достоверность, а также улучшить сходимость распределения пористости с данными керна.

Благодарности

Исследования выполнены при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (проект № FSNM-2023-0005).

Литература

1. Кантемиров Ю. Д. и др. Применение методов машинного обучения для поиска пропущенных продуктивных интервалов и прогноза "скрытых" петрофизических свойств // *Росгеология. В поисках новых открытий.* – 2019. – С. 24-26.
2. Косков В. Н., Косков Б. В. Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС: учеб. пособие // Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. 317 с.
3. Кривошеков С. Н., Кочнев А. А., Шиверский Г. В. Применение методов машинного обучения для оценки пористости карбонатных пород-коллекторов // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – №. 11. – С. 56-61.
4. Шиверский, Г. В., Кривошеков С. Н. Перспективы применения методов искусственного интеллекта в нефтегазовой геологии // *Master's Journal*, 2022, № 2. С. 57-67. EDN MXLKEW.
5. Щербенев А. В. Использование вероятностно-статистических методов для деления пород на проницаемую и непроницаемую части (на примере терригенных отложений визейского яруса Софьинского месторождения) // *Недропользование.* 2017. Т. 16. N 1. С. 14-22.
6. Яневиц Р. Б. и др. Использование нейросетевых алгоритмов при прогнозе петрофизических свойств тонкослоистого разреза по данным сейсморазведки и ГИС (на примере ачимовских отложений месторождения в ЯНАО) // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений.* – 2017. – №. 7. – С. 40-54.
7. Saroji S. et al. The implementation of machine learning in lithofacies classification using multi well logs data // *Aceh International Journal of Science and Technology.* – 2021. – Vol. 10. – №. 1. – pp. 9-17. – DOI: 10.9-17.10.13170/aijst.10.1.18749
8. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. `sklearn.ensemble.GradientBoostingRegressor` [Электронный ресурс]. URL: <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.ensemble.GradientBoostingRegressor.html> (дата обращения: 31.03.2023)
9. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. `sklearn.ensemble.RandomForestRegressor` [Электронный ресурс]. URL: <https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.ensemble.RandomForestRegressor.html#sklearn.ensemble.RandomForestRegressor> (дата обращения: 31.03.2023)
10. Scikit-learn: Машинное обучение на Python. `sklearn.model_selection.GridSearchCV` [Электронный ресурс]. URL: https://scikit-learn.org/stable/modules/generated/sklearn.model_selection.GridSearchCV.html (дата обращения: 31.03.2023)

ОЦЕНКА ДИФФЕРЕНЦИАЦИИ РАССЕЯННОГО ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКОЙ ТОЛЩИ НА ТЕРРИТОРИИ БАШКИРСКОГО СВОДА

Якушев Константин Вячеславович

Пермский национальный исследовательский политехнический университет

студент 2 курса, г. Пермь

e-mail: kostya.yakushev.1996@gmail.com

Научный руководитель: ассистент каф. ГНГ, Чалова Полина Олеговна

Аннотация: цель исследования – изучить дифференциацию рассеянного органического вещества по степени преобладающих в нем типов битумоидов. Объект исследования – Верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс территории Башкирского свода в пределах Пермского края. Для разделения битумоидов на 2 класса: сингенетических и эпигенетических использована закономерность Успенского-Вассоевича. По результатам анализа комплекса и вмещающих в него толщ, установлено, сингенетичные и эпигенетичные битумоиды в пределах данной территории являются статистически различными по содержанию органического углерода и битумоидному коэффициенту. Распределение типов РОВ индивидуально для каждой стратиграфической единицы толщи, что так же говорит об их различном нефтегенерирующем и нефтеаккумулирующем потенциале.

Ключевые слова: битумоиды, рассеянное органическое вещество, Башкирский свод, микронефть.

ASSESSMENT OF DIFFERENTIATION OF DISSEMINATED ORGANIC MATTER OF THE UPPER DEVONIAN-TURNEAN STRATA ON THE TERRITORY OF THE BASHKIRIAN VAULT

Yakushev Konstantin

Perm National Research Polytechnic University, 2nd year Student, Perm

Research Supervisor: assistant of the department of oil and gas geology

Chalova Polina

Abstract: The purpose of the study is to investigate the differentiation of dispersed organic matter by the degree of bitumoid types prevailing in it. The object of the study is Verkhnedovne-Turnean oil-and-gas bearing complex of the territory of the Bashkirian arch within the Perm region. The Uspensky-Vassoevich regularity was used to divide bitumoids into 2 classes: syngenetic and epigenetic. According to the results of analyses of the complex and its host strata, it was established that syngenetic and epigenetic bitumoids within the territory are statistically different in terms of organic carbon content and bitumoid coefficient. The distribution of DOM types is individual for each stratigraphic unit of the strata, which also indicates their different oil-generating and oil-accumulating potential.

Keywords: bitumoids, dispersed organic matter, Bashkirian arch, microoil.

Основной задачей данного исследования является оценка дифференциации рассеянного органического вещества (РОВ) по степени преобладающих в нём наиболее подвижных эпигенетических битумоидов (микронефти).

Объект исследования – Верхнедевонско-турнейский нефтегазоносный комплекс (НГК) на территории Башкирского свода (БС), содержащий в себе основную нефтегазоматеринскую толщу (НГМТ), развитую повсеместно в разрезе осадочного чехла на территории Пермского края.

Для проведения дифференциации РОВ использованы фундаментальные исследования Н.Б. Вассоевича, согласно которым соотношение между содержанием органического углерода в

породах Сорг, % и величиной битумоидного коэффициента β , %, является основой для разделения РОВ на сингенетичное и эпигенетичное [1,2]. Диаграмма дифференциации РОВ по накопленным данным верхнедевонско-турнейского НГК в соответствии с закономерностью Успенского-Вассоевича представлена на рисунке 1.

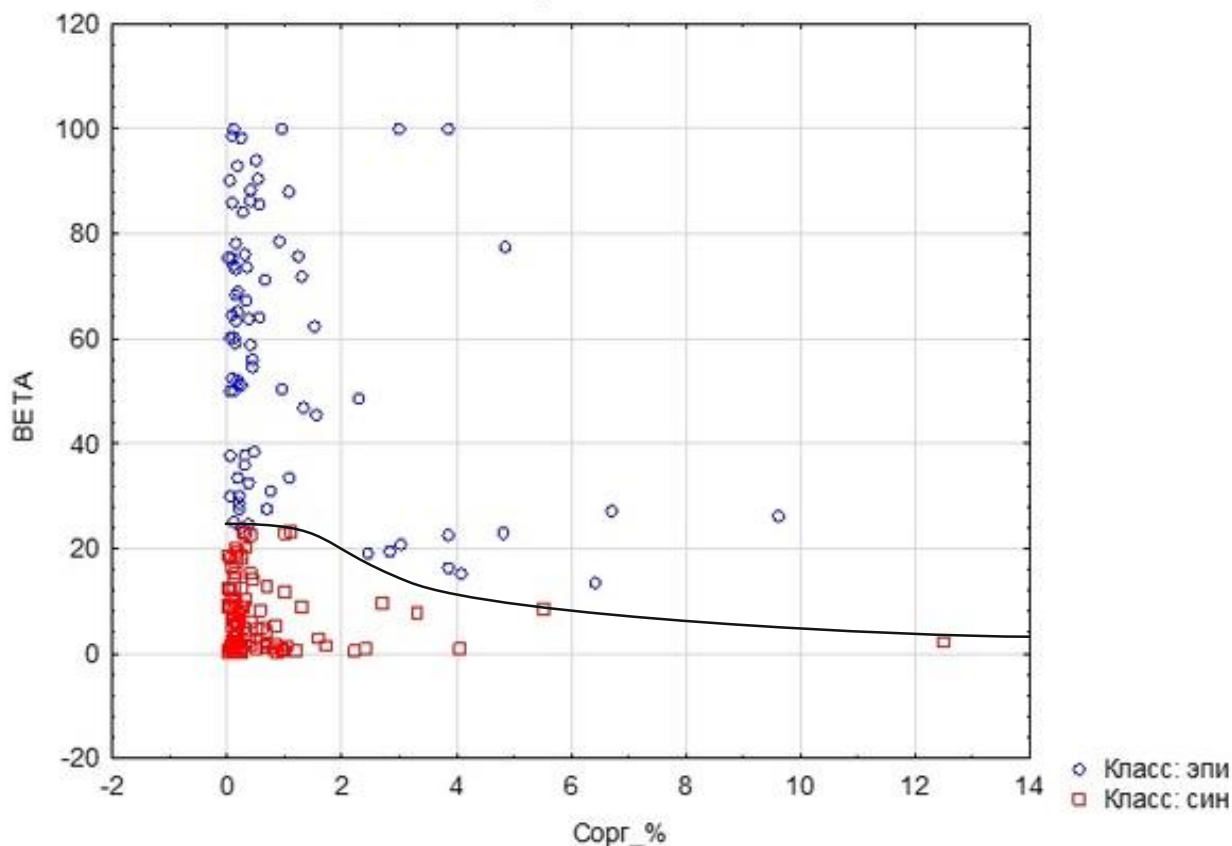


Рис. 1. Зависимость битумоидного коэффициента (β) от содержания органического углерода (Сорг) по данным верхнедевонско-турнейского НГК

По рисунку 1 видно, соотношение между параметрами Сорг и β верхнедевонско-турнейской толщи характеризуется значительной нелинейностью. При этом данная зависимость $\beta = f(\text{Сорг})$ позволяет считать, что процесс преобразования РОВ в данной толще протекает по общей схеме. Для всех типов РОВ величины Сорг распределяются в диапазоне от 0 до 12,48 %. Количество значений в классах: эпигенетичное РОВ – 91 определение, сингенетичное – 109. Выполним сравнение средних значений параметров Сорг и β для двух типов РОВ по t-критерию Стьюдента (табл.) [3].

Таблица

Сравнение средних значений параметров Сорг и β по типам РОВ

Показатели, ед. изм.	Среднее значение, %		Критерии $\frac{t}{p}$
	Сингенетичное	Эпигенетичное	
Сорг, %	0,568	1,056	$\frac{-2,207}{0,028}$
β , %	7,952	58,298	$\frac{-19,942}{0.000}$

В результате статистического анализа видно, что син- и эпигентические РОВ являются статистически различными. Далее в процессе исследования вопроса дифференциации типов РОВ интерес вызывает анализ соотношений параметров Сорг и β отдельно по горизонтам верхнедевонско-турнейской толщи снизу-вверх (саргаевский, доманиковый, мендымский горизонты, верхнефранский подъярус, фаменский и турнейский ярусы). Соотношения между параметрами β и Сорг для всех

стратиграфических единиц верхнедевонско-турнейской толщи в виде корреляционных полей приведены на рис. 2. Ввиду малого количества данных мендымский горизонт исключен из анализа.

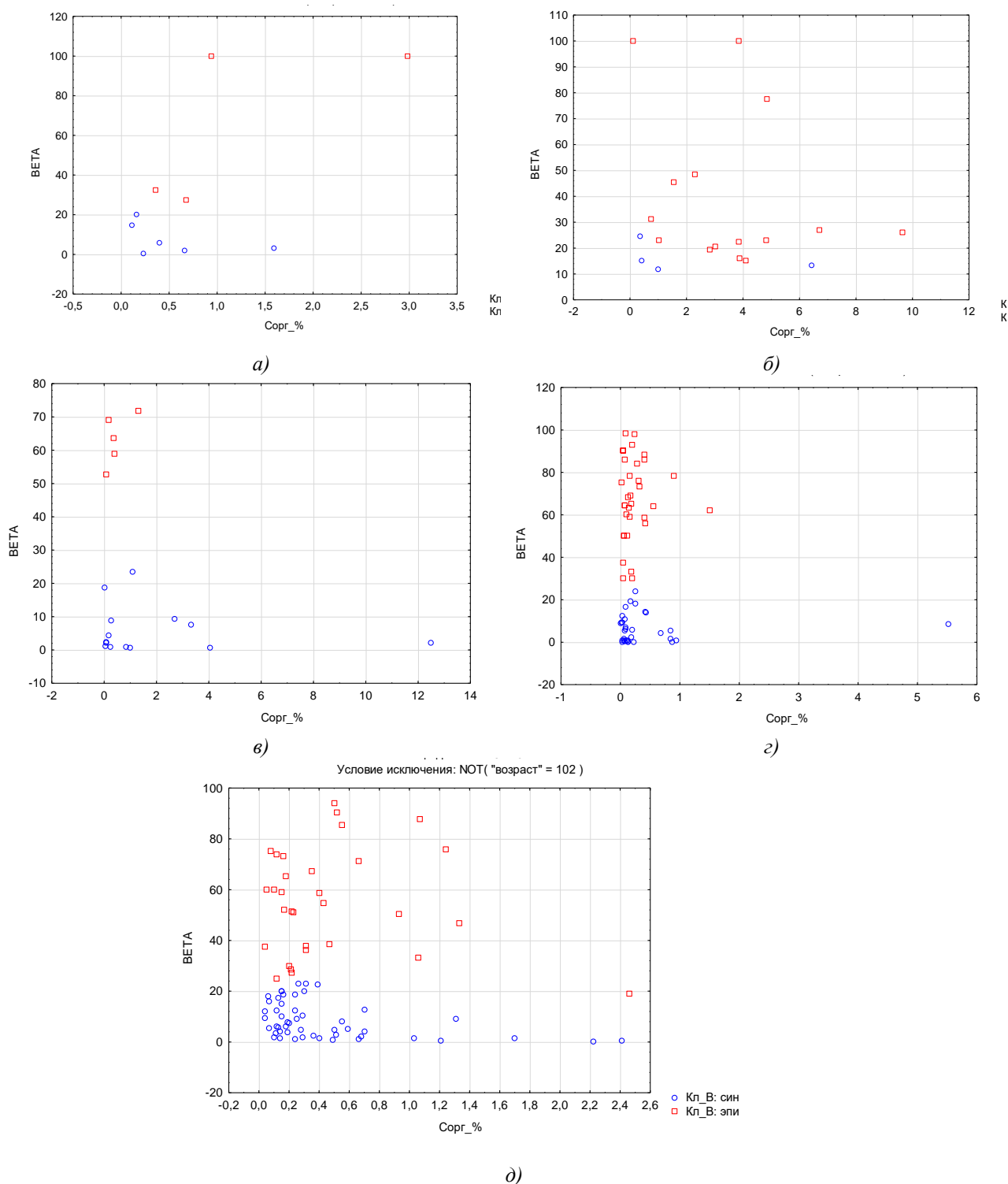


Рис. 2. Распределение рассеянного органического вещества по горизонтам верхнедевонско-турнейской толщи. а – саргаевский горизонт; б – доманиковый горизонт; в – верхнефранский подъярус; г – фаменский ярус; д – турнейский ярус

По рисунку 2 видно, распределение параметра Сорг в саргаевском горизонте 0,01-3%, значение β не превышает 20%, тогда как в доманиковом горизонте значение концентрации Сорг на порядок выше и составляет 0,24-9%, что выделяет данный горизонт относительно других. Для обоих типов РОВ отмечается максимальный диапазон изменения Сорг. Значения битумоидного коэффициента β эпигенетического рассеянного вещества достигают 100%. В верхнефранском подъярусе, где

концентрация варьирует в пределах 0,18–4% значения эпи- и сингенетического вещества распределено поровну. Вверх по разрезу отмечается тенденция к уменьшению содержания органического углерода в породах. Так, содержание Сорг в фаменском ярусе продолжает уменьшаться и находится в пределах 0,04–1,5%, за исключением одного определения. В пределах турнейского яруса значения Сорг равны 0,36–2,48%, при этом доля эпигенетического вещества достигает отметки в 52% от общего числа определений. На рисунке 3 представлено количественное соотношение типов РОВ по верхнедевонско-турнейскому НГК.

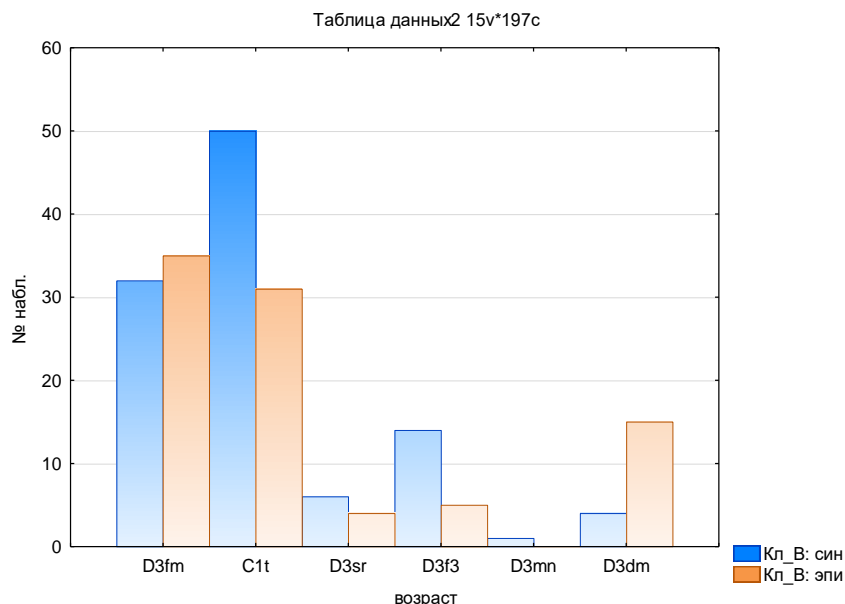


Рис. 3. Количественное отношение РОВ по горизонтам верхнедевонско-турнейской толщи

Таким образом, в результате анализа типов РОВ по верхнедевонско-турнейской толще Башкирского свода установлено, сингенетические и эпигенетические битумоиды в пределах данной территории являются статистически различными по содержанию органического углерода и битумоидному коэффициенту. Распределение типов РОВ индивидуально для каждой стратиграфической единицы толщи, что так же говорит об их различном нефтегенерирующем и нефтеаккумулирующем потенциале. Доманиковый горизонт характеризуется широким развитием эпигенетических битумоидов и, как следствие, максимальной преобразованностью РОВ.

Литература

1. Моделирование процессов катагенеза органического вещества и нефтегазообразование / Всесоюз. нефт. н.-и. геол.-развед. ин-т; Под ред. Е. А. Глебовской. – Л : Недра : Ленингр. отд-ние, 1984. – 139 с. : ил.;
2. Вассоевич, Н. Б. Теория осадочно-миграционного происхождения нефти: (исторический обзор и современное состояние) Изв. АН СССР. Сер. геол. –1967. – № 11. – С. 135–156.
3. Девис Дж. Статистика и анализ геологических данных. – М.: Мир, 1977. – 353 с.

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 6:
ПРОБЛЕМЫ ИНЖЕНЕРНОЙ ГЕОЛОГИИ И ОХРАНЫ НЕДР

XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"

SECTION 6:
***PROBLEMS OF ENGINEERING GEOLOGY
AND SUBSURFACE PROTECTION***

ВЛИЯНИЕ ХИМИЧЕСКОГО ВЫВЕТРИВАНИЯ НА ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЭЛЮВИАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТЕРРИГЕННЫХ ГРУНТОВЫХ МАССИВАХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Валиуллина Раина Фаридовна

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Институт Геологии и Нефтегазовых Технологий, студентка 3 курса, г. Казань
e-mail: r.valiullina508@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Гараева Анастасия Николаевна

Аннотация: В данной статье рассматривается вопрос влияния химического выветривания на инженерно-геологические свойства элювиальных отложений, формирующихся в терригенных грунтовых массивах. Химическое выветривание играет ключевую роль в формировании свойств этих отложений, определяя их структуру, прочность, водопроницаемость и другие важные параметры. В контексте инженерно-геологических изысканий эти характеристики имеют большое значение, так как они влияют на устойчивость грунтов, их способность выдерживать нагрузки от зданий и сооружений.

Ключевые слова: инженерная геология, песчаник, грунтовый массив, химическое выветривание, отложения.

THE INFLUENCE OF CHEMICAL WEATHERING ON THE ENGINEERING AND GEOLOGICAL PROPERTIES OF ELUVIAL DEPOSITS IN TERRIGENOUS SOIL MASSIFS OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

Valiullina Ralina Faridovna

Kazan Federal University, Institute of Geology and Petroleum Technologies, 3rd year Student, Kazan

Scientific chief: Candidat of Geology and-Mineralogy, Associate Professor Garaeva Anastasia

Abstract: This article discusses the impact of chemical weathering on the engineering and geological characteristics of eluvial sediments formed in terrigenous rock formations. Chemical weathering plays a significant role in determining the characteristics of these sediments, including their structure, strength, permeability to water, and other significant parameters. These characteristics are crucial in engineering and geological studies, as they influence the stability of the soil and its ability to support structures.

Keywords: engineering geology, sandstone, soil mass, chemical weathering, sediments.

Введение. В современном мире, где развитие промышленности и инфраструктуры является приоритетом, изучение инженерно-геологических свойств грунтов более детально становится особенно важным. Одним из ключевых процессов, которые влияют на формирование различных типов пород и грунтов, является химическое выветривание. Этот процесс играет значительную роль в трансформации осадочных отложений в грунтовые массивы с определенными физико-механическими и химическими свойствами. Такие отложения могут оказывать негативное влияние на их использование в качестве оснований и материалов для строительства

Терригенные массивы, расположенные на территории Юго-Востока Республики Татарстана, представляют собой комплексные геологические образования, состоящие из различных типов грунтов и отложений разного возраста. В неоген-четвертичное время территория испытала восходящие тектонические движения, что вызвала активизацию процессов выветривания и водной эрозии с образованием относительно мощных элювиальных покровов. Элювиальные грунты относятся к категории специфических грунтов согласно СП 22.13330.2016. Поэтому правильная оценка свойств

элювиальных грунтов является неотъемлемой частью инженерно-геологических исследований, которая помогает выявить потенциальные риски и принять соответствующие меры предосторожности при проектировании и строительстве.

Объектом исследования являются выветрелые (элювиальные) песчаные массивы расположенные в Альметьевском районе Республики Татарстан. Исследуемые песчаные массивы в геологическое отношение относятся к элювиальным терригенным отложениям уржумского яруса биармийского отдела пермской системы. С инженерно-геологической точки зрения, выветренные песчаники могут представлять некоторые трудности при проведении инженерных изысканий и принятии проектных решений. Неравномерность выщелачивания цемента, неоднородность прочностных и деформационных свойств грунтов, а также сложности в отборе образцов ненарушенного сложения, могут усложнить процесс изысканий и привести к принятию ошибочных решений.

Методика выполнения работ. В данной работе мы рассмотрим влияние одного из факторов выветривания, это химическое выветривание в песчаных массивах. Изучение проводили в стенках 3 карьеров села Ирекля Альметьевского района Республики Татарстан. При обследовании объектов много внимания уделялось наблюдениям литологических признаков (цвет, текстура, трещиноватость, прочность). В отобранных образцах изучалось содержание минеральных компонентов, физические и химические свойства [2]. Изучение образцов проводили с использованием методов оптико-микроскопического исследования; минеральный состав определялся методом рентгенографических исследований на дифрактометре D2 Phaser, "Брукер" (Германия); лабораторные исследования физических свойств элювиальных грунтов проводились согласно требованиям СП 47.13330.2016, СП 22.13330.2016 и соответствующим ГОСТам, таким как ГОСТ 25100-2020.

Результаты. Можно отметить, в изучаемых профилях выветривания одной из основных особенностей строения является сложная структура грунта снизу вверх по профилю. В них можно выделить три горизонта с различными физико-механическими свойствами представленный на рисунке 1.

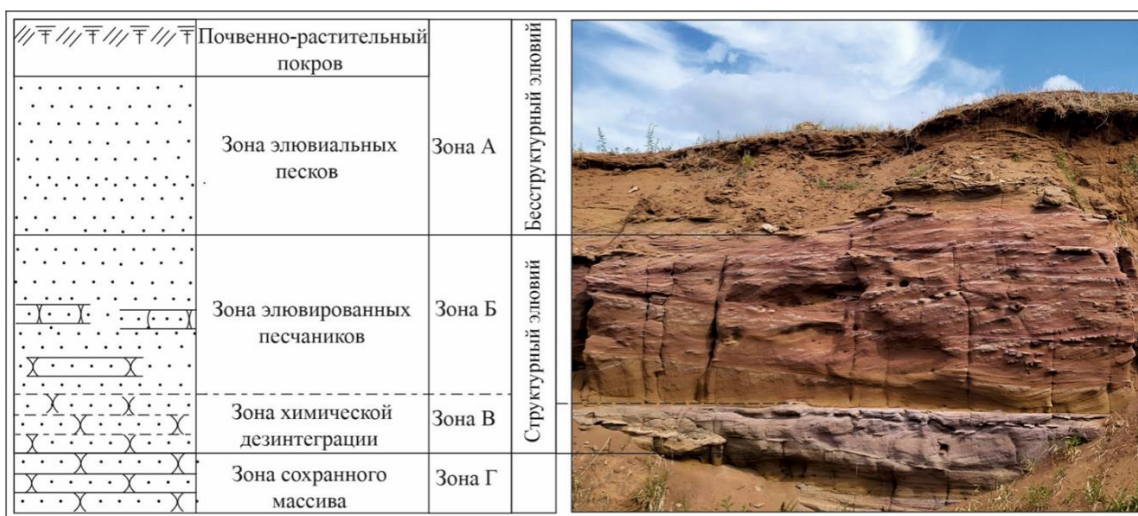


Рис. 1. Зональность преобразования песчаников

В основании профиля (горизонт сохранного массива) расположены плотные, прочные терригенные породы, по своим свойствам относящиеся к классу скальных грунтов. Зона представлена светло-коричневыми, красно-бурыми песчаниками, частично известковистыми, заглинизированными, косослоистыми, с массивной текстурой. При механическом воздействии распадается на крупные плотные куски. Видимая мощность зоны сохранного массива 3-5 м. [2]

Над плотными песчаниками залегает небольшой по мощности горизонт структурного элювия, состоящий из отдельностей реликтов терригенной породы, скрепленных рыхлым песчано-глинистым материалом. Мощность этого слоя обычно не превышает 0.3-1 метра, а его текстурные характеристики отражают процессы седиментации, проявляющиеся в выраженной косой слоистости. При отборе песчаник способен распадаться на отдельные крупные отдельности. В данном горизонте можно выделить зону элювированных песчаников (зона Б) и зону химической дезинтеграции (зона В) [2].

В зоне В отмечается интенсивное окисление железа и марганца. Накопление железа и марганца в песчанике может быть обусловлено несколькими факторами. Во-первых, за счет разрушения и выветривания минералов, содержащих эти элементы, в процессе седиментации могут оседают вместе с

рыхлым песчано-глинистым материалом. Во-вторых, в результате различных физико-химических процессов, таких как фильтрация или диффузия, эти элементы могут концентрироваться в определенных участках песчаника. Данный слой хорошо прослеживается по своей пестрой окраске [2].

Выше залегает песчаник рыхлого сложения. Данный слой можно отнести к зоне элювиальных песков (горизонт бесструктурного элювия), так как представлен выветрелым песчаником до состояния песка. Тектурные признаки песчаника также затухают из-за перераспределения обломочного материала вертикальной фильтрацией атмосферными осадками, что делает его структуру менее различимой. При отборе песчаник рассыпается в виде рыхлого песка. Мощность слоя рыхлого песчаника в среднем составляет 1-10 метров. По своим свойствам песок относится к классу дисперсных несвязанных элювиальных грунтов [2].

По результатам оптико-микроскопических исследований, песчаник (горизонт сохранного массива) на 85% состоит из обломочной компоненты и на 15% – из цементирующего минерального вещества. Аллотигенная часть представлена изометричными окатанными обломками кремнистых и эффузивных пород (65%), полуокатанными и угловатыми зернами кварца (20%), угловатыми зернами полевых шпатов (15%) и редкими чешуйками мусковита и хлорита. Обломки минералов и горных пород образуют плотную структурную упаковку, приближенную к ромбоэдрической, соприкасаясь краями. Исходный песчаник содержит около 4-5% пор. Обломки сцементированы карбонатно-глинистым цементом. Часть глинистого материала в виде темно-бурых оторочек сконцентрирована вокруг обломков минералов и горных пород, отделяя их от кальцитовых компоненты цемента. По результатам рентгенографического анализа также хорошо заметно изменение порового пространства в песчанике. Максимальная пористость приурочена к горизонту бесструктурного элювия и составляет до 40%. Так же были проведены исследования на количественное содержание ионов в водных вытяжках в песчаных породах различных зон представленные на рисунке 2.

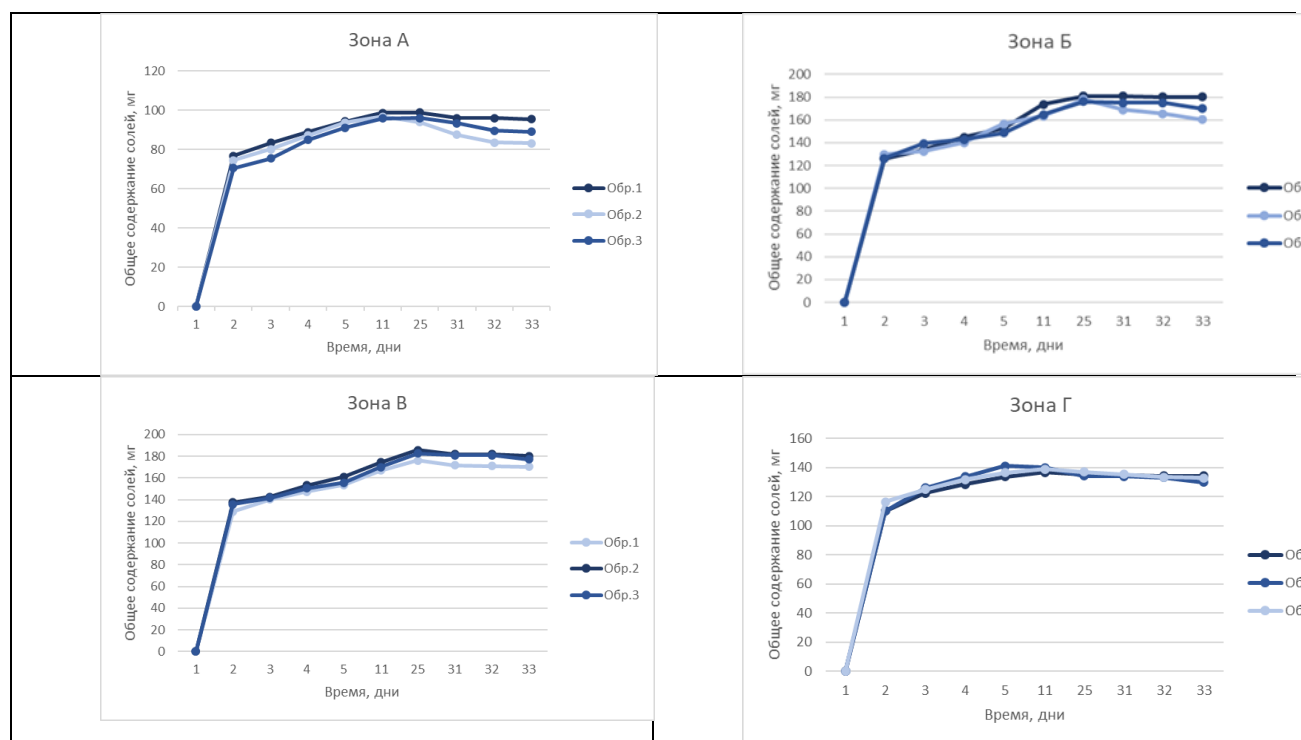


Рис. 2. Кривые выщелачивания в изучаемых профилях выветривания

Анализ графиков позволяет сделать выводы, что песчаники выделенных зон гипергенеза содержат различные концентрации обменных ионов и водорастворимых солей. Минимальное содержание ионов в водных вытяжках наблюдается в песчаниках зоны А. Это обусловлено длительным временем нахождения пород в области активной инфильтрации атмосферных осадков. Песчаники зоны В являются наиболее обогащенными ионами водорастворимых солей, что обусловлено повышенным содержанием в них глинистого цемента, адсорбирующего свободные катионы и анионы из поровых растворов. Песчаник зоны Г, т.е. практически не измененные, содержат промежуточное количество ионов в обменном комплексе. Это связано с наличием в них микрозернистого кальцитового цемента, затрудняющего обменные реакции между поверхностью породы и водным раствором.

Минеральный состав определялся методом рентгенографических исследований на дифрактометре D2 Phaser Брукер (Германия) для всех зон профиля выветривания. Песчаники преимущественно состоят из кварца (31-34%), альбита (22-26%), микроклинита (10-15%), мусковита (8-11%), кальцита (12-18%), смешанослойной иллит-монтмориллонитовой фазы (2-5%), хлорита (2-3%), каолинита (~1%) и гематита (~1%). Анализ показал, что снизу вверх по профилю кор выветривания, доля кальцита в породе уменьшается, а доля глинистой компоненты увеличивается.

Заключение. Таким образом, анализ стадийности изменений песчаников показывает, что основным движущим процессом их гипергенного преобразования является выщелачивание кальцитового цемента. В результате этого первичные структурные связи цементационного типа сменяются более слабыми – водно-коллоидными и механическими. Особенностью процесса выветривания песчаников казанского яруса является относительная сохранность положения минеральных частиц в объеме породного массива, неизменность их структурных и текстурных особенностей, приобретенных на стадии седиментации. По существу, частично меняется лишь минеральный состав пород за счет удаления кальцита из их порового пространства. Конкурирующий процесс цементации минеральных частиц гидроксидами железа сказывается на увеличении сил сцепления в скелете песчаника и практически не сказывается на других свойствах элювированных пород.

Литература

1. Гараева А.Н., Латыпов А.И., Зарипова Д.Р. Особенности гипергенного преобразования карбонатно-терригенных пород Бугульминско-Белебеевской возвышенности // *Геологические науки*, 2021. С.49 – 53. [https://sn-geography.cfuv.ru/wp-content/uploads/2024/01/uz-geografiya-geologiya-№4-2023_latypov-62-75.pdf]
2. Латыпов А.И., Гараева А.Н., Королев Э.А. Оценка несущей способности свай, погруженных в элювиальные песчаники уржумского яруса Нижнекамского промышленного узла Республики Татарстан (Россия) // *Геотехника Беларуси*, 2023. №1. С.102. – 109.

ИЗМЕНЕНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТОГО ГРУНТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА ПОРОВОГО РАСТВОРА

Василенко Анастасия Михайловна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 года обучения, г. Пермь

e-mail: v.anastasiaaaaa@gmail.com

Научный руководитель: *д.г.-м.н., профессор Середин Валерий Викторович*

Аннотация: В статье приведены результаты исследования закономерности изменения деформационных свойств глинистого грунта бентонитового и каолинового составов в зависимости от химического состава порового раствора. Выявлено, что модули деформации образцов глин, замешанных с 1%-ным раствором CaCl_2 , выше, чем при замешивании с дистиллированной водой как бентонитовой, так и каолиновой глинах. Такая закономерность объясняется изменением (уменьшением) расстояния между глинистыми частицами.

Ключевые слова: деформационные свойства, модуль деформации, глинистый грунт, поровый раствор, хлорид кальция.

MODIFICATION OF THE DEFORMATION PROPERTIES OF A CLAY SOIL DEPENDING ON THE CHEMICAL COMPOSITION OF PORE SOLUTION

Vasilenko Anastasia Mikhailovna

Perm State University, Master's student of the 1st year of study, Perm

Research Supervisor: *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Seredin Valery*

Abstract: The article presents the results of research of a regularity of change of deformation properties of clay bentonite and kaolin soil depending on the chemical composition of pore solution. It has been shown that the deformation modules of clay samples associated with the 1% CaCl_2 solution are higher than for mixing with distilled water of both bentonite and kaolin clays. This pattern is explained by the change (reduction) of the distance between the clay particles.

Keywords: deformation properties, modulus of deformation, clay soil, pore solution, calcium chloride.

Введение. Одним из видов дисперсных грунтов является глинистый грунт. Он имеет широкое распространение в верхней части земной коры [1]. В связи с этим в сфере строительства зданий и сооружений существует потребность в изучении механических свойств глинистых грунтов.

Одними из важных показателей при строительстве являются деформационные свойства грунтов. А. В. Д. Ломтадзе в книге «Инженерная геология. Инженерная петрология» [2] обращает внимание, что при всех прочих равных условиях сжимаемость глинистых пород уменьшается с увеличением их глинистости, содержания более гидрофильных глинистых минералов и с уменьшением пористости.

По мере развития мирового общества, развивалась также и промышленность. Она в свою очередь всё больше и больше проникала в различные сферы жизни человека, тем самым наращивая свои объемы. Закономерно этому увеличивается и техногенное загрязнение на окружающую нас среду, а в частности на грунты. Одним из примеров такого загрязнения является применение противогололедных реагентов. Проникающие в грунты реагенты изменяют как структурные связи между частицами дисперсных грунтов, так и изменяют их свойства [3].

В связи с этим целью работы является установление закономерности изменения

деформационных свойств глинистого грунта от химического состава порового раствора.

Объектом исследования является глинистый грунт бентонитового (Курганское месторождение) и каолинового (Челябинское месторождение) составов.

Предметом исследования являются деформационные свойства образцов глинистого грунта с различным химическим составом порового раствора.

Методика исследования. Показатели физических свойств грунтов определены согласно ГОСТ-12536-2014 [4] и ГОСТ-5180-2015 [5]. Номенклатура грунтов приведена по ГОСТ-25100-2020 [6]. Деформационные свойства были определены согласно ГОСТ 12248.4 2020 [7].

Для выявления закономерностей были сформированы образцы грунта. Для бентонитового грунта процентное содержания глинистой фракции составило 43%, для каолинового – 59%, соответственно.

В первой серии опытов пробы в воздушно-сухом состоянии насыщали расчетным количеством дистиллированной воды до заданной влажности. После увлажнения грунт тщательно перемешали и помещали в эксикатор (для равномерного распределения влаги). Затем проводили уплотнение грунта в рабочих кольца одометра и осуществляли компрессионные испытания.

Во второй серии опытов образцы подготавливались по схожей схеме, как и для первой серии, только насыщение грунта в воздушно-сухом состоянии происходило 1%-ным раствором CaCl_2 .

Масса воды, которая добавлялась в образцы грунта, составляла 150 г. Масса хлорида кальция (CaCl_2), необходимая для получения 500 мл 1%-ного раствора, составила 5 г.

Компрессионные испытания проводились на 6 одометрах. Основные параметры одометра, необходимые для последующих расчетов: высота рабочего кольца составляет 23 мм, объем равен 115 см^3 .

Испытания происходили со ступенями нагрузки 0,5, 1,0, 2,0 и 4,0 кг, что соответствует давлениям в 0,025, 0,05, 0,1 и 0,2 МПа. Сравнение показаний образцов грунтов происходило в интервалах давления 0,1-0,2 МПа.

Приложение последующих ступеней нагрузок к образцу происходило только после условной стабилизации деформаций от действия предыдущих ступеней, после консолидации грунта, что соответствует 12 часам. Также была произведена тарировка приборов перед началом проведения испытания на образцах грунта.

Все расчеты показателей деформационных свойств проведены согласно формулам, приведенными в ГОСТ 12248.4-2020.

Результаты исследований и их обсуждение. В таблице 1 приведены параметры определенных физических свойств глинистых грунтов бентонитового и каолинового состава, насыщенных дистиллированной водой.

Таблица 1

Физические характеристики глинистых грунтов бентонитового и каолинового состава, насыщенные дистиллированной водой

Название характеристик	Глина бентонитовая	Глина каолиновая
Влажность, %	65,0	67,0
Плотность, г/см^3	1,63	1,62
Плотность твердых частиц, г/см^3	2,72	2,69
Плотность скелета грунта, г/см^3	0,99	0,97
Начальный коэффициент пористости, д.е.	1,758	1,763
Пределы пластичности, %:		
Нижний предел	24,4	26,8
Верхний предел	83,8	64,0
Число пластичности, %	59,4	37,2
Показатель текучести, д.е.	0,68	1,00

В таблице 2 приведены параметры физических свойств глинистых грунтов бентонитового каолинового состава, насыщенных в CaCl_2 .

Таблица 2

Физические характеристики глинистых грунтов бентонитового и каолинового состава, насыщенные 1%-ным раствором CaCl_2

Название характеристик	Глина бентонитовая	Глина каолиновая
Влажность, %	62,0	58,0
Плотность, г/см ³	1,61	1,60
Плотность твердых частиц, г/см ³	2,72	2,68
Плотность скелета грунта, г/см ³	1,00	1,01
Начальный коэффициент пористости, д.е.	1,731	1,651
Пределы пластичности, %:		
Нижний предел	32,3	29,4
Верхний предел	75,7	59,2
Число пластичности, %	43,3	29,8
Показатель текучести, д.е.	0,68	1,06

В соответствии с методикой были проведены компрессионные испытания. Результаты исследований представлены в таблицах 3, 4, 5, 6.

Таблица 3

Результаты компрессионных испытаний образцов грунта бентонитового состава, насыщенного дистиллированной водой

Давление, МПа	Абсолют. деф-я, мм	Относит. деф-я, мм	Коэффициент пористости, д.е.	Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	Одометр. модуль деф-и, МПа
0,025	1,13	0,05	1,596	6,497	0,4
0,05	1,92	0,08	1,502	3,765	0,7
0,1	2,77	0,12	1,400	2,039	1,4
0,2	4,37	0,19	1,207	1,925	1,4

Таблица 4

Результаты компрессионных испытаний образцов грунта каолинового состава, насыщенного дистиллированной водой

Давление, МПа	Абсолют. деф-я, мм	Относит. деф-я, мм	Коэффициент пористости, д.е.	Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	Одометр. модуль деф-и, МПа
0,025	1,00	0,04	1,640	3,652	0,7
0,05	1,59	0,07	1,569	2,824	1,0
0,1	2,38	0,10	1,475	1,880	1,4
0,2	3,84	0,17	1,303	1,726	1,6

Таблица 5

Результаты компрессионных испытаний образцов грунта бентонитового состава, насыщенного 1%-ным раствором CaCl_2

Давление, МПа	Абсолют. деф-я, мм	Относит. деф-я, мм	Коэффициент пористости, д.е.	Коэффициент сжимаемости, МПа ⁻¹	Одометр. модуль деф-и, МПа
0,025	0,84	0,04	1,662	4,037	0,7
0,05	1,24	0,05	1,615	1,898	1,5
0,1	1,52	0,07	1,581	0,679	4,1
0,2	1,88	0,08	1,538	0,429	6,4

Таблица 6

Результаты компрессионных испытаний образцов грунта каолинового состава, насыщенного 1%-ным раствором CaCl_2

Давление, МПа	Абсолют. деф-я, мм	Относит. деф-я, мм	Коэффициент пористости, д.е.	Коэффициент сжимаемости, МПа^{-1}	Одометр. модуль деф-и, МПа
0,025	0,40	0,02	1,605	1,823	1,5
0,05	0,71	0,03	1,568	1,471	1,8
0,1	0,97	0,04	1,540	0,577	4,6
0,2	1,30	0,06	1,502	0,380	7,0

При анализе экспериментальных данных были построены компрессионные кривые (рис. 1, 2).

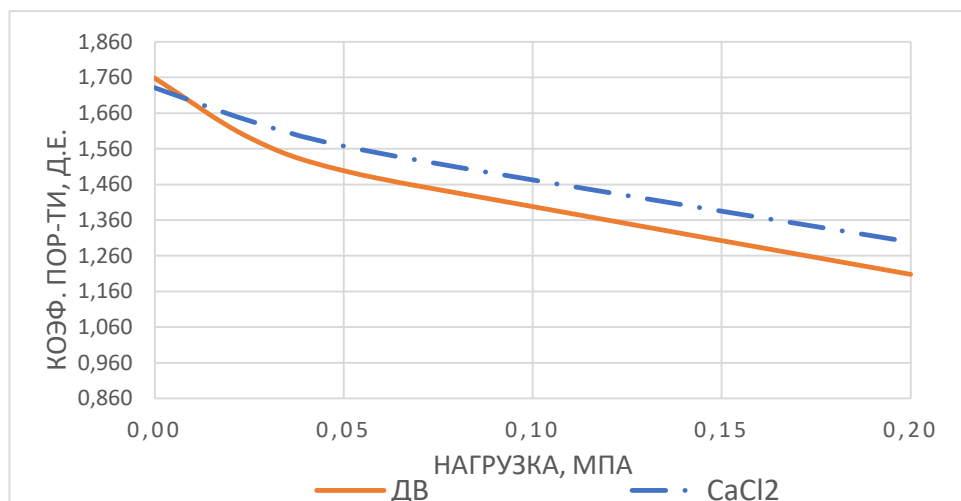


Рис. 1. Компрессионные кривые бентонитового грунта, замешанного в дистиллированной воде и в 1%-ном растворе CaCl_2

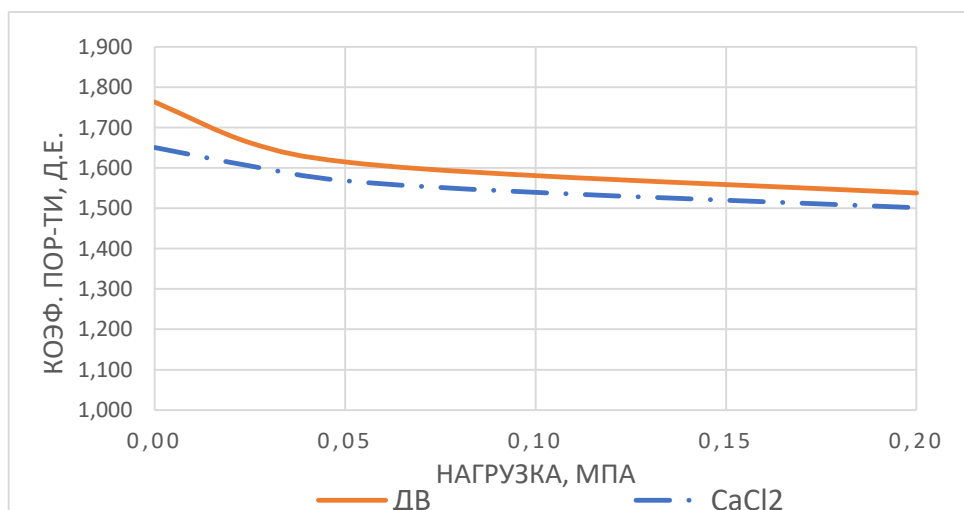


Рис. 2. Компрессионные кривые каолинового грунта, замешанного в дистиллированной воде и в 1%-ном растворе CaCl_2

Как в бентонитовом, так и в каолиновом грунтах, установилась следующая закономерность: увеличение сопротивления сжимаемости грунта, т.е. более высокие значения модуля деформации, происходит, когда в качестве порового раствора выступает 1%-ный раствор хлорида кальция (CaCl_2). Закономерность проиллюстрирована на рисунках 3, 4.

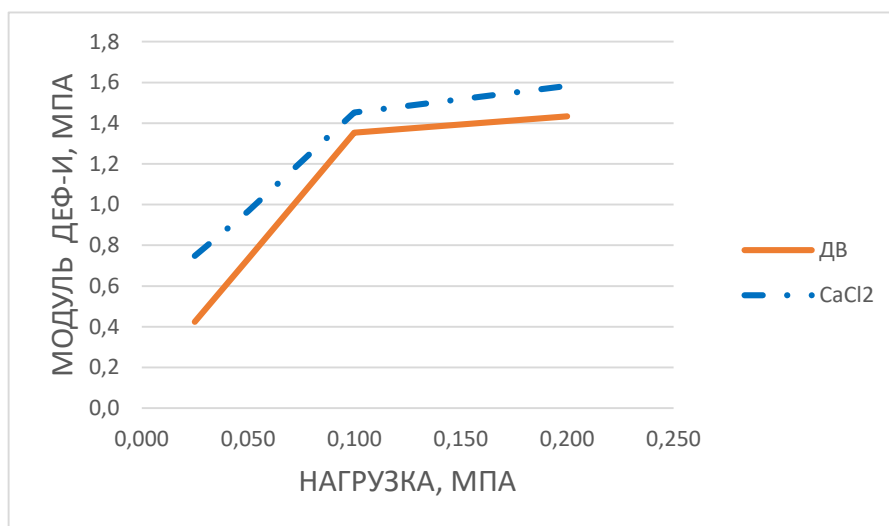


Рис. 3. График зависимости модуля деформации от нагрузки бентонитового грунта в зависимости от химического состава порового раствора

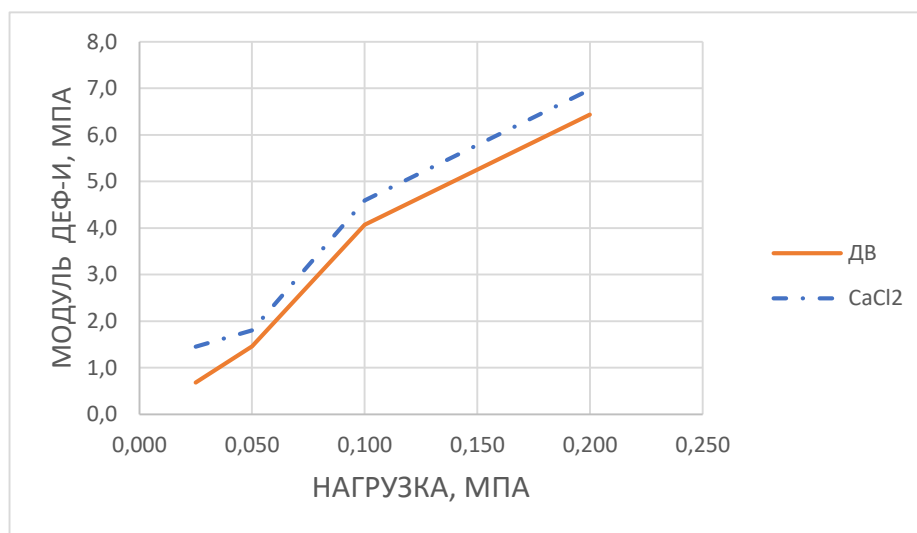


Рис. 4. График зависимости модуля деформации от нагрузки каолинового грунта в зависимости от химического состава порового раствора

Данная закономерность изменения модуля деформации в зависимости от химического состава порового раствора объясняется изменением (уменьшением) расстояния между глинистыми частицами. Катионы Ca^{+} притягиваются к отрицательно заряженным глинистым частицам, тем самым происходит уменьшение толщины слоя диффузного слоя воды частиц и как следствие их сближение и более плотная упаковка, что приводит к увеличению сопротивления сжимаемости (рис. 5).

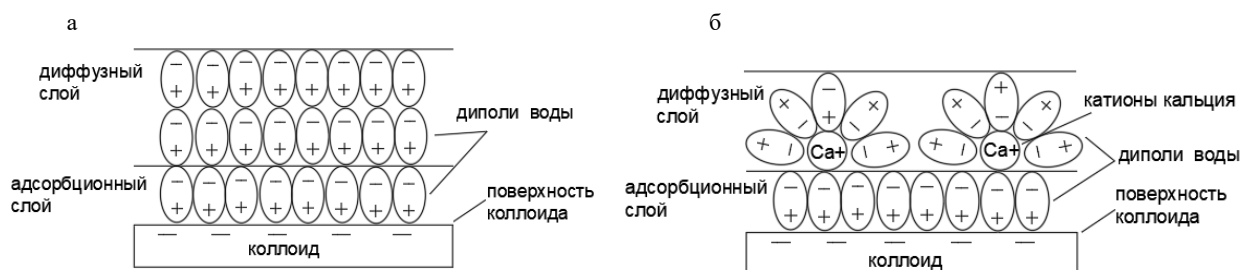


Рис. 5. Двойной электрический слой глинистой частицы при замешивании в дистиллированной воде (а), в 1%-ном растворе CaCl_2 (б)

По результатам исследования можно сделать вывод о том, что насыщение образцов глинистого грунта бентонитового и каолинового составов 1%-ным раствором CaCl_2 приводит к увеличению значений модуля деформации по сравнению с образцами, насыщенными дистиллированной водой. Это объясняется уменьшением толщины диффузного слоя за счет приобретенных катионов Ca^+ .

Литература

1. Лысенко М.П. Глинистые породы русской платформы. Москва, Недра, 1986 г.
2. Ломтадзе В.Д. Инженерная геология. Инженерная петрология. Ленинград, Недра, 1984 г.
3. Королёв В.А. Оценка эколого-геологических последствий применения противогололедных реагентов в г. Москве // Инженерная геология. Москва, Геомаркетинг, 2009 г.
4. ГОСТ 12536-2014 Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.
5. ГОСТ 5180 – 2015. Методы лабораторного определения физических характеристик.
6. ГОСТ 25100 – 2020. Грунты. Классификация.
7. ГОСТ 12248.4-2020 Грунты. Определение характеристик деформируемости.

ИНЪЕКТИРОВАНИЕ ГРУНТОВ КАК СПОСОБ ГЕОТЕХНИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ ИСКУССТВЕННЫХ СООРУЖЕНИЙ В УСЛОВИЯХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ЗАКАРСТОВАННЫХ ГРУНТОВ

Владимиров Валентин Викторович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

аспирант 3 года обучения, г. Пермь

e-mail: vladimirovv13@gmail.com

Научный руководитель: *к.г.-м.н., доцент Ковалёва Татьяна Геннадьевна*

Аннотация: Научная статья представляет собой исследование технологии геотехнической защиты методом инъектирования грунтов в режиме гидроразрыва. Закрепление закарстованных грунтов оснований зданий и сооружений является актуальной проблемой в современной строительной практике. Особенно остро данный вопрос стоит при проектировании искусственных сооружений на линейных объектах транспортной инфраструктуры, объектов энергетического комплекса и социально-значимых сооружений, расположенных в пределах закарстованных участков, где риск образования провалов неприемлемо высок.

Ключевые слова: закрепление грунтов, карст, инъектирование, гидроразрыв, цементация, здания и сооружения.

SOIL INJECTION AS A METHOD OF GEOTECHNICAL PROTECTION OF ARTIFICIAL STRUCTURES UNDER CONDITIONS OF DISTRIBUTION OF KARSTED SOILS

Vladimirov Valentin

Perm State University, Post-graduate Student, Perm

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kovaleva Tatiana.*

Abstract: The scientific article is a study of geotechnical protection technology using the method of soil injection in hydraulic fracturing mode. Consolidation of karst soils of the foundations of buildings and structures is a pressing problem in modern construction practice. This issue is especially acute when designing artificial structures at linear transport infrastructure facilities, energy complex facilities and socially significant structures located within karst areas, where the risk of sinkholes is unacceptably high.

Keywords: soil consolidation, karst, injection, hydraulic fracturing, cementation, buildings and structures.

В настоящее время при проектировании и строительстве линейных объектов транспортной инфраструктуры, инженеры все чаще сталкиваются с необходимостью решать проблемы возведения искусственных сооружений на территориях, где имеют большое распространение закарстованные грунты. Одним из таких объектов является строящаяся в данный момент высокоскоростная автомобильная дорога М-12 «Москва – Казань – Екатеринбург». Ось трассы проходит по территории южной части Пермского края. В зоне распространения карбонатно-сульфатного карста [1]. Для строительства искусственных сооружений в данных условиях применяется метод инъекционного закрепления грунтов в режиме гидроразрывов.

Инъекционное закрепление грунтов – это целенаправленная модификация физико-механических свойств грунтов нагнетанием под давлением различных жидких веществ (инъекционных растворов) [2,10].

Одними из первых в 1950-х годах закрепление грунтов в режиме гидроразрыва начала применять французская фирма «Soletanche» [5]. Цементация грунтов в режиме гидроразрыва в отечественной геотехнической практике часто именуют методом высоконапорной инъекции. В разное время большой вклад в изучении данной технологии внесли М. Аббуд, В.Н. Бронин, Е.С. Вознесенская, В.А. Ермолаев, А.И. Осокин, С.В. Татарinov, И.И. Сахаров и др. [4, 6, 7].

Метод цементации инъекций в режиме гидроразрыва основан на инъекционном уплотнении массива грунта при высоком давлении (до 15 атм), результатом чего являются следующие модификации:

1. Повышается плотность грунта;
2. Происходит увеличение механических свойств грунтов (повышается модуль деформации, угол внутреннего трения и сцепление), за счет уплотнения и образования жестких структурных связей);
3. Увеличивается связность грунтового массива, в виду присутствия в нем неизвлекаемых инъекторов и прослоев цементного камня [3,4].

Обзор технологии

Технические решения противокарстовых мероприятий с применением метода цементации инъекцией в режиме гидроразрывов разработаны с учетом указаний, приведенных в документах: СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» [8] и СП 45.13330.2017 «Земляные сооружения, основания и фундаменты» [9].

Закрепление закарстованных грунтов и тампонаж карстовых полостей произведен путем нагнетания цементационного раствора в закарстованную породу и карстовую полость через погруженные в грунтовой массив инъекторы. Нагнетенный в закарстованные породы цементационный раствор после твердения придаст массиву повышенную прочность и водонепроницаемость, что способствовало прекращению процесса растворения существующих пород и образования новых карстовых форм (рис 1.).

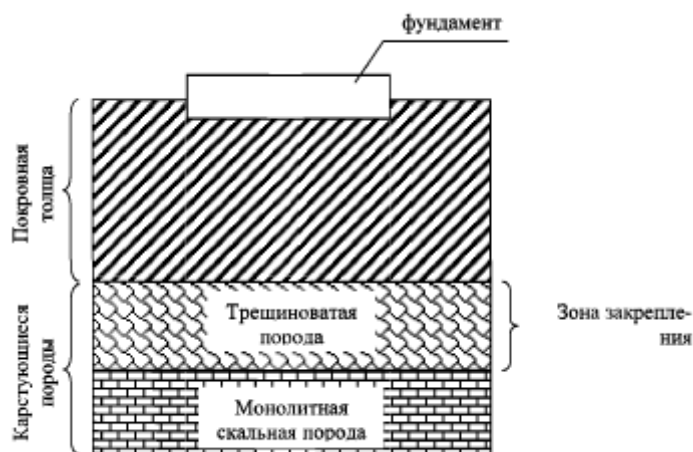


Рис. 1. Закрепление трещиноватой толщи карстующихся грунтов до кровли монолитной породы

Работы по закреплению закарстованных грунтов по всей площади фундамента искусственного сооружения и создание двухрядной завесы из закрепленного инъекционным способом грунта по периметру выполнялись поэтапно для каждой опоры.

На первом этапе работ вначале производилась двухрядная завеса нижнего горизонта по периметру фундамента (первая очередь работ). Затем были выполнены работы по закреплению закарстованных грунтов нижнего горизонта (вторая очередь работ).

На втором этапе работ вначале производилась двухрядная завеса верхнего горизонта по периметру фундамента (первая очередь работ). Затем были выполнены работы по закреплению закарстованных грунтов верхнего горизонта (вторая очередь работ) (рис.2).

часть инъекторов имела круглые отверстия в перфорированной части инъекторов. Отверстия располагаются в четырех направлениях под углом 90°. Перфорируемая часть инъектора соответствует мощности закрепляемой части грунта.

Для погружения инъекторов предварительно производилось бурение скважин $\varnothing 127$ мм на глубину закрепления. Инъекторы погружались в предварительно пробуренные скважины с креплением обсадными трубами в неустойчивых грунтах.

После этого, через инъекторы производилось поэтапное нагнетание в грунт цементного раствора со специальными добавками при высоком давлении (до 15 атм).

Для скорейшего затвердевания нагнетаемого в грунт цементного раствора было предусмотрено применение ускорителя схватывания (хлористого кальция).

Результатом проведенных работ является грунтоцементный массив (в отечественной литературе также встречается названия грунтобетон и грунтокомпозит).

В сравнении с другими методами геотехнической защиты такие как: струйная цементация (jet grouting) и цементация буросмесительным способом, технология цементации инъекцией в режиме гидроразрывов обладает следующими преимуществами:

1. Возможность заполнения и герметизации трещин и карстовых полостей;
2. Улучшении стабильности грунта и уменьшение коэффициента фильтрации;
3. Высокая вариативность и адаптируемость к различным геологическим условиям;
4. Стоимость работ и сложность работ значительно ниже, чем при струйной цементации;
5. Широкий диапазон выбора инъекционных материалов.

К недостаткам стоит отнести:

1. Малая глубина проникновения цементного раствора в грунт в отличие от струйной цементации;
2. Невысокая несущая способность модифицированного грунта;
3. Неполное заполнение полостей и трещин в грунте, в виду нарушения технологических условий.

Выбор между струйной цементацией и инъектированием зависит от целей инженерных работ и требований к укреплению грунта. При разработке проекта важно учитывать геологические, грунтовые и геотехнические условия местности, требования к улучшенным свойствам грунтов и главные финансовые возможности.

Литература

1. Водозазская В. П., Тетерин И. П., Кириллов В. А., Лукьянова Л. И. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации. Масштаб 1: 1 000 000 (третье поколение). Серия Уральская. Лист О-40 – Пермь. Объяснительная записка. – СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2015. 497 с.
2. Методические рекомендации по проектированию геотехнических мероприятий инженерной защиты территории от проявления карстово-суффозионных процессов (Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Федеральное автономное учреждение «Федеральный центр нормирования, стандартизации и оценки соответствия в строительстве». – Москва 2017. – 125 с.
3. Методическое пособие по укреплению грунтов методами струйной цементации, глубинным перемешиванием, инъекции растворами на основе микроцементов, манжетной инъекции в режиме гидроразрывов (Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации, Федеральное автономное учреждение «Федеральный центр нормирования, стандартизации и оценки соответствия в строительстве». – Москва, 2020. – 83 с.
4. Вознесенская Е.С., Осокин А.И., Татаринов С.В., Ермолаев В.А. Методика подбора оптимальных технологических режимов инъекционного упрочнения грунтов в режиме гидроразрыва // Инженерные изыскания. – 2014. – №8. – С.48-53. 37
5. Заславский Ю.З., Лопухин Е.А., Дружко Е.Б., Качан И.В. Инъекционное упрочнение горных пород. – М.: Недра, 1984. – 176 с. 52

6. Вознесенская Е.С., Осокин А.И., Татаринов С.В., Ермолаев В.А. Моделирование напряженно-деформированного состояния грунта основания при инъецировании методом гидроразрыва на примере результатов работ, выполненных по одному из объектов ЗАО «Геострой» // Труды международной конференции по геотехнике «Геотехнические проблемы мегаполисов». – М, 2010. – т. 5. – С. 1641-1646. 36
7. Бронин В.Н., Сахаров И.И., Аббуд М. Опыт инъекционного закрепления грунтов в основании зданий и сооружений / Дефекты зданий и 143 сооружений. Усиление строительных конструкций. Материалы III научно-метод. конф. БИТУ. – СПб., 1999 (33)
8. СП 22.13330.2016. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*. Москва, Минрегион России, 2016.
9. СП 45.13330.2017 Свод правил. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87*. Москва, Минстрой России, 2017.
10. СП 499.1325800.2021. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от карстово-суффозионных процессов. Правила проектирования. Москва, Минстрой России, 2021.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПЕСЧАНЫХ ГРУНТОВ ПРИ ЗАСОЛЕНИИ

Вшивков Матвей Александрович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

e-mail: z.matvei232@mail.ru

Научный руководитель: *д.т.н., доцент Маковецкий Олег Александрович*

Аннотация: Рассмотрено влияние засоленности сухих песчаных грунтов на их деформационные свойства методом компрессионного сжатия. При увеличении содержания солей в песках коэффициент сжимаемости уменьшается с 0,058 до 0,043 МПа⁻¹, одометрический модуль деформации увеличивается с 27,5 до 38,0 МПа. Это связано с кристаллизацией солей в поровом пространстве грунта, следовательно, уменьшается коэффициент пористости с 0,647 до 0,608, также дополнительно образуются кристаллизационные (цементационные) связи на контактах частиц.

Ключевые слова: песчаные грунты, степень засоленности, механические свойства, одометрический модуль деформации, коэффициент сжимаемости, хлорид натрия

INVESTIGATION OF THE DEFORMATION PROPERTIES OF SANDY SOILS DURING SETTLEMENT

Vshivkov Matvey Alexandrovich

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: *Doctor of Technical Sciences, Associate Professor Makovetsky Oleg*

Abstract: The influence of salinity of dry sandy soils on their deformation properties by compression is considered. With an increase in the salt content in the sands, the compressibility coefficient decreases from 0.058 to 0.043 MPa⁻¹, the oedometer modulus of deformation increases from 27.5 to 38.0 MPa. This is due to the crystallization of salts in the pore space of the soil, therefore, the porosity coefficient decreases from 0.647 to 0.608, and crystallization (cementation) bonds are additionally formed at the contacts of particles.

Keywords: sandy soils, degree of salinity, mechanical properties, oedometer modulus of deformation, compressibility factor, sodium chloride.

Введение

Песчаные грунты используются в качестве оснований зданий и сооружений, материала для сооружений или среды для размещения подземных сооружений. Изучением физико-механических свойств песков занимались многие исследователи: Потапов А.Д., Фадеев П.И., Брушков А.В., Алифанова А.А. [1- 4] и др.

Свойства грунтов, в том числе и песчаных, могут изменяться в результате техногенного загрязнения. Ежегодно на земной поверхности происходит складирование соляных отходов в виде солевых отвалов и шламохранилищ, также в зимнее время используются химические реагенты на городской территории, что может приводить к засолению грунтов и последующему изменению свойств. Поэтому исследование деформационных свойств песчаных грунтов при солевом загрязнении является актуальным.

Цель работы: исследование деформационных свойств песчаного грунта при засолении.

Объект исследования: песок мелкий с различной засоленностью.

Методика проведения исследований

Для проведения компрессионных испытаний было подготовлено три партии по шесть образцов песчаного грунта с засоленностью D_{sal} 0, 1, 2%.

Первая партия образцов: для получения незасоленных образцов брали исходный мелкий песок в сухом состоянии $m=185$ г. Затем проводили уплотнение грунта в рабочих кольца одометра, высушивали до постоянной массы при температуре 105°C непосредственно в кольцах и после осуществляли компрессионные испытания.

Вторая партия образцов: Для получения 1% засоленных образцов в песок мелкий в сухом состоянии $m=185$ г добавляли солевой раствор с $m_{\text{NaCl}}=1,87$ г. После увлажнения грунт тщательно перемешивали для равномерного распределения соли в образце. Затем проводили уплотнение грунта в рабочих кольца одометра, высушивали до постоянной массы при температуре 105°C непосредственно в кольцах и после осуществляли компрессионные испытания. Итоговая масса грунта в кольце $m_1 = m + m_{\text{NaCl}} = 186,87$ г.

Третья партия образцов: образцы подготавливались по схожей схеме, как и для второй партии, только добавляли солевой раствор с $m_{\text{NaCl}} = 3,78$ г. Итоговая масса грунта $m_2 = m + m_{\text{NaCl}} = 188,78$ г.

Во время компрессионных испытаний использовалось 6 одометров. Для испытаний грунтов взяты ступени 0,025; 0,05; 0,10; 0,15; 0,20; 0,25 и 0,30 МПа. Переход на следующую ступень нагрузки осуществлялся, когда грунт достигал условной стабилизации деформаций от действия предыдущей ступени. Одометрический модуль деформации и коэффициент сжимаемости – определены в интервале давлений 0,10-0,20 МПа.

Результаты исследований и выводы

Определение физических свойств

Показатели физических свойств грунтов определены согласно ГОСТ 12536-2014 [7], ГОСТ 5180-2015 [5].

В таблице 1 приведены параметры физических свойств исходного песчаного грунта и засоленных. Гранулометрический состав образцов песчаного грунта представлен в таблице 2.

Таблица 1

Физические характеристики исходной песка и подготовленных засоленных образцов

Показатель	Исходный песок мелкий незасоленный	Песок слабозасоленный (NaCl 1%)	Песок среднезасоленный (NaCl 2%)
Плотность ρ , г/см ³	1,61	1,63	1,64
Плотность скелета грунта ρ_d , г/см ³	1,61	1,63	1,64
Плотность твердых частиц ρ_s , г/см ³	2,65	2,64	2,64
Начальный коэффициент пористости e , д.е.	0,647	0,625	0,608

Таблица 2

Гранулометрический состав исходного песка

Размер частиц d , мм	Содержание фракций, %
$1 < d \leq 2$	0,18
$0,5 < d \leq 1$	7,12
$0,25 < d \leq 0,5$	42,30
$0,1 < d \leq 0,25$	48,74
$d \leq 0,1$	1,66

Определение деформационных свойств

Деформационные свойства определены согласно ГОСТ 12248.4-2020 [6]. По результатам компрессионных испытаний составлены сводные таблицы коэффициента сжимаемости, одометрического модуля деформации, рассчитанные в интервале давлений 0,1-0,2 МПа, и коэффициента пористости для образцов песчаного грунта различной степени засоленности (табл. 3, 4).

Таблица 3

Значения коэффициента сжимаемости m_0 и одометрического модуля деформации E_{oed} песков различной степени засоленности в интервале давлений 0,1-0,2 МПа

Показатель	Исходный песок мелкий незасоленный		Песок мелкий слабозасоленный (NaCl 1%)		Песок мелкий средnezасоленный (NaCl 2%)	
	m_0 , МПа ⁻¹	E_{oed} , МПа	m_0 , МПа ⁻¹	E_{oed} , МПа	m_0 , МПа ⁻¹	E_{oed} , МПа
	0,057	28,8	0,046	35,4	0,045	35,4
	0,054	30,7	0,049	32,9	0,038	41,8
	0,064	25,6	0,049	32,9	0,045	35,4
	0,050	25,6	0,049	32,9	0,042	38,3
	0,057	28,8	0,042	38,3	0,045	35,4
	0,064	25,6	0,042	38,3	0,038	41,8
	0,057	28,8	0,046	35,4	0,045	35,4
	0,054	30,7	0,049	32,9	0,038	41,8
min	0,050	25,6	0,042	32,9	0,038	35,4
max	0,064	30,7	0,049	38,3	0,045	41,8
Нормативное значение	0,058	27,5	0,047	35,1	0,043	38,0
Среднекв. отклонение	0,006	2,2	0,004	2,7	0,003	3,2
Коэффициент вариации	0,099	0,081	0,075	0,077	0,081	0,083

Таблица 4

Таблица изменения коэффициента пористости e от давления P

Давление P , МПа.	Исходный песок мелкий незасоленный	Песок мелкий слабозасоленный (NaCl 1%)	Песок мелкий средnezасоленный (NaCl 2%)
0	0,647	0,625	0,608
0,025	0,636	0,623	0,606
0,05	0,631	0,621	0,604
0,10	0,626	0,619	0,601
0,15	0,623	0,617	0,599
0,20	0,620	0,614	0,597
0,25	0,618	0,613	0,595
0,30	0,616	0,612	0,594

По данным таблиц построены графики зависимостей коэффициента сжимаемости и одометрического модуля деформации от засоленности (рис.1, 2), график осредненных компрессионных кривых для песков мелких различной степени засоленности (рис.3).

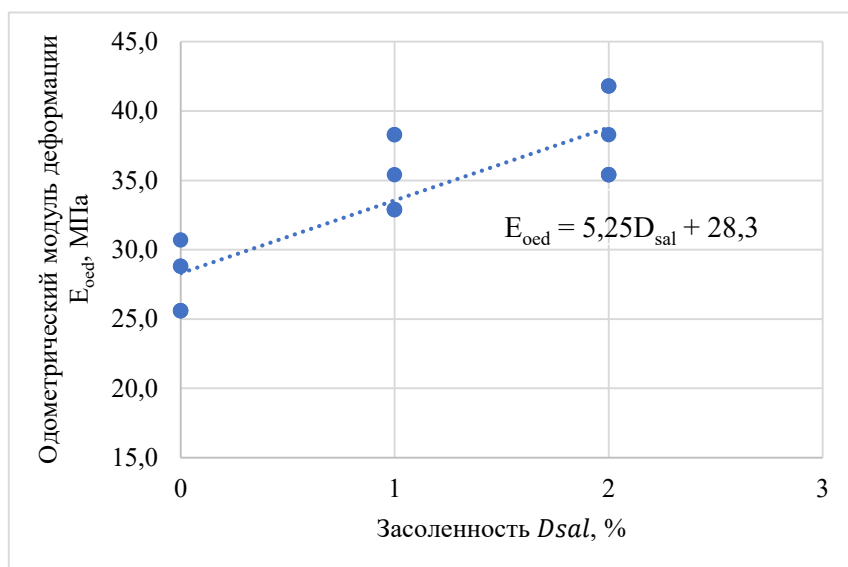


Рис.1. Изменение одометрического модуля деформации от степени засоленности

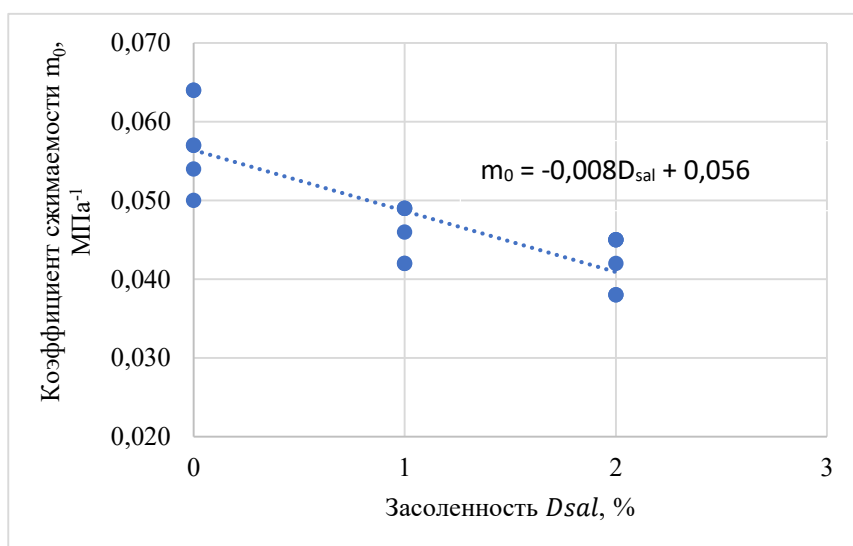


Рис.2. Изменение одометрического модуля деформации от степени засоленности

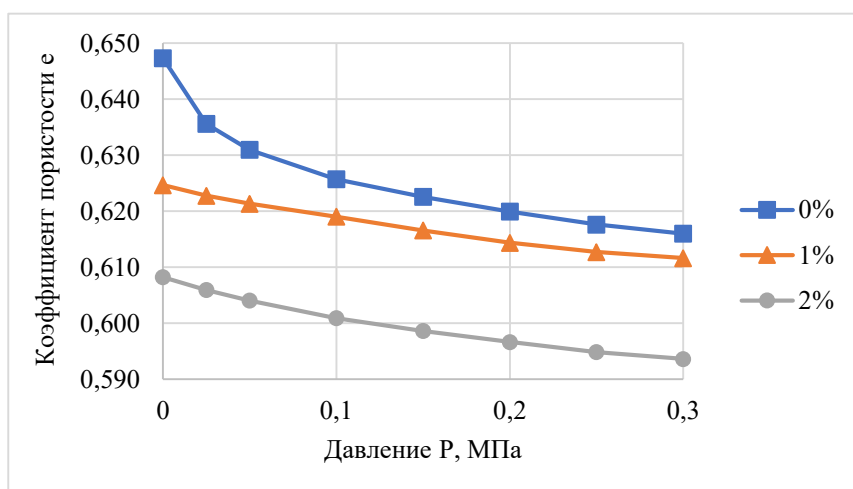


Рис.3. График зависимости коэффициента пористости e от давления P

Согласно полученным данным можно сделать следующие выводы:

1) Деформационные свойства изменяются при засолении песчаных грунтов.

2) Начальный коэффициент пористости уменьшается при засолении. Исходные пески имеют начальный коэффициент пористости $e = 0,647$; слабозасоленные пески имеют $e = 0,625$; средnezасоленные пески имеют $e = 0,608$.

3) Коэффициент сжимаемости уменьшается при засолении. Исходные мелкие пески имеют нормативное значение $m_0 = 0,058 \text{ МПа}^{-1}$; мелкие слабозасоленные пески имеют $m_0 = 0,047 \text{ МПа}^{-1}$; мелкие средnezасоленные имеют $m_0 = 0,043 \text{ МПа}^{-1}$. По отношению к исходным мелким пескам, коэффициент сжимаемости при степени засоленности 1% в грунте уменьшился в 1,23 раза, а при степени засоленности в 2% в 1,35 раза. Исходные мелкие пески имеют нормативное значение $E_{\text{оed}} = 27,5 \text{ МПа}$; пески мелкие слабозасоленные имеют $E_{\text{оed}} = 35,1 \text{ МПа}$; средnezасоленные пески имеют $E_{\text{оed}} = 38,0 \text{ МПа}$. По отношению к исходным мелким пескам, одометрический модуль деформации при степени засоленности 1% в грунте увеличился в 1,27 раза, при степени засоленности в 2% в 1,38 раза. Коэффициент сжимаемости и коэффициент пористости уменьшились, а одометрический модуль деформации увеличился из-за кристаллизации соли в поровом пространстве песчаного грунта, как на свободной поверхности частиц, так и на контактах между ними (рис. 4, 5).

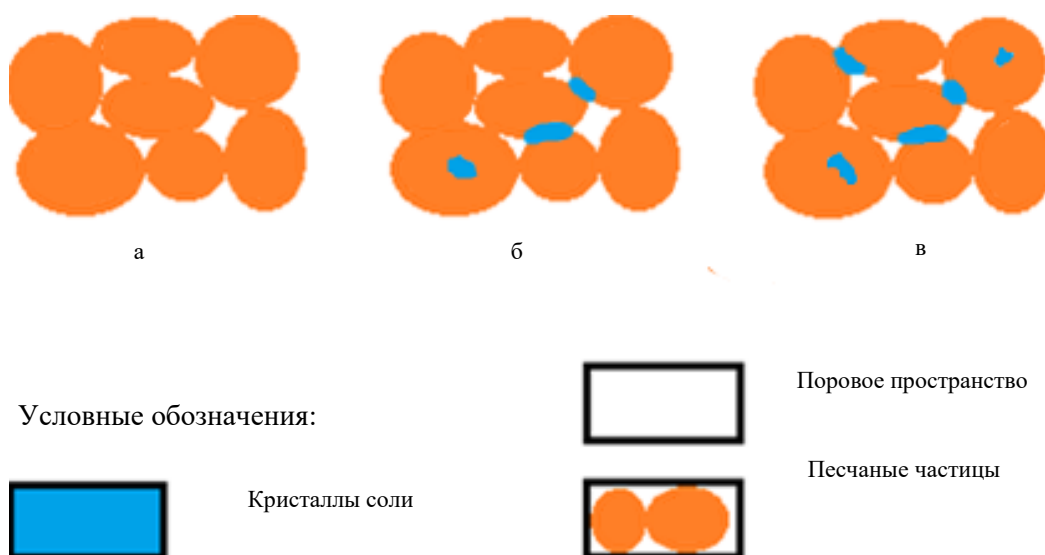
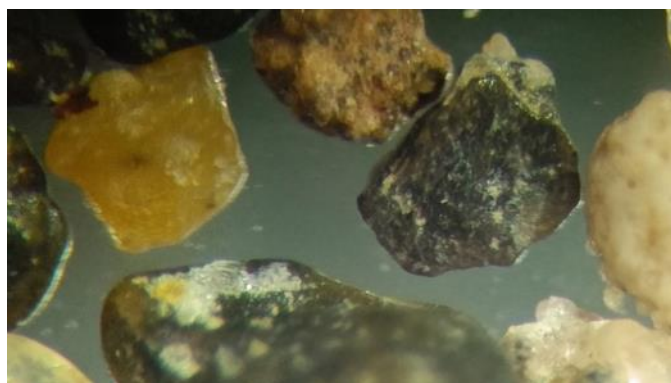


Рис. 4 – Схематичное заполнение порового пространства песчаного грунта солью NaCl
а – исходный песок мелкий; б – песок мелкий слабозасоленный; в – песок мелкий средnezасоленный



а)



б)

Рис. 5 – Кристаллизация соли NaCl на поверхности песчаных частиц (а) и на контактах между частицами (б)

Литература

1. Алифанова А.А. Длительная деформируемость мерзлых засоленных грунтов // Вестник Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 1992. №2. С. 81-87.
2. Брушков А.В. Засоленные многолетнемерзлые породы арктического побережья, их происхождение и свойства. М.: Изд-во МГУ, 1998. 326 с.
3. Потапов А.Д., Платов Н.А., Лебедева М.Д. Песчаные грунты: М.: Изд-во Ассоциации строительных вузов, 2009. 256 с.
4. Фадеев П.И. Пески СССР, ч. 1. М.: Изд-во МГУ, 1951. 291 с.
5. ГОСТ 5180-2015. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.
6. ГОСТ 12248.4-2020 Грунты. Определение характеристик деформируемости методом компрессионного сжатия.
7. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СТРОИТЕЛЬНОЙ ПЛОЩАДКИ ПОД ОБУСТРОЙСТВО ПОЛИГОНА ТВЕРДЫХ БЫТОВЫХ ОТХОДОВ ОКОЛО РАЙОННОГО ЦЕНТРА ХВОРОСТЯНКА САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Искандиров Сергей Владиславович
Казанский (Приволжский) Федеральный Университет
студент магистрант, 2 курса, г. Казань
e-mail:iskandirovs@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Музалевская Лилия Владимировна

Аннотация: Рядом с населенными пунктами, где проживает много людей, возникает необходимость возведения сооружений для безопасного размещения бытовых отходов в окружающей среде. Для этого строят полигоны – площадки, на которых временно хранят, безопасно утилизируют твердые бытовые отходы. Данная работа позволила дать оценку пригодности для размещения полигона складирования твердых бытовых отходов при проведении комплекса защитных мероприятий. По результатам проведенных инженерно-геологических изысканий можно сделать вывод, что участок изысканий в целом пригоден для размещения полигона твердых бытовых отходов с учетом отрицательных физико-геологических процессов.

Ключевые слова: полигон, твердые бытовые отходы, скважина, инженерно-геологический элемент, грунты, Самарская область, Хворостянка.

ENGINEERING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE CONSTRUCTION SITE FOR THE CONSTRUCTION OF A SOLID WASTE LANDFILL NEAR THE DISTRICT CENTER OF HVOROSTYANKA, SAMARA REGION

Iskandirov Sergey Vladislavovich
Kazan (Volga Region) Federal University, 2st year Student, Master's Degree Student, Kazan

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor
Muzalevskaya Lilia

Abstract: Near settlements where many people live, there is a need to erect structures for the safe disposal of household waste in the environment. To do this, landfills are being built – sites where solid household waste is temporarily stored and safely disposed of. This work made it possible to assess the suitability for the placement of a landfill for storing solid household waste during a complex of protective measures. Based on the results of the conducted engineering and geological surveys, it can be concluded that the survey site is generally suitable for the placement of a solid waste landfill, taking into account negative physical and geological processes.

Keywords: landfill, solid household waste, well, engineering and geological element, soils, Samara region, Khvorostyanka.

В административном отношении участок изысканий, отведенный под строительство полигона размещения твердых бытовых и промышленных отходов, находится в юго-западной части Самарской области, 3 км юго-восточнее р.п. Хворостянка, 1,5 км южнее автодороги «Чапаевск – Хворостянка», 2,7 км южнее р. Чагра, в 100 м восточнее дороги на н.п. Чувичи. В геоморфологическом отношении участок изысканий приурочен к Сыртовскому Заволжью, и расположен на пологом левобережном приводораздельном склоне северной экспозиции долины р. Чагра левого притока р. Волги.

Согласно техническому заданию площадь участка, отводимая под полигон ТБО, составляет 10 га; срок эксплуатации 20 лет; расчетная мощность полигона твердых бытовых отходов 11 500 т/год; высота нагружаемости 18 метров; планировочные отметки: глубина выемки котлована составит до 5,0 м; отметка дна котлована – 42,0 м. Бурение скважин выполнялось механическим способом буровой установкой ПБУ-2, с обсадкой, ограниченными рейсами по 0,5 м, с послойным описанием грунтов и отбором проб грунта. Монолиты грунта отбирались тонкостенным грунтоносом методом задавливания. С целью изучения фильтрационных свойств грунтов пробурены 2 гидрогеологические скважины глубиной 10,0-12,0 м, была проведена экспресс-откачка методом тартания, согласно ГОСТ 23278-78 [1].

Статическое зондирование грунтов выполнялось с целью расчленения толщи грунтов на отдельные слои – инженерно-геологические элементы (ИГЭ), уточнения границ инженерно-геологических элементов и определения некоторых физико-механических свойств выделенных элементов, оценки возможности погружения свай в грунты и несущей способности свай. По результатам полевых работ, лабораторных исследований, в соответствии с ГОСТ 25100-2011 [3], статистической обработки результатов определений частных значений характеристик грунтов (ГОСТ 20522-2012) [2] в исследованной толще до разведанной глубины 24,0 м выделено 10 инженерно-геологических элементов с учетом возраста, генезиса.

Фильтрационные свойства грунтов выделенных ИГЭ залегающих с поверхности до глубины изучения 9,6 м и в интервале глубин 15,0 – 21,0 м, определялись в лабораторных условиях на образцах грунта ненарушенной структуры. Наиболее проницаемой частью разреза являются пески, здесь наблюдается значительная фильтрация, в рыхлом состоянии значение $K_f = 0,25 - 2,2$ м/сут. (среднее значение 1,3 м/сут.), в уплотненном – $K_f = 0,11 - 1,12$ м/сут. (среднее значение 0,56 м/сут.). Неогеновые суглинки и глины, залегающие под песками, практически не фильтруют (среднее значение $5,3 \cdot 10^{-5}$ м/сут.)

По результатам выполненных инженерно-геологических изысканий можно сделать следующие выводы и рекомендации:

1. В геологическом строении участка до глубины бурения 24,0 м принимают участие: аллювиально-делювиальные нижнеплейстоценовые-голоценовые отложения (ad I-IV), представленные суглинками, песками, мощность изменяется от 14,1 м до 22,2 м; неогеновые отложения (N2), представленные суглинками, глинами, вскрытая мощность 1,0 – 2,5 м. С поверхности грунты перекрыты почвенно-растительным слоем, представленным глинистыми черноземами (IV). Мощность 0,4 – 0,5 м.

2. Толща грунтов основания проектируемого сооружения до глубины изучения 24,0 м является неоднородной, в ее пределах выделено 10 инженерно-геологических элементов.

3. К отрицательным физико-геологическим процессам в пределах участка изысканий, неблагоприятных для проектируемого сооружения, следует отнести наличие грунтов с просадочными свойствами в верхней толще разреза, представленные суглинками (ИГЭ 3) нижнеплейстоценово-голоценового возраста (ad I-IV) мощностью 1,1-2,3 метра.

4. Гидрогеологические условия участка изысканий до глубины изучения 24,0 м характеризуются наличием подземных вод – первого от поверхности выдержанного водоносного горизонта приуроченного к четвертичным отложениям, залегающего на первом от поверхности водоупоре, представленного неогеновыми глинами N₂, вскрытых на глубинах 14,5 – 15,0 м.

5. По характеру подтопления исследуемый участок относится к потенциально подтопляемой территории (п.5.4 СП 50-101-2004) [4].

6. Фильтрационные свойства пород зависят от литологического состава пород. Наиболее проницаемой частью разреза являются пески, здесь наблюдается значительная фильтрация, в рыхлом состоянии значение $K_f = 1,3$ м/сут., в уплотненном – $K_f = 0,56$ м/сут. Неогеновые суглинки и глины, залегающие под песками, практически не фильтруют (среднее значение $5,3 \cdot 10^{-5}$ м/сут.)

7. Коррозионная агрессивность грунтов в верхней части разреза на глубине 1,0-2,0 метров, представленных суглинками, по отношению к свинцовой оболочке кабеля – низкая и средняя, к алюминиевой – низкая.

Коррозионная агрессивность грунтовых вод на глубинах 5,3 – 6,7 м по отношению к свинцовой оболочке кабеля – средняя, к алюминиевой – низкая.

8. По результатам определения размокаемости грунтов суглинки твердые, полутвердые тяжелые, легкие пылеватые (ИГЭ 3а) до глубины 3,0 м относятся к быстрому и очень быстрому типу размокаемости.

В заключение о пригодности намеченного участка под полигон ТБО и инженерной защите окружающей природной среды следует отметить:

- грунтовые воды развиты на всей площади участка на глубинах 5,3 – 6,7 м (абс.отм. 39,66 – 40,79 м БС), направление грунтового потока совпадает с общим уклоном водораздела;
- наличие специфических грунтов (просадочных) в верхней части разреза в интервале глубин 0,4 – 2,7 (абс.отм. подошвы слоя 43,39 – 44,18) и при проектировании необходимо предусмотреть водозащитные и конструктивные мероприятия.

Таким образом, исследуемый участок в целом пригоден для размещения полигона складирования твердых бытовых отходов при проведении комплекса защитных мероприятий с учетом вышеперечисленных инженерно-геологических условий.

Литература

1. *ГОСТ 23278-78 Грунты. Методы полевых испытаний проницаемости.*
2. *ГОСТ 20522-2012 Грунты. Методы статистической обработки результатов испытаний.*
3. *ГОСТ 25100-2011 Грунты. Классификация.*
4. *СП 50-101-2004 Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений.*

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ СЕДИМЕНТАЦИОННОГО ОБОГАЩЕНИЯ ГЛИН НА ИХ ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА

Королева Наталья Вячеславовна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail: natali_koroleva_2015@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н. Федоров Максим Вячеславович

Аннотация: Глинистые грунты имеют широкое распространение на территории Российской Федерации и стран СНГ, а также являются недорогим сырьем в промышленности с ценными свойствами. Благодаря гравитационному методу обогащения, появляется возможность увеличивать число пластичности в глинистых грунтах, тем самым усиливать адсорбционную способность. Поэтому на сегодняшний день развитие методов обогащения глин и улучшения уже имеющихся свойств, является актуальным и прибыльным направлением.

Ключевые слова: бентонит, каолин, седиментационное обогащение, физические свойства.

STUDY OF THE EFFECT OF SEDIMENTATION ENRICHMENT OF CLAYS ON THEIR PHYSICAL PROPERTIES

Koroleva Natalia

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Fyodorov Maksim

Abstract: Clay soils are widespread in the territory of the Russian Federation and the CIS countries, and are also inexpensive raw materials in industry with valuable properties. Thanks to the gravitational enrichment method, it becomes possible to increase the number of plasticity in clay soils, thereby enhancing the adsorption capacity. Therefore, today the development of methods for enriching clays and improving existing properties is an urgent and profitable direction.

Keywords: bentonite, kaolin, sedimentation enrichment, physical properties.

Введение. Глинистые грунты очень широко распространены на территории Российской Федерации и стран СНГ. Также они имеют широкое применение в различных сферах деятельности, например, строительстве, медицине, нефтяной промышленности. Главным отличительным свойством бентонитовой глины от каолиновой заключается в том, что она набухает в присутствии воды, а при нагревании отдает адсорбированную воду. Это объясняется тем, что связь между структурными слоями слабая молекулярная, поэтому структурные слои могут раздвигаться при поступлении воды и обменных катионов.

В связи с высокой востребованностью глин в деятельности человека, наибольший интерес имеет улучшение свойств глин различными методами обогащения как в промышленных условиях, так и в лабораторных. Обогащение глин делится на несколько видов, в зависимости от желаемых результатов. Химическое (влияние химическими растворами), гравитационное (удаление пустой породы), термическая обработка (влияние разными температурами) и комплексное воздействие. Так, в работе [3] было установлено, что термическая обработка повышает пуццолановую активность глин, что значительно улучшает реологические свойства бетонной смеси. В работе [1] установлено, что при активации глины фосфорной кислотой, повышается адсорбционная способность до 99,07%. В работе [2] установлено, что в агрегате при увеличении давления до 150 Мпа дефектность структуры возрастает за счет дробления частиц, скольжения и смещения частиц между собой.

Таким образом, можно сделать вывод, что различные методы активации глин имеют большой потенциал развития на сегодняшний день.

Поэтому **целью работы** является изучение влияния седиментационного метода обогащения на изменение физических свойств глин.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **задачи**:

- Изучить литературу по различным методам обогащения глин;
- Разработать методику обогащения бентонитовой и каолиновой глин;
- Изучить физические свойства природной и обогащенной глины;
- Сделать выводы о влиянии седиментационного обогащения на физические свойства бентонитовой и каолиновой глин.

Объектом исследования стала четвертичная бентонитовая глина курганского месторождения и четвертичная каолиновая глина нижеуевельского месторождения.

Методика исследования. *Седиментационное обогащение* проводилось в несколько этапов. На первом этапе бралась навеска исследуемого грунта весом 20-25 г., затем тщательно взмучивалась в воде в течение одной минуты, затем отстаивалась в течение 12 минут. За это время происходило оседание крупных песчаных частиц и примесей тяжелых минералов, и их отделение от мелких медленно оседающих глинистых и пылеватых частиц. На втором этапе, не осевшая за 12 минут взвесь исследуемого грунта, извлекалась в емкость объемом 30 литров и в последующем отстаивалась еще в течение 5 суток при комнатной температуре. Далее лишняя жидкость удалялась, а осевшие глинистые частицы помещали в фарфоровые чаши до полного высыхания. Полученная после обогащения масса грунта представляла собой глинистую фракцию с массой не более 3-5 г. Вышеописанные действия продолжались до тех пор, пока не было получено необходимое количество материала, для дальнейшего исследования грунта.

На следующем этапе исследования были определены физические свойства исследуемых образцов: число пластичности, плотность твердых частиц, гигроскопическая влажность, а также гранулометрический состав.

В соответствии с ГОСТ 5180-2015, *граница текучести* определялась как влажность приготовленной из исследуемого грунта пасты, при которой балансирный конус погружался под действием собственного веса за 5 с на глубину 10 мм. В соответствии с этим же ГОСТ определялась *граница раскатывания* (пластичности), которая определялась как влажность перехода грунта из пластичного состояния в твердое. Приготовленная из исследуемого грунта паста, раскатывалась в жгуты диаметром 3 мм до появления трещин и разлома на кусочки длиной 3-10 мм. Результаты экспериментальных данных по определению числа пластичности природной бентонитовой глины представлены в таблице 1, отмученной бентонитовой глины в таблице 2.

Влажность грунта w , % определялась по формуле:

$$W = 100(m_1 - m_0) / (m_0 - m) \quad (1)$$

Где m – масса пустого бюкса с крышкой, г;

m_1 – масса влажного грунта с бюксом и крышкой, г;

m_0 – масса высушенного грунта с бюксом и крышкой, г.

Исходя из результатов влажностей верхнего и нижнего пределов, вычислялось число пластичности, которое определяется разностью влажностей соответствующим двум состояниям грунта.

Определение *плотности твердых частиц* проводилось в соответствии с ГОСТ 5180-2015 пикнометрическим методом. [4]

P_s определялась по формуле:

$$P_s = P_w * m_0 / (m_0 + m_2 - m_1) \quad (2)$$

Где m_0 – масса сухого грунта, г;

m_1 – масса пикнометра с водой и грунтом после кипячения при температуре испытания, г;

m_2 – масса пикнометра с водой при той же температуре, г;

P_w – плотность воды при той же температуре, г/см³

Определение *гранулометрического состава* глинистых грунтов проводилось ареометрическим методом путем измерения плотности суспензии ареометром в процессе отстаивания. Опыт проводился в соответствии с ГОСТ 5180-2015. Ареометрический метод основан на изменении плотности суспензии, изменяющийся по мере выпадения из нее более крупных частиц. [4]

Процентное содержание фракций грунта менее 1,0 мм считалось по следующей формуле:

$$L_c = (P_s * R_p / (P_s - P_w) * m_0) * (100 - R) \quad (3)$$

Где P_s – плотность твердых частиц грунта, г/см³;

P_w – плотность воды, равная 1 г/см³;

m_0 – вес абсолютно сухой средней пробы грунта, г;

R_p – показания ареометра с поправками;

R – суммарное содержание фракции грунта размером более 1,0 мм, %

Для получения более точных результатов, мною было исследовано 20 образцов, из которых 10 образцов бентонита и каолина природного сложения и 10 образцов бентонита и каолина после обогащения, то есть каждый анализ выполнялся 20 раз.

Результаты исследований и их обсуждение. На рисунках 1 и 2 приведены результаты определения гранулометрического состава бентонитовой и каолиновой глин природного сложения и обогащенных седиментационным методом.

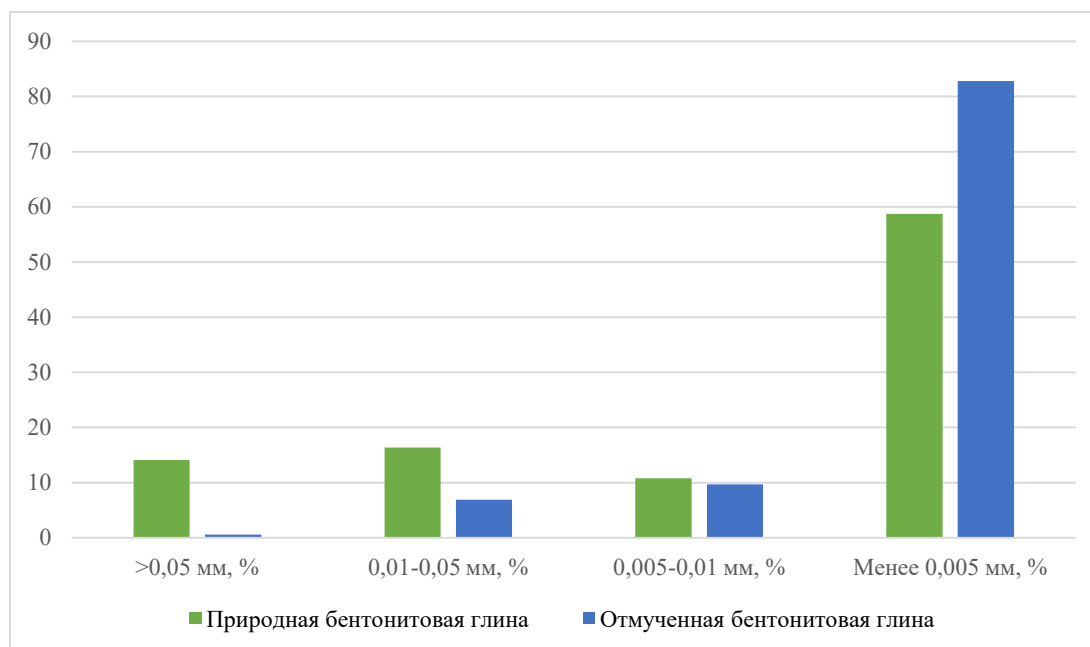


Рис. 1. Изменение гранулометрического состава природной и отмученной бентонитовой глины

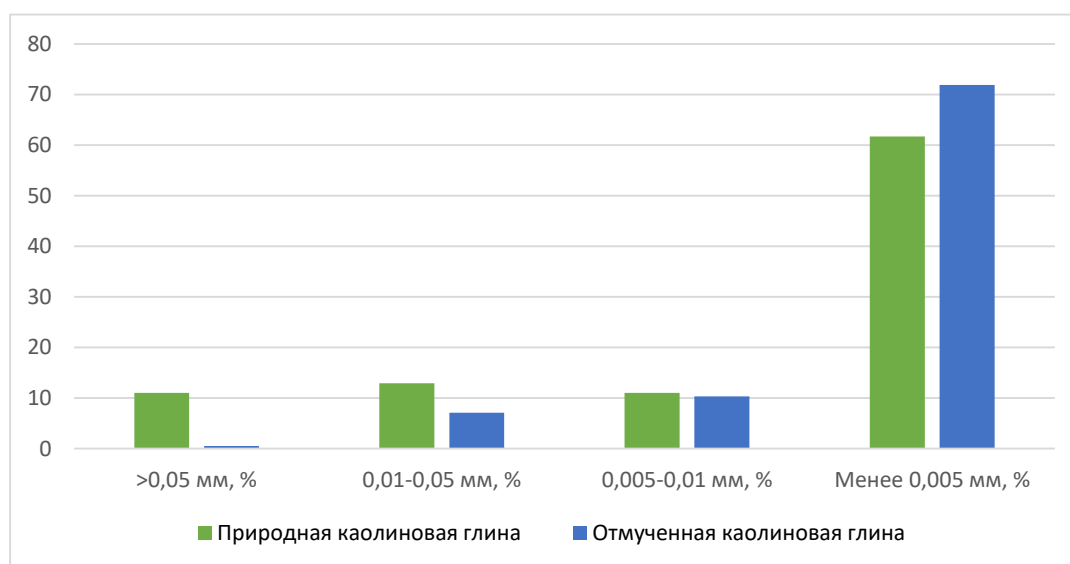


Рис. 2. Изменение гранулометрического состава природной и отмученной каолиновой глины

Результаты показывают, что после седиментационного обогащения в обеих исследуемых глинах изменился гранулометрический состав. Это связано с тем, что относительно крупные песчаные частицы, а также примеси тяжелых минералов, выпали в осадок, а затем были удалены из исследуемой суспензии. Данный факт доказывают результаты определения плотности твердых частиц исследуемых глин.

Результаты определения плотности твердых частиц приведены в таблице 1.

Из приведенных результатов видно, что плотность твердых частиц бентонита уменьшилась с 2,80 до 2,71 г/см³, плотность частиц каолина уменьшилась с 2,73 до 2,66 г/см³.

Таблица 1

Плотность твердых частиц, г/см³

Природная бентонитовая глина	Отмученная бентонитовая глина	Природная каолиновая глина	Отмученная каолиновая глина
2,78	2,71	2,74	2,68
2,77	2,70	2,72	2,67
2,79	2,70	2,72	2,66
2,78	2,69	2,71	2,64
2,80	2,71	2,73	2,66

В таблицах 2,3 приведены результаты определения числа пластичности бентонитовой и каолиновой глин до и после обогащения.

Таблица 2

Журнал определения числа пластичности бентонитовой глины

№	W на границе раскатывания, г	W на границе текучести, г	Число пластичности, %
Природной глины			
1	33,29	62,66	29,37
2	38,01	67,85	29,84
3	36,41	64,32	27,91
4	35,77	63,59	27,82
5	34,56	61,09	26,53
Обогащенной глины			
1	28,66	78,69	50,03
2	26,67	73,44	46,67
3	25,52	75,01	49,49
4	27,05	79,76	52,71
5	29,98	77,99	48,01

Таблица 3

Журнал определения числа пластичности каолиновой глины

№	W на границе раскатывания, г	W на границе текучести, г	Число пластичности, %
Природной глины			
1	30,54	62,71	32,17
2	32,31	61,32	29,01
3	35,77	63,59	27,82
4	28,80	59,43	30,63
5	34,56	64,09	29,53
Обогащенной глины			
1	26,48	66,70	40,22
2	26,73	70,10	43,37
3	31,49	75,29	43,80
4	33,34	74,45	41,11
5	29,36	69,26	39,90

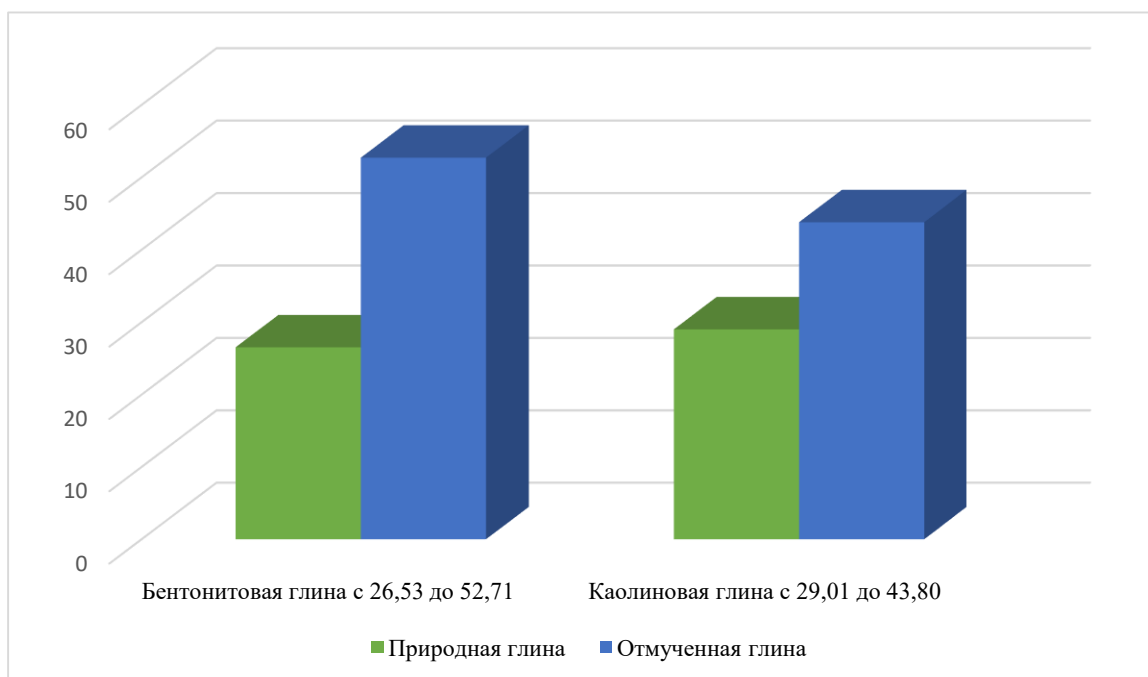


Рис. 3. Изменение числа пластичности природной и обогащенной бентонитовой и каолиновой глин

Результаты показывают, что после седиментационного обогащения число пластичности в обеих исследуемых глинах увеличилось в 1,5-2,0 раза в зависимости от состава, что наглядно продемонстрировано на рисунке 3. Это объясняется тем, что в процессе обогащения, песчаная фракция и примеси тяжелых минералов извлеклись из исследуемого грунта. За счет увеличения глинистых частиц и за счет увеличения жидких оболочек вокруг них, увеличилась влажность на границе текучести, влажность на границе раскатывания уменьшилась, в следствие чего увеличилось число пластичности. Также можно обратить внимание на то, что число пластичности в бентоните больше чем в каолине. Это можно объяснить тем, что число пластичности зависит от количества и толщины жидких оболочек частиц, а они зависят от гидрофильности. Бентонит, за счет монтмориллонита в своем составе, наиболее гидрофилен, по сравнению с каолином.

Заклучение. На основании результатов экспериментальной части исследуемых глин, можно сделать вывод о том, что в процессе отмучивания происходит осаждение песчаных частиц и пылеватых частиц, увеличивается содержание глинистых частиц, в следствие чего уменьшается плотность твердых частиц и увеличивается число пластичности.

Обогащение седиментационным методом обогащения бентонита является наиболее перспективным по отношению к каолину, на это указывает изменение числа пластичности. В дальнейшем полученную глину можно применять в качестве сорбента в медицине или при авариях с загрязнением земель на производствах.

Литература

1. Анарбекова Ж.К., Везенцев А.И. Обработка бентонитовой глины ортофосфорной кислотой. В сборнике: *Инновационные пути решения актуальных проблем природопользования и защиты окружающей среды. Международная научно-техническая конференция. Отв. ред. И.В. Старостина.* 2018. С. 3-9.
2. В.В. Середин, А.В. Андрианов, Ш.Х. Гайнанов, В.И. Галкин, С.С. Андрейко. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering.* 2021. Vol.21, no.1. P.9-16. DOI: 10.15593/2712-8008/2021.1.2
3. Yannick, K. W. N. et al. *Effect of thermal treatment on pozzolanic activity of natural clay\ Journal of Sustainable Research in Engineering* Vol. 7 (4), 2023
4. ГОСТ 5180-2015 «Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик».
5. Осипов В. И., Соколов В. Н., *Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств.* – М.: ГЕОС, 2013 – 576 с.; ил.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ УЧАСТКА СХОДА ОПОЛЗНЯ В СКАЛЬНОМ МАССИВЕ УРЖУМСКОГО ЯРУСА ПРИ ПРОХОДКЕ ДОРОЖНОЙ ВЫЕМКИ У СЕЛА ГРЕБЕНИ (ТАТАРСТАН)

Красноперов Никита Александрович

Институт геологии и нефтегазовых технологий

бакалавр 3 года обучения, г. Казань

e-mail: nik.krasnoperov.03@mail.ru

Королёв Альберт Эдуардович

Институт геологии и нефтегазовых технологий

магистрант 2 года обучения, г. Казань

e-mail: albert-korolev-kpfu@mail.ru

Научный руководитель: *к.г.-м.н., доцент Королёв Эдуард Анатольевич*

Аннотация: В работе рассмотрены инженерно-геологические условия участка схода оползня у села Гребени в процессе обустройства дорожной выемки. Установлены предпосылки активизации оползневого процесса, приобретенные скальным массивом на стадии седиментации осадочных пород и последующих их тектонических деформаций. При седиментации в скальном массиве образовались слои водоносных песчаников и слабых глинистых грунтов. Тектонические вертикальные движения способствовали складчатому изгибанию пластов осадочных пород и формированию в них дизъюнктивных нарушений. При прокладке автодороги в бортах дорожной выемки создались условия для схода оползня.

Ключевые слова: Татарстан, автодорога, выемка, грунтовый массив, оползень.

ENGINEERING-GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE LANDSLIDE SITE IN THE ROCK MASSIF OF THE URGUM STORY DURING THE CONSTRUCTION OF A ROAD CUTTING NEAR THE VILLAGE OF GREBENI (TATARSTAN)

Krasnoperov Nikita

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, 3st year Student, Kazan

Korolev Albert

Institute of Geology and Oil and Gas Technologies, 2th year Master's Degree Student, Kazan

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Korolev Eduard*

Abstract: The work examines the engineering and geological conditions of the landslide site near the village of Grebeni during the construction of a road excavation. The prerequisites for the activation of the landslide process, acquired by rock massifs at the stage of sedimentation and sedimentary rocks and their subsequent tectonic deformations, have been established. During sedimentation in the rock mass, layers of aquiferous sandstones and weak clayey soils were formed. Tectonic vertical movements contributed to the folding of sedimentary rock layers and the formation of disjunctive faults in them. When laying the road in the sides of the road excavation, conditions were created for a landslide.

Key words: Tatarstan, road, excavation, soil massif, landslide.

Проходка автодорожных трасс федерального значения часть сопровождается большими объемами земляных работ. Уже на этапе планировки и подготовки местности под строительство

инженерного сооружения происходит закладка и обустройство дорожных выемок значительной глубины и протяженности. За счет этого существенно нарушаются условия залегания горных пород, что в ряде участков может привести к активизации процессов оползания и обрушения [3, 4]. В данной работе рассматриваются инженерно-геологические особенности строения подобных потенциально опасных участков дорожной выемки у села Гребени Республики Татарстан.

Следует сказать, что автодорожная магистраль у села Гребени проходит через антиклинальное поднятие, известное как Октябрьская купольная структура. Поэтому здесь высоты рельефа достигают 170-180 м. При обустройстве мостового перехода через долину реки Волга с гипсометрическими отметками в 53,0 м пришлось закладывать дорожную выемку глубиной до 80,0 м. В результате этого в бортах выемки обнажились осадочные породы уржумского яруса. В 2022 г в правом борту техногенной выработки сошел оползень, что обусловило детальное инженерно-геологическое изучение участка.

Анализ строения грунтового массива на участке схода оползня показал, что процесс был подготовлен геологической историей формирования территории восточной части Приволжской возвышенности. В уржумский век здесь существовал мелководный бассейн седиментации типа изолированного внутриконтинентального моря-озера [1]. В условиях континентального аридного климата в бассейне породообразования накапливались соли, повышая минерализацию воды. В придонной части моря-озера шло накопление пластов сингенетических микрозернистых доломитов с включениями гипсовых линзочек. Периодически с суши речными водами осуществлялся привнос терригенно-глинистого материала, разбавлявшего карбонатную седиментацию. В это время на дне бассейна откладывались розовые, красные и зеленовато-серые доломитовые мергели. В случае полного подавления карбонатной седиментации отлагались красно-бурые глины. В отдельные периоды с суши шел интенсивный снос обломочного материала, который отлагаясь формировал слои полиминеральных алевролитов и мелкозернистых песчаников зеленовато-серой окраски. Таким образом, был сформирован карбонатно-терригенный комплекс осадочных пород, состоящий из переслаивающихся слоев светло-серых доломитов, розово-красных и зеленовато-серых доломитовых мергелей, красно-бурых глин, зеленовато-серых алевролитов и песчаников. Мощность осадочного комплекса может достигать до 120 м и более. Снизу вверх по разрезу отмечается тенденция уменьшения доли карбонатных пород и увеличение терригенно-глинистых. В процессе диагенеза все осадочные породы уплотнились, литифицировались и приобрели химические структурные связи кристаллизационного и цементационного типа. При этом слои доломитов, мергелей, глин, алевролитов и песчаников в пределах континентальной суши на многие сотни километров сохранили горизонтальное залегание, приобретенное на стадии седиментации. Так было до начала мезозоя. В мезо-кайнозойский этап тектоно-магматической активизации Восточно-Европейской платформы на территории Татарстана стали формироваться инверсионные поднятия системы Вятских Увалов [2]. В результате этого в восточной части Приволжской возвышенности образовались цепочки купольных поднятий, одним из которых является Октябрьская купольная структура. Воздымание слоев осадочных пород сопровождалось развитием в них тектонических нарушений. Складчатые деформации слоев жестких несжимаемых осадочных пород сопровождалась их разрушениями разнонаправленными тектоническими трещинами. На склонах купольного поднятия образовались многочисленные параллельные друг другу сбросы с амплитудами смещения слоев до 0,8 м, а также грабены с опущенными участками шириной до 5,0 м, ограниченными плоскостями смещения. Между протяженными тектоническими трещинами смещения осадочные породы раздроблены более мелкими по размерам трещинами на блоковые, плитчатые и щебнистые отдельности (рис. 1). Надо полагать, что все трещины своим происхождением обязаны напряжениям, возникающим при пликативных деформациях слоев доломитов, мергелей, глин, алевролитов и песчаников.

Участок схода оползня у села Гребени пространственно приурочен к западному склону Октябрьского купольного поднятия. При вскрытии пород скального массива уржумского яруса в стенках дорожной выемки отчетливо видно их складчатое залегание. Широкие, симметричные антиклинальные и синклинальные складки постепенно опускаются относительно друг друга с купольной части поднятия вниз по склону к подножию. На крыльях складок, особенно антиклинальных, фиксируются многочисленные параллельные тектонические трещины, по которым произошло смещение слоев осадочных пород относительно друг друга. На крыле одной из антиклинальных складок, где были сконцентрированы близко расположенные дизъюнктивные нарушения и произошел сход оползня. Границами тела оползня послужили тектонические трещины, глубоко уходящие в тело скального массива и прорезающие все слои осадочных пород на определенном гипсометрическом уровне в разрезе. Ложем оползня стал слой обводненного мелкозернистого песчаника, в кровле которого повсеместно залегает слой (до 8 см) зеленовато-серой пластичной глины, обогащенной



Рис. 1. Фото правого склона дорожной выемки у села Гребени с тектоническими нарушениями залегания осадочных пород.

органическим веществом. Следует сказать, что подобные глинистые слойки встречаются по всему разрезу, залегаю по границам доломитовых мергелей с доломитами и аргиллитоподобными красно-бурыми глинами. Фактически тонкие слойки пластичных глин делят массив скальных пород на крупные блоки, залегающих друг над другом. Их наличие существенно ослабляет устойчивость вскрытого грунтового массива из-за наличия более слабых водно-коллоидных структурных связей. Формирование оползневого тела происходило за счет образования на уступах верхних террас, сложенных трещиноватыми доломитовыми мергелями и красно-бурыми глинами, многочисленных трещин отрыва. Развитие протяженных трещин отрыва происходило постепенно, относительно длительный период, за время которого в нижележащие породы постоянно проникали подземные инфильтрационные воды. По способу смещения оползень является детрузивным. По положению поверхности скольжения оползень инсеквентный, поскольку поверхность смещения пересекает все слои осадочных пород разного состава. В верхней части оползневого тела в скальном массиве в области схода грунта сформировался оползневой цирк, ограниченный со стороны выемки практически вертикальными стенками срыва. Высота стенок составляет около 8,0 м. Тело оползня имеет сложное строение. В верхней части преобладают рыхлые породы, представленные дресвяно-щебнистыми обломками осадочных пород с многочисленными включениями угловатых глыб доломитов и доломитовых мергелей, а также более крупных блоков не развалившихся осадочных пород. Последние имеют произвольную пространственную ориентировку в теле оползня, никак не связанную с их естественным положением в разрезе. В средней и нижней части оползневого тела уже прослеживаются элементы блочного строения. За счет смещения крупных фрагментов осадочных пород ненарушенного сложения вдоль плоскости скольжения в основание оползня образовались три террасы, возвышающиеся друг над другом. Блочные фрагменты перемещенных пород имеют относительно сходную пространственную ориентировку в теле оползня, совпадающую с их положением в скальном массиве. Судя по особенностям строения стенок блочных фрагментов пород их отделение друг от друга в горизонтальной плоскости произошло вдоль тонких увлажненных глинистых зеленовато-серых слойков, в вертикальной плоскости – вдоль тектонических трещин. С боков и частично сверху крупные блоки осадочных пород с ненарушенной структурой и текстурой засыпаны глинисто-дресвяно-щебеночным материалом. Со временем высота оползневых террас нивелируется за счет гравитационного перемещения крупнообломочных и дисперсных слабо связанных грунтов оползневого тела. Особенности строения оползня позволяют предположить, что процесс смещения грунтовых масс осуществлялся посредством сдвига блоков осадочных пород вдоль вогнутой криволинейной поверхности (рис.2). Причиной схода оползневого тела послужила обводненность слоев песчаников и глин за счет проникновения атмосферных осадков.



Рис. 2. Оползень в правом борту выемки у села Гребени

Учитывая выше сказанное можно сделать следующие выводы:

1. Предпосылки активизации оползней при нарушении естественного залегания пород в скальном массиве обусловлены геологической историей развития территории Приволжской возвышенности.
2. Участки проявления оползневых процессов в стенках автодорожной выемки пространственно тяготеют к крыльям пологих антиклинальных складок, осложненным многочисленными тектоническими нарушениями (сбросы, горсты, сдвиги).
3. Возникновению оползней способствуют следующие факторы: протяженные дизъюнктивные нарушения, разделяющие скальный массив на крупные блоки отдельностей, слабо связанных друг с другом; присутствие среди доломитов и доломитовых мергелей слоев водоносных песчаников и пластичных глин, обогащенных органическим веществом; высокая трещиноватость массива, обуславливающая проникновение в грунтовые толщи вод атмосферных осадков.
4. Особенности залегание осадочных пород в массиве создают условия для формирования детрузивных, инсеквентных оползней, сдвиг которых происходит по вогнутой криволинейной поверхности, секущей слою доломитов, доломитовых мергелей, глин, алевролитов и песчаников.

Литература

1. Бабенышев В.М. Геологическое строение района Верхнекамской впадины в северо-восточной части Волго-Уральской антеклизы // Региональная геология. 2023. №95. С. 21-33.
2. Копп М.Л. Вятские дислокации: динамика формирования и выражение в новейшей структуре (Восточно-Европейская платформа) // Геотектоника. 2012. №6. С. 55-77.
3. Латыпов А.И., Гараева А.Н., Яббарова Е.Н., Усманов Р.М., Королёв А.Э. Природно-техногенные геодинамические процессы, активизированные при устройстве выемок грунта трассы М-12 на территории Приволжской возвышенности // В сборнике: Сергеевские чтения. Фундаментальные и прикладные вопросы инженерной геодинамики. Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии. Москва, 2023. С.104-108.
4. Петров Н.Ф., Павлов А.Н., Никонорова И.В., Яковлев Е.Ю., Александров А.Н. Оползни на автомобильной дороге М-7 «Волга» (Москва – Казань, 583–584 км) в правобережье р. Сура в Чувашской Республике // Современные проблемы науки и образования, 2012. №6. С.625.

ВЛИЯНИЕ АУТИГЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ ПЛЕНОК НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНЪЕКЦИОННОГО ЗАКРЕПЛЕНИЯ ПЕСЧАНЫХ ГРУНТОВ МОДИФИЦИРОВАННЫМ РАСТВОРОМ АЛИФАТИЧЕСКОЙ ЭПОКСИДНОЙ СМОЛЫ

Летуновская Светлана Сергеевна

Московский Государственный университет им. М.В. Ломоносова

магистрант 2 курса, г. Москва

e-mail: svetlana26122000@yandex.ru

Пензева Елена Петровна

Московский Государственный университет им. М.В. Ломоносова

студентка 2 курса, г. Москва

e-mail: penzevaer@ty.msu.ru

Пензев Антон Петрович

Московский Государственный университет им. М.В. Ломоносова

аспирант 2 курса, г. Москва

e-mail: penzevar@ty.msu.ru

Научный руководитель: *д.г.-м.н., профессор Самарин Евгений Николаевич*

Аннотация: Исследовано влияние карбонатных поверхностных пленок на укрепление грунтов инъекционным раствором на основе алифатической эпоксидной смолы и коллоидного кремнезема. Объектом исследования послужили модельные образцы песчаных грунтов с искусственно созданными карбонатными поверхностными пленками; содержание карбонатов в песчаных грунтах не превышает 1,72%. Прочность закрепленных модельных образцов изменяется в диапазоне от 0,58 до 1,25 МПа. Наличие кальцитовых слаболигитированных пленок в песчаных грунтах приводит к снижению итоговой прочности в сравнении с использованием природных песков аллювиального генезиса.

Ключевые слова: инъекционное закрепление грунтов, поверхностные пленки, песчаные грунты, эпоксидная смола, коллоидный кремнезем

THE EFFECT OF AUTIGENIC CARBONATE FILMS ON THE EFFECTIVENESS OF INJECTION FIXATION OF SANDY SOILS WITH A MODIFIED SOLUTION OF ALIPHATIC EPOXY RESIN

Letunovskaya Svetlana

Moscow State University, 2nd year Master's Degree Student, Moscow

Penzeva Elena

Moscow State University, 2nd year Student, Moscow

Penzev Anton,

Moscow State University, 2nd year Post-graduate Student, Moscow

Research Supervisor: *Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Samarin Evgeniy*

Abstract: The effect of carbonate surface films on soil strengthening with an injection solution based on aliphatic epoxy resin and colloidal silica has been studied. The object of the study was model samples of sandy soils with artificially created carbonate surface films; the content of carbonates does not exceed 1.72%. The strength of the fixed model samples varies in the range from 0.58 to 1.25 MPa. The presence of calcite weakly

polymerized films in sandy soils leads to a decrease in the final strength in comparison with the use of natural sands of alluvial genesis.

Keywords: injection fixing of soils, surface films, sandy soils, epoxy resin, colloidal silica.

Химическое инъекционное закрепление является одним из эффективных методов улучшения прочностных свойств грунтов. Качество укрепления песков зависит от многих геологических факторов, однако, влияние кальцитовых аутигенных образований остается малоизученным [1,5]. В ранее выполненных исследованиях [10] отмечена двоякая роль карбонатов при закреплении песчаных грунтов методом смолизации, так как с одной стороны они способствуют созданию толстых и плотных пленок инъекционного раствора вокруг песчаных частиц, а с другой – приводят к частичной сорбции отвердителя и препятствуют протеканию реакции поликонденсации.

С целью определения влияния кальцитовых пленок на эффективность закрепления песчаных грунтов модифицированным раствором алифатической эпоксидной смолы были созданы модельные образцы песчаных грунтов с карбонатными аутигенными пленками. В качестве исходного грунта использовался аллювиальный песок второй надпойменной террасы р. Клязьма (аQIII²), мономинеральный, с содержанием кварца не менее 93-95%, с примесью полевых шпатов и пироксена, средний (по ГОСТ 25100-2020) [2].

Аутигенные образования удалялись с природных песков по модифицированной методике, предложенной Е.Н. Огородниковой [6]. Для создания модельных образцов проводилось полное удаление естественных поверхностных пленок путем нагревания навески грунта с 5% растворами соляной (HCl) и щавелевой кислот (C₂H₂O₄) с последующим отмучиванием обработанного песчаного грунта дистиллированной водой. Нейтрализация песка после кислотной обработки проводилась добавлением 10% раствора гидроксида аммония (NH₃).

Кальцитовые поверхностные пленки создавались путем добавления 15%-го раствора карбоната натрия (Na₂CO₃) и хлорида кальция (CaCl₂) в высушенный песчаный грунт, с дальнейшим перемешиванием до однородного состояния. При взаимодействии растворов происходит осаждение карбоната кальция (форм. 1).



Грунт с осажденными поверхностными пленками промывался дистиллированной водой до полного удаления хлорида натрия (NaCl).

Инъекционное закрепление песков проводилось методом пропитки, описанным в работе [8]. В инъекционную колонну укладывался песок с плотностью сложения 1,70 г/см³. В качестве вяжущего был выбран модифицированный раствор алифатической эпоксидной смолы [7].

Для исследования эффективности инъекционного закрепления использовались сборные инъекционные колонны собственной разработки [8]. Инъекция рабочего раствора производилась при поддержании постоянного давления в 1,5 атм., продолжительностью порядка 10 минут. Через 1 сутки полученные образцы высотой 5 см и диаметром 2,5 см помещались в эксикатор и хранились в воздушно-влажной среде на протяжении 1-го месяца. По истечении данного периода определялось значение прочности на одноосное сжатие на приборе МП-2С, также контролировалось изменение плотности и влажности по длине инъекционной колонны согласно общепринятой методике [3,4].

Характер распределения аутигенных образований на поверхности зерен изучался под бинокулярным микроскопом (рис. 1). Модельные образцы имеют светло-серую окраску, наблюдается островное распространение карбонатных поверхностных пленок, приуроченных к неровностям и углублениям поверхности песчаных частиц. Отдельные песчаные зерна покрыты тонким железистыми пленки от светло-желтого до рыжевато-коричневого цвета, а на наиболее хорошо окатанных зернах аутигенные образования практически отсутствуют. Содержание карбонатов составляет 1,72%.

Прочность закрепленных песков с карбонатными поверхностными пленками спустя месяц после инъекционной обработки изменяется в диапазоне от 0,58 до 1,25 МПа. Среднее значение – 0,85 МПа. Важно отметить, что наибольшими значениями прочности отличаются образцы, приближенные к точке инъекционной обработки. По длине инъекционной колонны наблюдается закономерное снижение прочностных и физических свойств укрепленных образцов. Разрушение происходит по наиболее ослабленной части (рис. 2). Значения плотности образцов изменяются от 1,98 до 2,04 г/см³, влажности – от 9 до 12%.



Рис. 1. Песчаные зерна с искусственно нанесенной карбонатной поверхностной пленкой. Фото под бинокулярным микроскопом. Черным цветом обозначены границы распространения аутигенных пленок



Рис. 2. Внешний вид закрепленных песчаных грунтов с карбонатными поверхностными пленками после испытаний на одноосное сжатие

С целью определения характера заполнения порового пространства гелем затвердевшего раствора и более подробного описания распространения карбонатных аутигенных образований на поверхности песчаных зерен были проведены анализы при помощи растрового электронного микроскопа LEO 1450VP, выполненные с.н.с., Черновым М.С. Микрокристаллические карбонатные пленки

толщиной до 8-14 мкм, приурочены к неровностям и дефектам поверхности. Наблюдаются отдельные кубические кристаллы NaCl размером до 1-3 мкм. Наличие редких кристаллов солей говорит о неполном удалении хлорида натрия в процессе отмытия песчаного грунта. Сополимеризовавшийся гель рабочего раствора имеет однородную структуру, однако на контакте с аутигенными образованиями наблюдается преобразование в рыхлую сетчатую структуру, которая и образует поверхностные рубашки вокруг зерен толщиной от 2,5 до 14 мкм. Наблюдается частичное усыхание геля рабочего раствора вследствие хранения образцов в воздушно-влажных условиях, что приводит к неполному заполнению наиболее крупных пор.

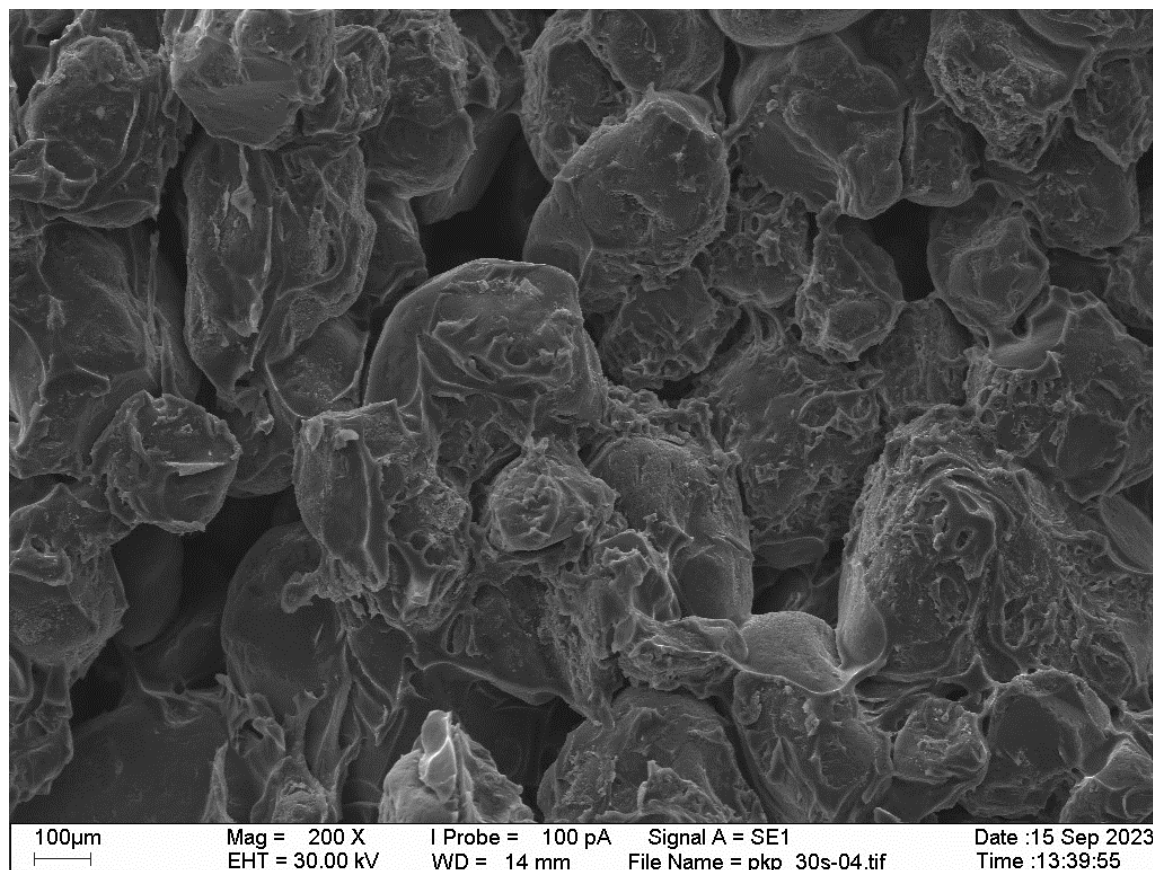


Рис. 3. Электронно-микроскопический снимок закрепленного песчаного грунта с карбонатной поверхностной пленкой; 200 крат. увеличение (съемка выполнена Черновым М.С.)

С целью оценки характера и качества заполнения порового пространства были проведены исследования с помощью компьютерной микротомографии (µКТ), выполненной инженером Ермолинским А.Б. Общая пористость песчаного грунта с карбонатной пленкой до инъекционной обработки составляет 30-36%, спустя 1 месяц после закрепления – 7,1-11,8%, наблюдается закономерное увеличение при удалении от точки инъекции. В наиболее крупных порах наблюдается пространство, свободное от затвердевшего геля.

При закреплении песчаных грунтов с карбонатной поверхностной пленкой, пористость снижется в 3 раза, а средняя прочность достигает 0,85 МПа, что ниже, чем у закрепленных исходных песчаных грунтов (1,90 МПа) [9], что объясняется снижением адгезии инъекционного раствора к поверхности, покрытой кальцитовыми аутигенными образованиями.

Таким образом, модифицированный раствор на основе алифатической эпоксидной смолы показывает меньшую эффективность при обработке песков с карбонатными поверхностными пленками, однако, достигается удовлетворительная прочность и существенное снижение пористости, что позволяет использовать его в качестве укрепляющей рецептуры для закрепления песчаных грунтов.

Литература

1. Воронкевич С.Д. Основы технической мелиорации грунтов. – М.: Научный мир, 2005. – 504 с.
2. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация. – М.: Стандартиформ, 2020 – 41 с.
3. ГОСТ 5180-2015. Грунты. Методы определения физических характеристик. М.: Стандартиформ, 2019 – 20 с.
4. Лабораторные работы по грунтоведению: Учебное пособие/ Под ред. В.Т. Трофимова и В.А. Королева. 3-е изд., перераб. и доп. М.: КДУ, Университетская книга, 2017 – 654 с.
5. Мулюков Э.И. Роль карбонатных и глинистых примесей при смолизации. Закрепление и уплотнение грунтов в строительстве. Тезисы докладов на IX Всесоюзном научно-техническом совещании. Москва, «Стройиздат», 1978.- с. 174 – 178.
6. Огородникова Е.Н. Взаимодействие минералов и песков с карбамидной смолой в целях закрепления песчаных грунтов: Дис. ... канд. геол.-мин. наук, М., 1970 – 227 с.
7. Пензев А.П., Самарин Е.Н. Инъекционный раствор для закрепления пескосодержащего массива. #RU 2785 603 C1, 2022.
8. Пензев А.П., Самарин Е.Н., Чернов М.С., Ермолинский А.Б., Фуникова В.В., Соколов В.Н. Закрепление песчаных и пылеватых грунтов модифицированным раствором эпоксидной смолы. Инженерная геология, Том XVIII, №3/2023 – с. 68-81.
9. Пензев А.П., Сергеев Р.В., Летуновская С.С. Целенаправленное упрочнение массивов песчаных грунтов растворами на основе алифатической эпоксидной смолы. Материалы Международного Молодежного форума «Ломоносов-2023», секция «Геология», подсекция «Инженерная и экологическая геология».
10. Ржаницын Б.А. Закрепление песчаных грунтов синтетическими смолами. //Материалы Совещания по закреплению грунтов. Киев, Академия строительства и архитектуры УССР, 1962, с.130-134.

УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ КАРСТА УЧАСТКА АВТОДОРОГИ В АРЗАМАССКОМ РАЙОНЕ НИЖЕГОРОДСКОЙ ОБЛАСТИ

Паршакова Екатерина Владимировна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: P.V.Katerina11@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Ковалёва Татьяна Геннадьевна

Аннотация: в районе г. Арзамас, где должна проходить автомобильная дорога, можно выделить 4 участка с разной степенью карстоопасности. В ходе исследования были произведены анализ физико-географических условий объекта, условий развития карста, а также изучение карстоопасности, условий строительства и эксплуатации отдельно взятых участков дороги.

Ключевые слова: карстоопасность, карст, сульфаты, воронки.

KARST DEVELOPMENT CONDITIONS OF THE ROAD SECTION IN ARZAMAS DISTRICT OF NIZHNY NOVGOROD REGION

Parshakova Ekaterina

Perm State University, 3rd year student, Perm

Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kovalyova Tatiana

Участок трассы автодороги проходит на юге Нижегородской области, начиная с рабочего поселка Выездное до станции Арзамас-1.(рис.1)

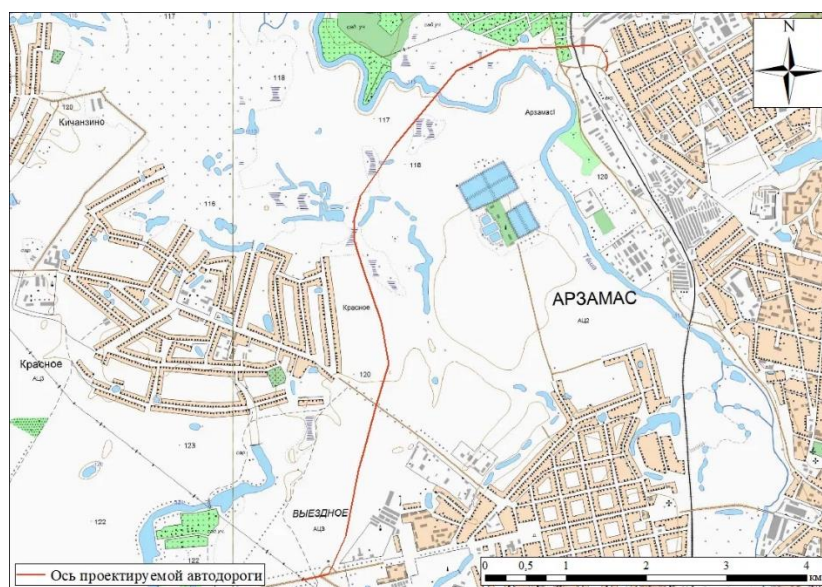


Рис. 1. Локальное расположение автодороги (sas planet)

Нижегородская область находится в восточной части Русской равнины, сложный и расчленённый рельеф характерен для данного района, данный рельеф образуется сочетанием разных по составу и высотам возвышенностей, и низменностей.

Юг Нижегородской области, относится к Приволжской возвышенности. Густое и глубокое расчленение рельефа можно считать особенностью данного района, исходя из чего можно сделать вывод о залегании грунтовых вод, залегающих на достаточно глубоком уровня, а также сильной дренированности поверхностных толщ горных пород.

Водоснабжение севера Нижегородской области обеспечивает Ветлужский и Московский артезианский подземный бассейн. Водоупорным основанием для него служат четвертичные, неогеновые, нижнетриасовые и верхнепермские отложения. Для подземных вод характерен гидрокарбонатный магниевый-кальциевый состав слабой минерализации и повышенное содержание железа.

Водная толща защищена от техногенных загрязнений кровлей из водоупорных пород. Водоупором являются верхнепермские отложения. Известняк и доломит обеспечивают низкоминерализованную карбонатную серию воды магниевый-кальциевый и сульфатно-карбонатного состава.

Характер рек на прямую зависит от наличия карста. Закарстованные реки, такие как Вадок и Сережа в некоторых районах сильно уменьшаются и истощаются.

Для развития какого-либо биологического или природного процесса всегда необходимо выполнение определенного перечня условий, которые описывают характер этого процесса, обстановку развития и другие внешние факторы, оказывающие своё влияние на процесс.

Таким образом, определение таких факторов развития, связей процесса с другими природными явлениями это ключ к формулированию и познанию закономерностей этого процесса.

Карст – геологический процесс, который всегда развивается в местах, где одновременно действуют четыре условия: растворимость горных пород, их водопроницаемость, движущиеся подземные воды и их растворяющая способность [3].

На территории прохождения дороги присутствуют все 4 основных условия для развития карста, также на данной территории, относящейся к Арзамасско-Павловскому карстовому району, развит карбонатно-сульфатный карст. В этом районе карст является покрытым, так как исследуемые породы перекрыты покровной толщей, сложенной нерастворимыми отложениями. Также карст является глубоким, т.к. указанные породы располагаются ниже сжимаемой толщи основания сооружений.

Карбонатные и сульфатные породы являются наиболее распространёнными в Нижегородской области растворимыми (карстующимися) породами. Карст в таких случаях называется карбонатным и сульфатным соответственно. К карбонатно-сульфатному типу относятся породы с карстующимися породами обоих пород.

В Нижегородской области карстующиеся породы покрыты слоями водопроницаемых и водонепроницаемых грунтов. При этом протекает карстово-суффозионный процесс, что подразумевает собой вынос песчаноглинистых грунтов (суффозия) в нижерасположенные полости и трещины

Чаще всего на исследуемой территории встречаются следующие карстопроявления: карстовые провалы, локальные оседания, общие оседания, карстовые (карстово-суффозионные) просадки.

На территории исследования пробурены 73 скважины, глубиной 6-60 м, большинство скважин вскрывают только четвертичные отложения, представленные суглинком и песком. А остальные скважины намного больше по глубине и вскрывают пермские отложения, а именно уржумского яруса (P2ur) и немдинского горизонта (P2nm) биармийского отдела, сакмарского (P1s) и ассельского (P1a) ярусов приуральского отдела.

Уржумские отложения вскрываются на глубинах 13 – 29 м и представлены глиной красновато – коричневой и красной. Под уржумскими отложениями залегают немдинские, они сложены элювиальным грунтом и серовато – белым известняком. Вскрываются на глубинах 7 – 40 м. Сакмарские отложения вскрываются на глубине 22 – 43 м и представлены белым слоботрещиноватым гипсом. Ассельские отложения характеризуются серым прочным доломитом и вскрываются на глубине 36 – 53 м.

В Арзамасско-Павловском районе на участках, наиболее подверженных карстообразованию, растворимые карстующиеся породы, обычно залегают на малых глубинах. Чаще всего такие породы перекрыты глинистыми грунтами четвертичного и пермского возраста. По долинам рек карстоопасные породы залегают под четвертичными аллювиальными отложениями, на склонах долин иногда выходят на поверхность. По литологическому типу в большей степени карст карбонатно-сульфатный и только в

некоторых случаях карбонатный или сульфатный, так как породы в скважинах гипсы, доломиты; покрытый тип.

К известнякам и доломитам и верхней части гипсо-ангидритовой толщи приурочен напорный водоносный горизонт, нижним водупором для которого служит монолитная часть гипсо-ангидритовой толщи. Участок исследования относится к волго-сурскому артезианскому бассейну. Он связан с верхним каменноугольными, нижними казанскими и, ассельскими отложениями. [2]

Из поверхностных карстопроявлений наиболее распространены провалы (карстовые воронки).

Если рассматривать примерно район, в котором будет проходить автомобильная дорога, используя карту (рис.2), то можно выделить 4 участка с разными категориями карстоопасности (по СП 11-105-97 ч.II):

1. Наиболее южный район дороги с категорией карстоопасности по интенсивности правалообразования: I-III.
2. Южная часть центра дороги попадает на территорию с категорией: II-IV.
3. Немного севернее дорога проходит через земли с карстоопасностью: III-V.
4. Самый север дороги относится к категории: IV-VI.

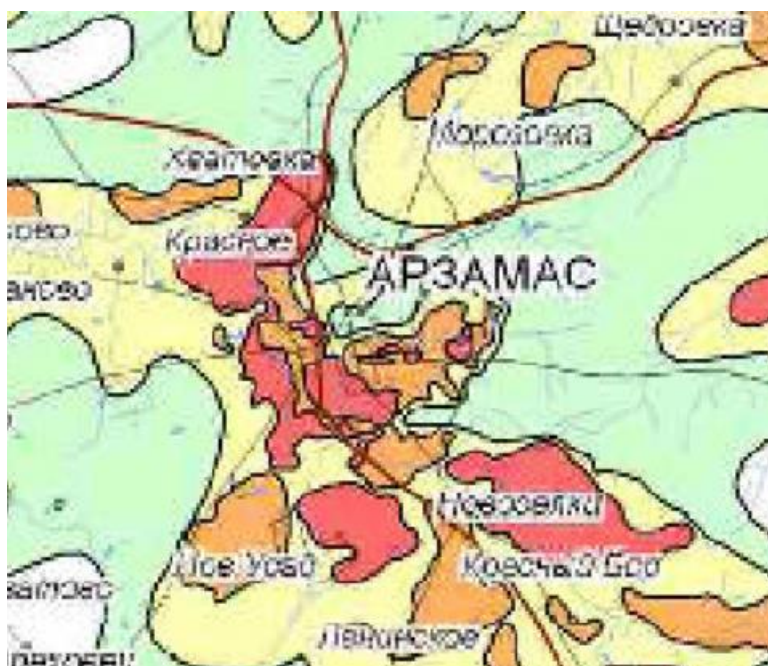


Рис. 2. Вкопировка из Карты развития карстовых (карсто-суффозионных) процессов Нижегородской области [2].

Южный район дороги больше всего подвержен карстообразованию. Поэтому необходимо учитывать негативное влияние карста при инженерно-строительном освоении считается весьма высокой. Для следующих участков автомобильной дороги эта необходимость считается высокой, пониженной и низкой соответственно.

На первой части дороги, в связи с повышенной карстоопасностью, действуют несколько условий строительства освоения, таких как: строительство особо опасных и технически сложных объектов, как правило, не рекомендуется. В случаях, когда строят уникальные объекты или сооружения нормального и повышенного уровня ответственности нужно обязательно проводить специальные изыскания и комплекс противокарстовой защиты.

Если же строительство данного участка дороги осуществится, то необходимо выполнять следующие условия эксплуатации: для сооружений повышенного и нормального уровня ответственности обязательно надо проводить объектный карстологический мониторинг, а также выполнять комплекс противокарстовых мероприятий эксплуатационного характера.

На втором участке дороги, с высокой необходимостью учета негативного влияния карста также следует учитывать что: строительство особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, сооружений повышенного и нормального уровня ответственности возможно при обязательном проведении специальных изысканий и конструктивной противокарстовой защиты. И в последующем,

выполнить объектный карстологический мониторинг для сооружений повышенного уровня ответственности, а также выполнить комплекс противокарстовых мероприятий эксплуатационного характера.

В зоне дороги с категорией карстоопасности III-V возможно строительство особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, сооружений повышенного и нормального уровня ответственности только при обязательном проведении специальных изысканий и необходимо выполнение противокарстовой защиты в зависимости от результатов изысканий на участке строительства. В таком районе, как правило, проводится карстологический мониторинг для особо опасных, технически сложных и уникальных объектов, выполняется комплекс противокарстовых мероприятий эксплуатационного характера.

Для самого северного района автодороги с самой низкой карстоопасностью действуют меньше всего ограничений в строительстве, таких как: создание особо опасных, технически сложных, уникальных экологически опасных объектов, при условии проведения специальных изысканий, а строительство большинства сооружений будет без ограничений. И, в свою очередь, необходимо выполнение противокарстовых мероприятий архитектурно планировочного и эксплуатационного характера.

В заключении можно сказать, что строительство автомобильной дороги на юге Нижегородской области, начиная с рабочего поселка Выездное до станции Арзамас-1 с точки зрения карстоопасности возможно, но только после проведения противокарстовых мероприятий и более глубокого исследования данного района, с возможным переносом части дороги в районы с меньшей подверженностью карстообразования.

Литература

1. Гвоздецкий Н. А. Карст. Москва, издательство "Мысль", 1981г. 251стр.
2. Рекомендации по проведению инженерных изысканий, проектированию, строительству и эксплуатации зданий и сооружений на закарстованных территориях. Правительство Нижегородской области, Департамент градостроительного развития территории Нижегородской области. Нижегородской области. Нижний Новгород, 2012г. 139стр.
3. Соколов Д. С. Основные условия развития карста. Москва, государственное научно-техническое издательство литературы по геологии и охраны недр, 1962г. 323стр.

ФОРМИРОВАНИЕ ЦЕМЕНТАЦИОННЫХ КОНТАКТОВ В ПЕСЧАНЫХ ГРУНТАХ ПРИ ЦИКЛИЧЕСКОМ ЗАМАЧИВАНИИ

Летуновская Светлана Сергеевна

*Московский Государственный университет им. М.В. Ломоносова
магистрант 2 курса, г. Москва
e-mail: svetlana26122000@yandex.ru*

Пензева Елена Петровна

*Московский Государственный университет им. М.В. Ломоносова
студент 2 курса, г. Москва
e-mail: penzevaer@ty.msu.ru*

Пензев Антон Петрович,

*Московский Государственный университет им. М.В. Ломоносова
аспирант 2 курса, г. Москва
e-mail: penzevar@ty.msu.ru*

Научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Самарин Евгений Николаевич

Аннотация: Проведено исследование циклического капиллярного замачивания олигомиктовых мелких песков слабоконцентрированными комплексными растворами, содержащими жидкое стекло и хлорид натрия. Показано, что в местах наибольшего сближения песчаных зерен формируются капиллярные мениски. При их высыхании наблюдается конденсация солей, что приводит к формированию контактов цементационного типа между песчаными частицами. При расстоянии между зернами менее 25 мкм формируются капиллярные мениски, а сплошной контакт образуется при расстоянии не более 10-15 мкм.

Ключевые слова: песчаные грунты, силикатные пленки, цементационные контакты, структурная прочность.

FORMATION OF CEMENTATION CONTACTS IN SANDY SOILS DURING CYCLIC SOAKING

Letunovskaya Svetlana

Moscow State University, 2nd year Master's Degree Student, Moscow

Penzeva Elena

Moscow State University, 2nd year Student, Moscow

Penzev Anton

Moscow State University, 2nd year Post-graduate Student, Moscow

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Professor Samarin Evgeniy

Abstract: A study of cyclic capillary soaking of oligomictic fine sands with weakly concentrated complex solutions containing liquid glass and sodium chloride has been carried out. It is shown that capillary menisci form in the places of the greatest convergence of sand grains. When they dry, salt condensation is observed, which leads to the formation of cementation-type contacts between sand particles. When the distance between the grains is less than 25 microns, capillary menisci are formed, and continuous contact is formed at a distance of no more than 10-15 microns.

Keywords: sandy soils, silicate films, cementation contacts, structural strength.

Формирование структурной прочности в песках происходит посредством образования фазовых и цементационных контактов между песчаными зернами [3], но кинетика данного процесса в природных условиях остается дискуссионной, однако в работе [2] отмечено, что формирование контактов быстро и явно проявляется при наличии высоких концентраций легкорастворимых солей.

Таким образом, целью данной работы послужило изучение процесса формирования цементационных контактов в песках за счет кристаллизации гидратированного кремнезема из капиллярно-стыковых менисков при циклическом замачивании в лабораторных условиях.

В качестве объекта исследования выбраны мелкие пески (mJ_3) [1], отобранные на территории Люберецкого карьера, а также мелкие пески (D_{3sv}) [1], отобранные в долине р. Пачковка, в окрестностях Псково-Печерского монастыря. Плотность песчаного грунта при укладке в капиллярные трубки составляла $1,7 \text{ г/см}^3$.

Для циклического замачивания песка, помещенного в стеклянные трубки $d=2,5 \text{ см}$ и $h=20 \text{ см}$, использовалась капиллярная пропитка. После наступления невозможности пропитки трубки с песчаным грунтом методом капиллярного промачивания применялся пролив сверху, что позволило получить равномерное распределение цементационного вещества по длине колонны. Качество промачивания контролировалось визуально, по изменению окраски песка в капиллярной колонне, а также исходя из возможности отбора образцов для последующего анализа.

Колонна с песчаным грунтом пропитывалась раствором силиката натрия ($\rho=1,03 \text{ г/см}^3$, $M_c=3,3-3,6$), с добавлением $0,1N \text{ NaCl}$ в равных долях. При проливе колонны использовалось разбавленное водой жидкое стекло с указанными характеристиками. Сущность эксперимента состоит в создании циклического насыщения-осушения песков слабоконцентрированным раствором силиката натрия, что соответствует природному процессу формирования аутигенных пленок силикатного состава путем их выпадения в осадок в пределах капиллярной каймы при многократном промачивании песков (рис. 1).



Рис. 1. Циклическое замачивание песка методом капиллярной пропитки

С помощью капиллярного поднятия было проведено 5 циклов водонасыщения, методом пролива – 3 цикла. Время между испытаниями подбиралось экспериментально, исходя из влажности и температуры воздуха. Спустя 8 циклов насыщения-осушения образцов песка имело место проявление видимой структурной прочности.

В результате циклического капиллярного поднятия формируются кристаллизационные капиллярные мениски в местах, где расстояние между песчаными зернами не превышает $25-35 \text{ мкм}$

(рис. 2). При высыхании капилляра формируется контакт цементационного типа, напоминающий по форме мениск. Первоначально структура контакта неравномерная, ячеистая, а при последующих замачиваниях формируется более равномерный мениск из гидратированного кремнезема, который впоследствии становится сплошным. Также отмечается проявление структурной прочности.

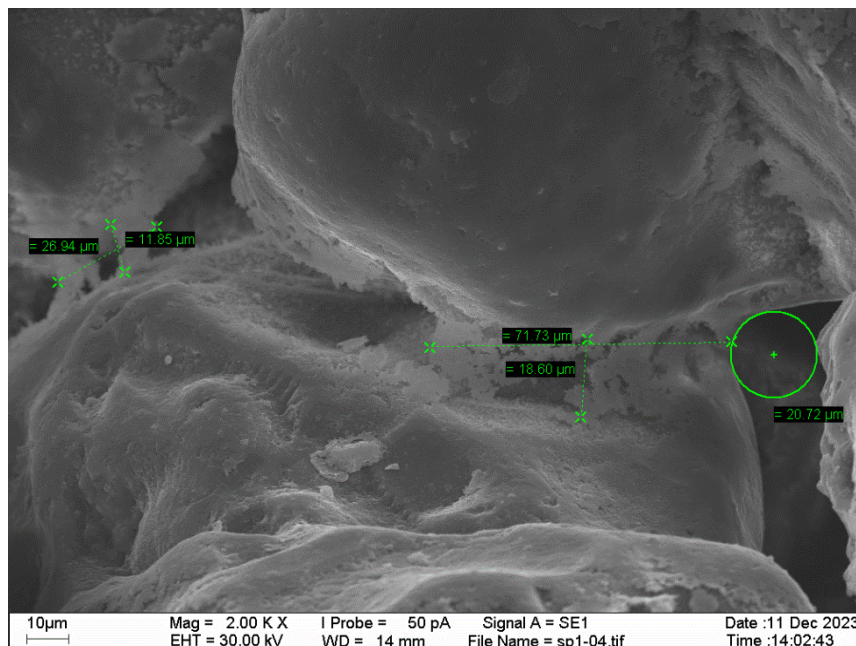


Рис. 2. Формирование цементационного контакта между песчаными зернами после 5 циклов капиллярной пропитки (съемка выполнена Черновым М.С.)

Микронзондовые исследования показали наличие некоторого количества NaCl, что также подтверждается результатами РЭМ, однако кристаллы соли, размер которых не превышает 3-5 мкм, не принимают участия в формировании цементационных контактов между песчаными зернами и, в основном, кристаллизуются на дефектах поверхности. Следует отметить, что на поверхности песчаных зерен после проведения серии экспериментов не наблюдается формирования пленки силикатного состава.

При расстоянии между зернами порядка 10-15 мкм образуется более качественный сплошной контакт (рис. 3). Также отмечено, что увеличение количества циклов замачивания песчаного грунта раствором жидкого стекла приводит к полноценному заполнению контактов менискового типа. Сплошной контакт между песчаными зернами формируется в местах наибольшего сближения частиц, где происходит полноценное заполнение порового пространства. Увеличение циклов замачивания грунта, а также использование раствора жидкого стекла без добавления децинормального раствора хлорида натрия приводит к вымыванию кристаллов солей, отмеченных на рисунке 2. Однако данный факт не оказывает влияние на форму и качество цементационных контактов.

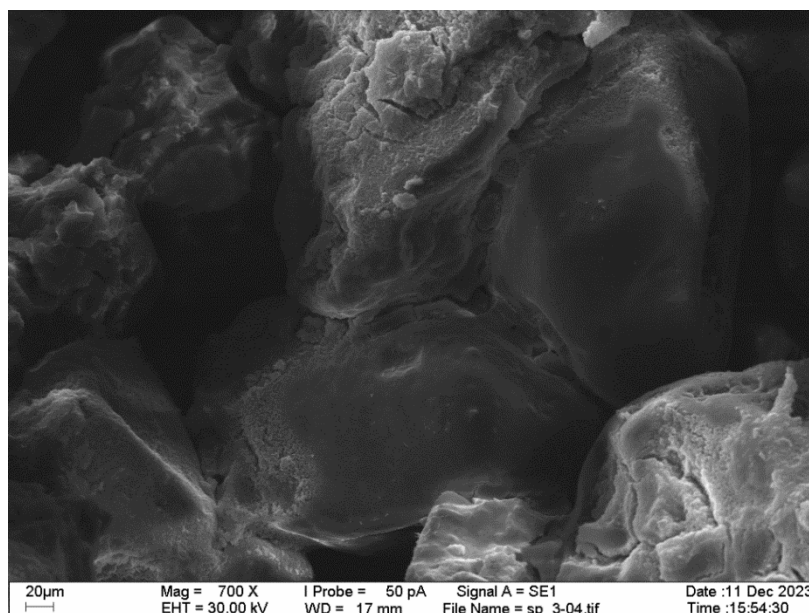


Рис. 3. Образование контакта цементационного типа после 8 циклов замачивания песчаного грунта
(съемка выполнена Черновым М.С.)

Использование капиллярной пропитки, а также пролива слабokonцентрированных комплексных растворов позволяет получить более полное представление о природе формирования цементационных контактов. Важно отметить, что наибольшее влияние на исследуемый процесс оказывает плотность сложения песчаного грунта, а также концентрация используемых растворов.

Литература

1. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация. – М.: Стандартинформ, 2020 – 41 с.
2. Грунтоведение/Трофимов В.Т., Королев В. А., Вознесенский Е.А., Голодковская Г.А., Васильчук Ю. К., Зиангиров Р.С. Под редакцией В. Т. Трофимова. – 6-е изд., переработ. и доп. – М; Изд-во МГУ, 2005 – 1024 с.
3. Лабораторные работы по грунтоведению: Учебное пособие / Под ред. В.Т. Трофимова и В.А. Королева. – 3-е изд., перераб. И доп. – М.: КДУ, Университетская книга, 2017. – 654 с.
4. Песчаные грунты России. Том 1/ В.Т. Трофимов и др. Под ред. В.Т. Трофимова. Москва: Изд-во Московского университета, 2021 – 394 с.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССА ПОДТОПЛЕНИЯ В ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННЫХ СИСТЕМАХ

Постоева Яна Валерьевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 3 курса, г. Пермь
e-mail: postoevayana4@gmail.com*

Москаленко Вячеслав Александрович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: moskalenkoVA2003@yandex.ru*

Научный руководитель: *к.г.-м.н. Тихонов Владимир Павлович*

Аннотация: Статья рассматривает актуальную проблему подтопления и его особенности в пределах природно-техногенных систем (ПТС). В статье анализируются особенности ПТС, требования строительных правил к изысканиям на подтопленных территориях и прогнозу подтопления. Рассматривается барражный эффект в ПТС и его влияние на процесс подтопления с учетом переуплотненных грунтов в основании сооружений в целях более корректного прогноза в природно-техногенных системах, что является важным условием обеспечения безопасности и устойчивости инженерных сооружений.

Ключевые слова: подтопление, природно-техногенные системы, барражный эффект, инженерные изыскания, гидродинамика потока.

FEATURES OF THE FLOODING PROCESS IN NATURAL-TECHNICAL SYSTEMS

Postoeva Yana Valerievna

Perm State University, Student 3rd year, Perm

Moskalenko Vyacheslav Alexandrovich

Perm State University, Student 3rd year, Perm

Research Supervisor: *Candidate of Geology and Mineralogy Tikhonov Vladimir*

Abstract: The article examines the current problem of flooding and its features within natural-technogenic systems (NTS). The article analyzes the features of the NTS, the requirements of building regulations for surveys in flooded areas and the forecast of flooding. The barrage effect in the NTS and its influence on the flooding process are considered, taking into account overconsolidated soils at the base of structures in order to make a more correct forecast in natural-technogenic systems, which is an important condition for ensuring the safety and stability of engineering structures.

Keywords: flooding, natural-technogenic systems, barrage effect, engineering surveys, flow hydrodynamics.

Процесс подтопления и его актуальность

В настоящее время процесс подтопления очень актуален в связи с изменением климата и увеличением частоты экстремальных погодных явлений. Подтопление становится все более серьезной проблемой для многих регионов, приводя к значительным материальным потерям, угрозе жизни и здоровью людей, а также негативно влияя на экологическое состояние территорий. В связи с этим

необходимо разработать и внедрять эффективные меры по предотвращению и управлению подтоплениями, чтобы обеспечить безопасность и устойчивое развитие общества.

Подтопленным считается участок земной поверхности с глубинами залегания уровня подземных вод менее 3 м. Для нормального использования подтопленной территории требуются мероприятия по понижению уровня подземных вод и другие защитные мероприятия. Возможны случаи, когда даже при глубоком залегании уровня подтопление может серьезно осложнить строительство и эксплуатацию сооружений, в частности при барражном эффекте. Барражный эффект возникает вследствие полного или частичного перекрытия водоносного горизонта подземным сооружением или его частью, проявляется в подъеме уровня подземных вод перед преградой фильтрационному потоку и его снижении за ней. При подтоплении, как следствии барражного эффекта, возникает возможность развития дополнительных осадок основания сооружений, поскольку происходит ухудшение деформационных и прочностных характеристик грунтов.

В соответствии с требованиями нормативно-технической документации следует учитывать особенности территории планируемого строительства. Согласно п. 8.1.4 СП 11-105-97 [6] инженерно-геологические изыскания в районах развития подтопления должны обеспечивать:

- изучение и оценку гидрогеологических условий территории (региона, района, площадки, участка, трассы) объектов строительства; выявление источников подтопления и загрязнения подземных и поверхностных вод;
- выполнение прогноза изменения гидрогеологических условий с учетом вызываемых подтоплением негативных последствий;
- оценку опасности возникновения и развития подтопления при различных видах использования территории;
- получение необходимых параметров для обоснования проектных решений по строительству (реконструкции) зданий и сооружений в условиях развития подтопления и их инженерной защите;
- разработку предложений и рекомендаций по организации и ведению гидродинамического и гидрохимического мониторинга подземных вод и развития сопутствующих процессов.

При выполнении прогнозов изменения гидрогеологических условий (режима подземных вод, динамики ареалов загрязнения подземных вод и др.) рекомендуется составлять гидрогеологическую модель территории, регулярно пополняемую новой информацией при последующих изысканиях. Продолжительность периода, на который составляется прогноз изменения гидрогеологических условий на застроенных территориях, должна составлять 5-15 лет. Каждые 5 лет прогноз должен корректироваться в соответствии с изменением техногенной нагрузки (новое строительство, реконструкция, расширение или ликвидация объектов). Кроме этого, прогноз должен предсказывать изменение гидродинамических условий на территории планируемого строительства и учитывать влияние переуплотнения грунтов в основании сооружений, что определяет степень развития подтопления.

Понятие «подтопление» применяется в связи с освоением территории (района планируемой застройки, полосы трассы, участка строительства зданий и сооружений). Подтопленной обычно считается территория, для нормального использования которой требуются мероприятия по понижению уровня подземных вод и другие защитные мероприятия, и наоборот, неподтопленной, — если для данного вида использования территории этих мероприятий не требуется. Подтопление возникает не только при высоком уровне стояния грунтовых вод. Возможны случаи, когда даже при глубоком залегании уровня (более 10-15 м) подтопление может существенно осложнять строительство и эксплуатацию некоторых сооружений (зданий с глубоким заложением фундаментов, подземных гаражей и торговых комплексов, линий метрополитена и т.п.).

При проектировании оснований, фундаментов и подземных сооружений необходимо учитывать гидрогеологические условия площадки и возможность их изменения в процессе строительства и эксплуатации сооружения, а именно — техногенные изменения уровней подземных вод [7]. Под влиянием нагрузки от сооружения в грунтовом основании фундамента образуется упругое жесткое ядро, которое существенно снижает фильтрационные свойства грунтов и создает своеобразный барражный эффект ниже глубины заложения фундамента. Эта специфическая особенность грунтов практически не учитывается при оценке возникающего подпора грунтового потока.

До настоящего времени не имеется надежных теоретических и практических методов определения глубины развития деформаций грунтов в основании сооружений в зависимости от различных факторов, влияющих на этот процесс. В нормативно-технической документации (СП 22.13330.2016) представлен способ определения осадок грунтов методом послойного суммирования, в котором за сжимаемую толщину основания принимается толщина, ниже которой дополнительное давление

не превышает 20% величины природного давления. Глубина развития зоны деформаций при этом в 2,5 – 3 раза меньше сжимаемой толщи, устанавливаемой нормами проектирования. Согласно СП 22.13330.2016 (п. 5.6.41) минимальная глубина сжимаемой толщи составляет от $4+0,1b$ (м) до 10 м при различной ширине фундамента. По данным экспериментальных исследований установлено, что активная область, участвующая в деформациях основания, составляет от $2b$ до $5b$, где b – характерный размер фундамента в метрах [1]. Различие требований в определении глубины зоны деформаций существенно усложняют проведение исследований и корректность прогноза развития подтопления.

Таким образом, нижняя граница сжимаемой толщи под фундаментом находится на значительно больших глубинах, чем подземная часть фундамента, что следует учитывать при оценке величины барражного эффекта.

Особенности природно-техногенных систем

Развитие человеческого общества привело к тому, что природные геосистемы постепенно вытесняются системами, имеющими техногенную составляющую. Природно-техногенная система (ПТС) – совокупность природных и технических объектов, взаимосвязано функционирующих на территории в различных пропорциях присутствия. Природные и антропогенные системы не разграничены в пространстве и функционируют в условиях постоянного взаимодействия и взаимного влияния протекающих в них процессов. ПТС состоит в различных пропорциях из природной (исходной) и техногенной составляющих, объединенных функциональными связями.

Основные компоненты ландшафта, такие как рельеф, горные породы, климат, и до некоторой степени, природные воды сохраняют свои основные особенности и в пределах ПТС, оказывая решающее влияние на ее общее состояние. В свою очередь ПТС обуславливает загрязнение атмосферного воздуха, почвы, поверхностных и подземных вод, активизацию инженерно-геологических процессов, изменение температурного и влажностного режима почвы.

Основным критерием допустимости строительства хозяйственных объектов и коммуникаций является сохранение геологической средой и экосистемой способности выполнять свои функции. В частности в проектной документации должны быть разработаны мероприятия по предотвращению развития опасных инженерно-геологических процессов на специфической территории ПТС.

Особенностью ПТС следует считать комплексность взаимодействующих на геологическую среду факторов обусловленных степенью промышленного освоения территории и спецификой естественных геологических и гидрогеологических условий. Методы оценки состояния ПТС должны в полной мере учитывать сложность системы и быть комплексными. Наиболее динамичным компонентом ПТС являются грунтовые воды, как важное звено круговорота вещества и энергии в природно-технических системах; имеют тесную связь с поверхностными водами, почвой, растительностью и животным миром. Многие исследователи игнорируют эту особенность, что приводит к неполной оценке негативных последствий антропогенных воздействий на природную среду [2,3]. В частности гидродинамические особенности ПТС определяют степень опасности процесса подтопления на территории планируемого строительства объектов.

Барражный эффект в ПТС

Важнейший инженерно-геологический процесс, развивающийся в пределах ПТС – подпор подземных вод и подтопление. На территориях с незначительной глубиной положения уровня грунтовых вод (УГВ) строительство зданий, имеющих фундаменты глубокого заложения, в результате барражного эффекта приводит к повышению риска подтопления смежных участков с находящимися на них сооружениями. Барражный эффект – это подъем УГВ перед преградой по потоку и его снижение за ней вследствие перекрытия фильтрационного потока подземных вод (ПВ). Кроме непосредственного перекрытия фундаментом потока подземных вод значительное влияние на формирование барражного эффекта оказывает переуплотнение грунтов основания под нагрузкой. При возведении здания или сооружения наблюдается постоянное возрастание давления по подошве фундаментов. При таком характере воздействия в грунтовом основании, как и во всяком твердом теле, возникает напряженно-деформирующее состояние (НДС), которое адекватно интенсивности приложенной внешней нагрузки, причем возникает оно не только в точках контакта подошвы фундамента сооружения и грунта основания, но и на значительной глубине (рис. 1).

Области пластических деформаций в основании сооружения зарождаются не только у краев фундамента, но и на стыке сжимаемой толщи с грунтовой толщей. С ростом нагрузок эти области соединяются и заходят под фундамент, образуя жесткое ядро сечения. Наибольшие деформации грунтов происходят в верхней части ядра. Краевые области разрушения грунта основания смыкаются на глубине и в результате расклинивающего действия уплотненного ядра, устанавливается такое

состояние, при котором малейшее увеличение нагрузки приводит к потере несущей способности. Грунтовые частицы укладываются более плотно и уменьшают объем пор, ранее заполненных воздухом. В результате повышается прочность грунта, понижаются его водопроницаемость и высота капиллярного поднятия. Ультрапоры грунта практически полностью заполнены прочносвязанной водой и движение гравитационно свободной воды в них при бытовых давлениях невозможно. В предельном напряженном состоянии грунтов происходит максимальное уплотнение и уменьшение пористости. Следствием является резкое снижение водопроницаемости грунтов основания и развивается подпор подземных вод, причиной которого является практически водонепроницаемое ядро из уплотненных грунтов.

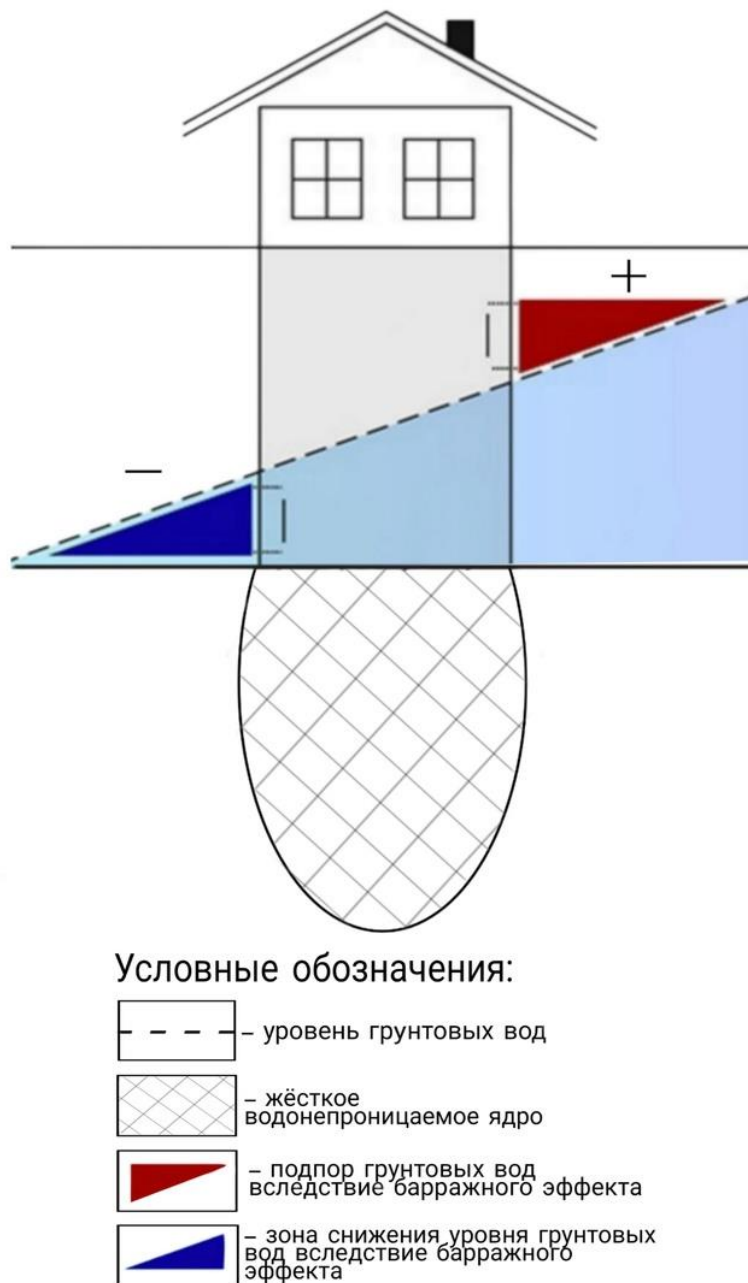


Рис. 1. Схема формирования подпора вследствие барражного эффекта [5]

Подтопление, связанное с барражным эффектом, широко развито на территориях современных городов и промышленных комплексов. К локальным факторам относятся подпор подземных вод от эффекта барража подземных и фундаментов надземных сооружений, от инфильтрации утечек из водонесущих коммуникаций, а также переуплотненного грунтового ядра в основании сооружений.

Особенности изучения подтопления для прогноза в ПТС

С учетом особенностей формирования барражного эффекта и подтопления в ПТС была проведена экспертная оценка прогнозного изменения гидродинамических условий потока грунтовых вод в связи с

планируемым строительством сушильного отделения калийного рудоуправления в Соликамском городском округе (рис. 2). Территория представлена элювиально-делювиальными грунтами. Профиль коры выветривания характеризуется дисперсной зоной состоящей из подзон глинистых продуктов выветривания и обломочной дресвяной. Подзона глинистых продуктов сложена преимущественно элювиальными слабоструктурными суглинками, в составе которых содержится значительная примесь дресвы и щебня. Делювиальные грунты представлены супесчаным и суглинистым составом. По материалам прошлых лет и проведенным инженерно-геологическим изысканиям глубина залегания грунтовых вод изменяется от 2,8 м до 1,7 м. Направление движения потока грунтовых на запад в сторону автомобильной дороги, проложенной по верхней части оврага. По тальвегу оврага протекает ручей с переменным стоком дренируемых грунтовых вод. Общее направление разгрузки подземного потока северо-западное.

На территории исследований построены два промышленных здания с глубиной заложения фундаментов 3,2 м. Анализ карты гидроизогипс и материалов мониторинга показывает, что перед этими зданиями сформировались две локальные зоны подпора в связи с барражным эффектом от фундаментов. На поверхности потока грунтовых вод эти зоны представлены своеобразными куполообразными поднятиями. Подземный поток обтекает эти «возвышенности», концентрируясь между зданиями. Ниже по потоку планируется строительство сушильного отделения с глубиной заложения фундаментов 3,5 м., которое создаст собственную зону подпора и подтопления территории. Барражный эффект будет формироваться не только за счет перекрытия потока фундаментами, но и за счет постепенно уплотняющегося грунта, создающего водонепроницаемое ядро под фундаментом. Сформированная куполообразная зона подпора от проектируемого здания перекроет направление разгрузки грунтовых вод к автомобильной дороге, и поток вынужденно изменит направление движения по образовавшейся ложбине стока в сторону промышленной площадки рудоуправления. Кроме этого, планируемое размещение нового здания будет препятствовать разгрузке грунтовых вод вдоль автомобильной дороги, которая также создает барражный эффект от веса насыпи. Таким образом, зоны подпора от различных сооружений на территории ПТС объединяются и могут иметь значительные размеры, что существенно изменит гидродинамику грунтовых вод на территории.

В процессе инженерных изысканий на территории ПТС следует учитывать особенности концентрации промышленных зданий и сооружений, структуру их расположения на территории, гидродинамику существующего потока грунтовых вод и возможные прогнозируемые изменения уровня и направления разгрузки. Особенности процесса подтопления в ПТС заключаются в создании барражного эффекта не только за счет перекрытия потока фундаментами зданий, но и за счет формируемого водонепроницаемого ядра грунтов сжимаемой толщи в основании зданий, что существенно усиливает подпор. В профессиональной литературе практически отсутствуют исследования барражного эффекта за счет совместного влияния фундаментов и переуплотненного водонепроницаемого ядра грунтов в основании зданий. Вследствие своей теоретической и практической важности эта проблема требует постановки режимных наблюдений за формированием барражного эффекта в целях прогнозирования степени развития на территории ПТС процесса подтопления.

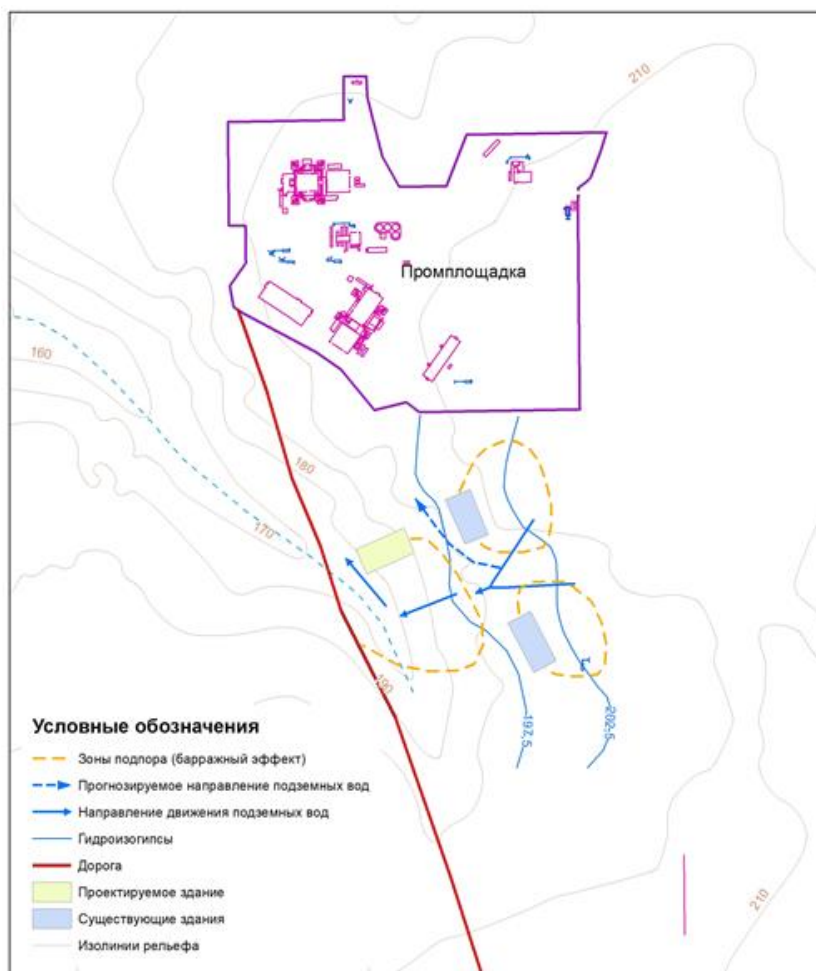


Рис. 2. Прогнозное изменение гидродинамических условий потока грунтовых вод в Соликамском городском округе

Литература

1. В.Б. Швец, Г.Б.Кульчитский. Экспериментальные исследования глубины сжимаемой толщи основания под подошвой штампов // ОФМГ, №1, 1970, 4 с.
2. Грабовников В.А., Рубейкин В.З., Самсонов Б.Г., Самсонова Л.М. Формирование и строение ореолов рассеяния вещества в подземных водах. М., «Недра», 1977, 136 с.
3. Минин Г.Д., Мингазетдинова А.А. К вопросу охраны подземных вод в нефтедобывающих районах (на примере Туймазинского района Башкирской АССР). — В кн.: Гигиенические вопросы охраны внешней среды в нефтяной и нефтехимической промышленности. Уфа, Башгосуниверситет, 1974, 17—22 с.
5. Оценка барражного эффекта при строительстве заглубленных сооружений на программе ANSDIMAT [Электронный ресурс]. URL: Оценка барражного эффекта при строительстве заглубленных сооружений на программе ANSDIMAT (дата обращения: 20.03.24).
6. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. — М.: Госстрой России, 2003. — 52 с.
7. СП 22.13330.2016. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*. — М.: Минстрой России, 2016. — 4 с.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СУФФОЗИОННОГО ИЗМЕНЕНИЯ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА СПЕЦИФИЧЕСКИХ КАРБОНАТНЫХ ГРУНТОВ

Рякина Ярослава Алексеевна

*Казанский (Приволжский) Федеральный Университет, Институт Геологии
и Нефтегазовых Технологий, студент 3 курса, г. Казань
e-mail: ryakina03@bk.ru*

Научный руководитель: к.т.н. доцент Латыпов Айрат Исламгалиевич

Аннотация: В области инженерной геологии актуальной задачей является экспериментальное моделирование суффозионных процессов. В данной статье рассматривается моделирование суффозии дисперсных карбонатных грунтов на трещиноватом скальном массиве, используя раздвижную трещину. Полученные результаты могут быть полезны для улучшения методов предотвращения суффозии и повышения безопасности при строительстве на трещиноватых скальных массивах.

Ключевые слова: суффозия, дисперсный элювиальный грунт, гранулометрический состав, неоднородность, карбонатный грунт.

EXPERIMENTAL STUDIES SUFFUSION CHANGE IN GRANULOMETRIC COMPOSITION OF SPECIFIC CARBONATE SOILS

Ryakina Yaroslava Alekseevna

Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU, 3rd year Student, Kazan

Scientific chief: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor Latypov Airat

Abstract: In the field of engineering geology, an urgent task is the experimental modeling of suffusion processes. This article discusses the modeling of suffusion of dispersed carbonate soils on a fractured rock mass using a sliding crack. The results obtained may be useful for improving methods for preventing suffusion and increasing safety during construction on fractured rock masses. They will also help engineers and designers determine the best way to stabilize soil on a slope or when building a foundation on cracked soil.

Keywords: suffusion, dispersed eluvial soil, granulometric composition, heterogeneity.

Введение. Карстово-суффозионные процессы представляют собой опасный геологический процесс, который формируется благодаря процессу суффозии [3,4,5]. Этот процесс может привести к образованию зон разуплотнения в несвязных дисперсных грунтах за счет выноса мелких частиц грунта в карстовые трещины и полости. С увеличением темпов развития градостроительства и, как следствие, городской инфраструктуры, а также различных подземных коммуникаций, увеличивается и техногенная нагрузка на застраиваемые территории. В результате развитие суффозии на территории приводит к появлению поверхностных и подземных эрозионных форм – проседанию вышележащей толщи и образованию западин – суффозонных воронок, блюдцев, впадин, полостей, а также аккумулятивных форм – конусов выноса. Другим следствием суффозии может быть изменение гранулометрического состава пород как подверженных суффозии, так и являющихся фильтром для вынесенного материала, ухудшение прочностных и деформационных свойств [9].

Цель данной работы – провести моделирование процесса суффозии на трещиноватом скальном массиве под действием нагрузки с учетом фильтрации воды на сконструированном оборудовании кафедры общей геологии и гидрогеологии ИГиНГТ (патент № 2022110200 от 15.04.2022 МПК-2022.01 G01N 3/10 «Устройство для определения суффозионной устойчивости и деформационных свойств грунтов и способ его использования») [6].

Методика выполнения работ. Моделирование процесса суффозии проводили на специально разработанной установке [6], которая позволяла воспроизвести инженерную задачу по изучению напряженного деформированного состояния специфических карбонатных грунтов, залегающих на трещиноватом массиве под воздействием внешней нагрузки.

Отличием установки от аналогичных [9] является то, что моделирование процесса суффозии на трещиноватом скальном массиве производится в экспериментальном лотке больших размеров (1м х 1м х 0.25м), в нижней части которого имеется раздвижная полая щель с возможностью плавного изменения ширины ее раскрытия в процессе эксперимента без прерывания процесса фильтрации (рис. 1). Испытания проводят по методике лабораторного определения коэффициента фильтрации грунтов (ГОСТ 25584-90) [1] и по методике лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости грунтов (ГОСТ 12248-2010) [2].



Рис. 1. Внешний вид устройства для определения суффозионной устойчивости грунтов.

1 – рабочая прозрачная камера; 2 – каркас; 3 – суффозионный лоток; 4 – прозрачный грунтоотборник; 5 – мерные линейки; 6 – цифровые датчики температуры и влажности; 7 – раздвижная полая щель; 8 – винтовое устройство; 9 – регулятор раскрытия щели; 10 – трубка для отвода воды; 11 – проточный датчик мутности и цветности; 12 – цветные полоски Курдюмова; 13 – исследуемый грунт; 14 – мерная емкость; 15 – поворотная накладка; 16 – электромеханическое вертикальное нагружающее устройство; 17 – блок управления и регистрации сигналов; 18 – компьютер; 19 – штамп; 20 – капельный полив; 21 – напорный бак; 22 – трубка для подачи воды.

Таким образом, в процессе эксперимента для грунтов различного гранулометрического состава имеется возможность инструментальной фиксации двух величин – начальной ширины раскрытия трещины t_0 , соответствующей активизации суффозионного выноса самых мелких частиц, и критической ширины раскрытия t_{cr} , при достижении которой процесс суффозии приобретает затухающий характер.

Результаты. В ходе экспериментов с различной карбонатной мукой по однородности было установлено, что процесс суффозии начинается в зоне контакта дисперсных элювиальных грунтов с входом в карстовую полость или расширенную трещину. Мелкие частицы несвязного суффозионного грунта, перемещаемые фильтрационным потоком, попадают в расширенную трещину (приемную полость). Их движение зависит от скорости фильтрационного потока, которая возрастает по мере приближения к входу в эту полость. Когда фильтрационный поток достигает определенной скорости, начинается развитие суффозионного процесса в четко ограниченной зоне. По мере дальнейшего увеличения скорости потока эта зона увеличивается в размерах. Изменение выноса частиц фиксируется датчиком вертикальной нагрузки, показания которого резко изменяются, фиксируя начало суффозионного процесса. Следует отметить, что разрушение дисперсных пород напрямую зависит от гранулометрического состава, раскрытия трещины и иногда может носить затухающий характер в виде колюматации. В таблице приведены осредненные результаты обработки параметров гранулометрического состава карбонатной муки и рассчитываемых на их основе величин по методике ПНИИИС [7].

Общая сводка результатов суффозионности грунтов бесструктурного элювия

Cu	Размер частиц d, мм				d ₅ /d ₁₇	N	c	d ₀ max, мм	d _{ci} max, мм	t ₀ , мм	t _{cr} , мм
	d ₅ , мм	d ₁₀ , мм	d ₁₇ , мм	d ₆₀ , мм							
0.0-2.0	0.15	0.17	0.23	0.33	0.66	0.03	0.15	0.04	0.03	0.1	0.4
2.0-4.0	0.11	0.12	0.15	0.38	0.70	0.05	0.24	0.05	0.04	0.1	0.4
4.0-6.0	0.08	0.12	0.19	0.64	0.41	0.09	0.41	0.13	0.10	0.2	0.4
6.0-8.0	0.18	0.21	0.25	1.60	0.72	0.13	0.31	0.24	0.20	0.2	0.4
8.0-10.0	0.03	0.11	0.16	1.50	0.19	0.27	1.02	0.53	0.44	0.4	1.0
10.0-12.0	0.05	0.12	0.18	1.70	0.29	0.29	1.09	0.64	0.49	0.5	1.1
12.0-14.0	0.04	0.12	0.14	2.00	0.29	0.36	1.20	0.67	0.51	0.5	1.2
14.0-16.0	0.03	0.08	0.10	1.50	0.30	0.42	1.44	0.59	0.46	0.6	1.4
16.0-18.0	0.03	0.07	0.11	1.65	0.27	0.59	1.81	1.00	0.77	0.7	1.3
18.0-20.0	0.03	0.10	0.11	2.80	0.27	0.76	2.15	1.25	0.95	0.9	1.4
20.0-22.0	0.10	0.13	0.20	2.80	0.49	0.52	1.65	1.53	1.18	0.9	2.0
22.0-24.0	0.10	0.16	0.25	3.10	0.40	0.44	1.49	1.58	1.21	1.1	2.1
24.0-26.0	0.03	0.13	0.15	3.50	0.20	0.72	2.06	1.70	1.30	1.2	2.0
26.0-28.0	0.10	0.14	0.16	4.00	0.63	0.78	2.19	2.07	1.60	1.5	2.2
28.0-30.0	0.08	0.16	0.18	4.7	0.44	0.82	2.25	2.46	1.89	1.5	2.4

Видно, что условие $\frac{d_{5\%}}{d_{17\%}} \geq N$ выполняется для грунтов с коэффициентом неоднородности Cu менее 8. Диапазон Cu=8-10 можно рассматривать как переходный между суффозионно устойчивыми и неустойчивыми грунтами. Это хорошо согласуется с результатами модельных исследований в экспериментальной установке. Для грунтов с коэффициентом неоднородности более 8 наблюдается более чем двукратный рост значения как начальной ширины раскрытия трещины t₀, так и критической ширины раскрытия t_{cr}. Как видно из Таблицы 1, для этого диапазона также характерно резкое изменение диаметра наибольшего фильтрационного хода в грунте d_{ci}max с 0,20 в предыдущем диапазоне до 0,44. Далее, вплоть до грунтов с коэффициентом неоднородности менее 16, это изменение имеет незначительный характер. А для грунтов с Cu=16-24 параметр d_{ci}max отличается от значений в диапазоне Cu=10-16 в 2-4 раза. Результаты экспериментальных исследований показали, что существенное изменение критической ширины раскрытия трещины t_{cr} наблюдается только для грунтов с коэффициентом неоднородности более 20.

В результате эксперимента так же была выделена зависимость градиентов фильтрационного потока (при фильтрации, направленной снизу вверх) от степени гранулометрической неоднородности породы карбонатных специфических грунтов представленный на рисунке 2. Анализ показывает, что чем больше степень неоднородности гранулометрического состава грунта, тем при меньших градиентах фильтрационного потока начинается суффозия.

Анализ зависимости даёт возможность сделать следующие выводы:

- суффозия может возникнуть при градиенте J=1 только со степенью неоднородности K_n ≥ 8;
- наиболее опасными являются значения гидравлического градиента J =0,5, при которых суффозия может возникнуть при K_n ≥ 18;

В самом массиве суффозионного грунта можно наблюдать формирование условных зон, где меняется гранулометрический состав массива. Первая зона отвечает частично «первоначальному», не затронутому суффозией, состоянию грунтового массива. Гранулометрический состав изменился на 40%. Вторая зона расположена в относительной близости к полости-приемнику и представлена грунтами, гранулометрический состав которых был заметно изменен суффозионным процессом (грунт стал более однородным на 70%). Третья зона находится непосредственно у входа в полость-приемник. В ней гранулометрический состав грунтов радикально изменен суффозией и характеризуется

практически полным отсутствием заполнителя, а также высокой степенью однородности. Фактически грунты этой зоны перестают быть суффозионными. Четких границ, разделяющих зоны почти что нет, данные границы можно провести с использованием фотоматериалов эксперимента и после лабораторной обработки гранулометрического состава. Схема условных границ примерно выглядит в виде конуса выноса. На рисунке 3 приведен пример изменения гранулометрического состава специфического карбонатного массива с первоначальным $K_n = 15$.

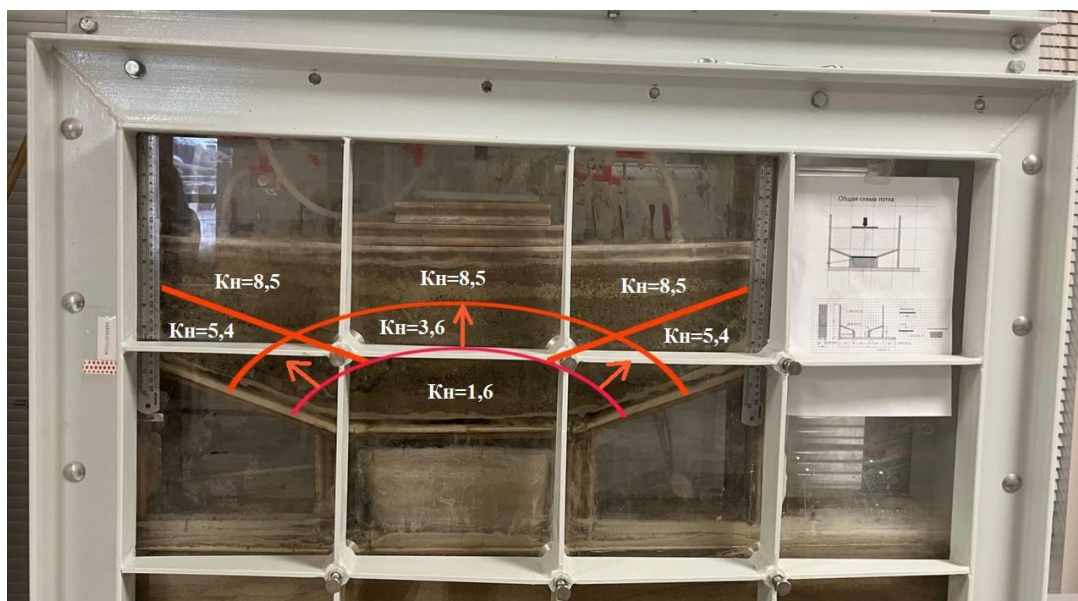


Рис. 2. Модель коэффициентов неоднородности грунта.

Закключение. Моделирование инженерной задачи позволило уточнить, при каких условиях и при каком гранулометрическом составе карбонатной муки и трещиноватости массива возможно развитие суффозионного процесса. Использование датчиков вертикальной нагрузки помогает зафиксировать начало проявления суффозионного выноса с учетом фильтрационного потока и вертикальной нагрузки. Поэтому строительство на специфических грунтах требует особого подхода и учета всех возможных факторов, связанных с изменениями устойчивости грунтового основания.

Литература

1. ГОСТ 25584-90. Грунты. Метод лабораторного определения коэффициента фильтрации. – Введ. 01.09.1990. – М.: Стандартинформ, 2008. – 18 с.
2. ГОСТ 12248-2010. Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. – Введ. 01.01.2012. – М.: Стандартинформ, 2011. – 84 с.
3. Катаев В.Н. Основы структурного карстоведения // Учеб. пособие по спецкурсу. – Пермь: ПГУ, 2004. – 143 с.
4. Латыпов А.И., Гараева А.Н., Лунева О.В., Королев Э.А. Интегральная оценка суффозионной опасности территории Бугульминского плато Бугульминско-Белебеевской возвышенности/ А.И. Латыпов, А.Н. Гараева, О.В. Лунева, Э.А. Королев// Геоэкология -2022.- №6. – 25 с.
5. Пендин Г.К., Бондарик В.В., Ярз Л.А. Инженерная геодинамика. М.: КДУ.2007. —472 с.
6. Пат. 2787325 Российская Федерация, МПК G01N 15/00. Устройство для определения суффозионной устойчивости и деформационных свойств грунтов и способ его использования / А. Н. Гараева, А. И. Латыпов, О. А. Софинская – № 2022110200 ; заявл. 15.04.2022 ; опубл. 09.01.2023 Бюл. № 1
7. ПНИИС. Рекомендаций по оценке инженерно-геологических свойств элювия карбонатных грунтов и учету их изменения при строительстве. – М.: Стройиздат, 1986. – 32 с.
8. Разозин А.В. Алгоритм региональной оценки карстовой опасности // Оценка и управление природными рисками. Материалы Всероссийской конференции "Риск – 2003". М.: Изд-во РУДН, 2003. Т.1. С. 236 – 242.
9. Хоменко В. П. Закономерности и прогноз суффозионных процессов. - М.: ГЕОС, 2003. - 216 с.

ИЗУЧЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ АГРЕССИВНОСТИ ГЛИНИСТЫХ ГРУНТОВ К СТАЛИ

Сахаутдинова Айгуль Илфатовна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: AigulSakha0912@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н. Федоров Максим Вячеславович

Аннотация: В статье рассмотрена методика измерения удельного электрического сопротивления. На основании проведённых исследований выявлена зависимость удельного электрического сопротивления от глубины, пористости и числа пластичности грунтов.

Ключевые слова: коррозионная агрессивность глинистых грунтов к стали, лабораторные измерения, удельное электрическое сопротивление, основные физические свойства грунтов.

STUDY OF THE CORROSION AGGRESSIVENESS OF CLAY SOILS TO STEEL

Sakhautdinova Aigul

Perm State University, 3rd year student, Perm

Scientific Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Fedorov Maxim

Abstract: The article discusses the method of measuring electrical resistivity. Based on the conducted studies, the dependence and relationship of depth, porosity and plasticity number on the electrical resistivity has been revealed.

Keywords: Corrosion aggressiveness of clay soils to steel, laboratory measurements, electrical resistivity, basic physical properties of soils.

Введение. Коррозией называется процесс разрушения материалов вследствие их химического или электрохимического взаимодействия с окружающей средой [3].

Коррозионная агрессивность окружающей среды (включая биокоррозионную агрессивность грунтов) оказывает значительное влияние на срок службы подземных сооружений. В совокупности с внешними техногенными воздействиями (блуждающие и индуцированные токи), коррозионная агрессивность среды может привести к существенному снижению надёжности и безопасности эксплуатируемых сооружений и в несколько раз сократить срок их службы [1].

В настоящее время использование железа в наземных, подземных и подводных сооружениях достигло грандиозных размеров. По данным В.В. Добровольского [5], за все историческое время из недр Земли было извлечено не менее 20 млрд т железа, из них 14 млрд т рассеялось по поверхности суши, т.е. уничтожилось коррозией. Согласно И. В. Стрижевскому [6], вследствие коррозии ежегодно из строя выходят 2-3% подземных сооружений. Знание коррозионной агрессивности почв и грунтов даёт возможность определить срок службы металлических сооружений, находящихся с ними в контакте, и спроектировать соответствующую защиту от коррозии [9]. Между удельным электрическим сопротивлением грунта и опасностью коррозии в определённых границах существует прямая зависимость: чем меньше ρ , тем больше возможность коррозии. Исходя из этой зависимости можно оценивать коррозионную активность грунта [7]. Поэтому изучение коррозионной агрессивности является важной задачей.

Целью исследования являлось изучение коррозионной агрессивности глинистых грунтов к стали.

Достижение поставленной цели требовало решения следующих задач:

1. Изучить основные физические свойства грунтов и методы их лабораторного определения;
2. Изучить методику определения УЭС в лабораторных условиях;
3. Выявить зависимость между удельным электрическим сопротивлением и глубиной отбора пробы, её пористостью и числом пластичности.

Объектом исследования являлись четвертичные глинистые грунты Краснодарского края.

Предметом исследования являлась коррозионная агрессивность грунтов.

Методика исследования. На первом этапе исследования изучались физические свойства образцов в соответствии с ГОСТ 30416-2020.

Влажность грунтов определялась высушиванием образцов до постоянной массы при температуре $(105 \pm 2)^\circ\text{C}$. Влажность на границе раскатывания определялась как влажность приготовленной из исследуемого грунта пасты, при которой паста, раскатываемая в жгут диаметром 3 мм, начинает распадаться на кусочки длиной 3-10 мм. Влажность на границе текучести определялась как влажность приготовленной из исследуемого грунта пасты, при которой балансирующий конус погружается под действием собственной массы за 5 с на глубину 10 мм;

Плотность грунтов определялась методом взвешивания в воде. Целью методики является определения объёма запарафинированного образца грунта, погружая его в градуированный цилиндр с водой, измеряя объем вытесненной воды.

Плотность частиц грунта определялась пикнометрическим методом. В основу способа положено определение объёма частиц грунта по массе вытесненной ими воды. Для этого определяют массу сосуда (пикнометра) с водой и с водой и грунтом. Объем пикнометра определяется по массе вошедшей в него дистиллированной воды;

Гранулометрический состав определялся ареометрическим методом, который основан на изменении плотности суспензии, изменяющийся по мере выпадения из неё более крупных частиц [2].

Определение коррозионной агрессивности грунта производилось в лабораторных условиях с использованием четырехэлектродной симметричной измерительной установки, состоящей из двух питающих и двух приёмных электродов (рис. 1). Питающие электроды принято обозначать буквами А и В, приёмные – М и N. Электроды помещаются в грунт ненарушенного сложения, к питающим электродам, посредством батареи подается электрический ток. Силу тока в питающий линии (IAB) измерялась с помощью амперметра, включённого в цепь АВ. На приёмных электродах М и N возникает разность электрических потенциалов, которая измерялась с помощью вольтметра [8]. Расстояние между питающей линией АВ составляло 20 мм, приемной линией MN – 4 мм (рис. 2).

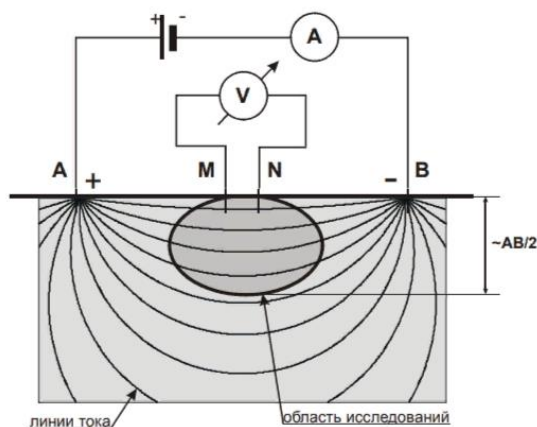


Рис. 1. Схема измерений в методике ВЭЗ [8]

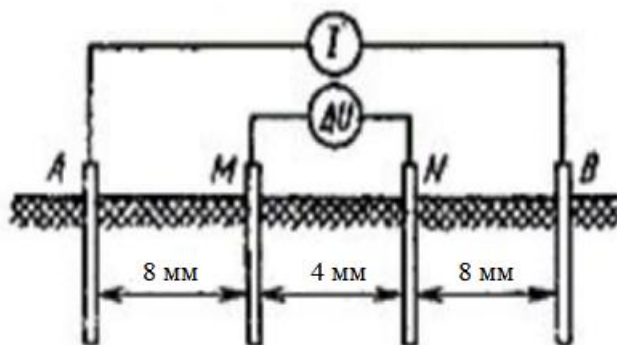


Рис. 2 . Схема расположения электродов

Удельное электрическое сопротивление грунта ρ , Ом·м, вычислялось по формуле (1):

$$\rho = k \frac{\Delta U}{I} \quad (1)$$

где ΔU – разность напряжений, В; I – сила тока, мА; k – коэффициент установки, равный 0,075 д.е.

Результаты исследования. Результаты измерений представлены в таблице.

Таблица

Ведомость физических свойств грунтов, полученных по данным лабораторных исследований

№ п/п	Наименование выработки	Глубина отбора пробы, м	Природная влажность	Влажность на границе текучести	Влажность на границе раскатывания	Число пластичности	Показатель текучести	Плотность грунта	Плотность частиц грунта	Плотность сухого грунта	Пористость	Коэффициент пористости	Коэффициент водонасыщения	Отн. содержание органических веществ	Номенклатура грунта	Удельное электрическое сопротивление грунта ρ , Ом·м	Коррозионная агрессивность грунта (ГОСТ 9.602-2016, табл. 1)
			W	W _L	W _P	I _P	I _L	ρ	ρ_s	ρ_d	n	e	S _r	I _r			
			д.е.	д.е.	д.е.	%	д.е.	г/см ³	г/см ³	г/см ³	%	д.е.	д.е.	д.е.			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	с-1	2,5	0,218	0,325	0,217	10,8	0,01	2	2,7	1,65	39,09	0,642	0,917	0,059	суглинок легкий пылеватый полутвердый ненабухающий с прим. орг. в-в	1,68	высокая
2	с-1	4,5	0,485	0,708	0,4	30,8	0,278	1,66	2,69	1,12	58,42	1,405	0,929	0,101	глина тяжелая тугопластичная с низк. сод. орг. в-в	4	высокая
3	с-1	5,5	0,461	0,649	0,417	23,2	0,189	1,74	2,72	1,19	56,07	1,276	0,981	0,086	глина легкая пылеватая полутвердая с прим. орг. в-в	1,56	высокая
4	с-1	6,5	0,405	0,539	0,292	24,7	0,458	1,77	2,7	1,26	53,29	1,141	0,959	0,06	глина легкая пылеватая тугопластичная с прим. орг. в-в	2,92	высокая
5	с-1	7,4	0,313	0,372	0,223	14,9	0,605	1,88	2,7	1,43	47,08	0,89	0,952	0,05	суглинок тяжелый пылеватый мягкопластичный с прим. орг. в-в	8,74	высокая
6	с-1	8,6	0,383	0,49	0,292	19,8	0,459	1,81	2,7	1,31	51,4	1,058	0,978	0,071	глина легкая пылеватая тугопластичная с прим. орг. в-в	6,96	высокая
7	с-1	9	0,502	0,719	0,418	30	0,278	1,71	2,71	1,14	57,88	1,374	0,989	0,09	глина тяжелая тугопластичная с прим. орг. в-в	4,71	высокая
8	с-1	10,5	0,446	0,678	0,364	31,4	0,263	1,71	2,71	1,18	56,45	1,296	0,934	0,081	глина тяжелая тугопластичная с прим. орг. в-в	4,52	высокая
9	с-1	11,2	0,354	0,452	0,268	18,3	0,466	1,86	2,69	1,37	48,97	0,96	0,993	0,073	глина легкая пылеватая тугопластичная с прим. орг. в-в	4,77	высокая
10	с-1	12,6	0,359	0,507	0,289	21,8	0,322	1,83	2,69	1,35	49,83	0,993	0,971	0,102	глина легкая пылеватая тугопластичная с низк. сод. орг. в-в	4,25	высокая

11	с-2	1	0,475	0,709	0,442	26,7	0,125	1,71	2,69	1,16	56,98	1,324	0,966	0,094	глина легкая пылеватая полутвердая с прим. орг. в-в	1,97	высокая
12	с-2	2	0,6	0,739	0,493	24,6	0,434	1,63	2,69	1,02	62,18	1,644	0,981	0,127	глина легкая пылеватая тугопластичная с низк. сод. орг. в-в	2,09	высокая
13	с-2	3,2	0,4	0,494	0,299	19,5	0,517	1,8	2,71	1,29	52,38	1,1	0,983	0,088	глина легкая пылеватая мягкопластичная с прим. орг. в-в	3,52	высокая
14	с-2	4	0,431	0,597	0,379	21,8	0,242	1,77	2,7	1,24	54,25	1,186	0,983	0,078	глина легкая пылеватая полутвердая с прим. орг. в-в	4,71	высокая
15	с-2	5	0,64	0,743	0,423	32	0,677	1,61	2,7	0,98	63,71	1,756	0,983	0,085	глина тяжелая мягкопластичная с прим. орг. в-в	4,66	высокая
16	с-2	6,4	0,668	0,717	0,446	27,1	0,819	1,6	2,7	0,96	64,54	1,82	0,991	0,085	глина тяжелая текучепластичная с прим. орг. в-в	6,37	высокая
17	с-2	7,2	0,828	0,917	0,604	31,3	0,715	1,47	2,71	0,8	70,45	2,384	0,942	0,136	глина тяжелая мягкопластичная с низк. сод. орг. в-в	8,74	высокая
18	с-2	8,4	0,447	0,592	0,393	19,9	0,268	1,72	2,71	1,19	56,25	1,286	0,943	0,077	глина легкая пылеватая тугопластичная с прим. орг. в-в	4,81	высокая
19	с-2	9	0,894	0,982	0,682	30	0,706	1,39	2,71	0,73	73,02	2,706	0,896	0,144	глина тяжелая мягкопластичная с низк. сод. орг. в-в	2,73	высокая
20	с-2	10,3	0,633	0,738	0,469	26,9	0,612	1,54	2,69	0,95	64,88	1,847	0,922	0,132	глина легкая пылеватая мягкопластичная с низк. сод. орг. в-в	4,39	высокая
21	с-2	11,6	0,405	0,568	0,326	24,3	0,328	1,79	2,69	1,27	52,7	1,114	0,98	0,079	глина легкая пылеватая тугопластичная с прим. орг. в-в	5,93	высокая

По результатам исследования, образцы представлены суглинком легким пылеватым полутвердым, глиной легкой пылевой тугопластичной, глиной легкой пылевой мягкопластичной, глиной тяжелой текучепластичной, глиной тяжелой мягкопластичной, суглинком тяжелым пылеватым мягкопластичным, глиной тяжелой тугопластичной.

Удельное электрическое сопротивление грунтов ρ , изменяется от 1,56 до 8,74, что в соответствии с ГОСТ 9.602.2016 классифицирует их как грунты с высокой коррозионной агрессивностью по отношению к стали [2].

Для изучения условий формирования УЭС глинистых грунтов строились графики зависимости ρ от n , I_p и H . Графики были составлены на основе выборки, состоящий из 13 проб грунта, которые имеют сходный гранулометрический состав и относятся к одному типу грунта – лёгким пылеватым глинам, но различающимся по консистенции.

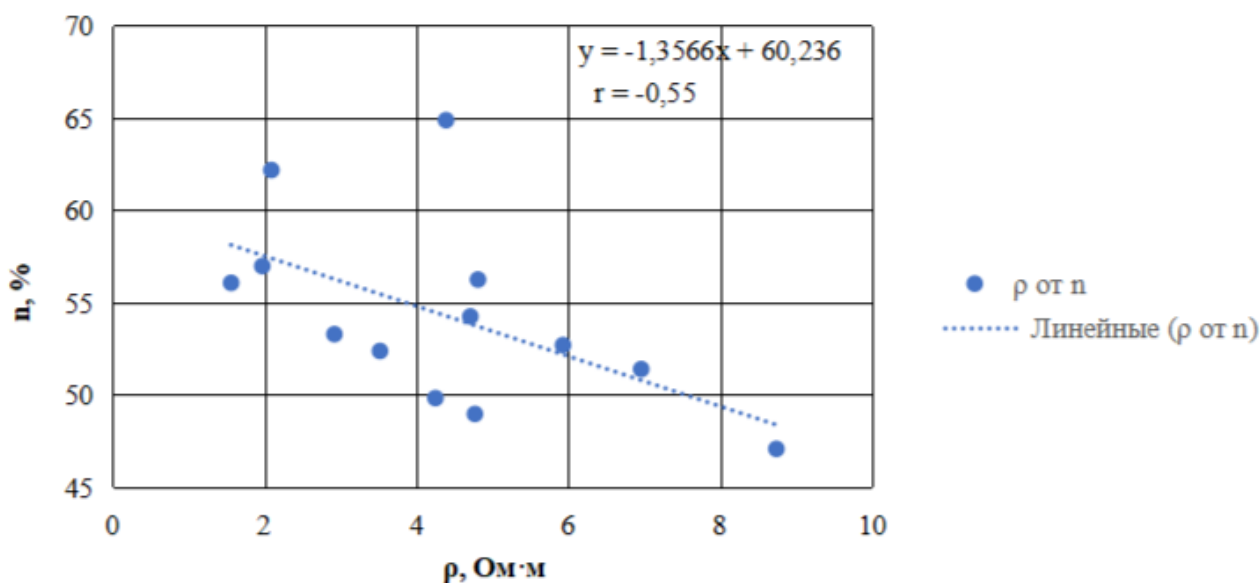


Рис. 3. График зависимость УЭС от пористости

На графике, представленный на рисунке 3 была выявлена обратная зависимость между пористостью и удельным электрическим сопротивлением. Чем больше пористость грунта (то есть пустот в породе), тем ниже её удельное электрическое сопротивление. Это связано с тем, что вода хорошо проводит электрический ток, а пустоты в грунте заполнены водой. Следовательно, чем больше пустот, тем больше воды в грунте и тем ниже её УЭС.

Эта зависимость подтверждается результатами исследования, где наблюдается отрицательная корреляция между пористостью и УЭС, то есть с увеличением пористости УЭС уменьшается. Коэффициент корреляции -0,55 указывает на наличие отрицательной связи между этими переменными.

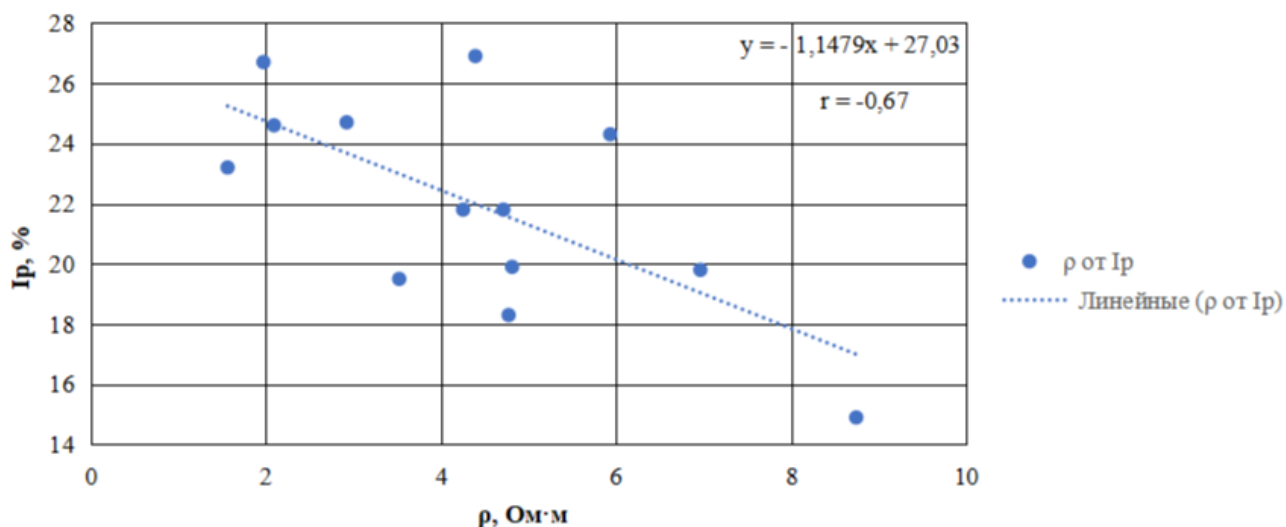


Рис. 4. График зависимость УЭС от числа пластичности

Проанализировав график, выявлена обратная зависимость между удельным электрическим сопротивлением глинистых грунтов и числом пластичности. Коэффициент корреляции -0,67 свидетельствует о наличии высокой отрицательной связи между числом пластичности и удельным электрическим сопротивлением.

Число пластичности глинистых грунтов – это показатель, который характеризует способность грунтов удерживать воду.

Как правило, чем выше пластичность глинистого грунта, тем больше в нём влаги, так как вода является одним из факторов, увеличивающих пластичность. Вода проводит электричество, поэтому при увеличении содержания влаги в грунте его УЭС уменьшается, так как сопротивление прохождению электрического тока уменьшается. Таким образом, с увеличением числа пластичности, указывающего на большее содержание влаги, удельное электрическое сопротивление грунта становится меньше.

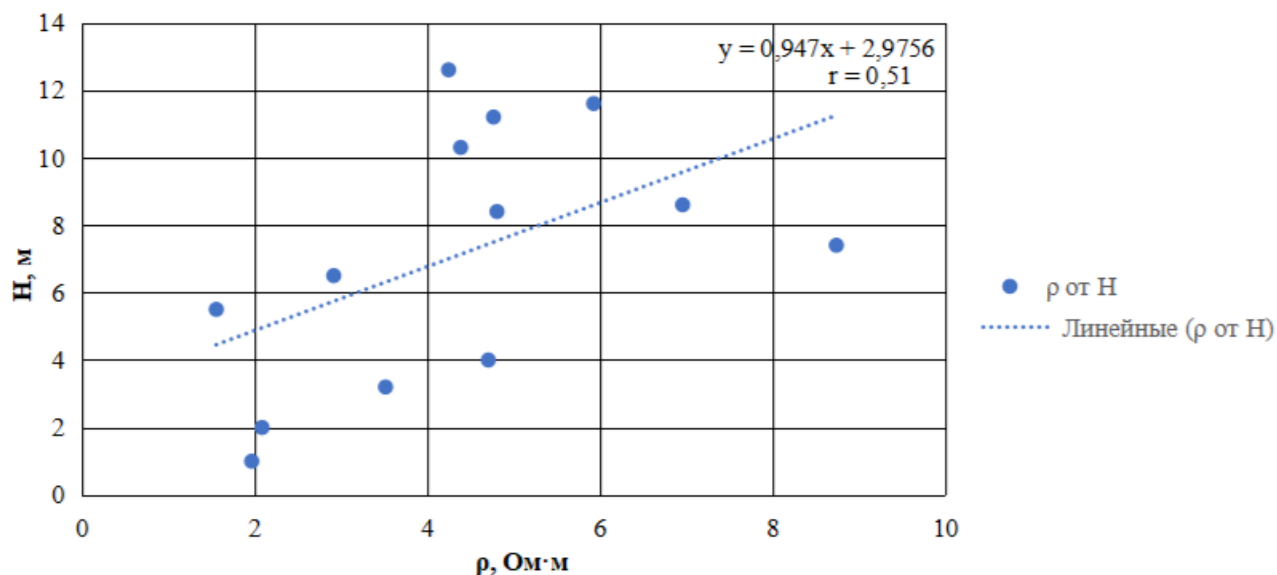


Рис. 5. График зависимость УЭС от глубины

Проанализировав график можно сделать следующий вывод: удельное электрическое сопротивление грунтов увеличивается с глубиной. Это может происходить из-за нескольких факторов:

1. Увеличение плотности грунта: с ростом глубины увеличивается бытовое давление на грунт, что приводит к его уплотнению и увеличению удельного электрического сопротивления.
2. Увеличение содержания влаги: на большей глубине грунт имеет более высокую влажность, что приводит к увеличению его удельного электрического сопротивления.
3. Увеличение содержания минеральных примесей: с глубиной в грунте может накапливаться большее количество минеральных примесей, которые снижают электропроводимость и увеличивают УЭС.

Коэффициент корреляции составил 0,51, что свидетельствует о наличии высокой положительной связи между переменными.

Закключение. В ходе исследования были изучены основные физические свойства глинистых грунтов и методы их лабораторного определения. Была изучена методика определения удельного электрического сопротивления в лабораторных условиях. В процессе исследования была выявлена зависимость и взаимосвязь между глубиной, пористостью, числом пластичности и удельным электрическим сопротивлением грунтов.

Установлено, что чем больше пористость грунта, тем ниже его УЭС. Это связано с тем, что вода хорошо проводит электрический ток, а пустоты в грунте заполнены водой. Следовательно, чем больше пустот, тем больше воды в грунте и тем ниже его УЭС.

Также обнаружена обратная зависимость между УЭС глинистых грунтов и числом пластичности. Высокий коэффициент корреляции (-0,67) указывает на сильную отрицательную связь между этими параметрами. Число пластичности характеризует способность грунта удерживать воду, поэтому при увеличении числа пластичности содержание влаги в грунте также увеличивается, что приводит к снижению УЭС.

Кроме того, было выявлено, что УЭС грунтов увеличивается с глубиной. Это объясняется увеличением плотности грунта, содержания влаги и минеральных примесей с глубиной. Коэффициент корреляции 0,51 указывает на высокую положительную связь между этими переменными.

Таким образом, проведённое исследование позволило более глубоко понять процессы коррозии стали в глинистых грунтах, что может быть полезно при проектировании и строительстве инженерных сооружений. Результаты исследования могут быть использованы при разработке методов защиты от коррозии в условиях взаимодействия сталей с глинистыми грунтами.

Литература

1. ГОСТ 9.602-2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. Введ. в действ. 01.06.2017.
2. ГОСТ 30416-2020. Грунты. Лабораторные испытания.
3. Грунтоведение / В.Т. Трофимов, В.А. Королёв, Е.А. Вознесенский, Г.А. Голодковская, Ю.К. Васильчук, Р.С. Зиангиров. Под ред. В. Т. Трофимова. — 6-е изд., переработ. и доп. — М. Изд-во МГУ, 2005. — 1024 с.
4. Дизенко Е.И. Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров. — М.: Недра, 1978. — 199с.
5. Еришов Э.Д. Физикохимия и механика мерзлых пород. М.: Изд -во Моск. ун-та, 1986.
6. Защита подземных металлических сооружений от коррозии: Справочник / И. В. Стрижевский, А. В. Белоголовский, В. И. Дмитриев и др. — М.: Стройиздат, 1990. — 303 с.
7. М.В. Кузнецов, В.Ф. Новоселов «Противокоррозионная защита трубопроводов и резервуаров» — М.: Недра, 1992;
8. Марченко М.Н. Вертикальное электрическое зондирование. Учебное пособие для студентов, обучающихся по направлению «Геология». Москва, 2013 28 стр.
9. Сборник руководящих материалов по защите городских подземных трубопроводов от коррозии. — Л.: Недра, 1987. — 408 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОДЫ И ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА НА УСЛОВИЕ ПРОВАЛООБРАЗОВАНИЯ В ПЕСЧАНЫХ ГРУНТАХ ПРИ ФИЗИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ СУФФОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Тартынский Василий Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: v.tartinskikh@yandex.ru*

Маркаганов Евгений Сергеевич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент 3 курса, г. Пермь
e-mail: mes59rus@gmail.com*

Научный руководитель: *к.г.-м.н. Димухаметов Денис Марселевич*

Аннотация: Одним из наименее изученных инженерно-геологических процессов является суффозия. Провалы, образованные в результате этого процесса, негативно воздействуют на жизнедеятельность человека и осложняют эксплуатацию подземных и наземных инженерных сооружений. Поэтому физическое моделирование для прогноза суффозионных процессов является актуальным. В данной работе была рассмотрена механическая суффозия при изменении температурного режима воды и гранулометрического состава грунта. Эксперименты проводились в лаборатории с использованием специально сконструированного фильтрационно-суффозионного устройства. В ходе испытаний выявлено, что суффозия и провалообразование протекают медленнее при температуре 10°C, чем при температурах 30 и 50°C. При изменении гранулометрического состава суффозионные процессы протекают быстрее и интенсивнее при коэффициенте неоднородности $C_u=3,3$, а с уменьшением величины коэффициента неоднородности скорость суффозионного процесса понижается.

Ключевые слова: инженерно-геологический процесс, механическая суффозия, гранулометрический состав, температурный режим воды, коэффициент неоднородности.

THE INFLUENCE OF WATER TEMPERATURE AND GRANULOMETRIC COMPOSITION ON THE CONDITION OF SINKHOLE FORMATION IN SANDY SOILS IN THE PHYSICAL MODELING OF SUFFUSION PROCESSES

Tartynskikh Vasily Sergeevich

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Markaganov Evgeny Sergeevich

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: *Candidate of Geological and Mineralogical Sciences Dimukhametov Denis*

Abstract: One of the least studied engineering and geological processes is suffusion. Sinkholes formed as a result of this process have a negative impact on human life and complicate the operation of underground and surface engineering structures. Therefore, physical modeling for the prediction of suffusion processes is relevant. In this paper, the mechanical suffusion was considered when the temperature regime of water and the granulometric composition of the soil changed. The experiments were carried out in the laboratory using a specially designed filtration and suffusion device. During the tests, it was revealed that suffusion and sinkhole

formation proceeds more slowly at a temperature of 10°C than at temperatures of 30 and 50°C. When the granulometric composition changes, the suffusion processes proceed faster and more intensively with a uniformity coefficient $C_u = 3.3$, and with a decrease in the value of the uniformity coefficient, the rate of the suffusion process decreases.

Keywords: engineering-geological process, mechanical suffusion, granulometric composition, temperature regime of water, uniformity coefficient.

Введение

Из опасных инженерно-геологических процессов суффозия, как природно-техногенный процесс, является одним из самых распространенных на городской территории. Это явление стоит учитывать при строительстве различных объектов. Данный процесс тесно связан с гидромеханическим воздействием, поэтому механизм суффозионного процесса часто называют фильтрационной водопроцнностью грунтов [3]. Изучению суффозии посвящены работы Хоменко В.П., Чаповского Е.Г., Якуча Л.[5,6,7].

Суффозия является одним из наименее изученных опасных инженерно-геологических процессов. С каждым годом городская застройка расширяется, следовательно, растет интенсивность воздействия подземных коммуникаций (водопроводы горячей и холодной воды, канализационные коллекторы, трубы теплоснабжение) на природно-техногенные системы. В процессе эксплуатации коммуникации приходят в аварийное состояние, следствием чего являются нарушение сплошности труб, прорывы, изменение естественных гидрогеологических условий, активизируются суффозионные процессы, приводящие к снижению прочности грунта, формированию подземных, поверхностных форм и деформациям подземных и надземных инженерных сооружений. Суффозия включена в перечень процессов, представляющих опасность для строительства [4].

Провалы, образованные в результате этого процесса, негативно воздействуют на жизнедеятельность человека и осложняют эксплуатацию подземных и наземных инженерных сооружений.

Таким образом, **целью** работы изучение влияния температуры воды и неоднородности песчаных грунтов на скорость и механизм развития суффозионного процесса и провалообразования.

Объект исследования

Для определения зависимости суффозии и провалообразования от температурного режима воды объектом исследования был выбран мелкий однородный песок. Гранулометрический состав представлен в таблице 1.

Таблица 1

Гранулометрический состав исследуемого песка

Фракции грунта, мм	Содержание фракции, %
2—10	0,00
1—2	1,32
0,5—1	4,99
0,25—0,5	36,20
0,1—0,25	52,96
0,05—0,1	2,53
<0,05	2,00

Для определения зависимости суффозии и провалообразования от гранулометрического состава исследовался песок средней крупности с коэффициентами неоднородности 2,7; 3,0; 3,3 (табл. 2).

Гранулометрические составы исследуемого песка средней крупности
с коэффициентами неоднородности $C_U = 2,7; 3,0; 3,3$

Фракции грунта, мм	$C_U=2,7$	$C_U=3,0$	$C_U=3,3$
	Содержание фракции, %		
2—10	13,89	19,44	24,99
1—2	1,14	1,06	0,99
0,5—1	4,30	4,02	3,74
0,25—0,5	31,17	29,17	27,16
0,1—0,25	45,60	42,66	39,72
0,05—0,1	2,18	2,04	1,90
<0,05	1,72	1,61	1,50

Методика исследования

Физическое моделирование суффозионного процесса и провалообразования проведено на специально сконструированном фильтрационно-суффозионном устройстве, состоящем из основной вертикальной прозрачной камеры (ширина 28,5 см, длина камеры 38,8 см), приемной камеры, подвижной заглушки и лотка для подачи воды. Все детали изготовлены из органического стекла (рис. 1). В данной конструкции воспроизводится вертикальный нисходящий поток.

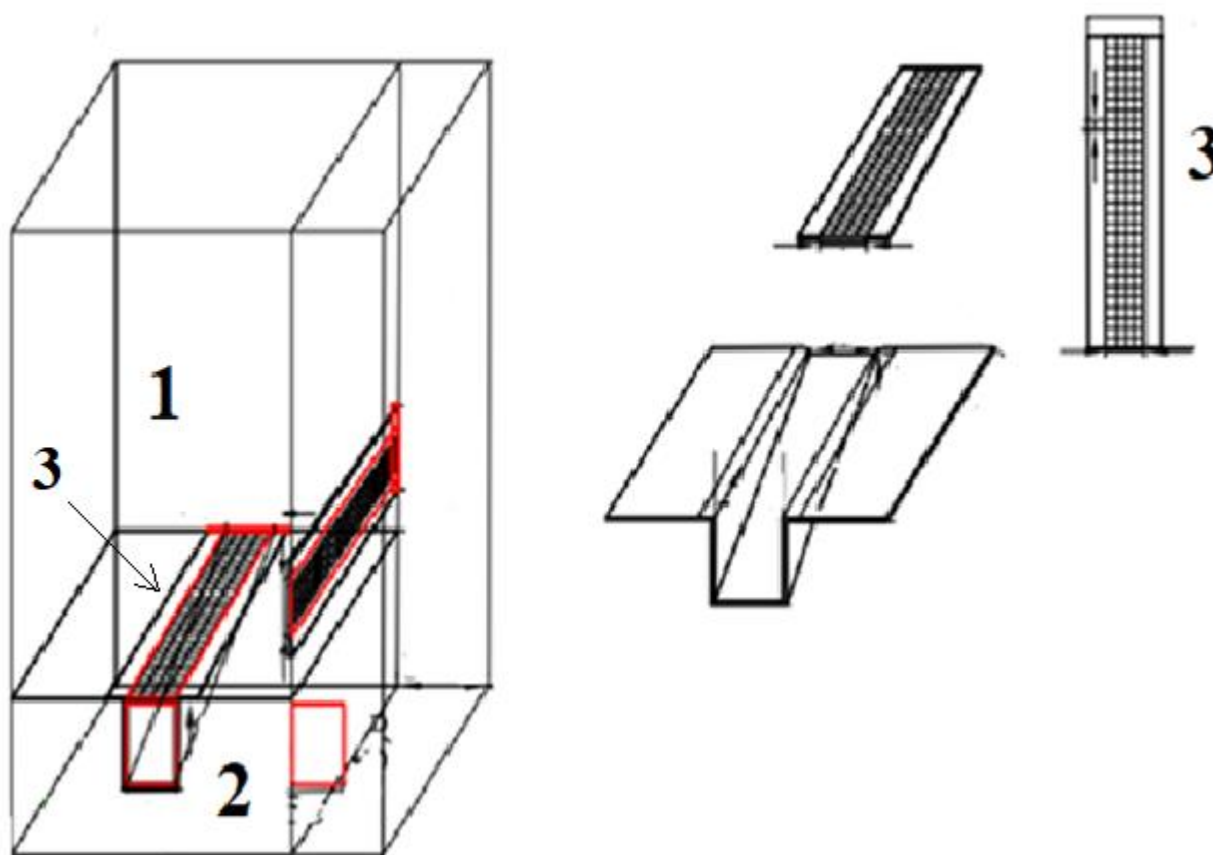


Рис. 1. Схема специально сконструированного фильтрационно-суффозионного устройства,
где 1 – основная вертикальная прозрачная камера, 2 – приемная камера, 3 – подвижная заглушка

Песчаный грунт загружался в основную камеру и уплотнялся до высоты 30 см при изучении температурного влияния и 20 см при изучении влияния гранулометрического состава. При проведении всех испытаний плотность и естественная влажность грунта перед экспериментами были постоянными и определялись согласно нормативным документам [1,2].

С помощью подвижной заглушки устанавливалась щель шириной 2 см при изучении температурного влияния и 1,5 см при влиянии гранулометрического состава на суффозионный процесс.

Сверху на грунт в основной камере устанавливается лоток, по дну которого расположены отверстия для равномерной подачи воды.

На протяжении эксперимента проводилась видео и фотофиксация грунта в основной камере для наблюдения за суффозионным процессом и провалообразованием.

Эксперимент начинался с подачи воды в лоток. При образовании нисходящего фильтрационного потока образовывались зоны разуплотнения грунта, в следствии чего песок с водой начинал выноситься из основной камеры в приемную через щель заданной ширины. Каждые 10-15 секунд проводился замер вынесенной пульпы.

Для определения влияния температурного режима воды на суффозионный процесс и провалообразование проведены эксперименты с песком мелким при использовании воды питьевого назначения температурой 10, 30 и 50°C. Проведено по 2 испытания с каждой температурой.

Для определения влияния гранулометрического состава грунта на суффозионный процесс и провалообразование проведены эксперименты с песком средней крупности с различным содержанием гравия. Использована вода питьевого назначения температурой 20°C. Проведено по 2 испытания для песков средней крупности с коэффициентами неоднородности 2,7; 3,0 и 3,3.

Результаты исследования суффозионного процесса и провалообразования от температуры воды

В ходе проведения испытаний для выявления зависимости суффозионного процесса и провалообразования от температуры воды 10,30,50°C определены средние показатели объемов и масс вынесенной пульпы, воды и грунта (табл. 3., табл. 4., табл. 5).

Таблица 3

Средние показания протекания суффозионного процесса при температуре 10°C

Время, сек	Пульпа		Вода		Грунт	
	V, мл	m, г	V, мл	m, г	V, мл	m, г
15	30	47	16	16	14	29
30	64	147	14	15	50	134
45	78	147	16	18	63	131
60	157	288	23	24	135	265
75	309	570	45	47	263	521
90	843	1481	80	83	745	1403
111,5	провал					
121,5	2718,5	3735,5	588,5	587	2130	3148,5

Таблица 4

Средние показания протекания суффозионного процесса при температуре 30°C

Время, сек	Пульпа		Вода		Грунт	
	V, мл	m, г	V, мл	m, г	V, мл	m, г
15	28	49	17	17	11	32
30	104	173	13	15	90	159
45	388	704	42	44	338	659
60	953	1581	113	105	843	1471
74	провал					
84	2235	4003	425	421	1810	3581

Таблица 5

Средние показания протекания суффозионного процесса при температуре 50°C

Время, сек	Пульпа		Вода		Грунт	
	V, мл	m, г	V, мл	m, г	V, мл	m, г
15	41	48	30	30	11	18
30	64	129	11	12	53	118
45	268	469	29	31	230	439
60	765	1334	93	93	660	1240
75	1850	3259	193	192	1655	3112
81	провал					
91	2140	3845	445	442	1715	3398

Динамика суффозионного процесса и провалообразования по объему вынесенной пульпы визуализирована на рисунке 2.

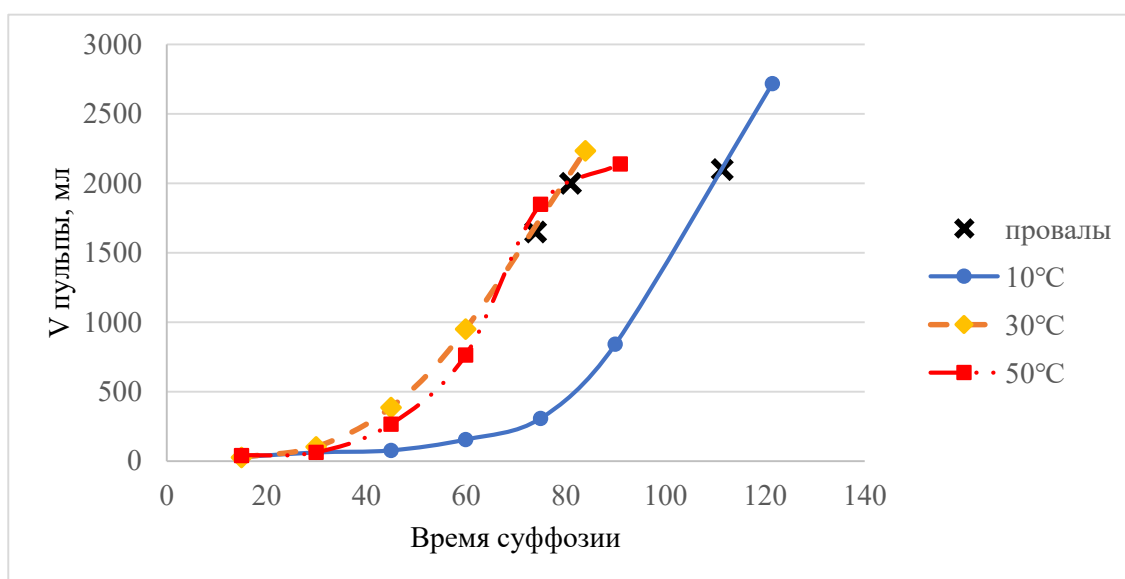


Рис. 2. Интенсивность образования пульпы при разных температурных условиях

Анализ результатов испытаний дал возможность сделать вывод о наличии зависимости скорости протекания суффозионного процесса от температуры воды, образующей фильтрационный поток в грунте. На графике четко прослеживается, что при температуре воды 10°C данный процесс проходит медленнее и ускоряется с 80 секунд. При повышении температуры воды в последующих испытаниях до 30°C и 50°C суффозионный процесс происходит интенсивнее и ускоряется с 45 секунды, что выражается в большем объеме пульпы на каждый временной промежуток. Можно отметить, что при 30°C суффозия протекает активнее, чем при 50°C.

На основе полученных данных построен график зависимости суммарного объема выносимого грунта к каждому моменту времени от температуры воды (рис. 3). По последним значениям выносимого объема можно судить об окончательном объеме провала, образовавшегося в конце испытания.

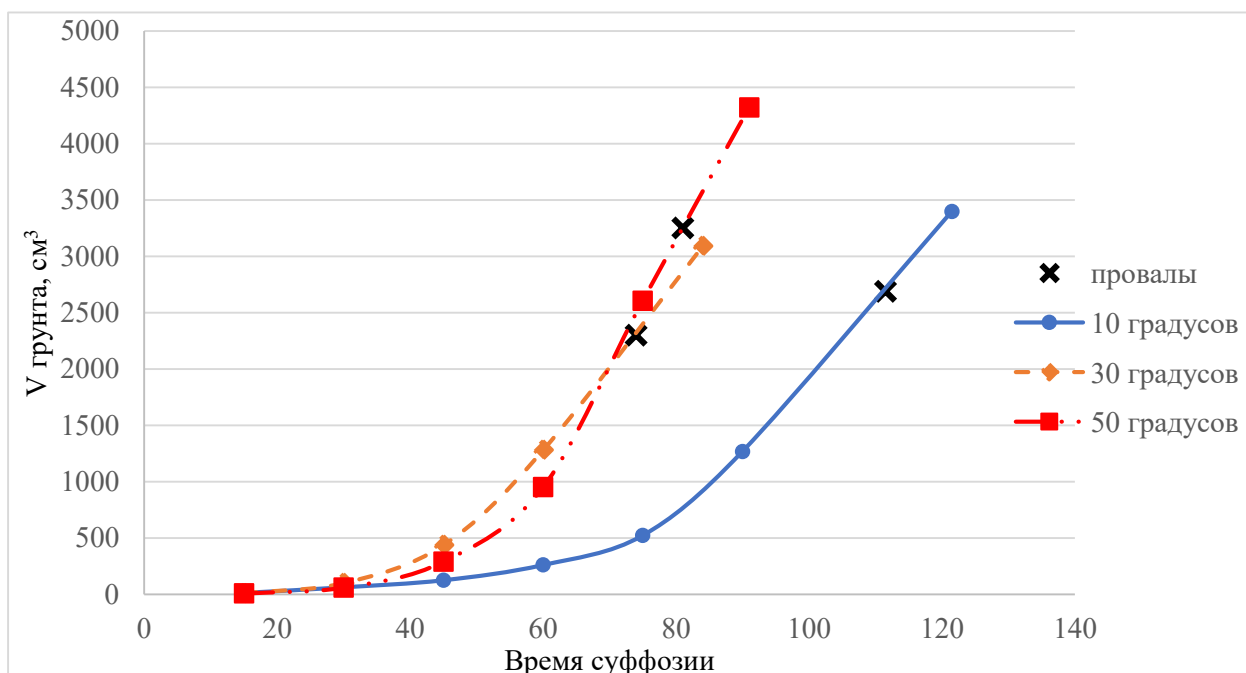


Рис. 3. Интенсивность процесса провалообразования при разных температурных условиях

По рисунку 3 можно сделать вывод, что провал образовался раньше при 30°C, затем при 50°C и значительно позже при использовании воды температурой 10°C. При температурах 30°C и 50°C объем выносимого грунта превышал показатели при 10°C. По рисунку видно, что больше всего общий объем вынесенного грунта при температуре 50°C 4322 см³; при 10°C 3399 см³; при 30°C 3091 см³. Этот объем равен объему самого провала. Зависимость величины объема провала от температурного режима не выявлена.

В ходе проведенных исследований выявлена зависимость скорости суффозионного процесса от температуры воды, фильтрующейся через грунт. Воды с температурой 30°C более интенсивно воздействовали на грунт, что ускорило образования и развития данного процесса. Это объясняется благоприятным сочетанием в воде с данной температурой определенной плотности и скорости движения молекул воды. Холодная вода имеет большую вязкость в порах грунта, ее молекулы менее подвижны, что замедляет суффозионный процесс.

Результаты исследования суффозионного процесса и провалообразования от гранулометрического состава

В ходе проведения экспериментов для выявления зависимости возникновения суффозионного процесса и провалообразования от коэффициента неоднородности определены средние показатели объемов и масс вынесенной пульпы, воды и грунта (табл. 6, табл. 7, табл. 8).

Таблица 6

Средние показания протекания суффозионного процесса при $C_U = 2,7$

Время	Пульпа		Вода		Грунт	
	V,мл	m ,г	V,мл	m ,г	V,мл	m ,г
10	17,5	28,5	8,5	8,5	9	19,5
20	87	184,5	11,5	11,5	75	172
30	470	879	57,5	55,5	405	824
40	Провал					
45	2457,5	4309,5	535	530,5	1902,5	3820

Таблица 7

Средние показания протекания суффозионного процесса при $C_U = 3,0$

Время	Пульпа		Вода		Грунт	
	V,мл	m,г	V,мл	m,г	V,мл	m,г
10	29,5	37,5	11,0	11,0	18,5	29,5
20	315,5	610,0	36,5	36,5	261,5	574,5
30	661,0	1261,5	86,0	85,0	581,0	1177,0
35,5	Провал					
40	2403,5	4455,5	545,0	542,5	1858,5	3913,5

Таблица 8

Средние показания протекания суффозионного процесса при $C_U = 3,3$

Время	Пульпа		Вода		Грунт	
	V,мл	m,г	V,мл	m,г	V,мл	m,г
10	67,5	126,0	7,5	7,5	57,5	117,5
20	490,0	934,0	49,5	49,5	425,0	883,5
30	775,0	1508,5	70,0	70,0	700,0	1436,0
32,5	Провал					
37	1240	2208,5	355	355	885	1853,5

Полученные данные по объему вынесенной пульпы и суммарному объему вынесенного грунта отображены на рисунках 4,5.

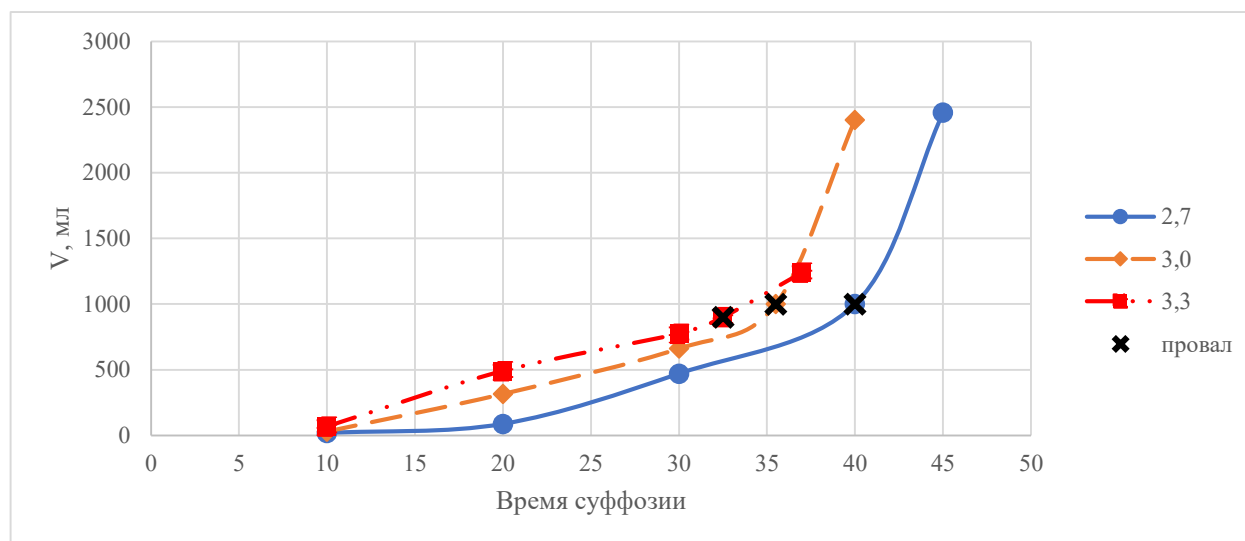


Рис. 4. Интенсивность образования пульпы при разных коэффициентах неоднородности

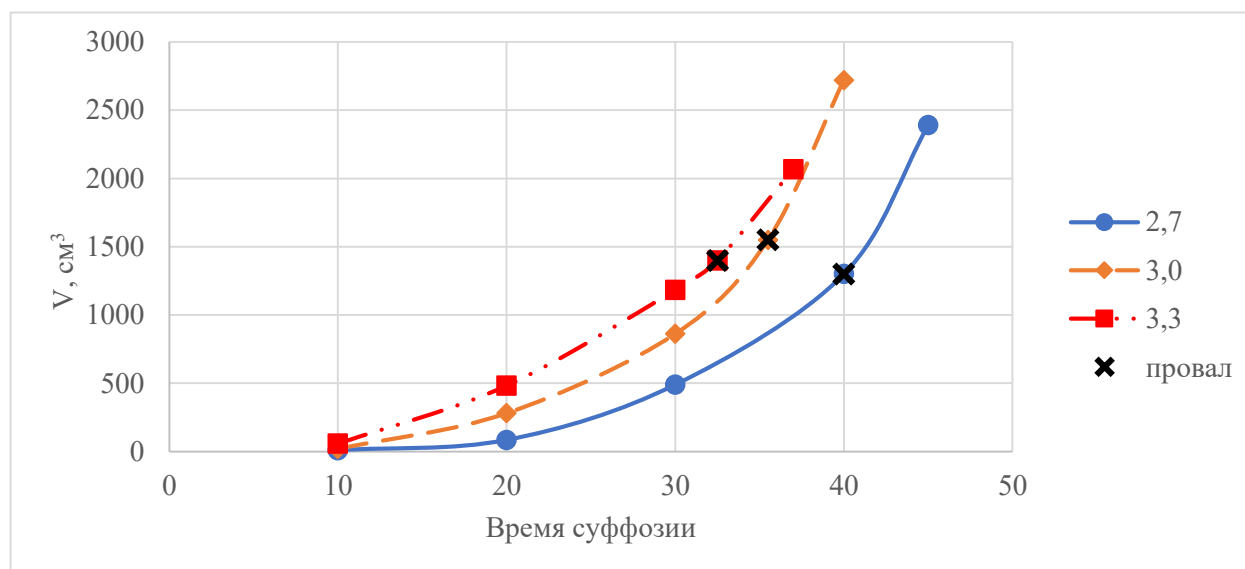


Рис. 5. Интенсивность процесса провалообразования при разных коэффициентах неоднородности

По результатам испытаний выявлено, что при коэффициенте неоднородности 3,3 суффозионный процесс происходит быстрее и провал образуется раньше. Дольше всего процесс происходит в однородном грунте с коэффициентом неоднородности 2,7 и провал образуется позже. Таким образом, чем больше значение коэффициента неоднородности, тем быстрее и интенсивнее происходит суффозионный процесс.

Согласно рисунку 5 с увеличением коэффициента неоднородности песка суммарный объем выносимого грунта увеличивается, но закономерности в изменении общего объема вынесенного грунта (объема провала) не наблюдается. Это можно объяснить недостаточным количеством проведенных испытаний.

Выводы

По результатам физического моделирования суффозионного процесса и провалообразования сделаны следующие выводы:

1. Изменение температурного режима воды оказывает влияние на интенсивность суффозионного процесса и провалообразование. При температуре воды в 10°C суффозия менее интенсивная и происходит медленнее, чем при 30 и 50°C. Образование провалов при более высоких температурах 30 и 50°C происходит раньше, чем при 10°C. Закономерности объема провалов от температуры воды не выявлено.
2. В песках однородных суффозия происходит медленнее и менее интенсивно, чем в неоднородных. С увеличением коэффициента неоднородности образование провала происходит раньше. Закономерности объема провала от коэффициента неоднородности не наблюдается.

Литература

1. ГОСТ 12536-2014. Грунты. Методы лабораторного определения гранулометрического (зернового) и микроагрегатного состава. М.: Стандартинформ, 2015. 23 с.
2. ГОСТ 5180-2015. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик. М.: Стандартинформ, 2015. 23 с.
3. Передельский Л.В. Приходченко О.Е. Инженерная геология: учебник для студентов строительных специальностей вузов. Ростов на Дону: Феникс, 2009. 465с.
4. СП 115.13330.2016. Геофизика опасных природных воздействий. М.: Стандартинформ, 2015. 36 с.
5. Хоменко В.П. Закономерности и прогноз суффозионных процессов. М.: ГЕОС, 2006. 216 с.
6. Чаповский Е.Г. Лабораторные работы по грунтоведению и механике грунтов: Практическое руководство. М.: Госгеолтехиздат, 1958. 272 с.
7. Якуч Л. Морфогенез карстовых областей. Москва: Прогресс, 1979. 388 с.

КАРСТОЛОГИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ УЧАСТКА ПРОЕКТИРУЕМОЙ ТРАССЫ ВЫСОКОСКОРОСТНОЙ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОЙ МАГИСТРАЛИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ – МОСКВА С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА БАЛЛЬНОЙ ОЦЕНКИ КЛАССИФИКАЦИОННОГО ПРИЗНАКА

Тепленин Даниил Сергеевич

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, Пермь

e-mail l: daniilteplenin@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н. Алванян Карине Антоновна

Аннотация: Изучена и рассмотрена методика карстологического районирования, основанная на балльной оценке классификационного признака. Исходя из сформулированной задачи районирования, установлены классификационные показатели, по которым выделяют таксоны, определены граничные значения классификационных показателей (K_p), составлена модель районирования, определена схема формирования точек наблюдения, с последующей оценкой классификационного показателя в каждой из них, составлена карта районирования, описаны таксоны с позиции поставленной задачи.

Ключевые слова: карстологическое районирование, балльная оценка, классификационный показатель, модель районирования, таксон.

KARSTOLOGICAL ZONING OF A SECTION OF THE DESIGNED ROUTE OF THE HIGH-SPEED RAILWAY ST. PETERSBURG – MOSCOW USING USING THE CLASSIFICATION CRITERION SCORING METHOD

Teplenin Daniil Sergeevich

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Alvanyan Karine

Abstract: The methodology of karstological zoning, based on the scoring of the classification attribute, has been studied and discussed. Based on the formulated zoning problem, classification indicators by which taxa are distinguished were established, boundary values of classification indicators (K_p) were determined, a zoning model was compiled, a scheme for the formation of observation points was determined, followed by an assessment of the classification indicator in each of them, a zoning map was drawn up, taxa were described from the perspective of the task at hand.

Keywords: karstological zoning, scoring, classification indicator, zoning model, taxon.

Введение

Одним из важных аспектов инженерной геологии в районах развития карста является районирование территории по карстоопасности. Это связано с тем, что карстовые образования могут оказывать негативное влияние на инженерные сооружения и инфраструктуру. Именно поэтому во избежание аварийно-опасных ситуаций при строительстве и эксплуатации зданий и сооружений важно разграничивать исследуемые участки на зоны по степени опасности карстовых процессов. Существует множество методов проведения карстологического районирования. Одним из них, наименее трудоемким и наиболее точным является метод районирования территории по карстоопасности, основанный на балльной оценке классификационного признака.

Цель работы: районирование проектируемой трассы высокоскоростной железнодорожной магистрали Санкт-Петербург – Москва на участке Крюково (Алабушево) – Обухово по карстоопасности с применением метода балльной оценки классификационного признака.

Для достижения поставленной цели необходимо выполнить следующие **задачи**:

- сформулировать конкретную задачу районирования;
- выбрать классификационный показатель, по которому выделяют таксоны, исходя из поставленной задачи;
- определить граничные значения классификационного показателя (K_p);
- составить модель районирования; определить схему формирования точек наблюдения;
- выполнить оценку классификационного показателя в каждой точке наблюдения;
- составить карту районирования; описать таксоны с позиции поставленной задачи.

Основой предложенного метода для выполнения карстологического районирования является разделение исследуемой территории на зоны на основе применения классификационных показателей K_p и их граничных значений при установлении численных значений факторных признаков [5].

Карстологическое районирование территории с применением метода балльной оценки классификационного признака проведено в рамках камеральной обработки данных проектируемой трассы высокоскоростной железнодорожной магистрали Санкт-Петербург – Москва на участке Крюково (Алабушево) – Обухово, проходящего по территориям Торжокского и Калининского районов Тверской области и имеющего протяженность 57 км.

В отношении рельефа исследуемый участок проектируемой высокоскоростной железнодорожной магистрали находится в центральной части Восточно-Европейской равнины, в пределах Верхне-Волжской низменности и Вышневолоцкой гряды.

В геоморфологическом отношении исследуемая территория приурочена к области моренного рельефа в пределах московского оледенения, переработанного последующими эрозионными процессами, и водно-ледниковых равнин того же оледенения. Территория прохождения трассы осложнена переходами через реки и временные водотоки. Исследуемый участок трассы высокоскоростной железнодорожной магистрали пересекает р. Логовежь, руч. Галицкий, р. Тверца, р. Волга и р. Тьмака (рис. 1).

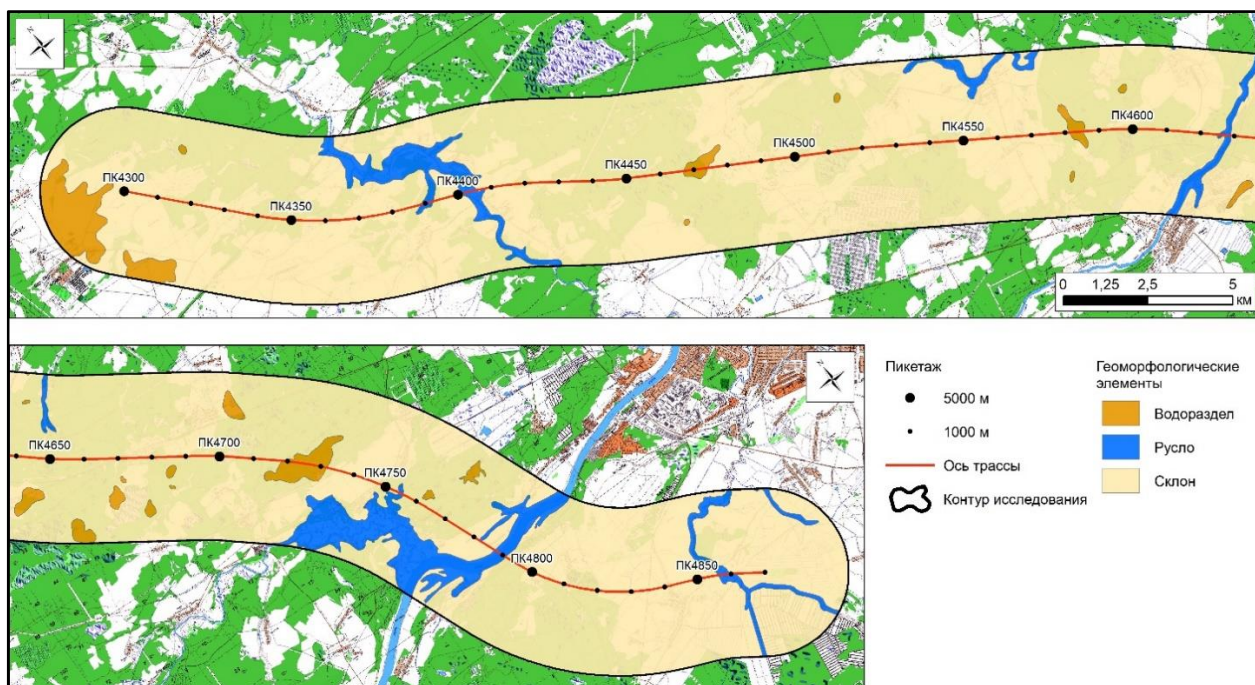


Рис. 1. Геоморфологические элементы исследуемой территории

В тектоническом строении изучаемая территория располагается на Восточно-Европейской платформе, в пределах Тверской моноклинали Московской синеклизы.

В геологическом строении на исследуемой территории в приповерхностной её части, опираясь на данные инженерно-геологического бурения, принимают участие породы четвертичной (Q) и каменноугольной (C) систем.

Основными карстующимися породами на исследуемом участке являются известняки, доломиты и мергели верхнекаменноугольной системы. По данным бурения инженерно-геологических скважин установлено, что карстующиеся породы залегают под толщей песчано-глинистых четвертичных и каменноугольных отложений.

Согласно СП 11-105-97, ч. II (п. 5.1.5) [6] они являются труднорастворимыми породами. По степени обнаженности карстующихся пород и характеру перекрывающей толщи развит покрытый тип карста. По времени образования карст современный, так как он продолжает проявлять себя в виде образования новых карстовых форм. По отношению к подземным водам карстующиеся породы залегают в зоне постоянного водонасыщения.

В гидрогеологическом отношении территория прохождения проектируемой трассы принадлежит к Восточно-Европейскому сложному артезианскому бассейну, осложненному Московским артезианским бассейном.

В пределах исследуемого участка развиты подземные воды, приуроченные к водоносному комплексу четвертичных (Q) и каменноугольных (C) отложений, а также трещинно-карстовые подземные воды, относящиеся к каменноугольным трещиноватым известнякам, мергелям и доломитам.

Грунтовые воды от пресных до умеренно солоноватых имеют минерализацию от 0,326 до 3,953 г/дм³, в среднем – 0,978 г/дм³. Согласно химическим анализам, грунтовые воды преимущественно неагрессивны по отношению к известнякам и агрессивны по отношению к доломитам.

Трещинно-карстовые воды пресные и слабосоленые имеют минерализацию в пределах от 0,437 до 1,983 г/дм³, в среднем составляя 0,916 г/дм³. Согласно химическим анализам, трещинно-карстовые воды преимущественно неагрессивны по отношению к известнякам и агрессивны по отношению к доломитам.

Согласно схеме районирования карста Русской равнины [7], исследуемый участок расположен в Центрально-Русской карстовой области. В северо-западной части трасса приурочена к Валдайско-Торжокскому карстовому округу Валдайской карстовой провинции.

Согласно карте «Опасность карста» [3], на протяжении всей проектируемой трассы исследуемая территория характеризуется опасной (чрезвычайные ситуации регионального уровня) степенью карстового процесса.

Согласно карте распространения карста на территории Российской Федерации (приложение Б, СП 115.13330.2016) [4], исследуемый участок трассы характеризуется распространением карбонатного карста.

Согласно Карте карстовой опасности на территории России [2], исследуемая трасса проектируемой высокоскоростной магистрали проходит по территории с различными типами опасности карста, характеризующейся мало опасной, умеренно опасной и опасной категориями (рис. 2).

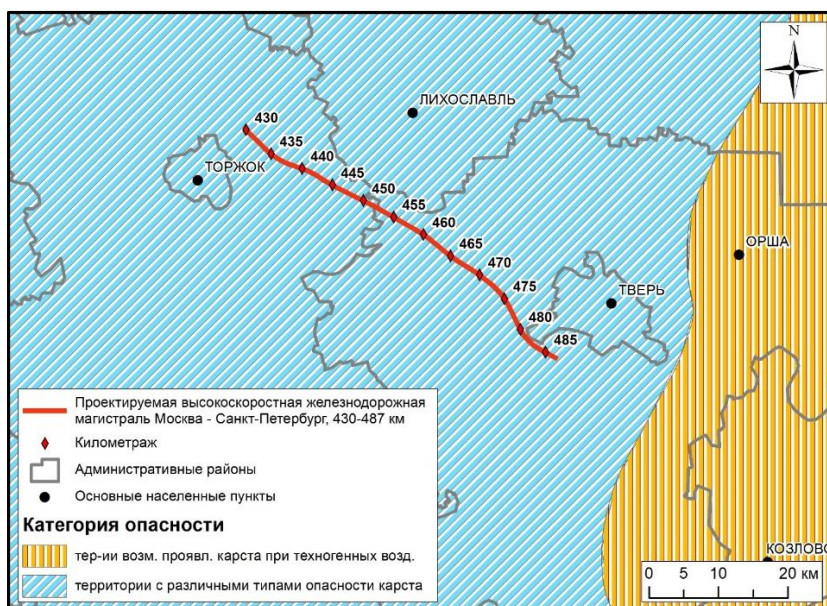


Рис. 2. Фрагмент карты карстоопасности РФ [2] в пределах исследуемого участка проектируемой железнодорожной магистрали

По результатам геофизических исследований аномалий в интервалах развития каменноугольных отложений не зафиксировано. Карстовых форм в непосредственной близости к участкам развития данных прослоев не зафиксировано.

В ходе бурения инженерно-геологических скважин провалы бурового инструмента не выявлены, тем не менее, необходимо отметить, что по всей вскрытой мощности растворимых пород вскрыты интервалы малопрочных, сильнотрещиноватых, сильновыветрелых зон. Данные разуплотненные участки представляют собой зоны дробления.

По данным инженерно-геологического бурения на участке изысканий вскрыто 728 зон дробления. Они развиты в интервале глубин от 8,9 до 62,0 м. Мощность варьирует от 0,3 до 30,0 м.

По методике карстологического районирования, основанного на балльной оценке классификационного признака, районирование участка проектируемой трассы начинается с формулирования задачи.

Изучение модели «геологическая среда – сооружение» показало, что техногенная нагрузка может негативно повлиять на сооружение, то есть снизить устойчивость данной территории. Устойчивость территории зависит от многих факторов, включая состав грунтов и их характеристики, наличие подземных вод с агрессивным составом по отношению к карстующимся породам, а также геологические процессы, среди которых карстовые процессы играют важную роль.

На исследуемой территории были вскрыты некарстующие песчаноглинистые отложения и карбонатные карстующие породы с различными фильтрационными способностями, опираясь на результаты инженерно-геологического и карстологического бурения. Грунтовые воды четвертичных отложений и трещинно-карстовые подземные воды, вскрытые на данной территории, приуроченные к каменноугольным отложениям. Ну и как уже было сказано, вскрыты зоны дробления. Следовательно, при балльной оценке классификационных признаков для решения поставленной задачи учитываются инженерно-геологические условия. На основе этого были выделены следующие геологические признаки:

- грунты, перекрывающие карстующиеся породы;
- водопроницаемость грунтов;
- наличие подземных вод, приуроченных как с песчано-глинистым отложениям, так и к карстующимся породам;
- наличие зон дробления.

Перекрывающие карстующиеся породы грунты – один из важных природных признаков. Обуславливается это тем, что они выполняют роль «защиты» для карстующихся пород от агрессивности поверхностных вод, неблагоприятно влияющей на них. Согласно п. 5.1.7 СП 11-105-97 ч. II [6] мощность перекрывающей толщи, способной обеспечить защиту от возможного карстопроявления на земной поверхности, составляет 10-30 м (при выдержанной мощности плотных глин, с отсутствием линз и прослоев песка, супеси, водоносных суглинков, трещин и других нарушений). Следовательно, перекрывающие отложения по мощности можно подразделить на три группы. Учитывая то, что с уменьшением мощности перекрывающих отложений, снижается балл их (грунтов) оценивания (табл. 1).

Таблица 1

Балльная оценка перекрывающих отложений

Мощность перекрывающих отложений, м	Балл
более 30	1
от 10 до 30	2
до 10	3

Не менее важную роль в развитии карста играет фильтрационная способность пород, т.е. их *водопроницаемость*, зависящая от гранулометрического состава, пористости, трещиноватости. Согласно ГОСТ 25100-2020 [1], в зависимости от значения коэффициента фильтрации грунты подразделяются на водонепроницаемые, слабопроницаемые, водопроницаемые, сильноводопроницаемые и очень сильноводопроницаемые (табл. 2). Чем больше фильтрационная способность отложений, перекрывающих карстующиеся породы, тем больше вероятность того, что подземные воды достигнут их. Также, соответственно, чем больше фильтрационная способность карстующихся пород, тем больше вероятность развития карстового процесса. Если в скважине были вскрыты зоны дробления, то в таком случае определялся осреднённый показатель коэффициента фильтрации (K_{ϕ}) для данных малопрочных, сильнотрещиноватых, сильновыветрелых пород. В ином

случае, определялся осреднённый показатель K_{ϕ} песчано-глинистых отложений, перекрывающих карстующиеся породы.

Таблица 2

Балльная оценка водопроницаемости грунтов

Разновидность грунтов	Коэффициент фильтрации, м/сут	Балл
Водонепроницаемые	$k \leq 0,005$	1
Слабоводопроницаемые	$0,005 < k \leq 0,3$	2
Водопроницаемые	$k > 0,3$	3

Подземные воды, которые являются агрессивными по отношению к карстующимся породам, оказывают влияние на скорость их растворимости. Важное значение, также, имеет то, в каких породах они были вскрыты. Подземные воды, вскрытые выше толщи карстующихся пород, т.е. в перекрывающих песчано-глинистых отложениях, могут не достигать их в связи с тем, что водонепроницаемые или слабоводопроницаемые породы служат водоупором. В случае, если в скважине не вскрыты подземные воды, то точке опробования присваивался меньший балл. Также, если в скважине подземные воды были вскрыты как в песчано-глинистых перекрывающих отложениях, так и в карстующихся породах, то точке опробования присваивался наивысший балл (табл. 3).

Таблица 3

Балльная оценка подземных вод

Водовмещающие породы	Балл
отсутствуют	1
песчано-глинистые	2
карстующиеся	3

Наличие в геологическом разрезе зон дробления, интервалов малопрочных, сильнотрещиноватых, сильновыветрелых пород, свидетельствует о возможном развитии карстового процесса. Следовательно, чем больше мощность зоны дробления вскрыта скважиной, тем большую опасность представляет исследуемая территория (табл. 4).

Таблица 4

Балльная оценка зон дробления

Мощность зон дробления, м	Балл
до 5	1
от 5 до 20	2
от 20 до 30	3

Оценивалось влияние различных свойств на устойчивость территории, включая те, которые были упомянуты ранее. Эта оценка используется для определения ранга или весового коэффициента каждого признака в отношении безопасной эксплуатации дорожного проекта. Чем ниже значение весового коэффициента, тем меньше влияние соответствующего признака на устойчивость исследуемой территории. Результат балльных оценок компонентов геологических признаков, рангов и индексов приведён в таблице 5.

Таблица 5

Балльная оценка геологических признаков

Наименование геологического признака	Индекс признака	Ранг признака	Балльная оценка факторных признаков		
			1	2	3
Перекрывающие отложения	А	1	Мощность перекрывающих отложений, м		
			более 30	от 10 до 30	до 10
Водопроницаемость	Б	2	Разновидность грунтов		
			водопроницаемые	слабоводопроницаемые	водонепроницаемые
Подземные воды	В	3	Водовмещающие породы		
			отсутствуют	песчано-глинистые	карстующиеся
Зоны дробления	Г	4	Мощность зон дробления, м		
			до 5	от 5 до 20	от 20 до 30

Далее рассчитаем значение классификационного показателя (K_p) по следующей зависимости (1):

$$K_p = 1 * A_i + 2 * B_i + 3 * V_i + 4 * \Gamma_i \quad (1)$$

где 1, 2, 3, 4 – весовые коэффициенты (ранг) геологических признаков;

A_i, B_i, V_i, Γ_i – балльные значения факторных признаков.

Индекс A характеризует мощность перекрывающих отложений, индекс B – водопроницаемость песчано-глинистых и карстующихся пород, индекс V – распространение подземных вод в отложениях, индекс Γ – мощность зон дробления, вскрытых скважинами.

Если все вышеприведенные геологические признаки имеют один балл, то территория исследуемой трассы находится в устойчивом состоянии. Тогда минимальные значения классификационного показателя будут следующие (2):

$$K_p = 1 * 1 + 1 * 2 + 1 * 3 + 1 * 4 = 10 \text{ (баллов)} \quad (2)$$

В случае, когда все факторные признаки имеют четыре балла, тогда сооружение будет находиться в неустойчивом состоянии. Значение K_p будет максимальным (3):

$$K_p = 3 * 1 + 3 * 2 + 3 * 3 + 3 * 4 = 30 \text{ (баллов)} \quad (3)$$

Граничные значения классификационного показателя K_p – это значения, при которых происходит качественное изменение состояния объекта исследований, то есть когда сооружение переходит из устойчивого в малоустойчивое и неустойчивое состояние.

Определив размах R как максимальные и минимальные значения признака R , которое равно разности $K_{p(max)}$ и $K_{p(min)}$, можем найти следующие граничные значения таксонов (4-6):

$$P < 0,75 \quad < K_{p(min)} + 0,25R \quad (4)$$

$$0,75 \leq P \leq 0,25 \quad (K_{p(min)} + 0,75R) - (K_{p(min)} + 0,25R) \quad (5)$$

$$P > 0,25 \quad > K_{p(min)} + 0,75R \quad (6)$$

В результате чего была разработана следующая модель карстологического районирования (табл. 6):

Таблица 6

Модель карстологического районирования

Наименование таксона	Состояние объекта	Значение K_p
I	Устойчивое	менее 15
II	Малоустойчивое	от 15 до 25
III	Неустойчивое	более 25

В каждой точке опробования (скважине) исследуемой территории были оценены все выделенные геологические признаки, после чего с помощью формулы 1 рассчитаны значения классификационного показателя K_p , а затем было присвоено определённое количество баллов.

В результате районирования, основанного на балльной оценке классификационного признака, а также районирования по факторным признакам, в буфере 2,5 км (по обе стороны от оси трассы) выделено 10 карстовых участков, характеризующихся общностью природного строения (структурно-тектонического, геолого-гидрогеологического и геоморфологического) (рис. 3). В их пределах условия развития карста могут характеризоваться квазиоднородностью.

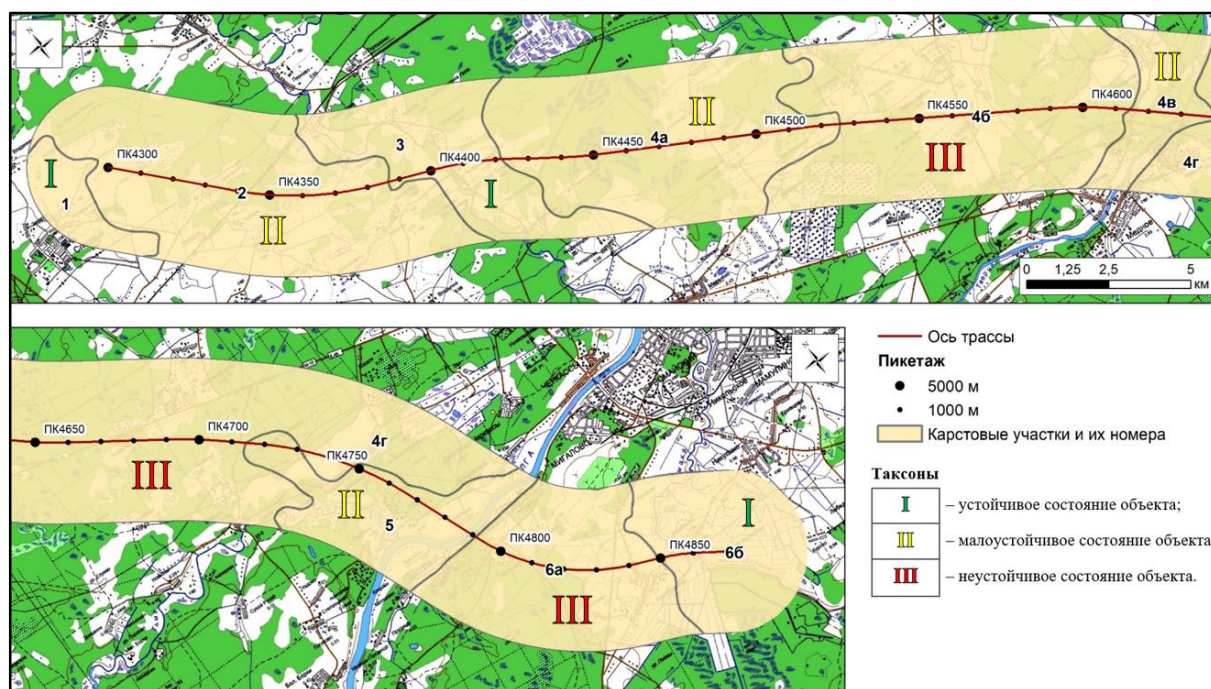


Рис. 3. Выделенные карстовые районы на исследуемом участке проектируемой трассы

Таким образом, выделены три таксонометрические единицы со следующими характеристиками:

Таксон I (устойчивое) распространен на площади равной 88,05 км² от всей площади исследования. В пределах территории, приуроченной к таксону I, было выявлено 21 поверхностное карстопоявление. Их плотность в среднем равняется 0,19 шт/км². В пределах участков таксона I значения диаметров поверхностных карстопоявлений изменяются от 1 до 53 м и в среднем составляют 26,83 м. В среднем поверхностные карстопоявления имеют глубину 0,6 м. Их площадь варьируется от 0,8 до 2201,9 м² и в среднем составляет 980,58 м². Территория, приуроченная к таксону I, характеризуется мощностью перекрывающих отложений более 30 м, преимущественно слабОВОДПРОНИЦАЕМЫМИ породами и отсутствием подземных вод, а также мощностью зон дробления до 5 м. Значения классификационного показателя, K_p , изменяются от 12 до 14, что в среднем составляет 13.

Таксон II (малоустойчивое) распространен на площади равной 116,32 км² от всей площади исследования. В пределах территории, приуроченной к таксону II, было выявлено 22 поверхностных карстопоявления. Их плотность в среднем составляет 0,18 шт/км². В пределах участков таксона II значения диаметров поверхностных карстопоявлений составляют 1,5-139,5 м и в среднем равняются 36,25 м. В среднем поверхностные карстопоявления имеют глубину 1,74 м. Их площадь изменяется от 1,8 до 9803,1 м² и в среднем составляет 1635,58 м². Территория, приуроченная к таксону II, характеризуется мощностью перекрывающих отложений в основном более 30 м, слабОВОДПРОНИЦАЕМЫМИ и ВОДПРОНИЦАЕМЫМИ (преимущественно) породами и наличием подземных вод, вскрытых в карстующихся породах, а также мощностью зон дробления в основном от 5 до 20 м. Значения классификационного показателя, K_p , изменяются от 15 до 25, что в среднем составляет 20.

Таксон III (неустойчивое) распространен на площади равной 140,7 км² от всей площади исследования. В пределах территории, приуроченной к таксону III, было выявлено 70 поверхностных карстопоявлений. Их плотность в среднем составляет 0,44 шт/км². В пределах участков таксона III значения диаметров поверхностных карстопоявлений колеблются от 0,4 до 32,5 м и в среднем равняются 12,73 м. В среднем поверхностные карстопоявления имеют глубину 1,25 м. Их площадь изменяется от 0,1 до 785 м² и в среднем составляет 218,55 м². Территория, приуроченная к таксону III, характеризуется мощностью перекрывающих отложений от 10 до 30 м, преимущественно слабОВОДПРОНИЦАЕМЫМИ породами и наличием подземных вод, приуроченных к карстующимся породам, а также мощностью зон дробления от 20 до 30 м. Значения классификационного показателя, K_p , изменяются от 26 до 29, что в среднем составляет 27,5.

Заключение

В результате проведенного исследования была изучена и рассмотрена методика районирования территории по карстоопасности, основанная на балльной оценке классификационного признака [5]. На конкретном примере (участок проектируемой трассы высокоскоростной железнодорожной магистрали Санкт-Петербург – Москва) посредством формулирования задачи районирования, выбора классификационный показатель, определения граничных значений классификационного показателя (K_p), составления модели районирования, определения схемы формирования точек наблюдения, оценки классификационного показателя в каждой точке наблюдения, была составлена карта районирования, а также охарактеризованы выделенные таксоны.

Литература

1. ГОСТ 25100-2020. Грунты. Классификация. М., 2020.
2. Карта карстовой опасности на территории России 1:10 000 000 // РАН, Институт геоэкологии им. Е. М. Сергеева, ГНПП «Безопасность», 1993.
3. Кутепов В.М., Шеко А.И., Осипов В.И. и др. Природные опасности России. Том 3. Экзогенные геологические процессы. М., Изд-ий дом «КРУК», 2002. 222 с.
4. Спиридонов И.Г., Миронов Н.А., Егоркин С.В. Карта распространение карста на территории Российской Федерации масштаба 1:35 000 000. ФГБУ «ИМГРЭ», 2016.
5. Середин В.В., Математические методы в гидрогеологии и инженерной геологии: Курс лекций; Перм. гос. ун-т. – Пермь, 2011. 120 с.
6. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: Госстрой России, 2000.
8. Чикишев А.Г. Карст Русской равнины. М., Изд-во «Наука», 1978. 191 с.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЧУСОВСКОГО ГОРОДСКОГО ОКРУГА

Фефилова Мария Алексеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: fefilovamasha2003@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.г. Копылов Игорь Сергеевич

Аннотация: Рассмотрены факторы формирования инженерно-геологических условий Чусовского городского округа. Дана характеристика инженерно-геологических условий и процессов. Построена карта инженерно-геологических процессов.

Ключевые слова: инженерно-геологические условия, геологические риски, Чусовской городской округ.

ENGINEERING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE CHUSOVSKY URBAN DISTRICT

Fefilova Maria Alekseevna

Perm State University, 1st year Student, Perm

Scientific Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy Kopylov Igor

Abstract: The factors of formation of engineering and geological conditions of the Chusovsky urban district are considered. The characteristics of engineering-geological conditions and processes are given. A map of engineering-geological processes was constructed.

Key words: engineering-geological conditions, geological risks, Chusovsky urban district.

Введение

Актуальность данной работы обусловлена необходимостью учета инженерно-геологических условий при проектировании и строительстве объектов на территории Чусовского городского округа (ЧГО). Геологические структуры и особенности грунтового покрова могут оказать значительное влияние на безопасность и надежность объектов, а также на экономическую эффективность их строительства и эксплуатации. Кроме того, на данной территории могут возникать различные геологические процессы, которые могут привести к разрушению объектов и угрожать жизни и здоровью людей. Поэтому знание инженерно-геологических условий и рисков является крайне важным для обеспечения безопасности и надежности объектов и защиты интересов населения.

Цель работы – изучение инженерно-геологических условий Чусовского ГО для перспективного строительства.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- изучение природно-геологических факторов ЧГО;
- изучение геологических и инженерно-геологических процессов ЧГО;
- проведение аэрокосмогеологического анализа;
- составление карты инженерно-геологических процессов.

Природно-геологические факторы формирования инженерно-геологических условий

Выделяются 3 основные группы региональных факторов: физико-географические гидрогеологические и геологические [5].

Физико-географические факторы

Рельеф. Территория ЧГО расположена на границе двух геоморфологических стран: Восточно-Европейской равнины и Складчатого Урала. Левобережная часть ЧГО расположена в пределах Лысьвенско-Тулумбасской возвышенной равнины, относящейся к геоморфологической области Предуральской равнины и кряжей [10]. Рельеф в основном холмистый, на северо-западе преобладает низкорельеф. Средняя высота: 239 м, минимальная высота 101 м, максимальная высота 523 м [11].

Климат района относится к умеренно-континентальному. Зимы холодные и снежные, средняя температура в январе составляет около -15°C . Лето теплое и дождливое, средняя температура в июле около $+18^{\circ}\text{C}$. Осенью и весной часто бывают перепады температур, а также дожди и снегопады [2].

Гидрография. По территории района протекает 45 рек один из самых многоводных притоков Камы – река Чусовая (объем среднегодового стока 6,9 км³), которая впадает в Камское водохранилище. В Чусовском районе в нее впадают реки Усьва и Лысьва. Для территории, расположенной западнее Чусового и долины реки Усьвы, характерен равнинный, волнисто – вогнутый рельеф, со слабо врезанными речными долинами, приобретающий более резкие формы в районе Чусовского залива Камского водохранилища. В восточной части речные долины глубоко врезаны [9].

Геологические условия

В тектоническом отношении район Чусовского ГО находится на восточной окраине Русской плиты Восточно-Европейской платформы, на стыке и в пределах Предуральского краевого прогиба, Западно-Уральской внешней зоны складчатости (Передовые складки Урала) и Центрально-Уральского поднятия. В пределах платформенной части на территории ЧГО выделяются структуры I порядка: Пермский свод, Бымско-Кунгурская впадина, Косьюинско-Чусовская седловина, Юрзано-Сылвенская депрессия [7, 10].

Литология и стратиграфия

В геологическом разрезе выделяются два структурных этажа: нижний дорифеский складчатый кристаллический фундамент с возрастом пород более 1,6 млрд лет и верхний субгоризонтально залегающий на нем венд – фанерозойский осадочный чехол.

Главными геологическими формациями являются палеозойские отложения, включающие песчаники, сланцы, известняки, доломиты и туфы. Коренные породы, подстилающие четвертичные отложения, представлены отложениями уфимского и кунгурского яруса пермской системы. Они сложены в основном известняками, мергелями, гипсами, доломитами, ангидритами, алевролитами и сланцами (рис. 1).

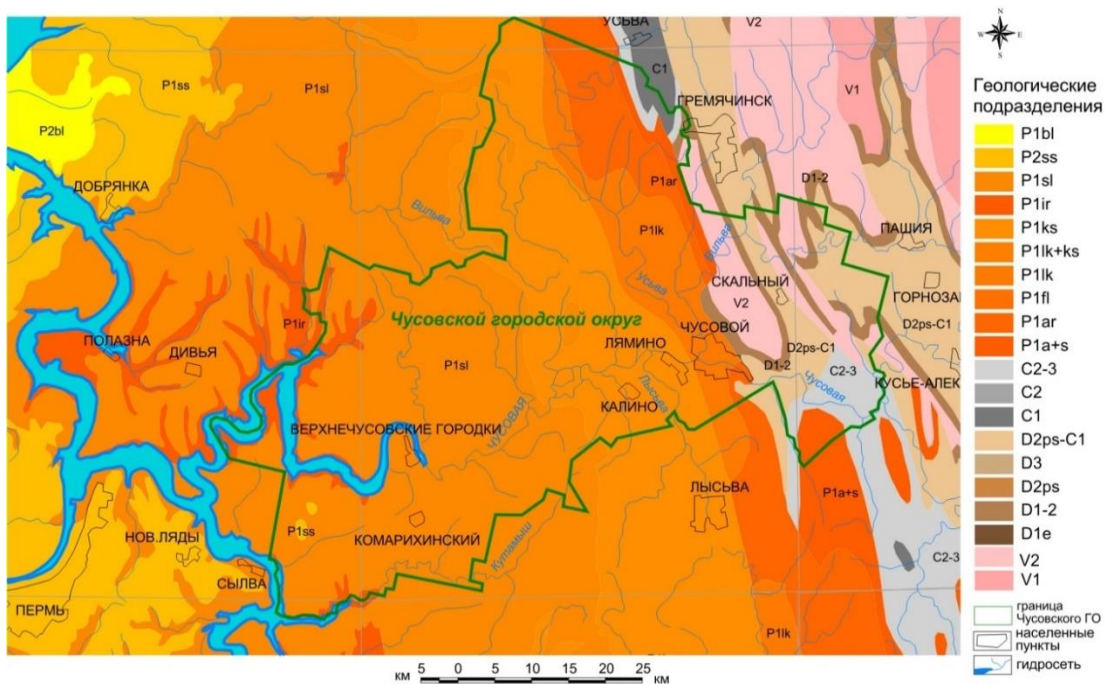


Рис. 1. Геологическая карта дочетвертичных отложений ЧГО [7]

В мезозойский период на территории ЧГО была активная вулканическая деятельность, что привело к образованию многих геологических структур, таких как кратеры, конусы и лавовые потоки. В настоящее время эти формации неактивны и сильно разрушены.

Самыми молодыми отложениями на территории ЧГО и его окрестностях являются четвертичные породы различного генезиса. Преобладают элювиальные и элювиально-делювиальные породы. У элювиальных отложений преимущественно глыбово-щебнистый состав и залегают они в виде пятен, приуроченных к вершинам водоразделов. Элювиально-делювиальные отложения имеют преобладающее распространение и сформировались на водораздельных пространствах долин современных рек и их склонах, с мощностью 1-3, до 20 м.

Аллювиальные отложения в долине реки Чусовой и ее притоков состоят из песчано-глинисто-гравийно-галечных отложений, которые содержат глыбы, валуны и щебень коренных пород.

Гидрогеологические факторы

Чусовской ГО характеризуется разнообразными и сложными гидрогеологическими условиями.

Восточная часть района относится к провинции подземных вод складчатого Урала. Основными являются визейско-артинский и франско-турнейский карбонатные водоносные комплексы. Значительные ресурсы подземных вод сосредоточены и в ассельско-артинском терригенном комплексе, однако в ряде скважин воды этого комплекса обладают повышенной (до 1,8 г/л) минерализацией. Значительные притоки воды в скважины в этой провинции могут быть в зонах разломов и тектонических контактов, особенно в контакте визейско-артинского карбонатного и ассельско-артинского терригенного комплексов.

Центральная и северо-западная части района относятся к гидрогеологической области трещинных и карстовых вод Соликамской впадины, в которой развиты кунгурский терригенный и соликамский водоносные комплексы.

Юго-западная часть района занимает северную окраину гидрогеологической области карстовых вод, провинции подземных вод восточной окраины Русской платформы. Здесь в породах соликамского возраста воды распространены спорадически. Под соликамскими отложениями развиты иренские гипсы, местами выходящие на поверхность. Подземные воды в соликамских отложениях развиты не повсеместно, подстилающие гипсы обводнены спорадически, а карстовые воды в них обладают повышенной (2-3 г/л) минерализацией. В районе распространения спорадически обводненных пород соликамского горизонта поиски подземных вод для водоснабжения мало перспективны [5].

Инженерно-геологические условия

По инженерно-геологическому районированию (рис. 2) территория ЧГО относится к Предуральскому региону второго порядка области денудационной равнины Предуралья с распространением карбонатно-терригенной и галогенно-карбонатной формаций перми; с преобладанием в северной части флювиогляциальных песков и супесей, ледниковых и полигенетических отложений, в центральной и южной части – с покровом песчаных и глинистых элювиально-делювиальных отложений [5, 7].

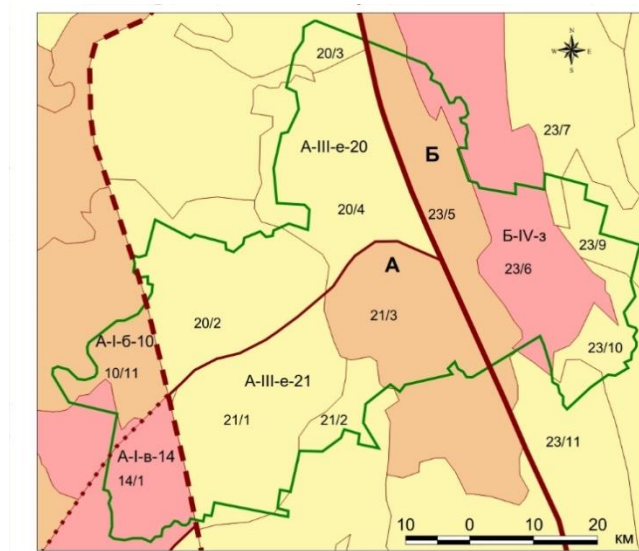
Инженерно-геологические формации и комплексы

В пределах Чусовского ГО выделяются 4 основные инженерно-геологические формации, которые имеют практическое значение для строительства: карбонатно-терригенная формация средней и нижней перми (уфимские и казанские отложения), галогенно-карбонатная формация нижней перми (ассельско-артинские отложения), метаморфические и вулканогенные формации венда, терригено-карбонатная формация девона и карбона.

Западная часть представлена карбонатно-терригенной формацией средней и нижней перми (уфимские и казанские отложения) формация представлена глинами, алевролитами, аргиллитами, песчаниками с прослоями мергелей и известняков общей мощностью 300-500 м.

Восточнее наблюдается галогенно-карбонатная формация нижней перми (ассельско-артинские отложения) состоит из двух типов: западного – известняково-доломитового, с подчиненными прослоями гипсов и ангидритов мощностью до 300 м и восточного с преобладанием органогенных известняков и песчано-глинистых отложений мощностью 200-400 м.

На востоке наблюдается метаморфические и вулканогенные формации венда, терригено-карбонатная формация девона и карбона. Осадочные, вулканогенные и метаморфические горные породы этих формаций характеризуются высокими прочностными свойствами и являются надежным основанием для сооружений. Все эффузивные породы обладают высокими прочностными свойствами [5].



Инженерно-геологическое районирование (И.С. Копылов, 2021)

Границы инженерно-геологического районирования

- регионов I порядка
- регионов II порядка
- областей
- районов
- участков

Инженерно-геологические участки
и их категории по степени сложности
инженерно-геологических условий

- 2
- 2-3
- 3
- Граница Чусовского ГО

Рис. 2. Инженерно-геологическое районирование ЧГО [5]

Инженерно-геологические процессы

Чусовской ГО находится в зоне высокого геологического риска, что означает наличие опасности для жизни и здоровья людей, а также экономических потерь вследствие возможных природных катаклизмов. Основными геологическими и потенциально – инженерно-геологическими процессами на рассматриваемой территории являются: оползни, обвалы, подтопления, затопления, заболачивание, карст, различные виды эрозии.

Эндогенные процессы

Сейсмичность. По сейсмическому районированию России ОСР-2016 территория Чусовского ГО относится к районам с интенсивностью землетрясений в 5 баллов по карте ОСР-2016-А, 6 баллов по карте ОСР-2016-В, в 7 баллов по карте по ОСР-2016-С [10].

На участках размещения объектов строительных повышенной ответственности, (в соответствии с СП 286.1325800.2016) необходимо применять методику выявления и изучения активных разломов на основе комплекса дистанционных и полевых методов, позволяющих по проявлениям в рельефе и молодым отложениям выявить активный разлом, закартировать зону связанных с ним деформаций и определить тип, амплитуду и среднюю скорость смещений.

Необходимо проводить постоянный мониторинг сейсмической активности и разрабатывать меры предотвращения и ликвидации возможных последствий землетрясений [1].

Геодинамическая активность

К мощному фактору формирования инженерно-геологических условий территорий, который часто играет ведущую роль среди многих природных факторов, можно отнести геодинамические активные зоны (участки земной коры, активные на современном этапе неотектонического развития, характеризующиеся пониженной прочностью коры, повышенной трещиноватостью, проницаемостью, и, как следствие, проявлениями разрывной тектоники, сейсмичности и других процессов в т.ч. – инженерно-геологических, геоэкологических, гидрогеологических).

В пределах Чусовского ГО, на значительной его части выделена (по морфонеотектоническому анализу – Копылов И.С., 2012, 2021 и др.) Чусовская геодинамическая активная зона (общая площадь 9092 км²), которая расположена на стыке и в пределах Восточно-Европейской равнины – области

слабых и умеренных поднятий равнины Предуралья (Колвинско-Чусовской возвышенности и Лысьвенско-Толумбасской возвышенной равнины) и Уральских гор – преимущественно в области значительных дифференцированных поднятий западного склона Среднего Урала [4].

В пределах этой крупной геоактивной зоны выделяются (по данным линеamentно-геодинамического анализа и по аэрокосмогеологическим исследованиям – Копылов И.С., 2012, 2021 и др.) локальные геоактивные участки (показаны на карте красным и коричневым цветом: черные линии – региональные неотектонические линеamentы) (рис. 3).

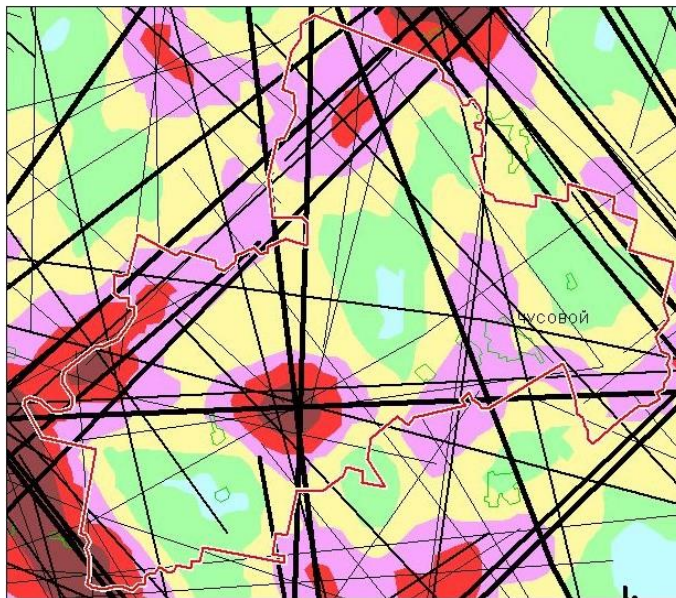


Рис. 3. Карта геоактивных зон ЧГО [3]

Многочисленные факты свидетельствуют о закономерностях влияния геодинамической активности на инженерно-геологические условия территорий разной степени освоенности, что характеризует инженерно-геологическую роль геодинамических активных зон как весьма значительную. Это вызывает необходимость рассмотрения их, как одного из главных факторов формирования инженерно-геологических условий и критериев для инженерно-геологической оценки и районирования территорий [4, 6].

Экзогенные геологические процессы

Оползни. На территории ЧГО распространены оползни в холмистой местности, где есть склоны и откосы, которые могут быть неустойчивыми из-за естественных или антропогенных факторов. Оползни могут быть вызваны такими причинами, как дожди, таяние снега, затопление, изменение грунтовых вод, земляные работы и другие факторы. Оползни могут представлять угрозу для жилых и промышленных зданий, инфраструктуры, дорог и других объектов.

Обвалы. На территории ЧГО возможны обвалы, вызванные различными причинами, такими как неустойчивость грунта, изменение грунтовых вод, земляные работы, природные катаклизмы и другие факторы.

Обвалы возможны в следующих местах:

- склоны гор и холмов: из-за естественного процесса эрозии и воздействия погодных условий склоны могут подвергаться обвалам;
- карьеры: в результате горнодобывающей деятельности и изменения ландшафта возможно образование опасных зон для обвалов;
- строительные участки: при строительстве зданий и инфраструктуры на неподготовленных участках с непрочным грунтом или недостаточной поддержкой может возникнуть угроза обвала;
- берега рек и озер: природные процессы, такие как размывание берегов или изменение уровня воды, могут способствовать образованию опасных зон для обвалов.

Обвалы могут представлять угрозу для жизни и здоровья людей, а также для инфраструктуры и имущества. Для предотвращения обвалов необходимо проводить регулярный мониторинг состояния участков с неустойчивым грунтом, а также принимать меры по укреплению таких участков.

Подтопления и затопления

На территории ЧГО возможны подтопления и затопления, которые могут быть вызваны различными причинами, такими как интенсивные дожди, таяние снега, повышение уровня воды в реках и другие факторы.

Возможны подтопления и затопления в следующих местах:

- прибрежные территории рек и озер: при повышении уровня воды в реках или озерах, особенно в периоды сильных дождей или таяния снега, прибрежные зоны могут быть затоплены;
- низменные районы: на низинных участках, где скапливается вода из-за дождей или таяния снега, возможны подтопления и затопления;
- места с недостаточной системой водоотведения: если система дренажа не справляется с большими количествами воды, то могут возникнуть проблемы с подтоплениями;
- объекты близкие к водоемам: здания, дороги и другие объекты, расположенные непосредственно у берегов рек или озер, могут быть подвержены риску затопления.

Подтопления и затопления могут представлять угрозу для жизни и здоровья людей, а также для инфраструктуры и имущества. Для предотвращения подтоплений и затоплений необходимо проводить регулярный мониторинг состояния рек и других водотоков, а также принимать меры по укреплению берегов и дамб.

Заболачивание

Заболачивание на территории ЧГО может быть вызвано различными факторами, такими как низкая проницаемость грунтов, нарушение водоотводных систем, изменение рельефа местности и другие причины.

Заболачивание может привести к ухудшению качества почвы, уничтожению растительности, образованию болот и других экологических проблем. Для предотвращения заболачивания необходимо проводить мероприятия по улучшению дренажной системы, укреплению берегов водоемов, регулярному очищению водотоков и другие меры.

Возможно заболачивание в следующих местах:

- низинные участки и территории с плохим дренажем: в таких местах вода может застаиваться и образовываться болота;
- близость к рекам и озерам: прибрежные зоны рек и озер могут быть подвержены заболачиванию из-за высокой влажности и недостаточного стока воды;
- лесистые участки: в лесных районах, где влага задерживается из-за плотной растительности, также возможно образование болот;
- места с недостаточным осушением: если воды не имеют возможности стекать или испаряться из-за плохой системы осушения, то это может привести к образованию болот.

Карст

Карст – по определению Г.А. Максимовича [8] «карст – это процесс химического и отчасти механического воздействия подземных и поверхностных внеусловых вод на растворимые, проницаемые горные породы (карбонаты, гипс, ангидрит, соли и т.д.). Чусовской ГО расположен в зоне распространения карбонатного карста. По карстовому районированию (К.А.Горбунова и др.) [7] в пределах ЧГО расположен Чусовской карстовый район, который является продолжением на юг Кизеловского карстового района. Наиболее закарстованы доломиты верхнего девона, доломиты и чистые разности известняков визейского яруса, известняки верхов среднего карбона, в меньшей степени – известняки верхнего карбона. Карстопроявления приурочены к эрозионным формам, зонам тектонических нарушений, контактам карбонатных пород с не карстующимися. Для карстового района характерны исчезающие реки и суходолы, воронки, мощные родники и пещеры [10].

На территории ЧГО возможно образование карстовых явлений в следующих местах:

- участки с известняковыми породами: известняки являются податливыми к карстовым процессам из-за их растворимости в воде. Поэтому на участках с известняковыми породами возможно образование карстовых явлений, таких как пещеры, воронки и углубления;
- речные долины: на дне речных долин могут образовываться карстовые ямы и углубления из-за протекания подземных вод;
- места с высоким уровнем подземных вод: если на территории городского округа есть участки с высоким уровнем подземных вод, то это также может способствовать образованию карстовых явлений;
- грунтовые воды: высокий уровень грунтовых вод может вызывать эрозию пород и образование карстовых форм.

На территории ЧГО, как и на многих других территориях Урала, присутствуют карстовые образования. Большую часть территории занимает карстовый известняк, который подвержен

разрушению в результате действия воды. В районе г.Чусового и его окрестностей можно наблюдать несколько крупных карстовых явлений, таких как пещеры: Глухая, Чудесница, "Дятлова" и "Огневка", а также ущелье реки Логва.

Плотность карстовых воронок достигает на разных участках до 10-50 и более шт/км².

Карстовые процессы могут вызывать опасность для жизни и здоровья людей, а также для инфраструктуры. Например, из-за образования воронок на дорогах или в зоне застройки может произойти обрушение земли. Поэтому необходимо проводить регулярные геологические и инженерно-геологические исследования для выявления карстовых опасностей и принятия мер по их предотвращению.

Плоскостная эрозия

Плоскостная эрозия в Чусовском ГО может происходить на землях, используемых для сельскохозяйственного производства. Например, при длительных дождях или снеготаянии вода может смывать верхний слой почвы, что приводит к уменьшению плодородия почвы и потере урожая.

Образование плоскостной эрозии возможно в следующих местах:

- склоновые участки: на склонах, особенно если они обнажены или лишены растительности, может происходить плоскостная эрозия под воздействием дождевых потоков;

- пашни и поля: земельные угодья, используемые для сельского хозяйства, могут подвергаться плоскостной эрозии из-за обработки почвы, отсутствия защитного растительного покрова и неправильного управления водными ресурсами;

- дорожные откосы: при строительстве дорог и автомобильных трасс могут создаваться откосы, которые подвержены плоскостной эрозии из-за воздействия атмосферных осадков;

- строительные участки: на строительных площадках, где происходит разрушение естественного рельефа и почвенного покрова, также может возникать плоскостная эрозия.

Овражная эрозия. Овражная эрозия в ЧГО может происходить на склонах и берегах рек. Например, при сильных ливнях вода может образовывать глубокие канавы, которые уничтожают почвенный слой и уменьшают площадь для выращивания растений.

На территории ЧГО возможно образование овражной эрозии в следующих местах:

- овраги и канавы: естественные или искусственные овраги и канавы, особенно если они расположены на склонах или имеют наклон, подвержены овражной эрозии из-за стока дождевых вод;

- речные берега: береговые участки рек и ручьев могут быть подвержены овражной эрозии из-за вымывания почвы под воздействием воды;

- дорожные кюветы: при строительстве дорог и трасс образуются кюветы, которые могут быть склонны к овражной эрозии из-за стока дождевых вод;

- полевые дорожки: участки сельскохозяйственных полей, где формируются узкие дорожки для проезда техники, также могут подвергаться овражной эрозии.

Инженерно-аэрокосмогеологический анализ

Методика проведения такого анализа может быть представлена следующим образом:

1. Определение целей и задач исследования

2. Сбор данных, подготовка материалов, создание базы данных:

- получение КС для дешифрирования и анализа. Использовались современные цифровые космические снимки с ресурса Google Earth (Landsat-8) [12];

- определение границ территории Чусовского ГО.

- разделение территории на участки для дальнейшего подробного описания. Обзорный космоснимок (масштаб 1:1 000 000) Чусовского ГО был разделен на участки для дальнейшего анализа (рис. 4).

3. Дешифрирование КС, изучение и описание геологических процессов на каждом отдельном участке в масштабе 1:100 000.

4. Окончательный анализ и оценка, составление карт, выводы:

- составление карты инженерно-геологических процессов;

- составление выводов на основе интерпретации данных.

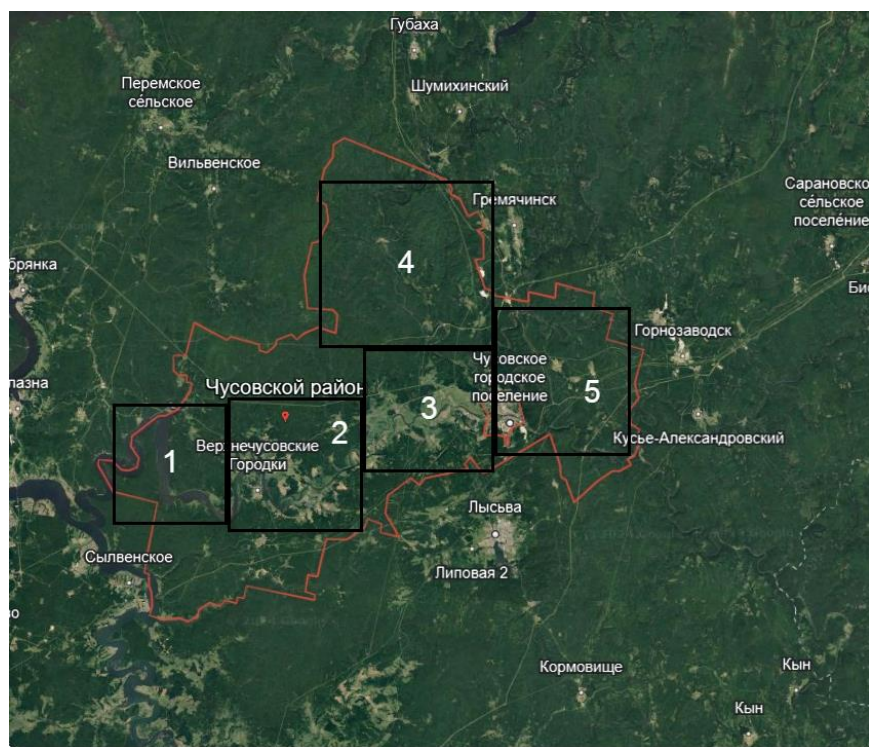


Рис. 4. Обзорный космоснимок Чусовского городского округа [12]

Составление инженерно-геологической карты

На основании проведённого инженерно-аэрокосмогеологического анализа была построена карта инженерно-геологических процессов на территории Чусовского ГО (рис. 5).

Основу карты составляет геологическая карта (подробное описание карты в разделе «Литология и стратиграфия»). Объекты инженерно-геологических процессов установлены на основе карты экзогенных геологических процессов Пермского края масштаба 1:500 000 и дешифрирования космических снимков автора.

На основе анализа всей известной информации по геологическим процессам и изученности (геологическая, гидрогеологическая съемка и др. работы), а также по материалам дешифрирования космоснимков автора можно сделать вывод, что на исследуемой территории преобладает распространение карста (воронки), гравитационных процессов (оползни и обвалы на крутых склонах), развитие линейной эрозии и заболачивания в долинах и по берегам реки Чусовая, а также плоскостной эрозии, вследствие развития сельского хозяйства.

Инженерно-геологическое районирование по степени сложности инженерно-геологических условий

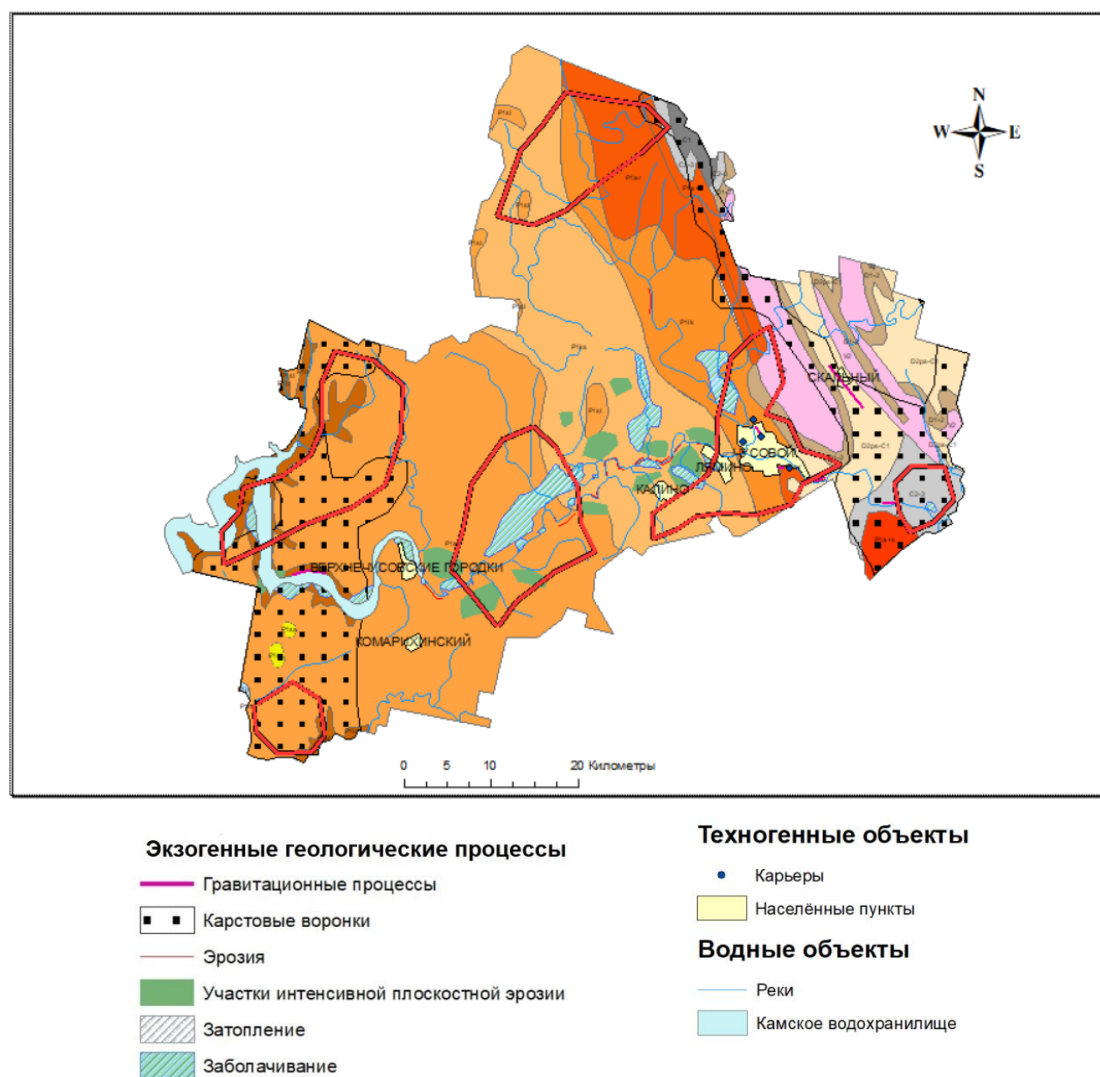
По степени сложности инженерно-геологических условий территория Чусовского ГО относится ко 2 и 3 категориям:

2 – условно благоприятные (требуется значительная инженерная подготовка),

3 – ограниченно благоприятные (требуется сложная инженерная подготовка). На данной территории есть высокий уровень риска возникновения опасных геологических процессов или других серьезных проблем, которые могут повлиять на безопасность и устойчивость строительства объектов.

Выделяется 6 участков геологических рисков с преобладающей 3 категорией сложности. В 3 категорию могут входить такие факторы, как:

- нестабильные грунты, склонные к обвалам, оползням или иным деформациям;
- высокий уровень грунтовых вод, что может привести к подтоплению и ухудшению грунтовых условий;
- наличие опасных геоактивных зон с высокой плотностью тектонических нарушений, отдельные разломы, карстовые явления и др.



Участки геологического риска

Зоны геологических рисков для перспективного строительства (из данных линеаментно-геодинамического анализа)

Рис. 5. Карта инженерно-геологических процессов

Заключение

Изучены инженерно-геологические условия Чусовского ГО. Анализ данных показал, что территория обладает разнообразным рельефом, геологическим строением, включающим в себя различные типы горных пород и геологических структур, инженерно-геологическими процессами.

Основные выводы работы:

1. Выявлены основные типы пород, присутствующих на территории ЧГО, что позволяет оценить их инженерно-геологические свойства и прогнозировать возможные проблемы при строительстве.
2. Изучены особенности гидрогеологического режима территории, что позволяет определить уровень грунтовых вод и возможные проблемы с водоотведением.
3. Установлены геоактивные зоны и участки – опасные для различных видов строительства.
4. Определены потенциальные опасности, связанные с естественными явлениями (карст, заболачивание, плоскостная эрозия, склоновые процессы, подтопление и др.), что требует принятия соответствующих мер по обеспечению безопасности объектов.
5. Проведён инженерно-аэрокосмогеологический анализ, с помощью которого были локализованы участки развития инженерно-геологических процессов.
6. В результате исследований составлена карта инженерно-геологических процессов на территории ЧГО, на которой выделены зоны геологических рисков для перспективного строительства.

Рекомендации:

1. При проектировании и строительстве объектов на территории Чусовского ГО необходимо учитывать специфику инженерно-геологических условий, проводить дополнительные геологические изыскания и применять соответствующие технологии.

Необходимо разрабатывать специальные меры по снижению рисков (например, укрепление склонов, дренажные системы, защитные сооружения) и применять более сложные технологии строительства для обеспечения безопасности и устойчивости объектов на данной территории.

2. Разработать программу мониторинга и контроля за состоянием грунтов и геологических процессов на территории для своевременного выявления и предотвращения возможных опасностей (особенно в долине р. Чусовой и на участках крутых склонов).

Таким образом, проведенное исследование инженерно-геологических условий Чусовского городского округа позволяет сделать вывод о необходимости комплексного подхода к проектированию и строительству объектов на данной территории с целью обеспечения их безопасности и устойчивости.

Литература

1. Гравиметрия, магнитометрия, геоморфология и их параметрические связи: монография» / М.С. Чадаев, В.А. Гершанок, Л.А. Гершанок, И.С. Копылов, А.В. Коноплев. Перм. гос. нац. иссл. ун-т. Пермь, 2012. 91 с.
2. Климат и средняя погода круглый год в Чусовой [Электронный ресурс]. URL: Климат, погода по месяцам, средняя температура в Чусовой (Россия) – Weather Spark (дата обращения: 20.10.2023).
3. Копылов И.С. Аэрокосмогеологические методы для оценки геодинамической опасности на закарстованных территориях // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 6. С. 14-19.
4. Копылов И.С. Геодинамические активные зоны Приуралья, их проявление в геофизических, геохимических, гидрогеологических полях // Успехи современного естествознания. 2014. № 4. С. 69-74.
5. Копылов И.С. Геоэкология, гидрогеология и инженерная геология Пермского края. Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, 2021. 501 с.
6. Копылов И.С. Инженерно-геологическая роль геодинамических активных зон // Успехи современного естествознания. 2014. № 5-2. С. 110-114.
7. Копылов И.С. Коноплев А.В. Геологическое строение и ресурсы недр в Атласе Пермского края // Вестник Пермского университета. Геология. 2013. № 3 (20). С. 5-30.
9. Максимович Г.А. Основы карстоведения. Пермь, 1963. Т.1. 444 с. Т.2. 529 с.
10. Официальный сайт администрации Чусовского муниципального района Пермского края // Общие сведения о муниципальном образовании "Чусовской муниципальный район" // 2. Ресурсный потенциал – основа развития отраслей экономики [Электронный ресурс]. URL: <https://clck.ru/37bQov> (дата обращения: 06.12.2023).
2. Сергеев Д.В. Внесение изменений в генеральный план Чусовского городского округа Пермского края. Материалы по обоснованию генерального плана. Шифр: 03/10-2021. Том-3. Москва 2022.
3. Топографическая карта Чусовой [Электронный ресурс]. URL: Топографическая карта Чусовой, высота, рельеф (topographic-map.com) (дата обращения: 20.10.2023).
4. Google Earth (Landsat-8) [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.google.com/intl/ru/earth/about/>

ОЦЕНКА ГЕОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ УЧАСТКА ГОСТИНИЧНОГО КОМПЛЕКСА В ПОСЕЛКЕ ГОРОДСКОГО ТИПА КАМСКОЕ УСТЬЕ

Хайрутдинов Тимирлан Ильмирович

Институт геологии и нефтегазовых технологий КФУ

студент 3 курса, г. Казань

e-mail: t_khay2@mail.ru

Научный руководитель: ассистент б. с., КФУ, Усманов Рустем Маратович

Аннотация: В данной работе рассматриваются последствия схода оползня на территории пгт. Камское Устье в Республике Татарстан. Сход оползня привел к смещению 11 легких строений и деформациям свайного фундамента. При проектировании застройки этого участка учитывался фактор возможности развития склоновых процессов, в том числе и оползней. Были проведены мероприятия по укреплению склона, однако в августе 2023 года активизация оползневого процесса все же произошла. На данный момент существуют две основные версии причин, которые могли спровоцировать эту проблему. Первая причина — это работы по укреплению берега Волги. В рамках этих работ может возникать динамическое воздействие за счёт различных вибраций работающей техники, что является значимым фактором. Вторая причина заключается в том, что расчет устойчивости откоса на данном этапе нормативной документации является скорее творческим процессом. Нет жестких правил выбора метода расчета и количества итераций при подборе предполагаемой поверхности скольжения. Целью данной работы является проверка второй причины с помощью программного комплекса. Задача исследований состоит в построении геологических разрезов и проведении расчетов устойчивости в программном комплексе Geo5.

Ключевые слова: Инженерная геодинамика, GEO5, оползневые процессы, противооползневые мероприятия, подземные воды.

ASSESSMENT OF GEODYNAMIC CONDITIONS OF THE SITE OF THE HOTEL COMPLEX IN THE URBAN-TYPE SETTLEMENT KAMSKOE USTIE

Khayrutdinov Timirlan

Institute of Geology and Petroleum Technologies KFU, 3th year student, Kazan

Scientific Supervisor: Assistant b. s. Usmanov Rustem

Abstract: This paper deals with the consequences of a landslide in the territory of Kamskoe Ustye settlement in the Republic of Tatarstan. The landslide resulted in the displacement of 11 light structures and deformation of the pile foundation. When designing the development of this site, the factor of possible development of slope processes, including landslides, was taken into account. Measures were taken to strengthen the slope, but in August 2023 the landslide process was activated. At the moment there are two main versions of the reasons that could provoke this problem. The first reason is the works on strengthening the bank of the Volga River. As part of these works, there may be a dynamic impact due to various vibrations of the working equipment, which is a significant factor. The second reason is that the calculation of slope stability at this stage of the regulatory documentation is rather a creative process. There are no strict rules for selecting the calculation method and the number of iterations in selecting the assumed sliding surface. The purpose of this work is to verify the second reason using a software package. The task of research is to build geological sections and perform stability calculations in the Geo5 software package.

Keywords: Engineering geodynamics, GEO5, landslide processes, flood control measures, groundwater.

Введение. Объект исследований находится в Республике Татарстан, в пгт. Камское Устье, на правом берегу Куйбышевского водохранилища.

В геологическом строении рассматриваемой территории принимают участие пермские, неогеновые и четвертичные отложения. Кроме того, рельеф площадки выравнивался насыпным грунтом. Породы имеют пологое падение с севера на юг, что отчетливо прослеживается вдоль уреза Куйбышевского водохранилища, где в разрезе происходит постепенное замещение верхнеказанских отложений породами татарского яруса. Непосредственно само место, локализирующее область исследований является устьем оврага и имеет в разрезе породы четвертичного возраста.

Целью работы являлся расчет устойчивости откоса в специальном программном комплексе GEO5. **Характеристика инженерно-геологических условий территории.** В нижней части склона можно наблюдать трещины, смятие грунта, выходы подземных вод и оползни. Литологический состав представлен коллювиальными отложениями оползней (gQIII-IV), которые состоят из обломков коренных пород с гравийно-глинистым материалом. Высота обрыва составляет от 8 до 10 метров. Общая площадь пораженного участка по фронту составляет от 200 до 300 метров, а вдоль склона – 160 метров. Для отслеживания динамики на территории комплекса владельцы установили камеры и GPS-модули. Согласно данным GPS-модулей, за период с 21 августа до середины сентября, смещение составило до 9 метров по горизонтали и до 2 метров по вертикали от изначального положения, и движение продолжается.



Рис. Оползень, сошедший в 2022 году вблизи поселка Камское Устье

Методика выполнения работ. Расчет устойчивости откоса, выполнялся в программном комплексе GEO5 — это комплекс для геотехнических расчетов с общим пользовательским интерфейсом. Каждая из программ решает конкретную геотехническую задачу.

Для начала был построен рельеф местности отеля в модуле «Стратиграфия». Абсолютные отметки высот рельефа были взяты с GPS «Яндекс карты», с учетом известных абсолютных отметок устьев скважин и архивных материалов. На полученный рельеф наносятся скважины, пробуренные во время строительства комплекса, по известным координатам. Далее, по имеющимся глубинам выхода грунтовых вод, был создан примерный профиль грунтовых вод. После этого по полученному рельефу местности было построено несколько инженерно-геологических разрезов. Далее готовые разрезы импортируются в другой модуль GEO5 «Устойчивость откоса». Параметры грунтов необходимые для расчета устойчивости были взяты из данных исследований и изысканий, проводимых на участке. Основные значения приведены в таблице.

Расчетные значения физико-механических характеристик грунтов

№ ИГЭ	Тип, вид и разновидность грунтов	ρ_{cp} , г/см ³	C_{cp} , МПа	Φ , градус
нс	Насыпной слой, неоднородный, <u>неслежавшийся</u> (неконсолидированный), <u>литологически сложным</u> суглинком легким до тяжелого, преимущественно коричневого цвета, <u>мягкопластичной до тугопластичной</u> консистенции, часто с включениями строительно-бытового мусора (бой кирпича, крошка бетона и прочее) и почвенно-растительного слоя	1,95	0,0187	16,3
4б	Суглинок легкий до тяжелого, <u>мягкопластичный среднедеформируемый</u> , в редких прослоях до сильнодеформируемого, с прослоями песка водонасыщенного	1,96	0,0237	17,4
4в	Суглинок легкий <u>тугопластичный среднедеформируемый</u> , участками с прослоями песка водонасыщенного	1,94	0,0217	21,2
3а	Суглинок тяжелый, участками до легкого, полутвердый <u>среднедеформируемый</u>	1,91	0,028	21,8
3б	Суглинок тяжелый <u>тугопластичный среднедеформируемый</u>	1,95	0,025	20,5
2а	Глина легкая полутвердая-твердая <u>среднедеформируемая</u>	1,97	0,052	18,4

Измерения проводились несколькими методами – методом Бишопа, методом Феллениуса/Петтерсона, методом Спенсера и методом Шахунянца. Кроме того, программный комплекс позволяет подобрать наиболее вероятную поверхность скольжения. Но в данном случае он сам выбирает область на разрезе и хоть и работает в рамках определенного нами участка, может существенно изменить точки определяющие границы оползневого тела. Еще один тип расчета – сеть поверхностей скольжения позволяет визуально понятно показать сеть с цветовым градиентом, где указаны поверхности, окрашенные в зависимости от значения коэффициента устойчивости. Всего, для оценки устойчивости откоса, было построено 3 профиля. По каждому из них были проведены расчеты по всем четырем методам и трем типам расчетов.

Результаты. По результатам исследований можно сделать вывод, что данный склон формально должен быть устойчивым. Здесь нужно уточнить, что ключевое слово здесь – формально. Хотя на практике склон оказался не устойчивым, расчеты четырьмя методами и оптимизация наиболее вероятной поверхности скольжения показывают, что коэффициент устойчивости, хоть и незначительно, но все же больше нормативного значения (1,5). По нашим представлениям результатом схода оползня является смена геодинамических условий. Так как участок находится на месте оврага причиной могли стать разгрузка подземных вод либо неполный перехват поверхностных вод системами дренирования. Кроме того, вероятной причиной активизации может быть строительная деятельность по укреплению берега и установке шпунтов Ларсена. Строительные работы проходили менее чем в 50 метрах от рассматриваемого участка. Также возможно, что причиной стали совокупность этих факторов или выступление одного из них в качестве катализатора.

Литература

1. Гинзбург Л.К. Противооползневые удерживающие конструкции. М.: Стройиздат, 1979. 80 с.
2. Конюшков В.В. Инженерная защита территорий от склоновых процессов с учетом природных условий и техногенных воздействий // Вестник гражданских инженеров. 2017. № 2(61). С. 137-142.
3. Музалевская Л. В. Методическое пособие по учебной геологической полевой практике и проведению полевых наблюдений (Приказанский район) (практика по получению первичных профессиональных умений и навыков): учебное пособие. Казань: Казан. ун-т, 2019 – 48 с.
4. СП 116.13330.2012. Свод правил. Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003
5. Федоров И.В. Методы расчета устойчивости склонов и откосов. М.: Стройиздат, 1962. 204 с

ИЗУЧЕНИЕ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ТРАССЫ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА БАВАНЕНКОВО-УХТА (УЧАСТОК МАЛОПЕРАНСКАЯ-УХТИНСКАЯ) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛИНЕАМЕНТНО-ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Юрочкин Даниил Александрович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail: yrochkindanko@gmail.com

Научный руководитель: *д.г.-м.н. Копылов Игорь Сергеевич*

Аннотация: Статья посвящена линеаментно-геодинамическому анализу территории магистрального трубопровода Баваненково-Ухта на участке Малоперанская-Ухтинская КС9-КС10. В тексте представлен произведенный анализ современного космоснимка обзорной площадью 200 x 270 км. В работе представлено построение специальных карт, сопоставление геоактивных зон с распространением опасных геологических процессов. Работа раскрывает возможности данного анализа и его важность в определении наличия геодинамически активных зон. В статье выделяются особенности использования линеаментно-геодинамического анализа.

Ключевые слова: линеамент, анализ, дешифрирование, космоснимок, геодинамика.

STUDY OF ENGINEERING-GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE ROUTE OF THE BAVANENKOVU-UKHTA MAIN PIPELINE (MALOPERANSKAYA- UKHTINSKAYA SECTION) THROUGH LINEAMENT-GEODYNAMIC ANALYSIS

Danil Yrochkin

Perm State University, 1st year Master's Degree Student, Perm

Research Supervisor: *Doctor of Geology and Mineralogy Kopylov Igor*

Abstract: The article is devoted to lineament-geodynamic analysis of the territory of the Bavanenkovo-Ukhta main pipeline in the Maloperanskaya-Ukhtinskaya KS9-KS10 section. The text presents an analysis of a modern satellite image with a viewing area of 200 x 270 km. The work presents the construction of special maps, comparison of geoactive zones with the distribution of hazardous geological processes. The work reveals the capabilities of this analysis and its importance in determining the presence of geodynamically active zones. The article highlights the features of using lineament-geodynamic analysis.

Keywords: lineament, analysis, interpretation, satellite image, geodynamics

Введение

Аэрокосмические методы играют значительную роль в исследовании геологических факторов, которые определяют экзогенные геологические процессы. Используя такие методы, можно получать информацию о Земле из космоса и атмосферы, что позволяет изучать различные геологические явления и процессы на больших территориях. Линеаментно-геодинамический анализ является эффективным методом для картирования тектонической трещиноватости. Линеаментно-геодинамический анализ основывается на получении модели линеаментного поля, в следствие дешифрирования аэрокосмоснимков. Этот метод позволяет исследовать и анализировать линейные структуры, такие как трещины и разломы, на основе данных, полученных из аэрокосмических снимков. Исходя из существования тесной связи между геологическим строением, рельефом, почвенно-растительным слоем

и гидрографической сетью, применяется данный вид анализа.

Цель исследования: уточнение расположения зон с повышенной геодинамической активностью, с тектоническими нарушениями на территории трассы магистрального трубопровода Баваненково-Ухта (участок Малоперанская-Ухтинская), используя аэрокосмические методы.

Объектом исследования является территория трассы магистрального трубопровода Баваненково-Ухта (участок Малоперанская-Ухтинская). Информация по объекту представлена компанией ООО «Противокарстовая и береговая защита».

Геологические условия

В геологическом строении исследуемого участка МГ принимают участие стратифицированные образования протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя. [1,2].

В тектоническом отношении изучаемый участок трассы МГ Бованенково-Ухта приурочен к одному крупному тектоническому элементу – Тимано-Печорской плите.

В пределах Тимано-Печорской плиты отмечаются крупные структуры меньшего порядка – Ижма-Печорская синеклиза, осложненная в свою очередь Лембюской ступенью Омра-Лыжской седловины, а также Нерицкой ступенью, и Тиманский кряж, осложненный Ухта-Ижемским валом Восточно-Тиманского мегавала.

Геологический разрез в пределах исследуемой территории представлен осадочными терригенно-карбонатными породами верхнего отдела девонской системы (D3), карбонатно-глинистыми отложениями среднего отдела каменноугольной системы (C2), карбонатно-глинистыми образованиями нижнего отдела меловой системы (K1) и терригенно-карбонатными образованиями верхнего отдела юрской системы (J3). Коренные образования повсеместно перекрываются плащом несцементированных четвертичных отложений (Q). [3-5,20].

В геоморфологическом отношении исследуемая территория сформирована процессами ледниковой и водно-ледниковой аккумуляции и последующей эрозионно-абразионной деятельности. В долинах наиболее крупных водотоков развита аккумулятивно-эрозионная равнина, выраженная в рельефе комплексами надпойменных и пойменных террас рек.

Северо-восточная часть участка относится к Печорской низменности, представляющей собой слабоволнистую, лесисто-болотистую с густой сетью рек равнину, осложненную холмами и грядами. Абсолютные отметки поверхности не превышают 200-250 м.

Территория центральной части проходит через Ижма-Айювинскую равнину и долину р. Айюва. Абсолютные отметки здесь составляют 120-160 м.

Юго-западная часть территории, вблизи КС-10, проходит через долину р. Ижмы и на юго-западе пересекает ее русло. Абсолютные отметки здесь составляют 105-125 м.

На территории Республики Коми, в районе участка исследования выделяются экзогенные и эндогенные геологические процессы.

Главными *экзогенными геологическими процессами* являются процессы интенсивного подтопления, заболачивания, образование плоскостной и овражной эрозии, морозное пучение грунтов, карстовые процессы, а также интенсивное протекание суффозионных процессов.

Эндогенные процессы – сейсмичность [15-19].

Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом плане изучаемая территория магистрального газопровода Бованенково-Ухта на участке КС Малоперанская (КС-9) – КС Ухтинская (КС-10), приурочена к границе распространения Печорского артезианского бассейна и Тиманской сложной гидрогеологической складчатой области (рис. 1) [3-5,14].

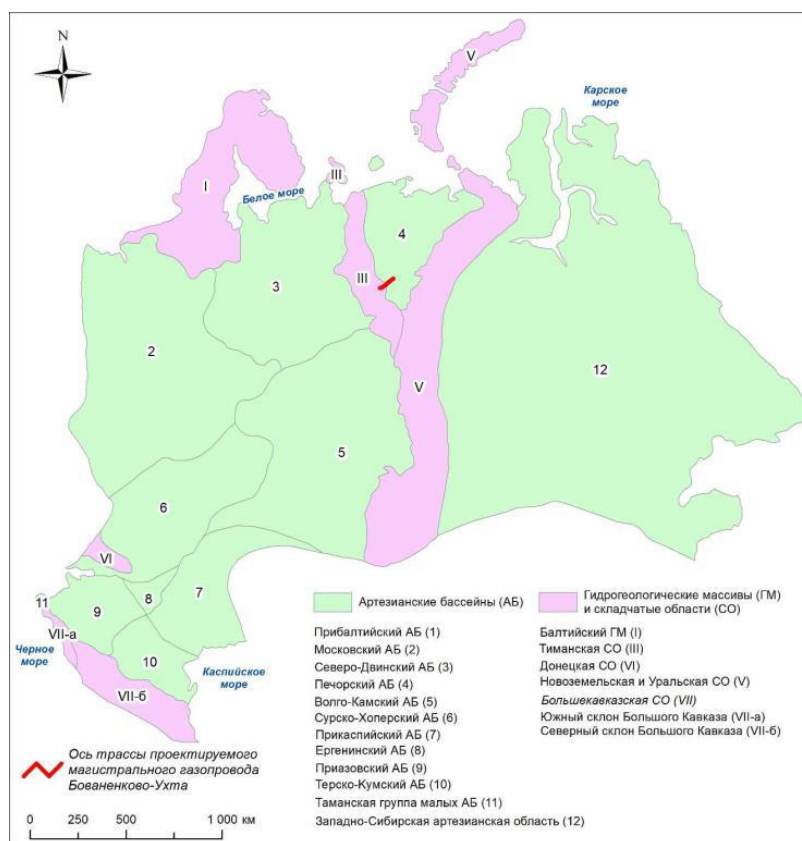


Рис. 1. Гидрогеологическое районирование европейской части России (Дублянский, Дублянская, 2008)

Методика исследования

При помощи дешифрирования современных космических снимков масштаба 1:700 000-1:1 000 000, производилось выделение линейных структур (линеаментов). Линеаменты транслируют элементы разломно-разрывной тектоники в рельефе Земли.

Линеамент – узкая, продолжительная система формы рельефа различного происхождения, которая прослеживается вдоль одной линии на достаточно большие расстояния. Признаки дешифрирования трещинно-разрывных нарушений одинаковы для всех видов и типов линеаментов, не имеет значения их протяженность, а также наличие или величина смещения. Совокупность линеаментов выделяется экспертным способом по комплексу геоморфологических индикаторов.

Наиболее широко развиты геоморфологические геоиндикаторы такие как:

а) Прямолинейные подвергшиеся эрозии уступы на склонах долин и водоразделов; центровые части седловин на водоразделах; прямолинейные бровки и вогнутые перегибы на склонах, которые ограничивают участки различной крутизны и др. Проявляются на участках с наиболее расчлененным рельефом.

б) разнообразные эрозионные формы рельефа. Среди них прямолинейные отрезки русел, ложбины стока, тыловые швы и борта речных долин, а также резкие коленообразные изгибы временных и постоянных водотоков, встречные притоки и др. Эта группа геоиндикаторов, встречается чаще других, легко распознается на фотоснимках, в рассуждении сего, является одним из главных признаков выявления прямолинейных линеаментов.

в) линейно-ориентированные отрицательные формы рельефа, представленные цепочками карстовых воронок, суффозионных просадок и западин, старичными понижениями, обводненными заболоченными участками на аккумулятивных поверхностях террас и их прямолинейных ограничениях [8,9,13].

В пределах исследуемой территории по анализу спутниковых изображений открытого доступа выделена сеть линейно-ориентированных линеаментов, предположительно проецирующие осевые части трещинно-разрывных структур осадочного чехла.

Для зон простирания установленных региональных тектонических разломов, как правило, характерно пространственное совмещение с зонами средней и повышенной плотности линеаментов. Для таких областей характерна несколько повышенная раздробленность, трещиноватость и

проницаемость (пористость) пород осадочного чехла, как на больших глубинах, так и в приповерхностной части (0-200 м) [10-12].

Автором выполнены аэрокосмогеологические исследования в региональном и зональном масштабах с целью выделения тектонической трещиноватости, а собственно линеаментов используя современные космические снимки (КС). Основные методы: геологическое компьютерное дешифрирование и структурно-линеamentно-геодинамический анализ [8-12].

При создании карты линеаментов использовались программное обеспечение: ArcGIS Pro.

На современной космоснимке (Esri, HERE, Garmin, Foursquare, FAO, METI/NASA, USGS; Earthstar Geographics) в программе ArcGIS Pro, на всем исследуемом участке и близлежащим к нему территориям, были выделены линеаменты трех рангов: региональные линеаменты протяженностью 100 и более км (масштаб 1:1 000 000), зональные линеаменты протяженностью 25-100 км (масштаб 1:500 000), локальные линеаменты протяженностью 5-25 км (масштаб 1:200 000-1:100 000) в географической системе координат – World Geodetic System 1984 (WGS 1984).

Используя модуль Spatial Analyst в программе ArcGIS Pro была рассчитана плотность линеаментов локального типа и плотность линеаментов регионального и зонального типов. В результате проделанной работы были получены специальные карты по региональным, зональным и локальным тектоническим линеаментам (рис. 2. 3.).

Результатом компьютерного дешифрирования современного космоснимка площади 200 x 270 км стало картирование 111 зональных линеаментов (масштаб 1:500 000) и 19 региональных (масштаб 1:1 000 000). На площади вблизи исследуемой территории выделено 196 локальных линеаментов. Оценка ориентации линеаментов в пространственной показывает, что большая часть региональных и зональных линеаментов диагонально ориентированы, реже – меридионально и субширотно (рис. 2.). Локальные линеаменты имеют различную ориентировку (рис. 3.).

В процессе анализа плотности и расположения линеаментов было обнаружено, что в южной части карты и центральной части наблюдается увеличение концентрации региональных и зональных линеаментов. Кроме того, распределение локальных линеаментов показывает более высокую плотность западнее центра исследуемой территории и северо-восточнее центральной части. Что указывает на более опасные геодинамические районы в этих участках, в следствие чего предполагается более выраженная динамика геологических процессов.

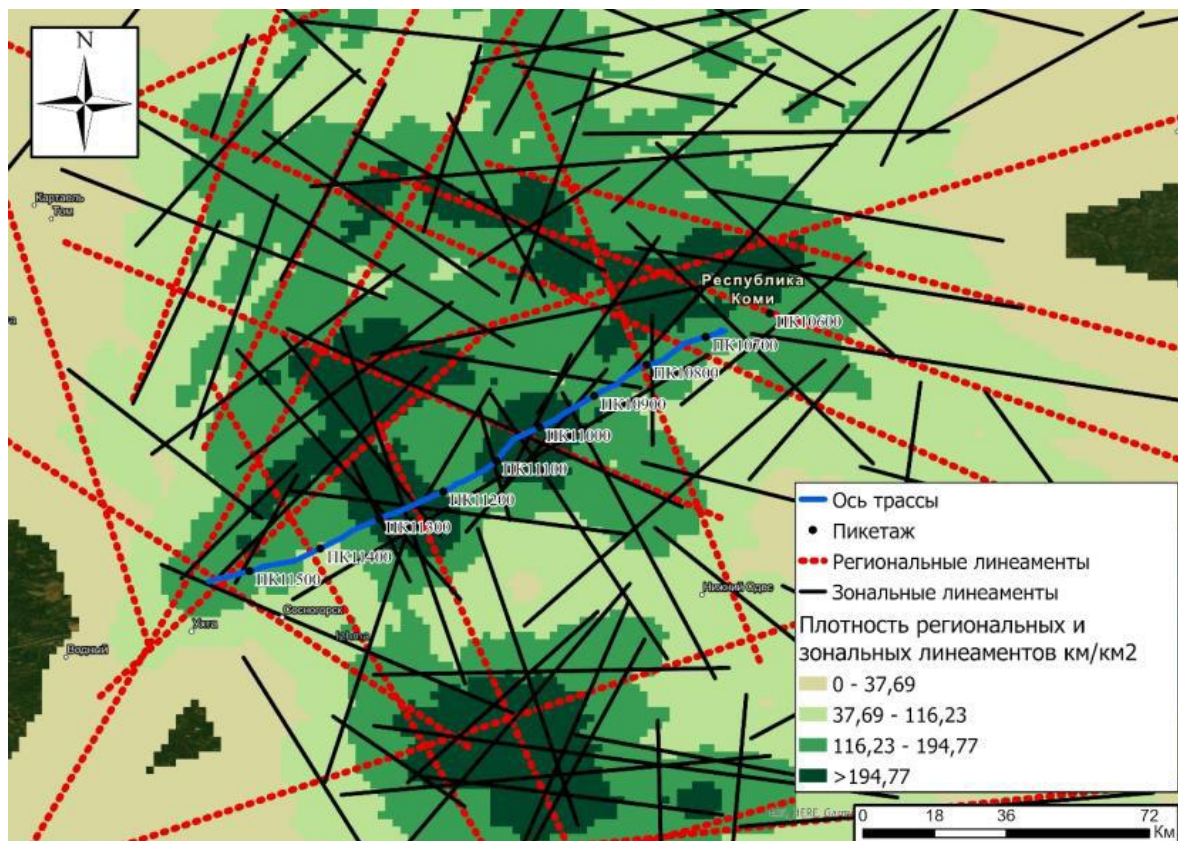


Рис. 2. Плотность линеаментов регионального и зонального типов

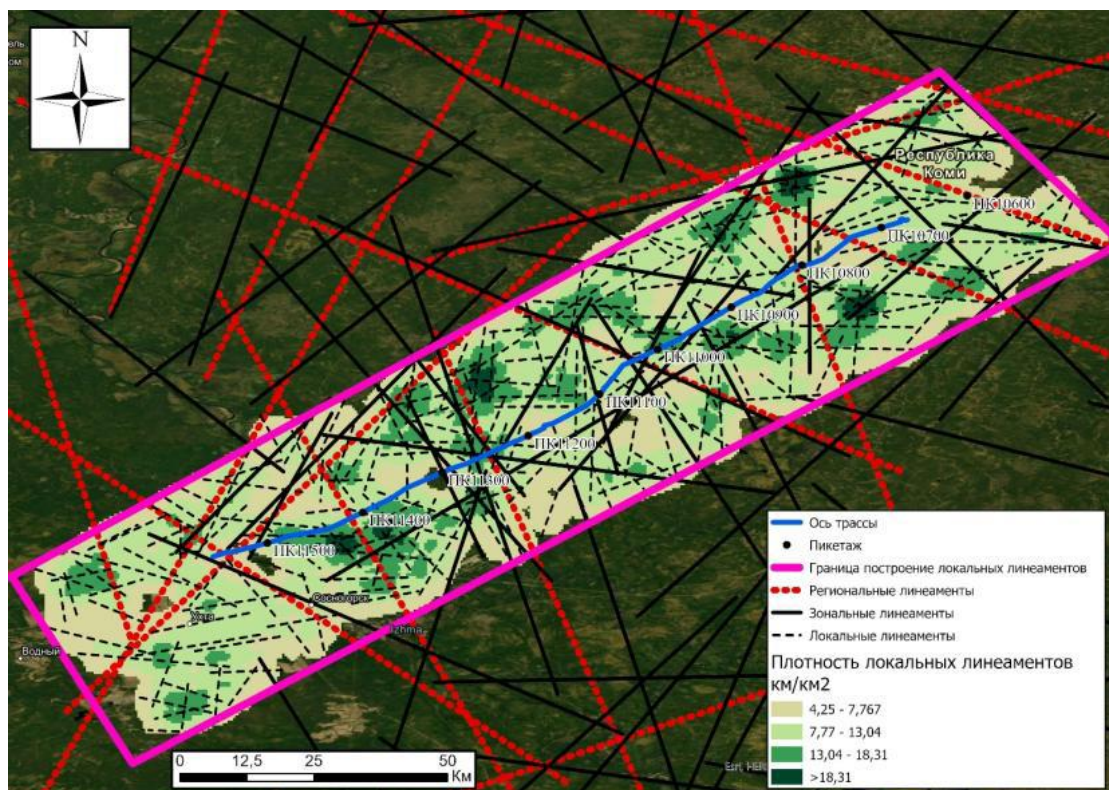


Рис. 3. Плотность линеаментов локального типа

Исходя из карт распределения плотности региональных, зональных и локальных линеаментов и карты районирования территории по суффозионной опасности, можно отметить, что участки с повышенной плотностью распределения линеаментов, а в следствие, с повышенной геодинамической активностью, совпадают с участками распространения средней и слабой опасности суффозионных процессов (рис. 4.).

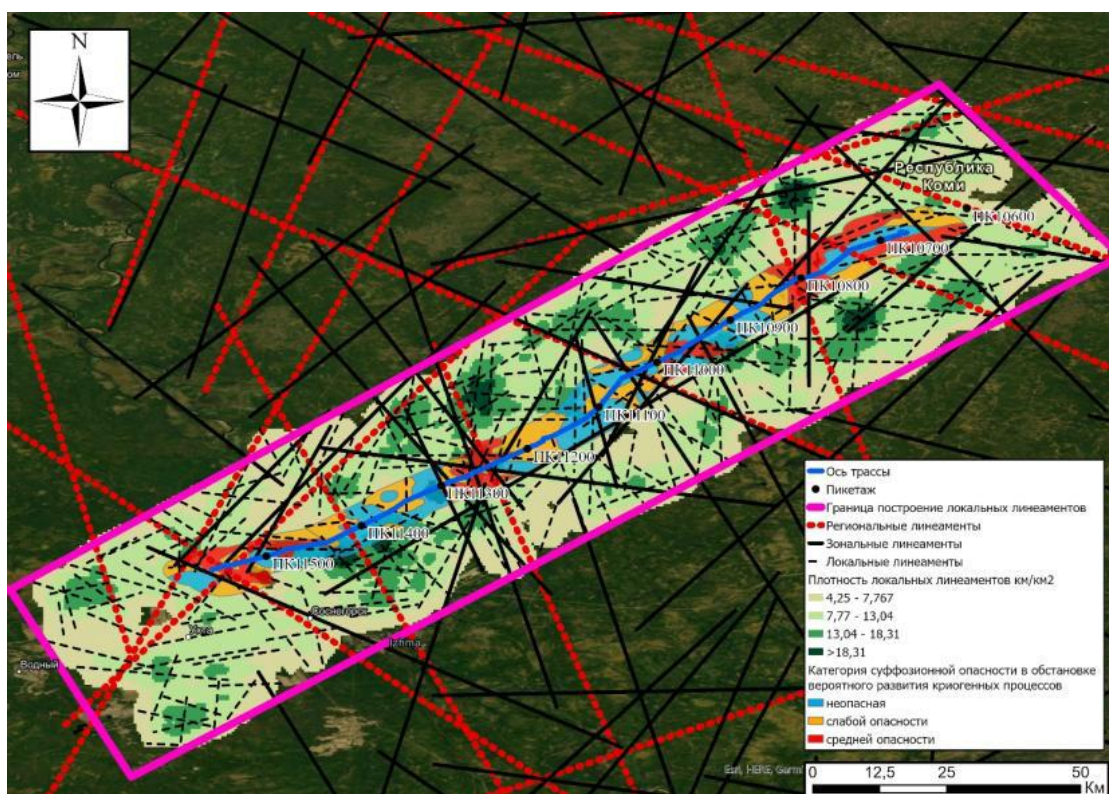


Рис. 4. Корреляция плотности распространения линеаментов и суффозионных процессов на участке изыскания

При проведении анализа отмечается зависимость между проведенным линеamentно-геодинамическим анализом, а именно расположением линеamentов (рис. 2. и 3.), и положением краевых швов тектонических структур, в следствие чего отмечается уточнение местоположения геодинамически активных зон проведенными линеamentами.

Заключение

В результате исследования изучаемой территории по дешифрированию современных цифровых КС с использованием программы ArcGIS Pro были выделены линеamentы трех рангов: региональные линеamentы (масштаб 1:1 000 000), зональные линеamentы (масштаб 1:500 000) и локальные линеamentы (масштаб 1:200 000) в количестве 326 ед.

Проведен линеamentно-геодинамический анализ на региональном уровне, выявлены участки территорий с наиболее активными геодинамическими зонами.

В ходе работы, поставленная главная цель выполнена.

Литература

1. Геологическая карта СССР масштаба 1:200 000. Серия Тиманская Лист Р-40-1. Объяснительная записка. М., 1978. 80 с.
2. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:200 000 / Издание второе Серия Тиманская Лист Р-39-VI (Ухта) / Объяснительная записка. М., 2013. 251 с
3. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000 / Третье поколение Серия Мезенская Лист Р-39-Сыктывкар / Объяснительная записка. СПб., 2016. 384 с.
4. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000 / Третье поколение Серия Уральская Лист Р-40-Североуральск / Объяснительная записка. СПб., 2007. 426 с.
5. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000 / Третье поколение Серия Уральская Лист Q-40-Печора / Объяснительная записка. СПб., 2013. 367 с.
6. Копылов И.С. Аэрокосмогеологические методы для оценки геодинамической опасности на закарстованных территориях // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 6. С. 14-19.
7. Копылов И.С. Инженерно-геологическая роль геодинамических активных зон // Успехи современного естествознания. 2014. № 5-2. С. 110-114.
8. Копылов И.С. Методологические основы аэрокосмогеологических исследований при поисках нефти и газа // В сборнике: Аэрокосмогеологические методы в геологии. Пермь, 2019. С. 25-37
9. Копылов И.С. Методологический подход к проведению аэрокосмогеологических исследований для выявления геодинамических опасных зон на трассах магистральных нефтегазопроводов // В сборнике: Аэрокосмические методы в геологии. Пермь, 2021 С. 43-55
10. Копылов И.С. Неотектонические и геодинамические особенности строения Тимано-Печорской плиты по данным аэрокосмогеологических исследований // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2012. №6. С. 341-351.
11. Кутейников Е.С. Структурное дешифрирование при геологической съемке. Методические рекомендации. Л., ВНИГРИ, 1981.
12. Сидоренко А.В. Гидрогеология СССР. Том 42. Коми АССР и Ненецкий национальный округ Архангельской области РСФСР. М.: Недра, 1970. 288 с.
13. СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов».
14. СП 115.13330.2016 «Геофизика опасных природных воздействий» Актуализированная редакция СНиП 22-01-95.
15. СП 116.13330.2012 «Инженерная защита территорий, зданий и сооружений от опасных геологических процессов. Основные положения» Актуализированная редакция СНиП 22-02-2003.
16. СП 22.13330.2016 «Основания зданий и сооружений» Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*.
17. СП 86.13330.2014 «Магистральные трубопроводы» Актуализированная редакция СНиП III-42-80*
18. Ступакова А.В. Тимано-Печорский бассейн. Строение и основные этапы развития // Георесурсы. 2017. Спецвыпуск. Ч. 1. С. 56-64.

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ПОБЕРЕЖИЙ НИЖНЕКАМСКОГО ВОДОХРАНИЛИЩА

Леонтьев Федор Александрович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 5 курса, Пермь

e-mail: frenkiarti@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н. Копылов Игорь Сергеевич

Аннотация: Проведен линеаментно-геодинамический анализ на основе аэрокосмических методов побережий Нижнекамского водохранилища. Выделено более 260 тектонических линеаментов разных рангов. Установлены геоактивные зоны с концентрацией экзогенных геологических процессов.

Ключевые слова: аэрокосмические методы, линеамент, дешифрирование космоснимков, Нижнекамское водохранилище.

ENGINEERING AND GEOLOGICAL CONDITIONS OF THE COASTS OF THE NIZHNEKAMSK RESERVOIR

Leontiev Fyodor

Perm State University, 5th year student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy Kopylov Igor

Abstract: A lineament-geodynamic analysis based on aerospace methods of the coasts of the Nizhnekamsk reservoir was carried out. More than 260 tectonic lineaments of different ranks have been identified. Geoactive zones with a concentration of exogenous geological processes have been established.

Keywords: aerospace methods, lineament, decoding of satellite images, Nizhnekamsk reservoir.

Введение

Побережье водохранилищ является одной из наиболее динамичных и изменчивых зон, постоянно подверженной воздействию природных процессов. Инженерно-геологические условия побережий играют ключевую роль в планировании и реализации инфраструктурных проектов, включая строительство дорог, портовых сооружений, водохранилищ и других объектов.

Нижнекамское водохранилище является не только источником водоснабжения, но и важным объектом для рекреационной деятельности и промышленности.

Цель исследования: инженерно-геологические аэрокосмогеологические исследования территории побережья Нижнекамского водохранилища для уточнения расположения зон тектонической трещиноватости с повышенной геодинамической активностью.

Объектом исследования является геологическая среда территории побережья Нижнекамского водохранилища.

Предмет исследований – закономерности тектонической трещиноватости по материалам дешифрирования космических снимков.

Геологические условия

Территория Нижнекамского водохранилища приурочена к восточной части Восточно-Европейской платформы, Волго-Уральской антеклизе, к северной части Южно-Татарского свода и юго-восточному склону Северо-Татарского свода, в свою очередь, осложненного рядом локальных брахиантеклинальных поднятий и прогибов [4].

Очевидна связь градиентных зон с разрывными нарушениями, составляющими область Прикамского разлома. Локальные структуры оказывают значительное влияние на изменение

направления течения реки Камы, в результате чего наблюдается отчетливо выраженное меандрирование, а также влияют на гидродинамические особенности руслового потока, несущего и переоотлагающего обломочные осадки [1].

На территории Нижнекамского водохранилища наблюдаются различные проявления неотектонических процессов. Один из основных факторов, влияющих на неотектонику, – это активность тектонических разломов и сейсмических зон. В этом регионе проходят несколько зон сейсмической активности, что свидетельствует о наличии тектонических движений.

Рельеф изучаемой территории сформировался в новейший этап геологического развития в результате взаимодействия тектонических движений и экзогенных процессов.

В структурно-геоморфологическом отношении рассматриваемая территория относится к платформенным пластово-денудационным равнинам. Общий облик рельефа и распределение высот находится преимущественно в прямом соотношении со строением дочетвертичного рельефа и неотектоническими структурами [5].

В геологическом строении района работ принимают участие породы пермской, неогеновой и четвертичной систем. Пермская система представлена уржумским ярусом, сложена переслаиванием глин, алевролитов, песчаников, мергелей с прослоями известняков. Неогеновые отложения в районе работ представлены только образованиями плиоцена. Отложения сложены песками, песчаниками, алевролитами, глинами. Неогеновые отложения перекрыты нижнечетвертичными и современными аллювиальными образованиями реки Камы [3].

Опасные инженерно-геологические процессы на побережье Нижнекамского водохранилища

Оползневые процессы представляют опасность не только для строительных объектов, но и для населенных пунктов, приводят к гибели людей в тех случаях, когда имеют катастрофический характер. Одними из наиболее значимых факторов активизации оползневых процессов по побережью Нижнекамского водохранилища являются: режим подземных вод; уменьшение устойчивости склонов при интенсивном размыве (абразии) их оснований.

На территории Республики Татарстан *карстовые процессы* получили значительное развитие. Распространение карста определяется, в основном, геологическими условиями. Карст связан с развитием в зоне активного водообмена сульфатно-карбонатных пород нижней перми и казанского яруса. Эти породы попадают в указанную зону лишь в антиклинальных поднятиях пластов, в пределах тектонических прогибов они лежат ниже зоны активного водообмена. Поэтому вполне закономерна связь областей развития карста с крупными антиклинальными структурами.

Суффозионные процессы связаны с выносом тонкозернистого материала подповерхностными водами. Суффозия широко распространена, хотя уступает по своему геоморфологическому эффекту карстовым процессам. Основными разновидностями являются суффозия подземных вод и суффозия талых и дождевых вод, проникающих в четвертичные глины и суглинки по трещинам высыхания и промерзания.

Береговые процессы получили развитие после создания Куйбышевского и Нижнекамского водохранилищ. К этим процессам относятся абразия и аккумуляция в береговой зоне. Под действием волнового прибоя абразионная площадка расширяется, уступ отступает путем обваливания, осыпания, оползания. Абразии благоприятствуют значительные глубины у правого берега, препятствует большая стойкость известняков казанского яруса. На Нижнекамском водохранилище абразионная переработка берегов была особенно сильной в первые годы после создания водохранилища. Затем по мере расширения абразионной площадки, гасящей энергию волн, интенсивность процесса уменьшается. На мелководьях, преимущественно левобережных, господствуют процессы аккумуляции наносов различного происхождения [2].

Методика и результаты исследования

Линеаментный анализ – эффективный комплекс геоморфологических, геологических, дистанционных и других методов геологического картирования и мониторинга опасных геологических процессов [6, 7].

Автором выполнены регионально-зональные аэрокосмогеологические исследования (масштаб 1:1 000 000 – 1:200 000) для выделения тектонических линеаментов по современным космическим снимкам (КС). Основными методами являлись: геологическое компьютерное дешифрирование и структурно-линеаментно-геодинамический анализ.

При создании карты линеаментов использовались программы: SASPlanet, ArcGIS Pro.

На космоснимке (Landsat) в программе SASPlanet, на протяжении всего водохранилища и

прилегающим к нему территориям, автором были выделены линеаменты трех рангов: зональные линеаменты протяженностью 50-100 км (масштаб 1:1 000 000), зональные линеаменты протяженностью 15-50 км (масштаб 1:500 000), локальные линеаменты протяженностью 5-15 км (масштаб 1:200 000).

После выделения линеаментов, KMZ (KML) файлы, с помощью модуля Spatial Analyst программы ArcGIS Pro, были преобразованы в shape-файлы и привязаны к карте, в системе координат GCS_WGS_1984. В результате чего была получена карта региональных, зональных и локальных тектонических линеаментов.

В результате компьютерного дешифрирования на обзорной площади 380 x 200 км было закартировано 85 зональных и 177 локальных линеаментов. Анализ пространственной ориентации линеаментов показывает, что большинство крупных линеаментов имеют диагональную ориентировку, реже – меридиональную и субширотную ориентировку.

На основе выделенных линеаментов была построена карта полей плотностей (рис.).

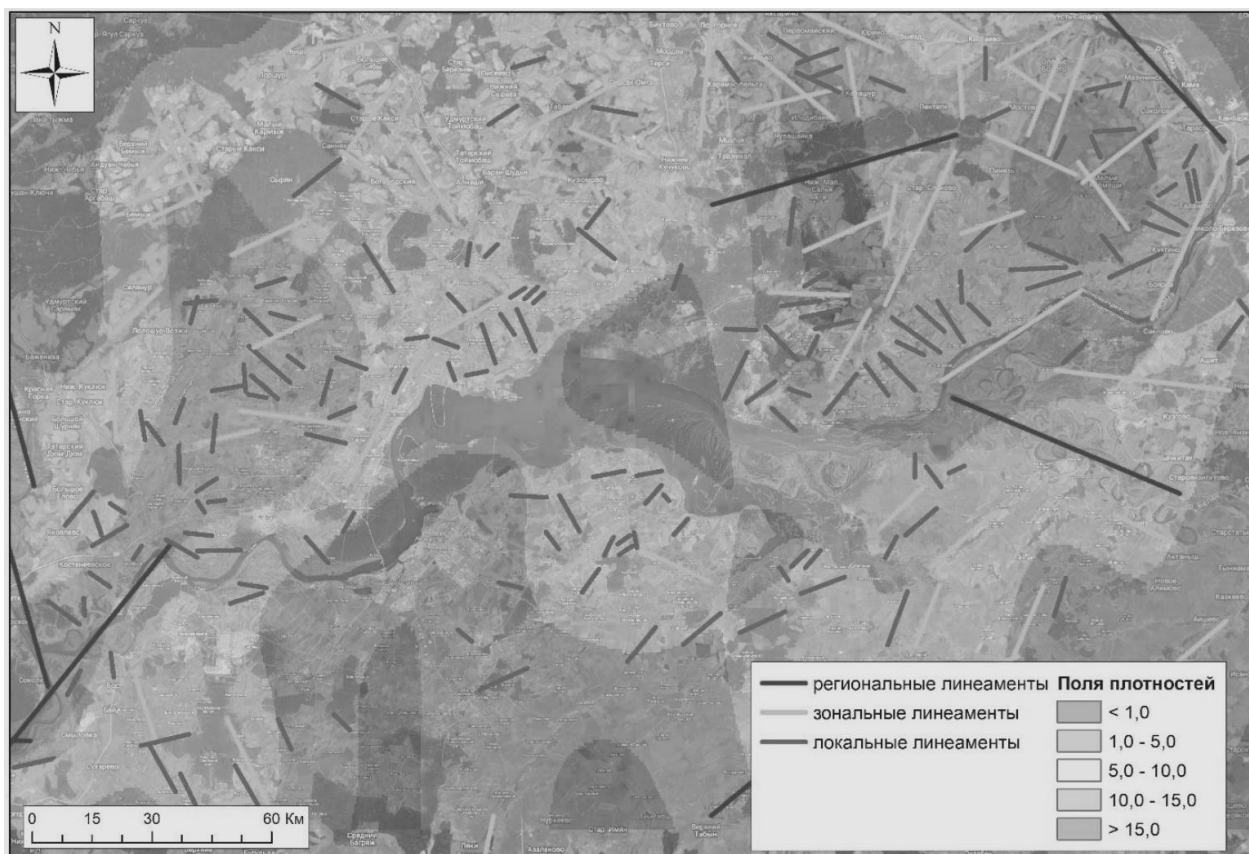


Рис. Карта полей плотностей, совмещенная с результатами аэрокосмогеологических исследований района Нижнекамского водохранилища

Согласно полученной карте, наибольшая плотность линеаментов наблюдается в северо-восточнее Нижнекамского водохранилища, что указывает на вероятное наличие тектонических нарушений глубинного заложения.

Плотность линеаментов позволяет выделять пути миграции и разгрузки подземных вод, и как следствие спрогнозировать места развития оползней, оврагов, карстово-суффозионных и других опасных и неблагоприятных инженерно-геологических процессов.

Заключение

В результате исследования побережий Нижнекамского водохранилища по дешифрированию современных цифровых КС с применением программ SASPlanet, ArcGIS Pro были выделены линеаменты трех рангов: региональные линеаменты (масштаб 1:1 000 000), зональные линеаменты (масштаб 1:500 000) и локальные линеаменты (масштаб 1:200 000) в количестве 260 ед. Проведен линеаментно-геодинамический анализ на региональном уровне, выявлены участки территорий с наиболее активными геодинамическими зонами.

Таким образом, применение линеаментного анализа позволяет более полно и точно изучить геологическую структуру и особенности побережья Нижнекамского водохранилища, что позволит разработать эффективные меры по обеспечению безопасности и устойчивости данной территории.

Литература

1. Войтович Е. Д., Гатиятуллин Н. С. Тектоника Татарстана. – Казань: Изд. КГУ. – 2003.
2. Геология Республики Татарстан. Учебно–методическое пособие. Казань: К(П)ФУ, 2014. 72 с.
3. Застрожная О. И., Орлова Т. Б., Застрожных А. С. и др. Государственная геологическая карта Российской Федерации масштаба 1:1 000 000. Третье поколение. Серия Центрально-Европейская. Лист N-39 Казань–Самара. Объяснительная записка / Минприроды России, Роснедра, ФГБУ «ВСЕГЕИ». СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2021. 467 с.
4. Карта дочетвертичных образований: N-38, (39) (Самара). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Карта дочетвертичных образований, масштаб: 1:1000000, составлена: ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2000.
5. Карта неоген-четвертичных образований: N-39 (Казань–Самара). Государственная геологическая карта Российской Федерации. Третье поколение. Карта неоген-четвертичных образований. Центрально-Европейская серия, масштаб: 1:1000000, серия: Центрально-Европейская, составлена: ФГБУ «ВСЕГЕИ», 2021.
6. Копылов И.С. Геоэкология, гидрогеология и инженерная геология Пермского края. Пермь: Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2021. 501 с.
7. Копылов И.С. Научно-методические основы геоэкологических исследований нефтегазоносных регионов и оценки геологической безопасности городов и объектов с применением дистанционных методов / диссертация на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук / Уральский государственный горный университет. 2014. 351 с.

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 7:
***ПРОБЛЕМЫ РЕСУРСОВ, ДИНАМИКИ
И ОХРАНЫ ПОДЗЕМНЫХ ВОД***

*XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"*

SECTION 7:
***PROBLEMS OF GROUNDWATER RESOURCES,
DYNAMICS AND PROTECTION***

СТРОНЦИЙ-СОДЕРЖАЩИЕ ВОДЫ МАЗУЕВСКОЙ КАРСТОВОЙ ДЕПРЕССИИ

Бачурин Никита Алексеевич

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 4 курса, г. Пермь

e-mail: halkpolnik@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Килин Юрий Афонасьевич

Аннотация: в результате многолетнего опробования подземных и поверхностных вод Мазуевской карстовой депрессии установлена довольно широкая распространенность стронция. Концентрации его в водных источниках, используемых местными жителями для питьевых и хозяйственных целей, существенно превышают предельно-допустимые нормы. В 1996-2000г на рассматриваемой территории было открыто Мазуевское месторождение стронциевых руд, что повышает актуальность изучения данного района. Накопление стронция в сульфатно-карбонатно-терригенных породах связано с растворением стронций содержащих гипсоносных пород, переносом его подземными водами и осаждением на изучаемой территории. Изучение геолого-литологических разрезов и химического состава подземных и поверхностных вод позволяет выделить участки максимального содержания стронция. Стронций является биологически активным элементом: попадая в организм человека, он изоморфно замещает кальций в костной ткани, что приводит к деформации костной системы. Необходима комплексная оценка для разработки мероприятий по водоочистке стронций содержащих вод, используемых для водоснабжения населения.

Ключевые слова: стронций, поверхностные и подземные воды, карст, Мазуевка, Уровская эпидемия.

STRONTIUM-CONTAINING WATERS OF THE MAZUEV KARST DEPRESSION

Bachurim Nikita

Perm State University, 4st year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kilin Yuri

Abstract: As a result of long-term testing of groundwater and surface waters of the Mazuev karst depression, a fairly wide prevalence of strontium has been established. Its concentrations in water sources used by local residents for drinking and household purposes significantly exceed the maximum permissible norms. In 1996-2000, the Mazuyev strontium ore deposit was discovered in the territory under consideration, which increases the relevance of studying this area. The accumulation of strontium in sulfate-carbonate-terrigenous rocks is associated with the dissolution of strontium-containing gypsum-bearing rocks, its transfer by groundwater and deposition in the studied area. The study of geological and lithological sections and the chemical composition of groundwater and surface waters allows us to identify areas of maximum strontium content, to establish the dependence of its content on the type of section. Strontium is a biologically active element: once in the human body, it isomorphically replaces calcium in bone tissue, which leads to deformation of the bone system. A comprehensive assessment is needed to develop measures for the water treatment of strontium-containing waters used for public water supply.

Keywords: strontium, surface and groundwater, karst, Mazuyevka, Leversky epidemic.

Общая характеристика исследуемой территории

Мазуевское месторождение стронция находится в Кишерстском районе Пермского края в 1 км к северу от д.Мазуевка и в 15 км к югу от районного центра с.Усть-Кишерть.

Месторождение приурочено к отложениям нижнепермских отложений. В структурном отношении подавляющая часть рассматриваемой территории располагается в пределах двух крупных структурных единиц – Сылвенской впадины, входящей в состав Предуральского краевого прогиба и восточной окраины Восточно-Европейской (Русской) платформы, отвечающей Уфимскому валу[5]. Месторождение тесно граничит с геологическим памятником, в пределах, которого ежегодно производится мониторинг гидрохимического состава подземных и поверхностных вод, Мазуевской карстовой депрессией.

Согласно карстологическому районированию данная депрессия является частью Кишертского района развития гипсового и карбонатно – гипсового карста. В её состав входит: карстовая река – Мазуевка, и ряд озер карстово-провального происхождения [1]. Впервые обследовала и описала Мазуевскую карстовую депрессию в 1911 году – Варсонофьева В.А. В 1957-1965 гг её изучением занималась Горбунова К.А. В настоящее время её ежегодными обследованиями занимаются сотрудники и студенты кафедры динамической геологии и гидрогеологии ПГНИУ.

Согласно гидрогеологическому районированию, исследованная территория располагается на стыке двух гидрогеологических бассейнов: раскрытый бассейн трещинно-карстовых вод Пермско-Башкирского свода в пределах Уфимского вала и Предуральский артезианский бассейн в пределах Юрюзано-Сылвинской депрессии. Уфимский вал представляет собой район широкого распространения трещинно-карстовых вод в филипповских и артинских карбонатных породах. На гидрогеологические условия района значительное влияние оказывает позднейшие глыбовые движения, обновившие трещинную тектонику, карст и пути движения подземных вод. Обильные подземные воды сосредоточены в трещинно-карстовых зонах, которые приурочены к местам пересечения субмеридиональных и широтных трещинных нарушений [1].

Результаты исследований

В результате многолетнего опробования подземных и поверхностных вод Мазуевской карстовой депрессии установлена довольно широкая распространенность стронция. Из-за близкого расположения месторождения к д. Мазуевка вода во многих источниках хозяйственного водоснабжения оказывается подвержена загрязнению. Примерно в 70 % проб, отобранных в пределах населенного пункта, ПДК стронция превышена в 2,4 раза. По данным исследования содержания стронция в подземных и поверхностных вода была составлена карта распространения Sr – рисунок 1.

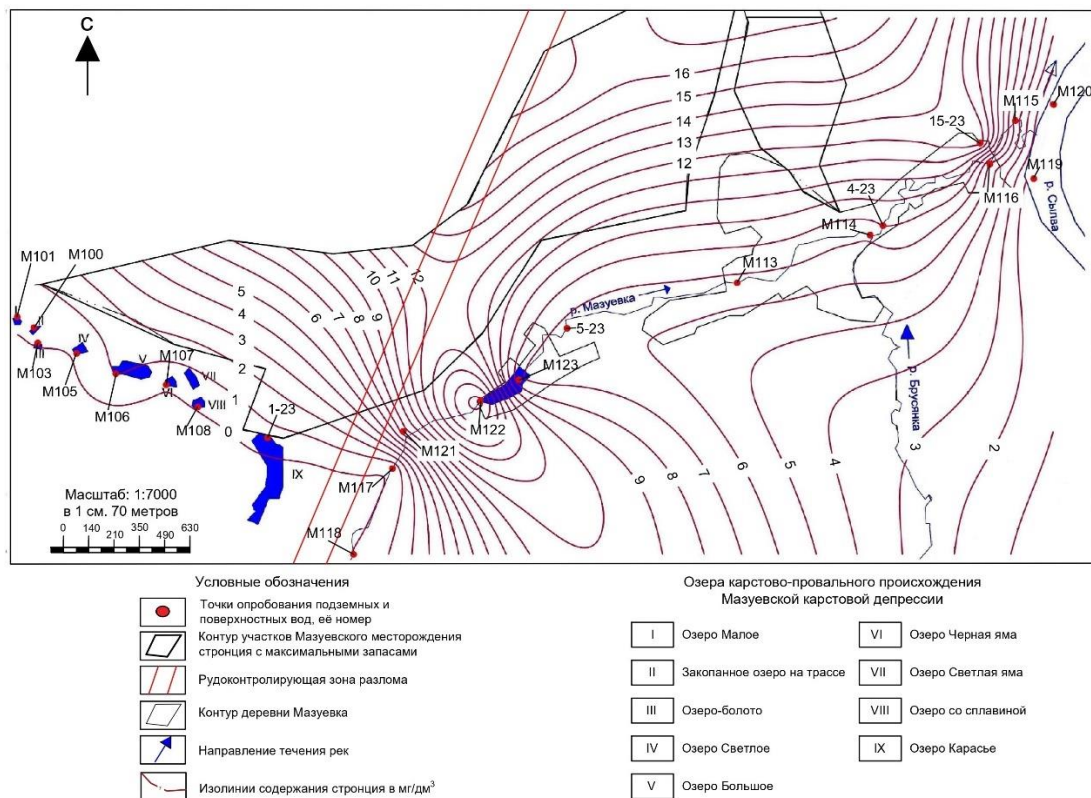


Рис. 1. Карта распространения стронция в поверхностных и подземных водах

На составленной карте выделяются две зоны концентрации стронция. Первая зона, в районе отбора пробы M122, приурочена к разгрузке подземных вод из субаквальных восходящих источников. Количество стронция в взятой пробе составляет 16,6 мг/дм³, что превышает показания ПДК в 2,4 раза. Вторая зона концентрации находится на северо-востоке исследуемого участка, в районе пробы №15-23. Место отбора представляет собой скважину глубиной 16 метров, которую люди используют в качестве источника питьевого водоснабжения. Количество стронция в опробованной воде составляет 12,4 мг/дм³, что превышает ПДК в 1,7 раз.

Особенности распространения стронций-содержащих вод

В пределах исследуемой территории одновременно выполняется два условия для благоприятной миграции стронция при помощи подземных вод: 1. Мазуевская депрессия приурочена к району развития гипсового и карбонатно-гипсового карста. 2. Переход стронция в подземные воды осуществляется в процессе растворения и выщелачивания горных пород. Растворимость гипсов и ангидритов в пресной воде составляет примерно 2 г/л, целестина – 0,11 г/л, кальцита – 0,06 г/л. Поэтому наиболее интенсивно происходит растворение гипсов и ангидритов с изоморфным Sr⁺².

Эти два фактора приводят как к активизации карстовых процессов, так и к активной миграции стронция, растворенного вместе с гипсами слагающими Мазуевскую карстовую депрессию, по подземным водам в сторону одноименного населенного пункта [3].

Также при одинаковом составе и возрасте пород на содержание стронция в подземных водах оказывает влияние их химический состав. По многолетним исследованиям р.Мазуевка были выявлены участки с большим содержанием стронция в поверхностных и подземных водах. На отдельных её участка содержание стронция достигает 16,60 мг/л, что превышает ПДК более чем в 2,4 раза. Объясняет, это тем, что, в реку происходит разгрузка карстовых подземных вод, которые несут в себе стронций, растворенный вместе с гипсами и ангидритами. Из построенного гидрохимического профиля карстовой р. Мазуевка – рисунок 2, зафиксировано при повышении минерализации, в районе отбора пробы M121, происходит резкий рост стронция. Однако, в дальнейшем по профилю реки, эта связь между высокими показателями по минерализации и стронцию теряется. Этот факт объясняется тем, что воды перенасыщаются по отношению к сульфату стронция и он в виде целестина выпадает в осадок.

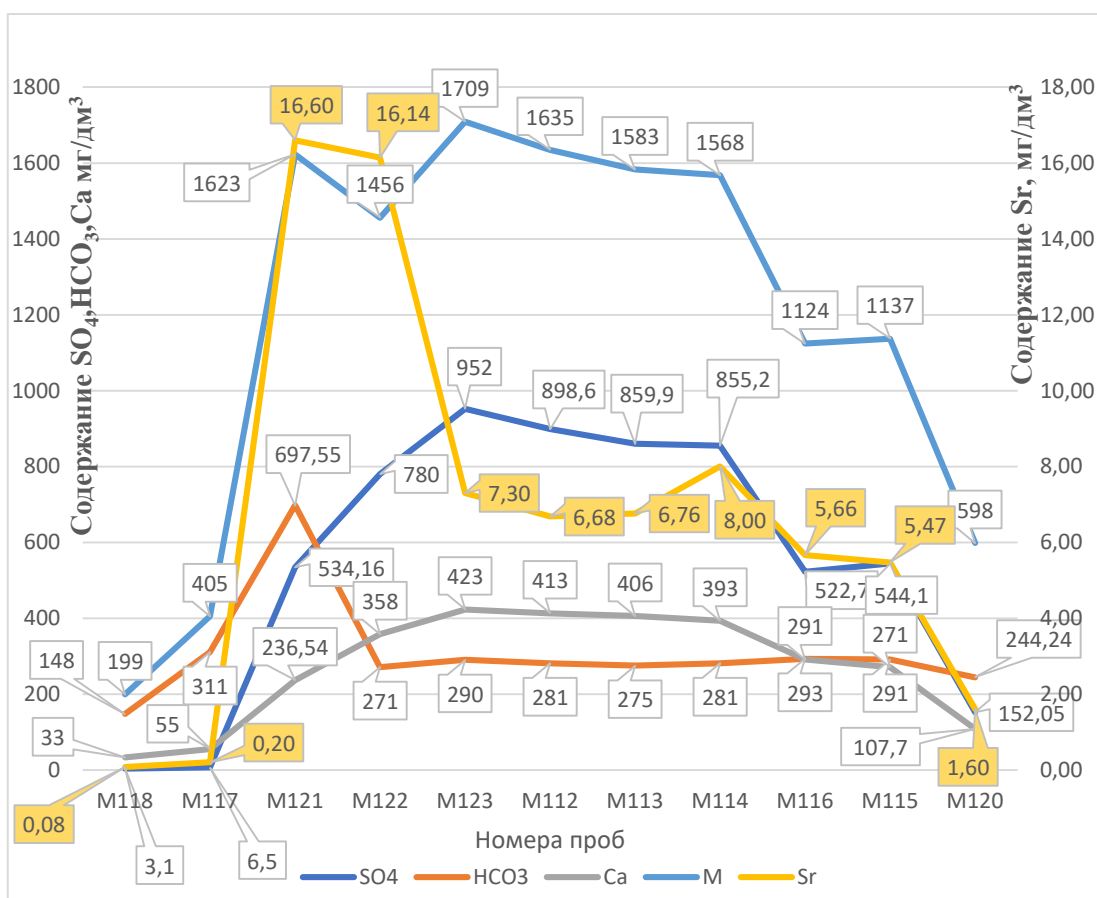


Рис. 2. Гидрохимический профиль карстовой речки Мазуевка по SO₄, HCO₃, Ca и Sr

По особенностям водной миграции стронций является «спутником» кальция (термин А.И. Перельмана). Он хорошо мигрирует в сульфатных, но плохо в гидрокарбонатных водах. В пресных гидрокарбонатных водах, содержания стронция незначительные (Рис.3). Он появляется здесь в результате подтока минерализованных вод из более глубоких горизонтов и разбавления их пресными, а также вследствие растворения немногочисленных гипсовых включений, обогащенных стронцием и целестином.

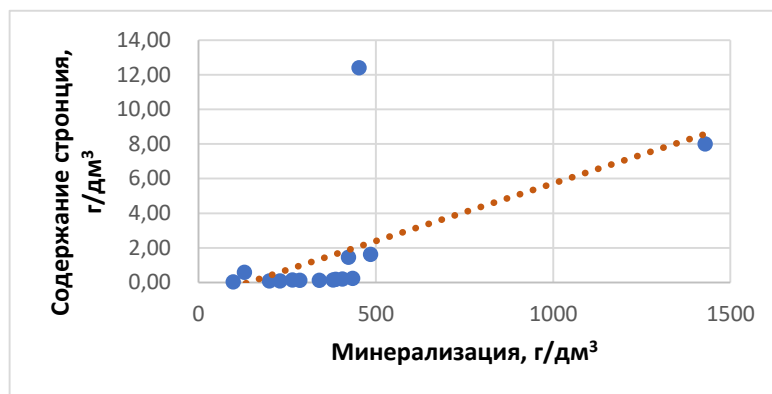


Рис. 3. Содержания стронция в гидрокарбонатных водах Мазуевской карстовой депрессии

В сульфатных водах концентрация стронция может достигать 16 мг/дм³ (рис. 4). Стронций появляется здесь в результате растворения гипсов и ангидритов. Гипс принадлежит к числу сравнительно легкорастворимых минералов. Процесс растворения происходит до его концентрации в воде порядка 2.2 г/л, затем – сменяется осаждением. Но при содержаниях сульфат-иона в растворе более 0,8 г/л маломинерализованные воды становятся пересыщенными по отношению к сульфату стронция, и он в виде целестина выпадает в осадок.

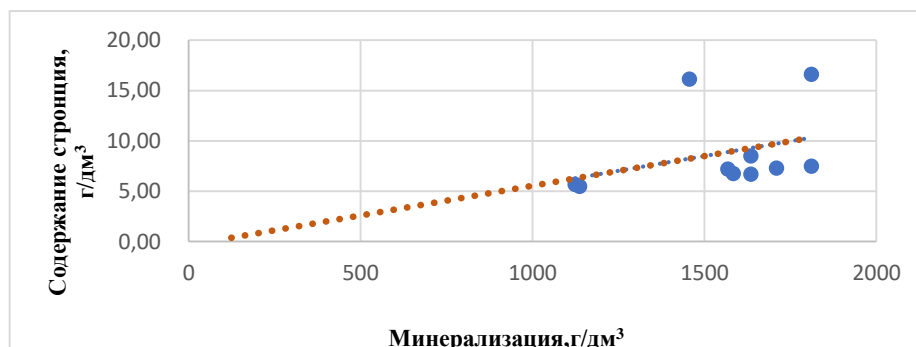


Рис. 4. Содержания стронция в сульфатных водах Мазуевской карстовой депрессии

При прочих равных условиях, на формирование стронций-содержащих подземных вод влияют фильтрационные свойства пород, интенсивность подземного стока и развития сульфатного и карбонатного карста. Повышенный водообмен и проницаемость пород определяют низкие значения химического стока стронция. Максимальные значения коэффициента фильтрации характерны для карбонатных отложений. Модуль подземного химического стока исследуемой территории равен 31 824,45 т/год*км². Модуль подземного химического стока стронция равен 322,43 т/год*км². Модуль предельного загрязнения по стронцию равен – 1,47 т/год*км², т.е. территория по стронцию загрязнена.

Опасность стронций-содержащих вод для человека

Стронций-содержащие воды Мазуевской карстовой депрессии представляют большую опасность для местного населения, так как стронций является биологически активным элементом. Попадая в организм человека, он изоморфно замещает кальций в костной ткани, что приводит к деформации костной системы в целом. Особенно опасно потребление подземных вод с кальций-стронциевым отношением (Ca/Sr) меньше 100, что является гидрогеохимической предпосылкой возникновения Уровской эндемии (В.В. Ковальский, 1974 год). В ходе многолетнего опробования подземных и поверхностных вод карстовой депрессии из 25 мест опробования, в 11-и были выявлены условия для развития эпидемии. Данные точки опробования находятся непосредственно в н.п. д. Мазуевка. В пробе 15-23, отобранной из скважины местных жителей, отношение Ca/Sr составляет 10,73, что почти в 10 больше для начала условия развития эпидемии.

Список проб, удовлетворяющих условию развитию Уровской эпидемии

Номер пробы	Описание места опробования	Содержание, мг/дм ³		Отношение Ca/Sr
		Ca	Sr	
M112	Р. Мазуевка ниже пруда	413,33	6,69	61,79
M113	Р. Мазуевка	405,81	6,76	59,99
M114	Р. Мазуевка, мост	393,29	7,21	54,58
M115	Р. Мазуевка, в 0,5 км от устья	270,54	5,47	49,44
M116	Р. Мазуевка в 0,9 км от устья	270,54	5,66	47,77
M119	р. Сылта выше впадения р. Мазуевка	80,47	1,46	55,30
M120	р. Сылта ниже впадения р. Мазуевка	93,45	1,62	57,56
M121	Субаквальный восходящий источник, р. Мазуевка	449,08	7,49	59,96
M122	Естественный водоотводной канал к р. Мазуевка	358,23	16,14	22,19
M123	Пруд на р. Мазуевка	423,12	7,31	57,92
15-23	Скважина 16 м. д. 155	113,03	12,4	10,73

Способы очистки воды от стронция

Стронций может оказывать существенное влияние на качество и здоровье жизни человека, если его содержание в питьевой воде превышает ПДК. Существует несколько способов очистки воды от стронциевого загрязнения: *Химический метод*: для устранения стронция в воду добавляются определенные реагенты: озон, гипохлорит натрия, перманганат калия. Все эти вещества способны окислить среду и вызвать выпадение стронция в осадок. *Биологический метод*: клетки бактерий рода *Acinetobacter*, способные к селективной аккумуляции ионов стронция из растворов, применение которых в технологиях очистки воды позволяет извлекать ионы стронция из растворов и природных вод с высоким содержанием ионов кальция. *Физический метод*: системы обратного осмоса. Также известны такие способы как *адсорбция* и *ионозамещение*.

Выводы

- 1) В ходе многолетних опробований подземных и поверхностных вод Мазуевской карстовой депрессии и прилегающих районов, было выявлено, что содержание стронция на некоторых участках достигает 16,6 мг/дм³, что превышает ПДК в 2,4 раза.
- 2) При построении гидрохимического профиля реки Мазуевка, была определена зависимость между минерализацией и количеством стронция. Так, при первичном росте минерализации, происходит рост стронция, однако уже через километр, показатели Sr, несмотря на постоянно высокую минерализацию падают. Так происходит из-за того, что при содержаниях сульфат-иона в растворе более 0,8 г/л маломинерализованные воды становятся пересыщенными по отношению к сульфату стронция, и он в виде целестина выпадает в осадок.
- 3) В ходе многолетнего опробования подземных и поверхностных вод карстовой депрессии из 25 мест опробования, в 11-и были выявлены условия для развития Уровской эпидемии. Данные точки опробования находятся непосредственно в н.п. д. Мазуевка. В пробе 15-23, отобранной из скважины местных жителей, отношение Ca/Sr составляет 10,73, что почти в 10 больше условия для начала развития эпидемии. Необходимо разработать комплекс мероприятий по очистке вод от стронциевого загрязнения.
- 4) Карстовая депрессия и месторождение стронция являются уникальными геологическими явлениями и требуют их дальнейшего исследования.

Литература

1. Горбунова К.А. Особенности гипсового карста: путеводитель по Кишертско-Суксунскому карстовому району. Пермь, 1965. С. 9-33
2. Килин Ю.А., Минькевич И.И. Клецкина О.В. Кишертский карстовый район-зона разгрузки карстовых вод.//Экологическая безопасность и строительство в карстовых районах: Материалы международного симпозиума./ Пермь, 2015. С. 312-316.
3. Конопаткин А.Я. Материалы подсчета запасов стронциевых руд на участке «Ближний Лог» Мазуевского месторождения в Пермской области//ПЕРМГЕОЛНЕРУД. Пермь, 2002. С. 38-57

ИЗМЕНЕНИЯ В ХИМИЧЕСКОМ СОСТАВЕ ПРОБ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ДО И ПОСЛЕ РАСТВОРЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МИКРОЗОНДОВОГО АНАЛИЗА ЦЕМЕНТНОГО ВЕЩЕСТВА

Кашин Максим Константинович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 3 года обучения, г. Пермь
e-mail: maksman97@gmail.com*

Золотарев Денис Рафаилович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
к.г.-м.н., г. Пермь
e-mail: zolotarevdr@mail.ru*

Щербаков Сергей Владимирович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
к.г.-м.н., г. Пермь
e-mail: greyv@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Ковалева Татьяна Геннадьевна

Аннотация: В ходе растворения был проведен анализ химического состава карбонатных пород и их прослоев методом микрозондового анализа. Было установлено снижение содержания оксидов кальция и серы. Для новообразованного вещества на поверхности пород характерны участки с повышенным содержанием оксидов железа и марганца.

Ключевые слова: карбонатные породы, химический состав, микрозондовый анализ, растворение, карст.

CHANGES IN THE CHEMICAL COMPOSITION OF CARBONATE ROCK SAMPLES BEFORE AND AFTER DISSOLUTION BASED ON THE RESULTS OF MICROPROBE ANALYSIS OF CEMENT MATTER

Kashin Maksim

Perm State University, Post-graduate Student, Perm

Zolotarev Denis

Perm State University, Candidate of Geology and Mineralogy, Perm

Scherbakov Sergei

Perm State University, Candidate of Geology and Mineralogy, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kovaleva Tatiana

Abstract: Changes in the chemical composition of carbonate rock samples before and after dissolution based on the results of microprobe analysis. During the dissolution, the chemical composition of carbonate rocks and their interlayers was analyzed by microprobe analysis. A decrease in the content of calcium and sulfur oxides was found. The newly formed substance on the rock surface is characterized by areas with an increased content of iron and manganese oxides.

Keywords: carbonate rocks, chemical composition, microprobe analysis, dissolution, karst.

Оценка изменения химического состава растворяемых пород может быть полезна для оценки скорости растворения пород, которая в свою очередь, является неотъемлемой частью оценки карстоопасности территории.

В соответствии с нормативной литературой карбонатные породы классифицируются как труднорастворимые породы [2].

Карбонатные породы уфимского и кунгурского яруса пермской системы отобраны в Добрянском районе Пермского края на месте проектируемого мостового перехода через р. Кама. Пробы доломитов и известняков характеризуются заметными прослоями гипса, ангидрита, галита. Растворение проб карбонатных пород осуществлялось в скважинах, в условиях, приближенных к природным [1].

Химический состав цементного вещества исследуемых образцов пород определялся путем качественного и количественного микронзондового анализа, с определением процентных (относительных) содержаний компонентов в породе. При анализе химического состава пород после растворения в первую очередь оценивались новообразованные вещества.

Анализ содержания химических элементов в цементном веществе проб проводилась дважды до начала растворения в январе 2020 г и после растворения в январе 2023 г. Был проведен анализ 6 проб доломита (2 из которых растворились в ходе эксперимента и поэтому были проанализированы один раз) и 3 проб известняка. Во многих случаях, участки пород в которых проводился микронзондовый анализ содержали значительные включения гипса, ангидрита и галита. Помимо растворимых минералов растворимых пород на образцах фиксировались включения кварца, пирита.

Изначально пробы доломита характеризовались большим содержанием оксида кальция и оксида серы, что связано с заметным содержанием в породе прослоев ангидрита. Также для проб доломита характерно высокое содержание оксида кремния.

После растворения закономерно снизилось содержание оксида серы, связанное с растворением прослоев ангидрита в породе. Увеличилось содержание оксида кремния, оксида марганца и оксида алюминия, значительно увеличилось содержание оксида железа.

Одна из проб доломита имела значительные включения галита, зафиксированных как визуально, так и по результатам микронзондового анализа (содержания Na и Cl до 40%). Предсказуемо, в ходе эксперимента все включения галита в пробе растворились, результаты анализа показывают околонулевое содержание натрия и хлора. Подробная информация представлена в таблице 1.

Таблица 1

Содержание химических элементов в образцах доломита

Химический состав	Средние знач, %		Химический состав	Средние знач, %	
	до	После		до	После
SO ₃	32,16	12,99	FeO	1,51	22,00
SiO ₂	16,33	30,68	MnO	0,05	0,63
TiO ₂	0,23	0,38	K ₂ O	0,44	0,70
Al ₂ O ₃	3,44	6,61	Na	4,99	0,58
CaO	21,41	19,20	Cl	6,60	0,06
MgO	4,26	6,24	сумма	92,43	100,00

Пробы известняков до растворения характеризовались значительным содержанием оксида кальция. Содержание оксида углерода – одного из основных компонентов карбонатных пород не оценивалось при анализе образцов, предположительно значительная часть процентного состава пород неидентифицированного при анализе состоит из оксида углерода. Также отмечено заметное содержание оксида серы и кремния.

Также как и доломитовые пробы, пробы известняка после растворения характеризуются значительным ожелезнением (содержание железа увеличилось более чем в 40 раз). Увеличилось содержание оксид кремния. Из соединений, представленных в образце в незначительном количестве, можно отметить увеличение содержания оксидов марганца (в 10 раз) и оксида титана (в 4 раза). Уменьшилось содержание оксида серы и оксида кальция. Подробная информация представлена в таблице 2.

Таблица 2

Содержание химических элементов в образцах доломита

Химический состав	Средние знач, %		Химический состав	Средние знач, %	
	до	После		до	После
SO ₃	8,14	1,40	FeO	0,66	40,16
SiO ₂	7,02	12,67	MnO	0,05	0,50
TiO ₂	0,03	0,11	K ₂ O	0,15	0,32
Al ₂ O ₃	0,32	0,74	Na	0,37	0,23
CaO	35,65	9,51	Cl	0,62	0,00
MgO	1,16	2,91	сумма	54,18	68,55

Можно выделить общие закономерности, характерные для рассматриваемых образцов пород: снижение содержание оксида серы и кальция, увеличенное содержание оксидов железа и марганца на поверхности новообразованного материала образца.

Литература

1. Катаев, В. Н. Опыт растворения карбонатных и сульфатных пород / В. Н. Катаев, Д. Р. Золотарев, С. В. Щербаков // Теория и практика современной карстологии и спелеологии: Материалы международной научно-практической конференции и Крымские карстологические чтения, Симферополь, 27 сентября 2021 года. – Симферополь: ФГАОУ ВО Крымский федеральный университет им. В.И. Вернадского, 2021. – С. 50-56. – EDN LAVISU.
2. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч. II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.: Госстрой России, 2000.

АММОНИЙ В ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСАХ В СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Курская Анастасия Руслановна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

магистрант 1 курса, г. Пермь

e-mail: Kurskaya.Anastasiya.pgu@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Яковлев Юрий Александрович

Аннотация: В данной работе мы рассматриваем аммоний как показатель нефтеносности. Приводим анализ его содержания в газонефтеводоносных комплексах в северо-восточной части Волго-Уральской провинции. Оцениваем его значимость в нефтегазопроисковой гидрогеологии.

Ключевые слова: аммоний, газонефтеводоносный комплекс, тектонические структуры, концентрация, углеводород, нефтепоисковый гидрогеохимический критерий, нефтегазонасность.

AMMONIUM IN GAS AND OIL BEARING COMPLEXES IN THE NORTHEASTERN PART OF THE VOLGA-URALS OIL AND GAS PROVINCE

Kurskaya Anastasia

Perm State University, Master's student of the 1st year, Perm

Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Yakovlev Yuri

Abstract: In this paper we consider ammonium as an indicator of oil bearing capacity. We analyze its content in gas-oil-bearing complexes in the northeastern part of the Volga-Ural province. We evaluate its significance in oil and gas prospecting hydrogeology.

Keywords: ammonium, gas and oil bearing complex, tectonic structures, concentration, hydrocarbon, oil prospecting hydrogeochemical criterion, oil and gas content.

Минеральные микрокомпоненты – одни из самых информативных показателей нефтеносности недр. Они стоят практически наряду с газовыми и органо-гидрогеохимическими показателями. Многие гидрогеологи обращали внимание на перспективу аммония в нефтепоисковом деле. За последний век активно собирался, обрабатывался, анализировался и систематизировался фактический материал. Учёными было установлено региональное увеличение содержания аммония в пластовых водах в связи с увеличением содержания углеводородов (так как аммоний имеет геохимическую связь с углеводородами). Также, по Н.С.Соболевой, устанавливаются высокие содержания аммония, свойственные водам нефтяных месторождений [2]. Позже, по данным Э.Е.Лондон подтверждается – содержание аммония увеличивается к контуру залежи, параллельно увеличивается содержание углеводородов и уменьшается содержание сульфатов. Указанная закономерность прослеживается для нефтей плотностью 0,83-0,86. Следовательно, в определённых условиях аммоний может быть использован как локальный показатель нефтегазонасности недр [1]. Современные исследования подтверждают, выявленные ранее закономерности, но отмечают необходимость учитывать и другие критерии, такие как содержание бора, йода, газонасыщенность вод. Говоря о комплексном исследовании, стоит также обратить внимание на палеогидрогеологические условия формирования вод, содержащих аммоний [2].

Проведён анализ на основании данных, предоставленных филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». Объём полученной гидрогеохимической информации исчисляется в 3075 отобранных пробах. Забор был осуществлён и классифицирован по крупным положительным и отрицательным тектоническим структурам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции: Пермский свод (433 пробы); Башкирский свод (551 проба); Камский свод (38 проб); Верхнекамская впадина (1123 пробы); Сылвенская депрессия (390 проб); Бымско-Кунгурская моноклиналь (540 проб).

Информация о содержании аммония представлена по следующим комплексам:

- Верхнекаменноугольный-нижнепермский газонефтеводоносный комплекс преимущественно карбонатных пород (C_3-P_1)
- Московский газонефтеводоносный комплекс карбонатно-терригенных пород (C_2m)
- Окско-серпуховско-башкирский газонефтеводоносный комплекс карбонатных пород ($C_1V_3-C_2b$)
- Нижне-средневизейский газонефтеводоносный комплекс терригенных пород (C_1V_{1-2})
- Верхнедевонско-турнейский газонефтеводоносный комплекс карбонатных пород (D_3-C_1t)
- Средне-верхнедевонский газонефтеводоносный комплекс преимущественно терригенных пород (D_2-D_3)

Низкое содержание аммония (ниже 50 мг/дм³) наблюдаем в C_3-P_1 комплексе по Башкирскому своду и Бымско-Кунгурской моноклинали. Также пониженная концентрация по D_2-D_3 комплексу по всем структурам. Наиболее характерной концентрацией отличаются Пермский свод, Башкирский свод, Бымско-Кунгурская моноклиналь и Сылвенская депрессия. В Верхнекамской впадине значительно положительно отличается C_3-P_1 комплекс. По среднему содержанию в комплексах и структурах концентрация аммония считается характерной (100-300 мг/дм³). На отдельных территориях встречаются весьма высокие содержания (до 700 мг/дм³) (рис.).

По полученным данным можно судить о перспективности газонефтеводоносных комплексов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции как по содержанию ценного микрокомпонента – аммония, так и о его значении для оценки перспектив нефтеносности

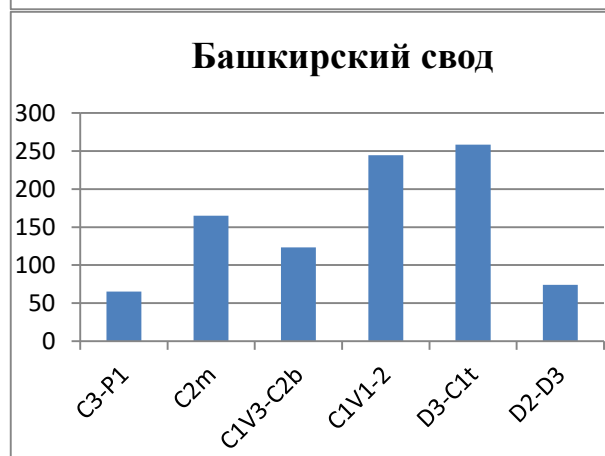
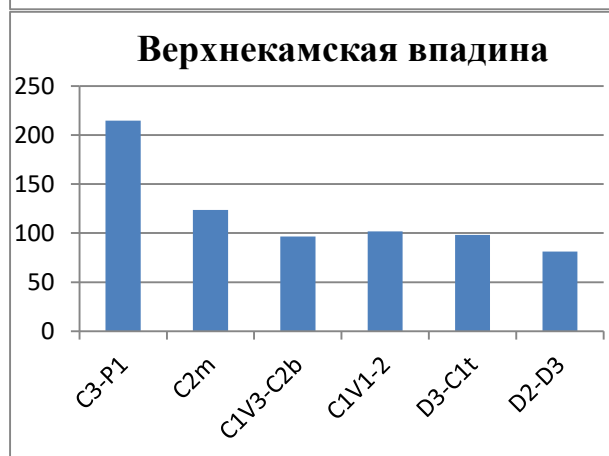
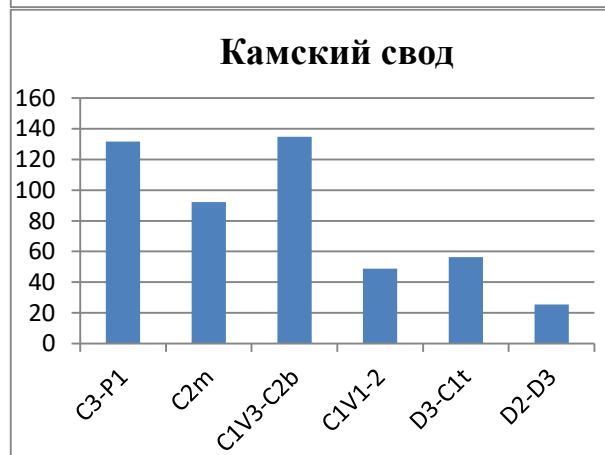
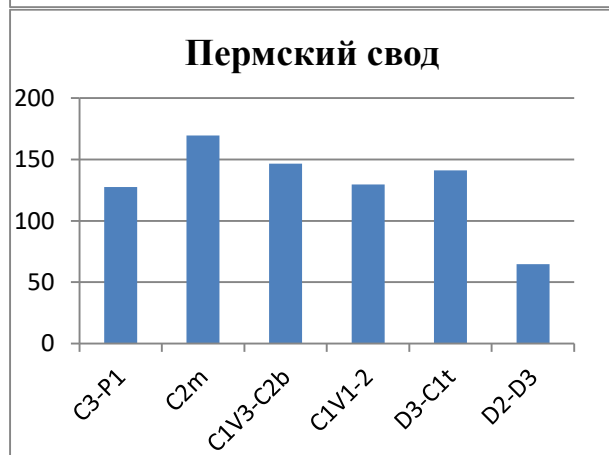
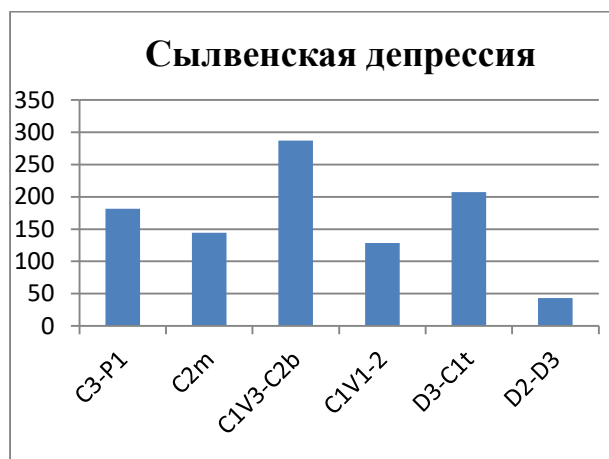


Рис. Средние значения аммония по газонефтеводоносным комплексам в крупных тектонических структурах, приуроченных к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Литература

1. Овчарова Т.А. Гидрогеологические критерии перспектив нефтегазоносности, г. Ухта, УГТУ, 2013 год. Стр. 13,16
2. Шестов И.Н., Шувалов В.М., Тюрина И.М. Особенности распространения аммония в подземных водах палеозойских отложений Прикамья //Вестник Пермского университета выпуск 4 (9), г. Пермь, 2007 год. Стр.148-152

ОСОБЕННОСТИ ГЕНЕЗИСА И РАСПРОСТРАНЕНИЯ СЕРОВОДОРОДНЫХ ВОД НИЖНЕПЕРМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ПЕРМСКОГО ПРЕДУРАЛЬЯ

Макарова Ангелина Анатольевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: angelinaam1888@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Яковлев Юрий Александрович

Аннотация: Рассматриваются гидрогеологические, гидрохимические особенности сероводородных вод нижнепермских отложений Пермского Предуралья. Такие воды являются одним из уникальных природных ресурсов, обладающих ценными лечебными свойствами.

Ключевые слова: сероводородные воды, нижнепермские отложения, сульфатредукция, бальнеологические воды.

PECULIARITIES OF GENESIS AND DISTRIBUTION OF HYDROGEN SULFIDE WATERS OF THE LOWER PERMIAN SEDIMENTS OF THE PERMIAN PRE-URALS

Makarova Angelina

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Yakovlev Yuri

Abstract: The hydrogeological, hydrochemical features of hydrogen sulfide waters of the Lower Permian deposits of the Permian Pre-Urals are considered. Such waters are one of the unique natural resources with valuable therapeutic properties.

Keywords: hydrogen sulfide waters, Lower Permian sediments, sulfate reduction, balneological waters.

Пермское Предуралье представляет собой уникальный регион, богатый природными ресурсами, включая сероводородные воды, которые имеют особое значение для медицинского применения. Геологические особенности данного региона и формирование сероводородных вод оказывают значительное влияние на их состав и свойства.

Изучением сероводородных вод Пермского Предуралья занимались И.Н. Шестов, Г.А. Максимович, В.В. Иванов, С.Ю. Белов и другие исследователи. Эти ученые внесли значительный вклад в изучение распространения и формирования сероводородных вод нижнепермских отложений. Результаты работ заложили основу практического использования этих ценных природных ресурсов.

Минеральные сульфидные воды и рассолы регионально широко распространены в Прикамье и приурочены в основном к карбонатным толщам нижней перми, верхнего и среднего карбона, где содержание H_2S в воде изменяется от 10-15 до 400–500 мг/дм³, а в отдельных случаях (г. Краснокамск, Урминская, Бухаровская, Павловская, Ключевская и другие площади) концентрация водорастворенного H_2S превышает 1000 мг/дм³. Сероводородные воды максимально распространены в зоне замедленного водообмена и связаны с жизнедеятельностью сульфатредуцирующих микроорганизмов.

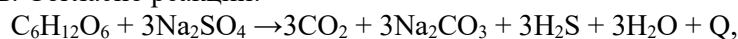
Происхождение сероводорода связано с биогенным и химическим восстановлением сульфатных минералов, а также с магматической деятельностью. В приповерхностных условиях магматический сероводород окисляется с образованием SO_2 , SO_3 , H_2SO_3 , H_2SO_4 , сульфатов, сернистых металлов и самородной серы. Окисные соединения серы в благоприятной геохимической среде могут быть генераторами сероводорода.

Сульфидными или сероводородными минеральными водами считаются воды, содержащие более 10 мг/дм³ общего сероводорода. В зависимости от степени диссоциации сероводорода, то есть распада его на ионы при растворении, сульфидные воды подразделяются: 1) на собственно сероводородные, содержащие недиссоциированный сероводород; 2) гидросульфидные, содержащие преимущественно HS⁻; 3) гидросульфидно-сероводородные.

Сероводород биогенного происхождения, образуется за счет жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий типа *Microspira* [6]. Первые сведения о сульфатредуцирующих бактериях в подземных водах нефтяных месторождений были получены Т.Л.Гинзбург-Карагичевой. Жизнедеятельность бактерий *Microspira desulfuricans* или *Vibrio desulfuricans* определяется присутствием в подземных водах сульфатных ионов и органического вещества в условиях восстановительной обстановки. В связи с этим, наиболее высокое содержание сероводорода установлено в подземных водах нефтегазоносных областей. Максимальные его концентрации в водах достигают 3500 – 10000 мг/дм³.

На развитие сульфатредуцирующих бактерий существенное влияние оказывает внешняя среда: температура, давление, общая минерализация и химический состав подземных вод. Оптимальной для жизнедеятельности бактерий считается температура от 27 до 60°C, гидростатическое давление 370-400·10⁵ Па. Отрицательное воздействие на жизнедеятельность бактерий оказывает высокое содержание в водах ионов кальция и магния [4].

Известно несколько основных процессов образования биогенного сероводорода. В подземной гидросфере наиболее распространено микробиологическое окисление органических веществ за счет восстановления сульфатов. Согласно реакции:



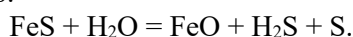
где Q – количество теплоты диссоциации.

Появление в водах H₂S приводит к формированию восстановительного барьера, в пределах которого образуются нерастворимые сульфиды тяжёлых и цветных металлов (Fe, V, Co, Ni, Cu, Zn, As, Ag, Pb, Cd, Hg). Поэтому наличие металлов и особенно железа в толщах пород – неблагоприятный фактор для накопления сероводорода в подземных водах.

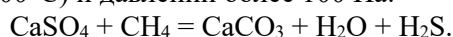
Исключением является сернокислый сульфидный процесс образования биогенного сероводорода в зоне цементации сульфидных месторождений. Здесь H₂SO₄ и сульфаты, поступающие из зоны окисления, взаимодействуют с первичными сульфидными рудами. В результате образуются сульфиды тяжёлых металлов и H₂S:



Известен также процесс образования сероводорода при гидролитическом разложении сернистых металлов в условиях высоких температур.



Установлен также процесс термохимического восстановления сульфатов углеводородами в условиях высоких температур (200-500°C) и давлении более 100 Па.



Сероводород формируется в подземных водах как химическим, так и биохимическим путём, причём большое значение имеет процесс биохимического восстановления сульфатов [4].

Основные факторы формирования и распространения сульфидных вод – геолого-структурные, формационные, гидрогеохимические, гидродинамические и геотермические.

По химическому составу сероводородные воды нижнепермских отложений делят на 4 типа [10].

1. Сероводородные воды сульфатно-кальциевого состава, выходы таких вод вскрыты на территории Уфимского плато, где идут процессы активного выщелачивания гипсово-ангидритовых отложений. Такие воды вскрыты поисково-разведочными скважинами в районе Тюйного озера, в пос. Щучье озеро, в д. Самарово на р. Ирени, а на севере области они известны в долине р. Пильвы (Пыдолский источник, озеро Кочь) и приурочены к юго-западному склону Тимана [3,8].

На передовых складках Урала сероводородные воды вскрывались в районе г. Губахи и ст. Кын. Здесь глубина залегания вод от 170 до 300 м. Воды в районе Губахи сульфатно-кальциевые с минерализацией 2,3 г/дм³, а содержание H₂S – до 70 мг/дм³. В районе Кумышско-Кыновской антиклинали сероводородные воды были вскрыты среди турнейских известняков на глубине 343 м (скв.1445), имели минерализацию 2,7 г/дм³, сульфатно-кальциевый состав, содержание H₂S до 91 мг/дм³.

Минерализация сульфидных вод в зоне затрудненного водообмена на платформе и на передовых складках Урала в основном изменяется в пределах 2 – 4 г/дм³, а содержание сероводорода редко превышает 100 мг/дм³. Воды обнаруживаются местным населением по запаху, их лечебные свойства

известны человеку еще в древности. Эти воды используются местным населением в местах их выхода на поверхность в виде бань и аппликаций (г. Губаха, д. Самарово, Трушники и др.). С глубиной залегания и изменением их гидродинамических условий воды значительно обогащаются хлоридными солями и постепенно переходят во второй и третий типы [10].

2. Сероводородные (сульфидные) воды сульфатно-хлоридные натриево-кальциевого и хлоридно-сульфатные натриево-кальциевого состава с минерализацией до 10-15 г/дм³ и с содержанием сероводорода до 200 мг/дм³. На платформе такие воды вскрываются по мере удаления от областей питания (Тиман и Уфимское плато – Башкирский свод). Они широко распространены на площади Сылвинской впадины в отдельных рифогенных толщах и к северо-востоку от г. Чернушки [10].

Содержание сероводорода варьирует от 150 до 350 мг/дм³. Они используются для лечебных целей в профилактории «Здоровье» НГДУ «Чернушканефть». Воды широко распространены и структурно-поисковыми скважинами вскрываются среди филипповских отложений вплоть до пос. Полазна (скв. 6СС).

В водах нижнепермских отложений установлена закономерная смена минерализации воды с северо-востока на юго-запад от кунгурской моноклинали. Сероводород – газ биогенного происхождения, возникающий в результате жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий типа *Microspira*, концентрация сероводорода в водах, вероятно, обеспечивается наличием благоприятных условий для жизнедеятельности бактерий в конкретном районе.

3. К третьей группе отнесены сероводородные рассолы хлоридно-натриевого состава с минерализацией до 100 г/дм³ и с содержанием H₂S + HS до 400 мг/дм³. Эти воды вскрываются в артинских отложениях до линии Куеда, с. Елово – Краснокамск – Полазна, Добрянка. Спорадически подобного типа сероводородные воды вскрываются на площади Сылвинской впадины. К северо-западу от этой зоны на площади Верхнекамской впадины нижнепермские отложения насыщены крепкими сульфидными рассолами с минерализацией до 280 г/дм³. Подобного типа сульфидные рассолы вскрывались на Злодаревской площади – скв. 224 с глубины более 600 м, где минерализация воды достигала 270 г/дм³, а содержание сероводорода – 800 мг/дм³. Воды распространены на всей территории Пермского края и вскрывались в районе г. Чайковского, на Григорьевской, Воскресенской, Нердвинской, Кудымкарской, Старцевской, Майкорской, Таманской, Березовской, Кисловской и других площадях. Воды этого типа кроме сероводорода обогащены йодом, бромом, бором и другими терапевтически активными микрокомпонентами [10].

4. Воды четвертого типа необходимо рассматривать как комплексные бальнеологические рассолы, которые перспективны так же, как комплексное сырье для химической промышленности (I, Br, HNO₃).

Анализ их распространения в толще карбонатных пород нижней перми, верхнего и среднего карбона показывает, что по разрезу с глубиной залегания сероводородных вод идет смена одних типов вод с глубиной на последующие, что позволяет в полосе распространения первого типа вскрыть на больших глубинах и последующие типы. Так, в районе г. Чернушки кроме вод второго типа известны воды третьего и четвертого типов [5].

Потенциал перспективного первоочередного использования сероводородных воды для бальнеологических целей определяется уже разведанными их запасами в профилакториях «Чайка» (г. Чайковский), «Чайка» (пос. Полазна) и городской больницы г. Кунгур.

Региональная изученность нижнепермских сероводородных вод достаточна для постановки детальных геологоразведочных гидрогеологических работ на новых перспективных пригородных территориях городов Красновишерска, Березников, Кудымкара, Очера, Чайковского, Осы, пос. Майкор, ст. Тулумбасы.

Пластовые рассолы нижнепермских отложений (четвертый тип), особенно в Предуральском прогибе, являются ценным сырьем для добычи промышленно ценных компонентов (йода, брома и бора).

При выборе перспективных бальнеологических объектов следует обратить внимание на возможность использования выведенного из эксплуатации фонда нефтяных скважин, переоборудование которых на добычу ценных бальнеологических вод (сероводород, йод, бром) может быть экономически оправдан.

Бальнеологические воды (сероводородные и йодобромные) нижнепермских отложений обеспечивают перспективное развитие профилакториев, представляющих собой значимые социальные объекты Пермского края.

В Пермском крае обнаружено неограниченное количество ресурсов сероводородных вод, что открывает широкие возможности для их использования. Благодаря этому, данные воды могут быть использованы практически на всей территории Пермского края.

На основе сероводородных вод были созданы курорты и здравницы, которые стали популярными местами отдыха и лечения. Примерами таких мест могут служить курорты «Ключи» и Усть-Качка, где благодаря уникальным свойствам сероводородных вод проводятся процедуры, способствующие улучшению здоровья и оздоровлению организма.

Таким образом, изучение сероводородных вод нижнепермских отложений Пермского Предуралья представляет интерес не только для науки, но и для практического применения в сфере здравоохранения и туризма.

Литература

1. Белов Ю. Е., Шестов И. Н., Шурубор А. В., Белов С. Ю. Лечебные и лечебно-столовые воды курорта «Ключи» / *Гидрогеология и карстоведение*: – вып. 12. Межвуз. сб. науч. Тр. Пермь, 1997. Вып. 12. С. 176–178.
2. Куликов Г.В. Минеральные лечебные воды СССР. /Г.В. Куликов, А.В. Жевлаков, С.С. Бондаренко. М.: Недра, 1991. 399 с.
3. Максимович Г.А. Минеральные воды и лечебные грязи Молотовской области /Г.А. Максимович. Народно-хозяйственные проблемы Молотовской области. М; Л; Т 1. 1947. С. 202 – 213.
4. Минеральные воды: Учебное пособие / И.И. Минькевич, И.С. Нуриев, И.Н. Шестов. – Казань: Казанский университет, 2012. – 127 с.
5. Назаров Н.Н. География Пермского края. Природная (физическая) география (часть 1). Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 2011. 125 с.
6. Оборин М.С., Артамонова О.А., Владимирский Е.В., Каячев А.П., Белов С.Ю. Природные лечебные ресурсы региона как фактор развития рынка санаторно-курортных услуг // *Вестники Удмуртского университета. Биология. Науки о Земле*. 2016. Т.26, вып.3. С. 143-150.
7. С.И. Егоров, И.Н. Шестов, В.М. Шувалов. Питьевые лечебные, лечебно-столовые, бальнеологические и промышленные подземные воды Предуралья // *Вестник Пермского университета. Геология*. 2007. Вып. 4 (9). С. 135-147.
8. Шестов И.Н. Гидрогеология и гидрохимия нижнепермского водоносного мкомплекса. /И.Н. Шестов. ВНИГНИ. 1973. Вып. 118. С. 304 – 326.
9. Шестов И.Н. Гидрогеохимическое районирование сероводородных вод Пермской области. /И.Н. Шестов. Химическая география и гидрогеохимия. Пермь, 1964. Вып. 3 (4).
10. Шестов И.Н. Нижнепермские сероводородные воды и их практическое значение. /И.Н. Шестов. ВНИГНИ. 1973. Вып. 118. С. 401 – 406.
11. Энциклопедия Пермской области. Подземные воды. URL: <http://www.perm1.ru/run/K19HotDEux.html?scenary=fT4wgks29D&sdo=f7YRdb4xби>.
12. Яковлев Ю.А. Газонефтеводоносные комплексы Среднего Предуралья / Ю.А.Яковлев; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2023. – 183 с.

ТИПЫ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РАЗРЕЗОВ В ИРЕНСКОМ КАРСТОВОМ РАЙОНЕ

Мулюкова Ирка Фанилевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: irkatulukova025@gmail.com

Научный руководитель: к.г.-м.н, доцент Килин Юрий Афонасьевич

Аннотация. В Иренском карстовом районе Пермского края широко развиты карстующиеся породы представленные гипсами, ангидритами, известняками, доломитами кунгурского яруса нижней перми (P₁kg). По результатам исследования составлены типы геологических разрезов и рассмотрены их особенности. Выполнен анализ зависимости интенсивности карстовых процессов от типов геологических разрезов. Приведены морфометрические параметры поверхностных карстовых форм и их генезис. Актуальность исследования заключается в прогнозировании проявления карстовых провалов в зависимости от геологического разреза. Результаты данного исследования могут быть полезны для геологов, гидрогеологов, инженеров-строителей и специалистов в области охраны окружающей среды.

Ключевые слова: карст, типы геологических разрезов, Иренский карстовый район, Пермский край, карстующиеся породы, воронки.

TYPES OF GEOLOGIC SECTIONS IN THE IRENE KARST AREA

Mulyukova Irka Fanilevna

Perm State University, 3rd year student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kilin Yuri

Abstract: Karst rocks represented by gypsum, anhydrites, limestones, dolomites of the Kungurian tier of the Lower Permian (P₁kg) are widely developed in the Irensky karst region of the Perm Territory. According to the results of the study the types of geologic sections were compiled and their features were considered. The dependence of karst processes intensity on the types of geologic sections is analyzed. Morphometric parameters of surface karst forms and their genesis are given. The relevance of the study lies in predicting the manifestation of karst failures depending on the geologic section. The results of this study can be useful for geologists, hydrogeologists, civil engineers and specialists in the field of environmental protection.

Keywords: karst, types of geological sections, Irensky karst area, Perm Krai, karst rocks, sinkholes.

Введение

На территории Пермского края широко распространены карстующиеся породы, которые охватывают почти треть общей площади края. Эти породы, представленные в основном карбонатными, сульфатными, реже соляными породами. В результате карстовых процессов образуются воронки, провалы, просадки, поноры, карстовые лога, карстовые депрессии, пещеры. Иренский карстовый район, расположенный в пределах края, является объектом повышенного интереса для исследователей.

Актуальность исследования заключается в прогнозировании проявления карстовых провалов в зависимости от геологического разреза. Эти данные имеют не только теоретическое значение для наук, таких как геология, гидрогеология и инженерная геология, но и обладают практической значимостью для применения в различных отраслях промышленности, строительства и экологической безопасности.

Стоит отметить, что карстовые процессы приводят к обрушению горных пород в подземные полости, в результате чего образуются провалы. На таких участках строительство зданий приводит к аварийным ситуациям, поэтому необходимо изучать типы геологических разрезов, чтобы разработать эффективные меры по предотвращению и управлению такими ситуациями.

Общая характеристика района исследования

Территория Иренского карстового района расположена в основном на правом берегу бассейна реки Ирень. Северная граница проходит вдоль реки Ирень, а западная граница определяется левым берегом реки. На востоке район граничит карбонатными породами (известняки и доломиты) филипповского горизонта (рис. 1) [2].

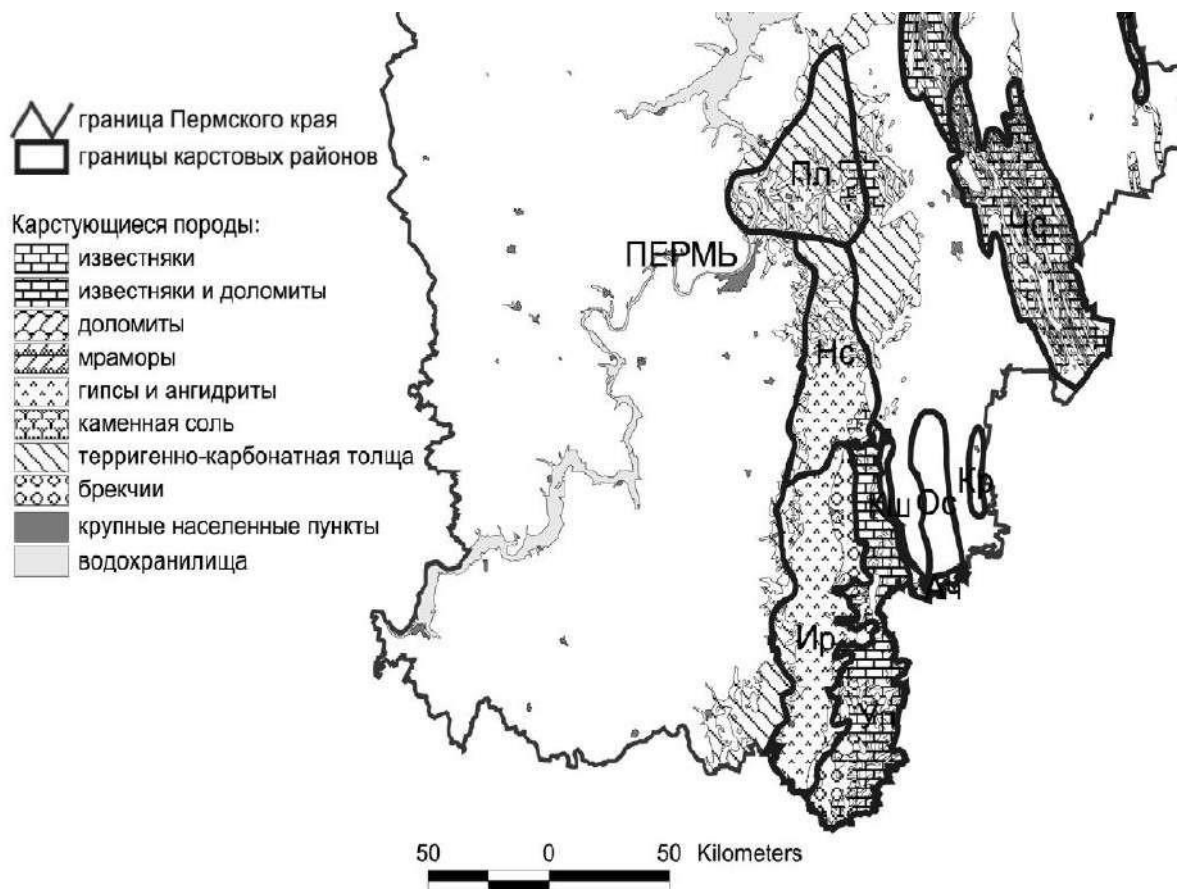


Рис. 1. Фрагмент карты распространение карстующихся пород и карстовых районов Пермского края (по К. А. Горбуновой) [2]

В административном отношении карстовый район расположен на территории Уинского, Ординского, Кунгурского, Октябрьского муниципальных районов.

Типы карстовых форм в Иренском карстовом районе разнообразны. Здесь встречаются впадины, воронки, поноры и другие формы. В районе широко развит суффозионно-провальный тип воронок. Часто эти воронки заполняются водой, в результате возникают карстовые озера.

Водные ресурсы играют важную роль в карстовом районе. Река Ирень и ее правые притоки являются основными водотоками для района. Эти реки относятся к типу карстовых, так как территория сложена в основном карстующимися породами [1].

Климат карстового района относится к умеренно-континентальному. Средняя температура зимой составляет около -15°C , но могут быть и периодические понижения температуры до -30°C . Лето короткое, довольно теплое и влажное, средняя температура составляет около $+20^{\circ}\text{C}$, но могут быть периодические перегревы до $+35^{\circ}\text{C}$ [3].

Растительность и почвы. Иренский карстовый район характеризуется разнообразной растительностью, включающие в себя степные, лесостепные и лесные типы растительности.

Почвы карстового района исследования формируются в сложных условиях. Территория сложена разнообразными по литологическому составу материнскими породами.

В геологическом строение Иренский карстовый район сложена сульфатно-карбонатными и терригенными породами палеозоя.

Нижнепермские отложения представлены кунгурским ярусом (P_{1kg}). Он состоит из филипповского (P_{1fl}) и иренского горизонтов (P_{1ir}), а также уфимским ярусом (P_{1u}), включающим соликамский (P_{1sl}) и шешминский (P_{1ss}) горизонты.

Гидрогеологические условия. Согласно гидрогеологическому районированию России, большая часть территории карстового района приурочена к Пермско-Башкирскому своду и относится к гидрогеологической области Тулвинской группы бассейнов пластовых вод [4].

Исследования, проведенные Е.А. Иконниковым в 1990 году, показали, что на исследуемом участке присутствуют следующие водоносные и водопроницаемые горизонты: локально водоносный слабо водоносный аллювиальный горизонт (аQ); водоносные и водопроницаемые локально водоносные: соликамская терригенно-карбонатная свита (P_{1slk}), шешминский терригенный комплекс (P_{1ss}) и иренская карбонатно-сульфатная серия (P_{1ir}) [5].

Результаты исследований

Для выделения типов разрезов использовались материалы гидрогеологической съемки М1:200000 (Е.И.Иконникова, 1972г). По карте и геологическим разрезам были определены границы литологических типов карстующихся и некарстующихся пород. Составлены геолого-литологические колонки по основным типам разрезов. На изучаемой территории всего было выделено 9 типов разрезов сочетания карстующихся и перекрывающих отложений различного состава и генезиса (рис. 2).

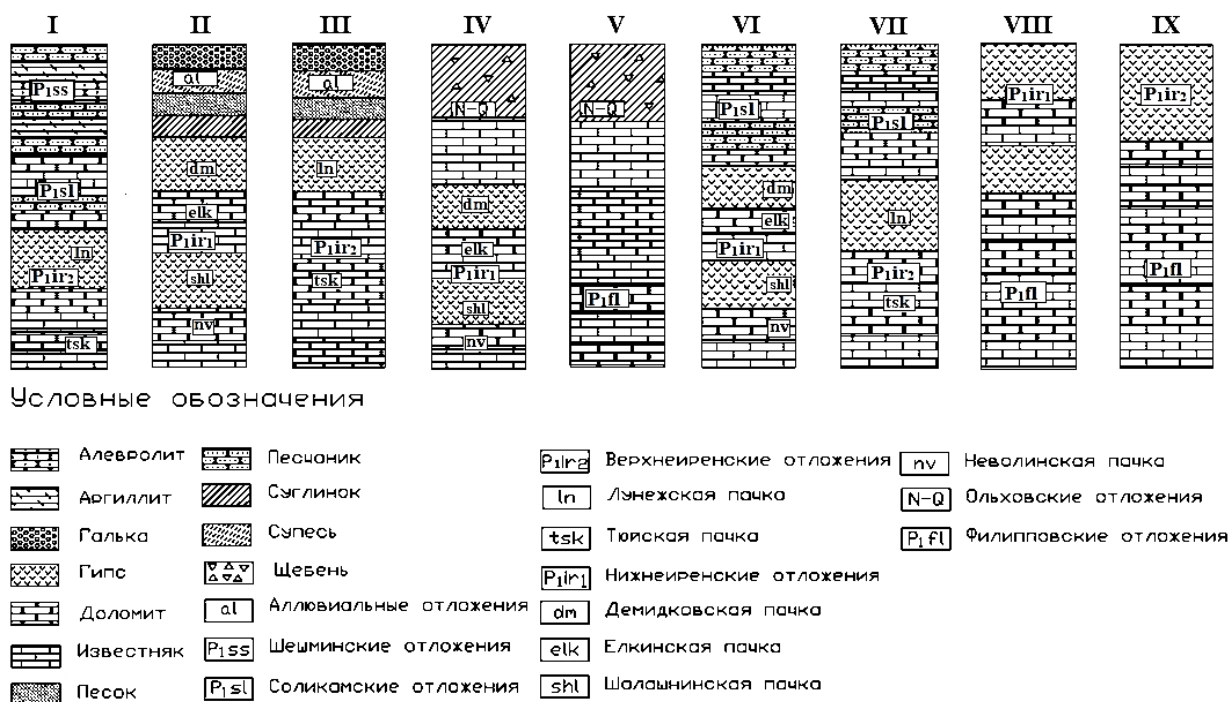


Рис. 2. Типы разрезов Иренского карстового района

Тип I – сульфатно – карбонатные отложения (туйская (tsk) – известняки, доломиты (10–15 м) и луножская (ln) – гипсы (60-70 м)) верхнеиренского горизонта (P_{1ir2}) перекрыты карбонатно-терригенными отложениями (доломитами, известняками, песчаниками) соликамского горизонта (P_{1sl}) перекрытыми, в свою очередь, терригенными отложениями (песчаниками, аргиллитами и алевролитами) шешминского горизонта (P_{1ss}). Мощность шешминских отложений (P_{1ss}) достигает до 150 метров.

Тип II – сульфатно – карбонатные отложения (демидковская (dm) – гипсы и ангидриты (25-30 м), елkinsкая (elk) – доломиты (до 6 м), шалашнинская (shl) – белые и серые гипсы (20-25 м), неволинская (nv) – доломиты (до 9 м)) нижнеиренского горизонта (P_{1ir1}) перекрыт аллювиальными отложениями (галька, песок, супесь, суглинок). Мощность аллювиальных отложений (al) составляет 10-20 метров.

Тип III – сульфатно – карбонатные отложения (туйская (tsk) – известняки и доломиты (10-15 м), луножская (ln) – гипсы (60-70 м)) верхнеиренского горизонта (P_{1ir2}) перекрыты аллювиальными отложениями (галька, песок, супесь и суглинок). Мощность аллювиальных отложений (al) составляет 10-20 метров.

Тип IV – сульфатно – карбонатные отложения (демидковская пачка (dm) – гипсы и голубые ангидриты (25-30 м), елkinsкая пачка (elk) – доломиты (до 6 м), шалашнинская пачка (shl) – белые и серые гипсы (20-25 м), неволинская пачка (nv) – доломиты (до 9 м)) нижнеиренского горизонта (P_{1ir1})

перекрыты обвальнo-карстовыми отложениями (ольховская карстовая брекчия) неоген-четвертичного возраста (N-Q). Мощность ольховской брекчии 150 метров.

Тип V – карбонатные отложения (доломиты и известняки) филипповского горизонта (P_{1fl}) (мощность 40-90 м) перекрыты обвальнo-карстовыми отложениями (ольховская карстовая брекчия) неоген-четвертичного возраста (N-Q). Мощность ольховской брекчии 150 метров.

Тип VI – сульфатно – карбонатные отложения (демидковская пачка (dm)– белые гипсы и голубые ангидриты (25-30 м), елkinская пачка (elk) – доломиты (до 6 м), шалашнинская пачка (shl)– белые и серые гипсы (20-25 м), неволинская пачка (nv) – доломиты (до 9 м)) нижнеиренского горизонта (P_{1ir1}) перекрыты карбонатно-терригенными отложениями (доломиты, известняки, песчаники) соликамского горизонта (P_{1sl}). Мощность соликамских отложений (P_{1sl}) 80-90 метров.

Тип VII – карбонатно – сульфатные отложения (туйская пачка (tsk) – известняки и доломиты (10-15 м), лунежская пачка (ln) – гипсы (60-70 м)) верхнеиренского горизонта (P_{1ir2}) перекрыты карбонатно-терригенными отложениями (доломиты, известняки, песчаники) соликамского горизонта (P_{1sl}). Мощность соликамских отложений (P_{1sl}) 80-90 метров.

Тип VIII – карбонатные отложения (доломиты и известняки) филипповского горизонта (P_{1fl}) (мощность 40-90 м) перекрыты сульфатно-карбонатными отложениями (демидковская пачка (dm) – белые гипсы и голубые ангидриты (25-30 м), елkinская пачка (elk) – доломиты (до 6 м), шалашнинская пачка (shl)– белые и серые гипсы (20-25 м), неволинская пачка (nv) – доломиты (до 9 м) нижнеиренского горизонта (P_{1ir1}). Мощность нижнеиренской подсвиты (P_{1ir1}) 40-120 метров.

Тип IX – карбонатные отложения (доломиты и известняки) филипповского горизонта (P_{1fl}) (мощность 40-90 м) перекрыты сульфатно-карбонатными отложениями (туйская пачка (tsk) – известняки и доломиты (10-15 м), лунежская пачка (ln) – гипсы (60-70 м)) верхнеиренского горизонта (P_{1ir2}). Мощность верхнеиренской подсвиты составляет 80-210 метров.

Почвенно-растительный слой развит повсеместно. На участках где распространены карстовые брекчии и гипсовые породы встречаются карстовые котловины, в то время как для участков близкого залегания гипсов типичны карстовые лога. На участках крутыми уступами проявляется открытый карст. Карстовые депрессии встречаются на 8 и 9 типах разрезов. Они образуются на границе карбонатов (доломиты и известняки) филипповского горизонта (P_{1fl}) и гипсово-ангидритовых отложений иренского горизонта (P_{1ir}).

II и III типы разрезов перекрыты аллювиальными отложениями. А все остальные типы разрезов перекрыты слоями четвертичных отложений элювиально-делювиального генезиса. Мощность четвертичных отложений составляет от 1,0 до 3,0 метров.

Анализ зависимости плотности карстовых форм от типов геологических разрезов

Информация о плотности карстовых провалов была получена на основе результатов дешифрирования космоснимков, работы Назарова Н.Н. и Катаева В.Н.

Большинство поверхностных карстовых форм (50-60 форм на км²) образовалось на территориях, охарактеризованных VIII типом геологического разреза (рис. 3).

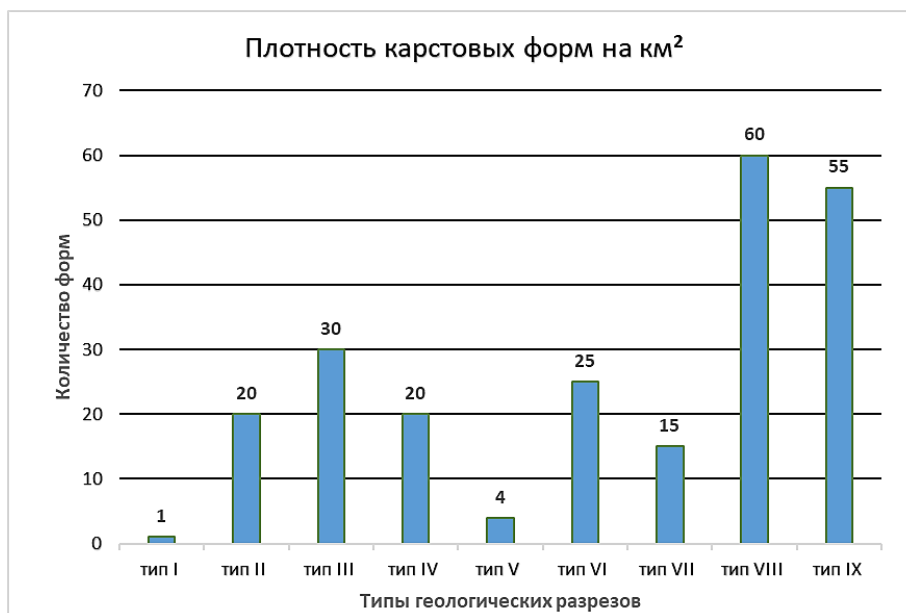


Рис. 3. Распределение карстовых форм по типам геологического разреза

В районе I типа разреза можно наблюдать единичные карстовые воронки суффозионного типа с плотностью менее 1 формы на км². В большинстве случаев карстовые воронки расположены на участках повышенной тектонической трещиноватости. Форма воронок блюдцеобразная.

В районе II типа разрезов можно встретить карстовые воронки плотностью – 15-20 форм на км². Их диаметр может быть от 3,0 до 20 метров, а глубина – от 5,0 до 10,0 метров. Провалы обычно имеют суффозионно-провальный тип.

Если есть зоны поддолинной (подрусловой) циркуляции трещинно-карстовых вод под руслом р. Ирень образуются карманы глубиной до 20м, которые заполняются аллювиальными отложениями.

В районе III типа разрезов обычно встречается плотность карстовых воронок от 25 до 30 форм на км². Диаметр этих воронок может быть от 5,0 до 50 метров, а глубина – от 5,0 до 10,0 метров. Типичным для них является суффозионно-провальный тип воронок, и часто после их образования возникают карстовые озера.

IV и V типы разрезов представлены обвальными карстовыми отложениями (ольховская карстовая брекчия). Плотность карстовых воронок в четвертом типе разреза составляет 15-20 форм на км², а в пятом типе разреза 3-4 формы на км². Размеры воронок зависят от мощности отложений. Форма воронок коническая или чашеобразная. При увеличении мощности увеличиваются и размеры воронок, например при мощности менее 6,0 м диаметр составляет 6,0 м, а глубина – 4,0 м.

VI и VII типе разреза карстующиеся гипсы перекрыты терригенно-карбонатными отложениями соликамского горизонта, мощностью 80-90 м. Плотность карстовых воронок в шестом типе разреза составляет 20-25 форм на км², а в седьмом типе разреза 10-15 формы на км². Диаметры воронок здесь достигают более 25 м, а глубина 5-10 м. Тип воронок суффозионный и суффозионно-провальный.

Стоит отметить, что крупные размеры воронок в основном обусловлены устойчивостью соликамских отложений. В иренских отложениях (гипсах) формируются большая карстовая полость, которая по достижении критических размеров приводит к мгновенному обрушению. В результате этого образуется большие карстовые воронки.

VIII и IX типы разрезов представлены выходящими на поверхность или залегающее под элювиально-делювиальными отложениями иренскими гипсами и ангидритами. Наибольшая плотность карстовых воронок наблюдается на восьмом типе разреза. Здесь диаметр воронок варьируется от 1,0 до 10 метров (иногда до 20 метров), а глубина – от 1,0 до 5,0 метров (в некоторых случаях до 10,0 метров), если они перекрыты сверху элювиально-делювиальными отложениями. Генезис этих воронок относится к суффозионно-провальному типу. Часто формируются небольшие воронки и поноры коррозионного типа с диаметром от 0,5 до 2 метров и глубиной от 0,5 до 3,5 метров на голом типе карста. Плотность карстовых воронок в восьмом типе разреза составляет 50-60 форм на км², а в девятом типе разреза 55 формы на км².

В карстовом районе очень широко развиты пещеры. В основном эти пещеры приурочены к карбонатным отложениям (гипсы и ангидриты) верхнеиренского горизонта, но очень редко встречаются пещеры в доломитах, например, пещера Усть-Телес протяженностью 19 метров.

Самая длинная пещера в Иренском карстовом районе является Нижнемихайловская-2, ее протяженность составляет 1400 метров. Она состоит из серий параллельных ходов с озерами и расположена в гипсовом обрыве на левом крутом склоне реки Ирени, недалеко от села Ключики 2-е. Следующими по протяженности идут пещеры Оптимист – 310 метров, Пономаревская – 300 метров, Уинская Ледяная – 227 метров, Уинская-3 – 220 метров, Пономаревская-3 – 105 метров и прочие [2].

Вывод

Иренский карстовый район обладает уникальными природными особенностями: наличие большой мощности гипсов и ангидритов, разнообразие типов разрезов, высокой плотностью и разнообразием карстовых форм. Анализ исследований позволил выявить основные типы разрезов и их закарстованность. Карстовые воронки на участках перекрытых соликамскими отложениями имеют самые крупные размеры с диаметром до 20 метров и глубиной до 10 метров. Воронки на участках терригенных шешминских отложений, которые подстилаются гипсами и известняками иренского горизонта, имеют наименьшие размеры с диаметром от 1 до 3 метров и глубиной от 2 до 3 метров. Большинство поверхностных карстовых форм (50-60 форм на км²) образовалось на территориях, охарактеризованных VIII типом геологического разреза

Таким образом, полученные данные позволяют сделать вывод о необходимости дальнейших исследований с целью более детального изучения геологических разрезов и их роли в формировании карстового рельефа. Учет результатов проведенных работ в практической деятельности позволит повысить уровень безопасности строительства и предотвратить возможные аварийные ситуации на

данной территории. Все это подчеркивает актуальность дальнейших исследований типов разрезов в Иренском карстовом районе с точки зрения научного и практического значения.

Литература

1. Гаев А.Я. Килин Ю.А., Моздаковой Е.В., Печенкиной Е.И. О предварительных результатах карстологического обследования Ирень-Сылвенского междуречья // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Матер. науч.-практич. конференции- Пермь, 2000, с. 247-250.
2. Горбунова К.А. Карст и пещеры Пермской области / К.А. Горбунова, В.Н. Андрейчук, В.П. Костарев и др. Пермь, 1992. С. 58-69
3. Катаев В.Н. Типы карста Пермского края / В. Н. Катаев, Н. Г. Максимович, О. Ю. Мецзякова // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. 2013. Вып. 1. С. 56–66.
4. Николаев И.И. Неотектоника и ее выражение в структуре и рельефе территории СССР. Госгеолтехиздат, 1962. С.135-156.
5. Иконников Е.А. (отв. исполнитель). Отчет о результатах работ по составлению гидрогеологической карты масштаба 1:500000 листов 0-40-А и 0-40-В за 1986-1990 гг. Пермь, 1990.

ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ КАРСТА ПОД ОБВАЛЬНО-КАРСТОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА ПРИМЕРЕ П. ПОЛАЗНА

Лалетина Ирина Сергеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: laletina.0303@mail.ru

Научный руководитель: к. г.-м.н., доцент Килин Юрий Афанасьевич

Аннотация: Территория п. Полазна относится к району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста. На гидродинамическую и гидрохимическую обстановку большое влияние оказывает Камское водохранилище. Обвальное-карстовые отложения распространены с поверхности и в карстовых полостях зон сильнозакарстованных гипсовых массивов. Они образовались в результате обвалов сводов пустот в гипсах, а также в терригенных грунтах, имеют разную степень плотности: от рыхлых (чаще встречаемых) до плотных и представленных супесью твердой, пластичной со щебнем терригенных пород, суглинистым туго-, мягко-, текучепластичным материалом со щебнем, дресвой и глыбами гипса и терригенных пород, щебенистым грунтом с суглинистым туго-, мягкопластичным заполнителем, щебнем, дресвой, глыбами терригенных пород и гипса. Обвальное-карстовые отложения имеют значительные коэффициенты фильтрации, поэтому атмосферные осадки, выпавшие на поверхности, быстро проникают через зону аэрации достигая первого от поверхности водоносного горизонта. По данным изысканий на глубине 16,0м вода имеет минерализацию 807,51 мг/дм³ и агрессивна к гипсам, залегающим ниже.

Ключевые слова: карст, обвальное-карстовые отложения, п. Полазна, гипс.

FEATURES OF KARST DEVELOPMENT UNDER AVALANCHE-KARST DEPOSITS ON THE EXAMPLE OF POLAZNA SETTLEMENT

Laletina Irina Sergeevna

Perm State University, 3st year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kilin Yuri

Abstract: The territory of Polazna village belongs to the area of predominantly gypsum and carbonate-gypsum karst. The hydrodynamic and hydrochemical conditions are greatly influenced by the Kama Reservoir. Landslide-karst deposits are distributed from the surface and in karst cavities of zones of heavily karstified gypsum massifs. They were formed as a result of collapses of vaults of voids in gypsum, as well as in terrigenous soils, and have varying degrees of density: from loose (more often found) to dense and represented by hard, plastic sandy loam with crushed stone of terrigenous rocks, loamy hard-, soft-, fluid-plastic material with crushed stone, gruss and blocks of gypsum and terrigenous rocks, crushed stone soil with loamy hard-, soft-plastic filler, crushed stone, gruss, blocks of terrigenous rocks and gypsum. Oval-karst deposits have significant filtration coefficients, so precipitation falling on the surface quickly penetrates through the aeration zone, reaching the first aquifer from the surface. According to survey data, at a depth of 16.0 m, the water has a mineralization of 807.51 mg/dm³ and is aggressive to the gypsum lying below.

Keywords: karst, landslide-karst deposits, Polazna village, gypsum.

Территория п. Полазна относится к Полазнинскому району гипсового и карбонатно-гипсового карста. Карстующиеся породы кунгурского яруса нижней перми представлены филипповским и иренским горизонтами (Р_{1к}) [2]. Филипповский горизонт в нижней части состоит из известняка с включением гипса, в верхней части преобладают доломиты, местами загипсованные и кавернозные. В

иренском горизонте выделяют семь пачек, верхняя представлена лунежскими гипсами, в нижней части залегают ангидриты, мощность ее в районе п. Полазна до 65м. Уфимский ярус нижней перми представлен соликамским и шешминским горизонтами. В районе п.Полазна соликамский горизонт сложен плитчатыми известняками, мергелями, доломитами, песчаниками, шешминский горизонт аргиллитами, алевролитами с прослоями и линзами песчаника и известняка, Неоген-четвертичная система (N-Q) представлена обвальными-карстовыми (карстовая брекчия) отложениями [4]. Это участки интенсивного современного и древнего карста, мощность брекчий достигает 100м. Ее формирование связано с разрушением известняково-мергелистых пород соликамского горизонта. Они представлены рыхлыми, сухими, светло-серыми и желтовато-серыми мергелистыми глинами, содержащими обломки пелитоморфных мергелей и коричневатых-серых крепких, кавернозных известняков с кремнисто-карбонатным цементом [3]. Четвертичная система (Q) сложена осадками аллювиального, аллювиально-делювиального и элювиально-делювиального происхождения, а также техногенными образованиями (рис. 1).

Гидрогеологическая обстановка на территории Полазненского полуострова обусловлена влиянием Камского водохранилища. Гидрогеологические условия зоны характеризуются наличием четырех водоносных горизонтов: верховодка, грунтовые воды четвертичных отложений, трещинно-пластовые воды соликамского и трещинно-карстовые воды иренского горизонтов.

Верховодка характерна для определенных участков и залегает на местном водоупоре. Она приурочена к элювиально-делювиальным пескам, суглинкам и супесям и встречается в местах с пониженным рельефом. В качестве водоупора выступают элювиально-делювиальные суглинки и глины. Верховодку можно наблюдать на высотах 115-140 м, хотя в некоторых случаях она встречается и более высоких отметках до 140 м. Верховодка питается за счет атмосферных осадков и талых вод. Область ее питания совпадает с областью ее распространения, а разгрузка происходит в нижележащие горизонты или в водохранилище.

Грунтовые воды аллювиальных отложений приурочены к прилегающей зоне Камского водохранилища. Они представлены песчано-гравийно-галечниковой отложениями мощностью от 3 до 35 м. Воды безнапорные коэффициенты фильтрации аллювиальных отложений от 1 дм 10 м/сут.

Питание грунтовых вод происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков, поступления трещинно-карстовых вод с коренного берега и подпора Камским водохранилищем. Грунтовые воды разгружаются в водохранилище или частично поглощаются через трещины и поры в карстующиеся породы.

Трещинно-пластовые воды приурочены к известнякам, доломитам и песчаникам соликамского горизонта, а также частично к карстовым брекчиям. Эти воды имеют очень неравномерное распространение по площади. Они вскрываются скважинами на глубине от 4 до 26 м от поверхности земли. Их питание происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков. Разгружаются они в нижележащие горизонты, где залегают трещинно-карстовые воды. Воды безнапорные, по отношению к нижележащему горизонту они являются подвешенными. Мощность этого спорадически распространенного водоносного горизонта 1-5м.

Трещинно-карстовые воды приурочены к гипсоангидритам иренского горизонта, частично этот водоносный горизонт объединяют с нижней частью обвальными-карстовых отложений (карстовых брекчий). Уровень воды в гипсоангидритовых останцах карстующихся пород значительно выше, чем в разрушенных зонах. В карстовой брекчии, заполняющей депрессии между останцами, движение подземных вод замедляется. Здесь трещинно-карстовые воды могут обладать некоторым напором [1].

На территории п. Полазна в ходе карстологических исследований сотрудниками ПГНИУ в разные годы было зафиксировано значительное количество карстовых воронок, провалов. Средняя плотность карстовых форм достигает 60 штук на 1 км², на отдельных участках она достигает 500-1000 штук на 1 км². Активизация карстовых процессов на территории п.Полазна произошла после создания Камского водохранилища. Его влияние зафиксировано на расстоянии 2-3км от уреза воды.

Большее количество карстовых воронок зафиксировано на склонах, меньше на ровных плато, где воронки более крупных размеров. Коэффициент поверхностной закарстованности некоторых участков составляет более 50%.

За последние годы на правобережной части п. Полазна на площади 4,5км² зафиксировано 23 новых карстовых воронок и провалов. На этом участке интенсивность провалообразования составляет 0,13 случая в год на км². Наиболее количество провалов происходят в восточной правобережной части на стыке II – III и V террас. В левобережной части многочисленные провалы зафиксированы на стыке II – III и V террас в полосе 30-50м от берега водохранилища и Полазненского пруда.

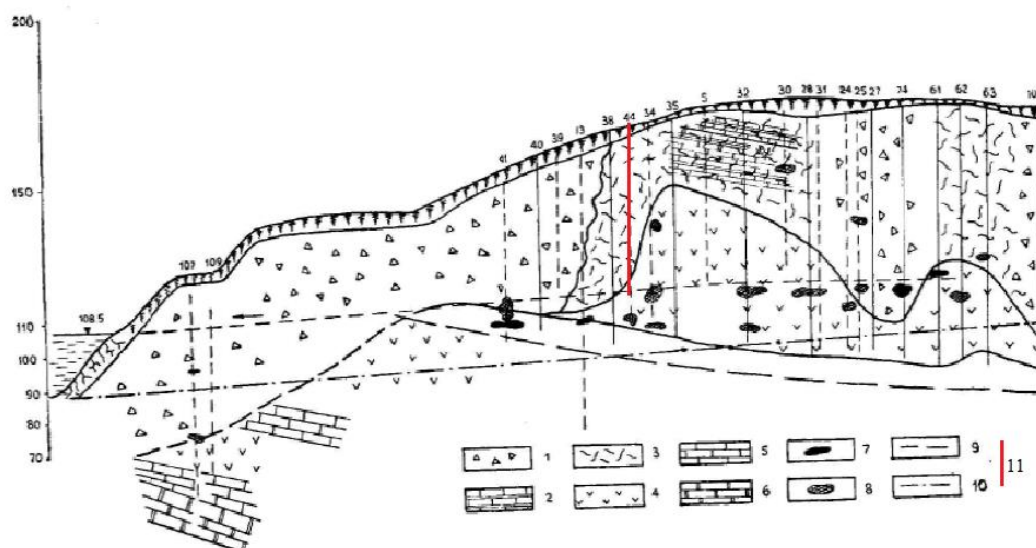


Рис. 1. Геологический разрез через п. Полазна [1]

1 – обвально-карстовые отложения неоген-четвертичного возраста. Соликамские отложения: 2 – залегающие в ненарушенном состоянии, 3 – в нарушенном состоянии. 4 – гипс, 5 – известняк, 6 – доломит. Карстовые полости: 7 – заполненные песчано-глинистым материалом, 8 – заполненные водой или воздухом. Уровень подземных вод: 9 – в 1966 г., 10 – до создания водохранилища. 11 – буровая скважина под изыскания 2007г.

Объектом исследования является площадка под проектируемое здание поликлиники в п. Полазна. Инженерные изыскания были выполнены ОАО «Пермгипроводхоз». Особенность разреза заключается в том, что сверху находится мощная толща обвально-карстовых отложений, а карстующиеся отложения представленные гипсами и ангидритами расположены на отметках водосливной призмы Камского водохранилища.

Обвально – карстовые грунты неоген – четвертичной системы (N-Q), представлены суглинком серо – коричневым от твердого до тугопластичного по консистенции, тяжелого пылеватого, легкого пылеватого, с включениями глыб и щебня известняка до 30%. Залегают под насыпными грунтами повсеместно. В скважине №1 под насыпными грунтами линза глины легкой пылевой полутвердой, с включением гравия и щебня мощностью 0,2м. На глубине 5м от поверхности (в скважине №1) прослойка известняка серого, мелкозернистого, глыбового, мощностью 2м. С глубиной увеличивается количество глыб известняка. Мощность обвально – карстовых отложений 13,0 – 44,0м.

В гидрогеологическом отношении на площадке работ вскрыты подземные воды на глубинах 16,0-17,0м (отметки 159,30-159,40м) скважинами №№1а,2а, приуроченные к обвально – карстовым грунтам, представленным суглинком со щебнем и глыбами известняка. Мощность обводненной зоны всего 2м. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатно-сульфатно-кальциевые. Вода агрессивна по отношению к сульфатам. Вскрытый водоносный горизонт подвешен по отношению к ниже залегающему иренскому трещинно-карстовому горизонту [5].

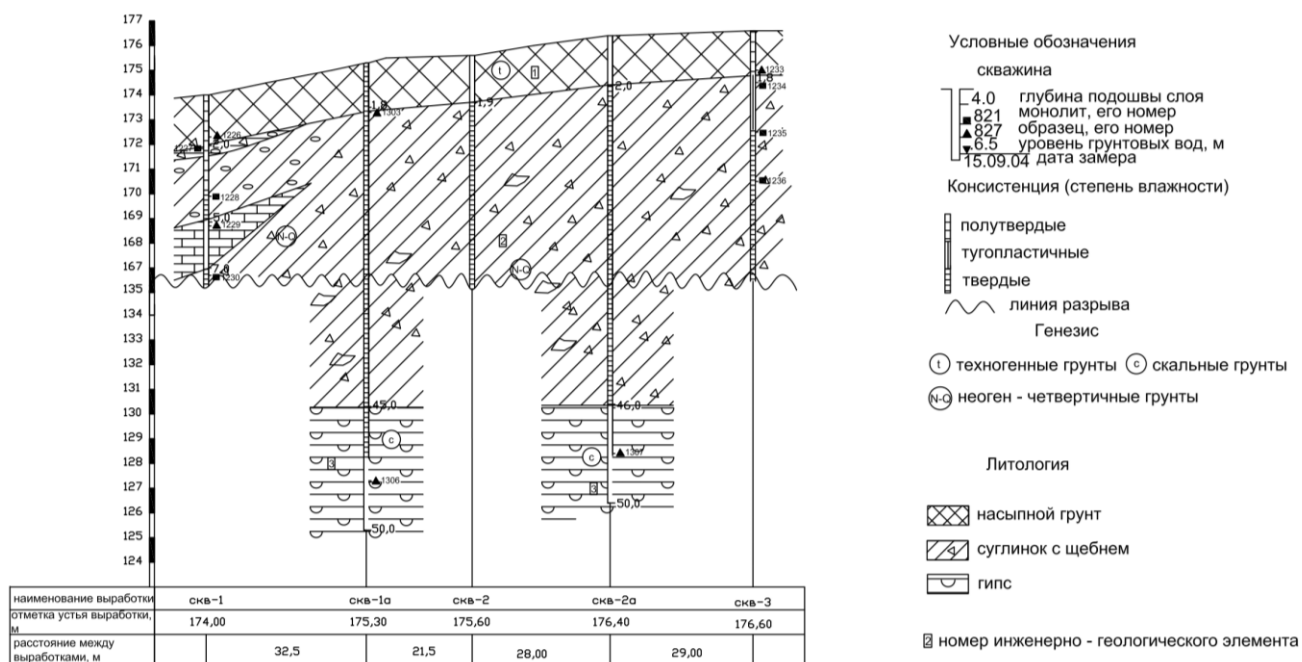


Рис. 2. Геологический разрез объекта исследования [4]

Оценка карстоопасности

Участок работ по категории устойчивости по интенсивности провалообразования относится к категории IV с показателем интенсивности провалообразования от 0,01 до 0,05 провалов на 1 км². Категория карстоопасности определялась по результатам карстологического обследования территории, данным рекогносцировочного обследования.

По диаметру прогнозного провала был проведен расчет. Расчет выполнялся с использованием геологического разреза (рис. 2), исходных данных проектирования, физико-механических свойств грунтов основания здания поликлиники.

Для расчета диаметра воронок были взяты следующие данные: здание стационара по проектным данным имеет размер в плане 103,685х14,14, высота здания 24,27м, фундаменты ленточные бетонные, глубина заложения – 2м, стены кирпичные 770мм. Физико-механические свойства грунтов приведены в таблице.

Таблица

Основные физико-механические свойства, характеризующие слой или ИГЭ

ИГЭ или грунтовый слой	Мощность, м	Плотность грунта, г/см ³	Угол внутреннего трения, °	Удельное сцепление, кПа
1	1,80	1,95		
2	42,20	1,96	1,2	1,5
3	5,0	2,25		

Определение критического радиуса карстовой полости r , начального диаметра карстового провала d_0 , предельного диаметра провальной карстовой воронки d_{lim} расчетными методами осуществлены по методикам В.М. Кутепова (1986); В.В. Толмачева, Г.М. Троицкого, В.П. Хоменко (1986); В.В. Толмачева, Ф. Ройтера (1990) и «Рекомендаций по проектированию фундаментов на закарстованных территориях» (1985) в небольших модификациях.

Если рассчитанный диаметр карстового провала d_1 превышает критическую ширину карстовой полости d_0 , то образование провала невозможно и обрушение покрывающей толщи грунтов ограничиться их внутренним вывалом в карстовую полость. На земной поверхности или в основании фундамента при этом может начаться растянутое во времени оседание грунтов.

Если какая-либо из величин d_0 или m_0 принимает отрицательное значение, то вывала грунта в полость не произойдет, а образование провала в данных условиях невозможно.

Получившиеся результаты при вычислении:

- Критический радиус карстовой воронки r , равен 1,4м;

- Начальный диаметр провала d_0 , равен 0,9м;
- Глубина провала z , равна 0,3м
- Предельный диаметр провальной воронки d_{lim} , равен 2,2м

В соответствии с расчетами участок по категории устойчивости по интенсивности провалообразования относится к категории IVГ с показателем интенсивности провалообразования от 0,01 до 0,05 провалов на 1 км², с прогнозным диаметром до 3,0м.

Выводы

Обвальнo-карстовые отложения имеют коэффициенты фильтрации от 1 до 4 м/сут в зависимости от наличия заполнителя, поэтому атмосферные осадки, выпавшие на поверхности быстро, проникают через зону аэрации достигая первого от поверхности водоносного горизонта и карстующиеся гипсы. При бурении скважин в обвальнo-карстовых отложениях часто встречаются разуплотненные зоны. Они связаны с неравномерной осадкой грунта в сформированные ниже карстовые полости, а также растворению находящихся в отложениях глыб и щебня гипсов.

На карстовые процессы большое влияние оказывает Камское водохранилище. По данным гидрологического поста в г. Добрянка абсолютные отметки уреза воды по Камскому водохранилищу составляют: в половодье при 1% обеспеченности – 109,1 м; при нормальном подпорном уровне – 108,5 м; при предельной зимней сработке – 100,0 м. Колебания воды в водохранилище более 8,0м создают условия для интенсивного водообмена. Процесс наполнения водохранилища водой и его сработки происходит два раза в год. При паводке происходит наполнение водохранилища (май, июнь) затем летняя сработка. Осенью опять наполнение водохранилища к весне сработка. В периоды максимальных уровней происходит внедрение камских вод в береговые отложения, что приводит к растворению карстующихся пород, насыщению их сульфатом кальция за счет длительного стояния камской воды в береговых отложениях, при понижении уровня воды в водохранилище идет обратный поток, происходит разгрузка предельно насыщенных вод. Карстовые пустоты, образующиеся в гипсах и ангидритах, заполняются обвальнo-карстовыми отложениями.

В качестве примера рассмотрен объект инженерных изысканий под поликлинику п.Полазна, где под толщей обвальнo-карстовых отложений залегают карстующиеся гипсы. Расчеты показали, что по категории карстоопасности объект отнесен IVГ.

Литература

1. Печеркин И.А. Условия формирования берегов водохранилищ р. Камы // *Гидрогеология и карстоведение*. Пермь. 1966. Вып. 3
2. Печеркин И.А. Геодинамика побережий Камских водохранилищ. Часть II. Геологические процессы. Пермь, 1969. – 308 с.
3. Софроницкий П. А. Геологическое строение. Пермская область – Пермь, 1959.
4. Толмачев В.В., Ройтер Ф. Инженерное карстоведение. М.: Недра, 1990. 151 с.
5. Отчет об инженерно – геологических изысканиях на объекте: «Здание поликлиники и стационара в п. Полазна Добрянского муниципального района Пермского края». ОАО «ПЕРМГИПРОВОДХОЗ», 2007

ОЦЕНКА КАРСТООПАСНОСТИ ДЕРЕВНИ ЛУКИНО ПЕРМСКОГО КРАЯ

Трошина Валерия Александровна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 3 курса, г. Пермь
e-mail: valeriatroshina0209@gmail.com*

Селина Зоя Васильевна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
младший научный сотрудник
e-mail: zoya.kivileva@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. Щербakov Сергей Владимирович

Аннотация: на значительной части территории Пермского края, а особенно в Кунгурском районе активно развивается карстовый процесс. Наличие отрицательных форм рельефа в значительной степени усложняет условия строительства и эксплуатации хозяйственных объектов. Важной задачей при этом является оценка степени карстовой опасности в пределах закарстованных территорий. По результатам обработки спутниковых карт оценена поверхностная закарстованность территории.

Ключевые слова: Лукино, карст, оценка карстоопасности, поверхностная закарстованность.

ASSESSMENT OF KARST HAZARD IN THE VILLAGE OF LUKINO, PERM KRAI

Troshina Valeria

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Selina Zoya

Perm State University, junior research

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Shcherbakov Sergey

Abstract: The karst process is actively developing in a significant part of the territory of the Perm Territory, and especially in the Kungursky district. The presence of negative landforms significantly complicates the conditions for the construction and operation of economic facilities. An important task in this case is to assess the degree of karst danger within the karst territories. Based on the results of processing satellite maps, the surface karst content of the territory was assessed.

Keywords: Lukino, karst, karst hazard assessment, surface karst.

Введение

Карст — это процесс химического и отчасти механического воздействия подземных и поверхностных внеуровневых вод на растворимые проницаемые горные породы (карбонаты, гипс и ангидрит, соли, соду и др.) [5].

С инженерно-геологической точки зрения, карстовый процесс является опасным природным явлением, которое может привести к осложнению при строительстве инженерных сооружений. Кунгурский район характеризуется большим масштабом проявления карстовых процессов. Деревня Лукино не является исключением.

Целью исследования является оценка карстовой опасности территории деревни Лукино Кунгурского муниципального округа Пермского края.

Для достижения поставленной цели исследования были выполнены следующие задачи:

1. Сбор и обобщение информации по опубликованным и фондовым источникам;
2. Изучение структурно-тектонического, геологического строения, гидрогеологических, геоморфологических условий территории;
3. Изучение условий развития карста на исследуемой территории;
4. Дешифрирование карстовых форм с помощью анализирования статических космоснимков земли Google, Yandex, Bing Maps;
5. Оценка поверхностной закарстованности и карстовой опасности территории исследования.

Краткая физико-географическая характеристика территории исследования

Исследуемая территория расположена в деревне Лукино Кунгурского муниципального округа Пермского края (рисунок 1). Входит в состав Кыласовского сельского поселения [4]. Деревня Лукино находится в юго-восточной части Пермского края, на левом берегу реки Сылвы, на расстоянии 13 км (по прямой) к северо-западу от города Кунгура, административного центра района и в 57 км к юго-востоку от г. Перми [4]. Деревня является небольшой, ее протяженность с севера на юг составляет примерно 287 метров, а с запада на восток примерно 316 метров. Застройка деревни представлена малоэтажными частными жилыми домами.

Территория характеризуется расчлененным рельефом, что подчеркивается извилистостью горизонталей. Абсолютная высота над уровнем моря составляет примерно 120 м. Абсолютные отметки изменяются в пределах от 109,0 м до 160,0 м, минимальные высотные отметки фиксируются в русле р. Сылва. Уклон ориентирован на восток к р.Сылва. В 57,73 м северо-восточнее от границы д. Лукино расположен лесной массив, в 392,74 м восточнее деревни протекает река Сылва (рисунок 2).

Климат в Кунгурском районе умеренно-континентальный. Характерна суровая, многоснежная зима и короткое умеренно-теплое лето. Климат формируется преимущественно под влиянием атлантических воздушных масс, которые приносят много влаги. Частые циклоны смягчают ход температуры, приносят зимой оттепели, а летом прохладную погоду. Нередко в холодное время года поступают арктические массы воздуха с низкими температурами. В районе деревни Лукино преобладают ветра юго-западного и западного направлений. Средняя температура холодного периода – 6,3°C, теплого +13,6°C. Максимум температуры +37,5°C; минимум -40°C (средний), -45°C (абсолютный) [1, 7].



Рис.1. Расположение д. Лукино на территории Пермского края

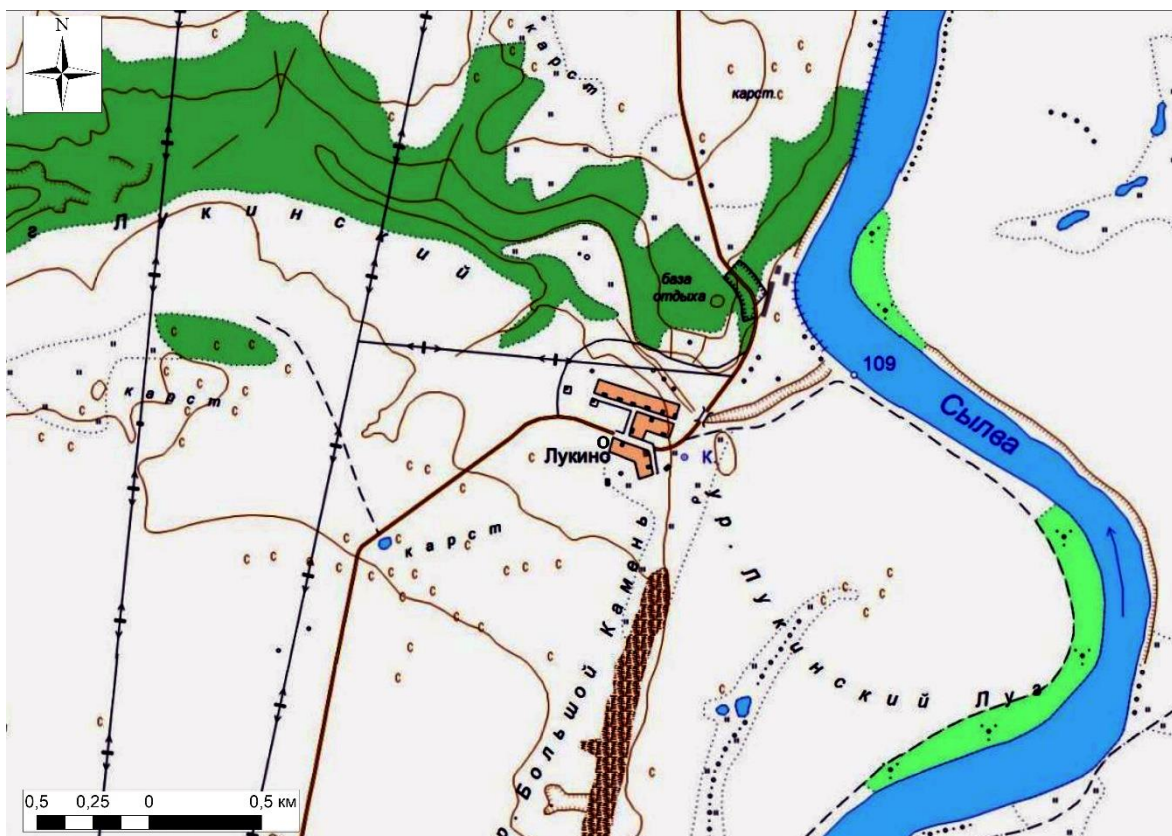


Рис.2. Расположение д. Лукино на территории Кунгурского района

В тектоническом отношении территория исследования занимает восточную окраину Восточно-Европейской платформы на границе с Предуральским прогибом и приурочена к Бымско-Кунгурской впадине. Крупные структуры осложнены Мазунинской и Веслянской валообразными зонами, в пределах которых выделяются локальные структуры меньших размеров [3].

Геологическое строение объекта исследования по данным бурения

Геологическое строение приведено по данным архивного бурения скважины №4 на глубину 40,0 метра, абсолютная отметка устья скважины 127,0 м., геологический разрез представлен (сверху-вниз).

Четвертичными отложениями (Q):

Почвенно-растительный слой (pQ) с включением гальки. Мощностью 0,5 м., абсолютная отметка подошвы слоя 126,5 м.

Суглинок (dQ) коричневый, твердый, легкий, песчанистый. Мощностью 1,1 м., абсолютная отметка подошвы слоя 125,4 м.

Суглинок (dQ) коричневый, твердый, легкий, пылеватый, с тонкими прослоями суглинка тугопластичного, в интервале 14,8-16,1 м наблюдаются включения гравия до 14%. Мощностью 13,6 м., абсолютная отметка подошвы слоя 109,6 м.

Пермская система представлена элювиальными образованиями (eP) и иренским горизонтом (P_{ir}):

Щебенистый грунт (eP) водонасыщенный, пониженной прочности, заполнитель – суглинок мягкопластичный. Мощностью 1,1 м., абсолютная отметка подошвы слоя 108,6 м.

Суглинок коричневый (eP), твердый, легкий, пылеватый, с включением дресвы и щебня до 10%. Мощностью 5,1 м., абсолютная отметка подошвы слоя 103,4 м.

Пермская система представлена породами кунгурского яруса нижнего отдела. Иренский горизонт (P_{ir}) распространен повсеместно, представлены сульфатными и карбонатными породами, подстилает делювиальные и аллювиальные отложения.

Щебенистый грунт (eP) доломита водонасыщенный, пониженной прочности, заполнитель – суглинок твердый, в интервале 24,0-24,3 м с прослоями песка крупного, водонасыщенного. Мощностью 1,6 м., абсолютная отметка подошвы слоя 101,8 м.

Доломит серый (P₁ir), средней прочности, слаботрещинчатый, слабовыветрелый, с прожилками и включениями ангидрита, в интервале 26,9 – 28,3 м разрушен до щебня. Мощностью 4,9 м., абсолютная отметка подошвы слоя 96,9 м.

Ангидрит серый (P₁ir), от низкой до очень низкой прочности, средневыветрелый, размягчаемый, прослоями разрушен до состояния дресвы. Мощностью 9,9 м., абсолютная отметка подошвы слоя 87 м.

Кровля карстующихся пород вскрывается на глубине 23,6 метров.

Гидрогеологические условия объекта исследования по данным бурения

По данным архивного бурения подземные воды вскрыты на глубине 24,0 м., установившийся уровень зафиксирован на глубине 21,3 м., обладают напором 2,7 м. Питание горизонта осуществляется за счет инфильтрации атмосферных осадков и поверхностных вод из водотоков.

По химическому составу подземные воды с минерализацией 1,045 г/м³ являются хлоридно-сульфатно-гидрокарбонатно магниевые, кальциевые согласно ОСТ 41-05-263-86 [6]. По гидрохимической фации (по Г.А. Максимовичу) воды кальциево-гидрокарбонатно-сульфатно-хлоридная, магниевая.

Развитие карста на исследуемой территории

Четыре основных условия развития карста впервые были сформулированы Ф.И. Саваренским и И.М. Кухаревым, Д.С. Соколовым и Г.А. Максимовичем [3]:

1) Первым условием развития карста является наличие растворимых (карстующихся) пород.

По данным архивного бурения карстующиеся отложения представлены: доломитом и ангидритом, которые согласно Руководству по инженерно- геологическим изысканиям в районах развития карста, 1995 г. [8] являются труднорастворимыми (доломит) со скоростью растворения 0,1 – 1,0 см/год и среднерастворимыми (ангидрит) со скоростью растворения 1,0 – 10 см/год.

2) Вторым условием развития карста является наличие зон трещиноватости различного генезиса (происхождения).

По данным бурения вскрываются выветрелые и трещиноватые породы:

Доломит серый слаботрещинчатый, слабовыветрелый, с прожилками и включениями ангидрита, в интервале 26,9 – 28,3 м разрушен до щебня.

Ангидрит серый средневыветрелый, прослоями разрушен до состояния дресвы.

3) Наличие движущихся подземных вод в карстующихся породах (определяется особенностями геологического строения территории) является третьим обязательным условием появления и развития карста.

По данным архивного бурения вскрыт 1 водоносный горизонт. Водовмещающими породами являются пермские щебенистые грунты доломита.

4) И четвертым условием развития карста является агрессивность (растворяющая способность) подземных вод.

По данным химического анализа архивного бурения подземные воды агрессивны по отношению к сульфатным породам: к гипсам, ангидритам и к карбонатным породам: доломитам, но не агрессивны к известнякам.

Сведения о карстоопасности по опубликованным и архивным данным

Согласно карте (схеме) карстующихся пород и карста Пермской области по К.А. Горбуновой, 1993 г. [2], исследуемый участок (д. Лукино) приурочен к Нижнесылвенскому карстовому району (рисунок 3).

Согласно карте карстоопасности Пермского края, выполненной в рамках отчета о научно-исследовательской работе «Мониторинг закарстованных территорий Пермской области», 2010 г. ГОУВПО ПГУ, исследуемый участок расположен на территории, характеризующейся опасной категорией карстоопасности (рисунок 3).

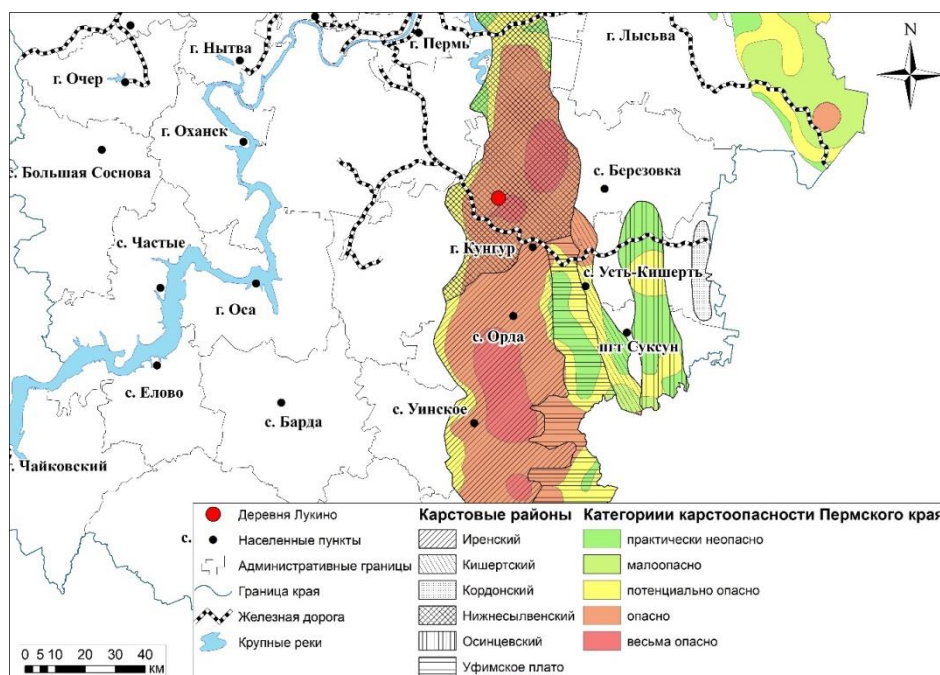


Рис. 3. Категории карстоопасности Пермского края и карстовые районы

Оценка карстоопасности территории исследования

Оценка поверхностной закарстованности производится по результатам наземного обследования местности (карстологической съемки), с использованием материалов исследований прошлых лет (в том числе, данных стационарных наблюдений за проявлениями карста, если такие наблюдения проводились). Она должна быть не только качественной, но и количественной. Закарстованность земной поверхности (поверхностная закарстованность) выражается в наличии карстовых форм рельефа [8].

Среди поверхностных карстовых форм следует различать: воронки— замкнутые впадины, образующиеся и растущие в результате провалов и локальных оседаний грунта, слагающего земную поверхность; карры — формы поверхностного растворения горных пород; поноры— трещины, поглощающие воду; сложные карстово-эрозионные впадины (овраги, котловины и др.) — формирующиеся за счет взаимодействия провалообразования и эрозии; мульды оседания — понижения, вызванные общим оседанием земной поверхности [8].

К подземным карстовым формам относятся: расширенные растворением (закарстованные) трещины; поры растворения (до 2 мм); каверны (от 2 до 20 мм); разнообразные полости (в том числе, пещеры); разрушенные и разуплотненные зоны; поверхности растворения слоев карстующихся пород; нарушения залегания горных пород в результате их сдвижения и обрушения над карстовыми полостями, разрушенными и разуплотненными зонами; воронки и другие карстовые формы погребенного палеорельефа земной поверхности [9].

Для количественной оценки поверхностной закарстованности применяются следующие показатели:

– плотность карстопроявлений p – их количество n , отнесенное к площади их локализации S (шт./км²):

$$p = \frac{n}{S}$$

– коэффициент площадной закарстованности K_s – отношение суммарной площади карстопроявлений $\sum S_v$ к площади расчетного участка S (м²/км²):

$$K_s = \frac{\sum S_v}{S}$$

Для оценки карстоопасности рассчитан показатель:

– интенсивности провалообразования U – среднегодовое количество карстовых провалов ($N_{пр}$), отнесенное к единице площади S (км²) (среднегодовая плотность провалов), (случаев/км² в год):

$$U = \frac{N_{\text{пр}}}{St}$$

Дешифрирование карстовых форм для деревни Лукино выполнялось в буфере 2,0 км.

Всего на площади 15,51 км² (в буфере 2,0 км) было зафиксировано 278 шт. поверхностных карстопоявлений, представленными воронками и понижениями. Характеристика поверхностной закарстованности участков приведена в таблице ниже. На левом берегу р. Сылта отмечается 254 карстовых форм, а на правом берегу – 24 карстовые формы (рисунок 4).

Таблица

Характеристика поверхностной закарстованности участка 1-2

Номер участка	1	2
Площадь, км ²	10,42	5,09
Количество, шт.	254	24
Средний диаметр <i>d</i> , м		
- минимальный	2,4	6,0
- максимальный	66,7	67,9
- средний	18,3	23,7
Площадь <i>S</i> , м ²		
- минимальная	4,5	27,6
- максимальная	3181,5	3587,9
- средняя	321,4	610,2
Плотность ρ , шт./км ²	24,38	4,72
Площадная закарстованность <i>K_S</i> , м ² /км ²	30,84	119,88

Поверхностная закарстованность определена для 1 карстового участка, характеризующегося однородным геологическим, структурно-тектоническим строением, геоморфологическими и гидрогеологическими условиями (левый берег).

Площадь 1 участка составляет 10,42 км², количество карстовых форм зафиксировано 254 шт. Из всех выделенных карстовых форм 185 шт. классифицированы как воронки, 69 шт. – как понижения.

Диаметры воронок изменяются от 2,4 до 31,8 м в среднем составляют 15,3 м. В морфологическом отношении большинство воронок эллипсовидные, в профиле воронки преимущественно чашеобразные (131 шт.).

Морфометрические показатели понижений: диаметры понижений изменяются от 13,5 до 66,7 м в среднем составляют 30,2 м. В плане преимущественно эллипсовидные (40 шт.), в профиле понижения блюдцеобразные.

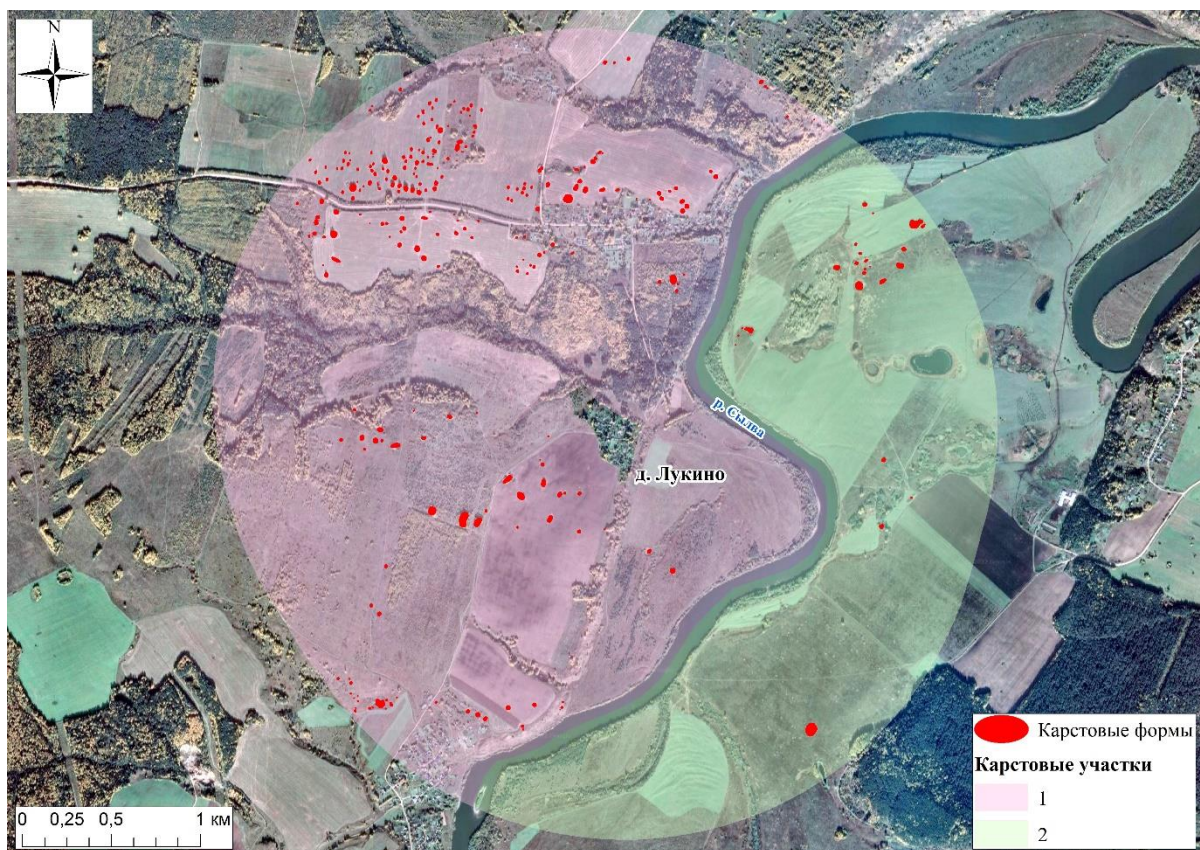


Рис.4. Карстопоявление в буфере 2,0 км от границы д. Лукино

Количественная оценка поверхностной закарстованности:

– плотность карстопоявлений p (шт./км²) рассчитывается по формуле (1):

$$p = \frac{n}{S} = \frac{254}{10,42} = 24,38 \text{ (шт./ км}^2\text{)} \quad (1)$$

где n – их количество, S площадь их локализации.

– коэффициент площадной закарстованности K_s (м²/км²) рассчитывается по формуле (2):

$$K_s = \frac{\sum S_b}{S} = \frac{321,4}{10,42} = 30,84 \text{ (м}^2\text{/км}^2\text{)} \quad (2)$$

где $\sum S_b$ – суммарная площадь карстопоявления, S – площадь расчетного участка.

Согласно п. 5.75 Руководство по инженерно – геологическим изысканиям в районах развития карста, 1995 г. [8] для оценки устойчивости территории в отношении провалов используется показатель интенсивности провалообразования и распределение карстовых провалов по величине их диаметров.

Основной показатель интенсивности провалообразования – среднегодовое количество карстовых провалов, отнесенное к единице площади (среднегодовая плотность провалов) (случаев/км² в год), рассчитывается по формуле (3):

$$U = \frac{N_{пр}}{S_t} = \frac{254}{10,42 \cdot 100} = 0,24 \text{ (случаев/км}^2 \text{ в год)} \quad (3)$$

где $N_{пр}$ – количество случаев провалов, зарегистрированное на площади S (км²) за промежуток времени t лет.

Согласно таблице 6-7 Руководства по инженерно – геологическим изысканиям в районах развития карста, 1995 г. [8], СП 11-105-97 часть II [9] категория устойчивости территории относительно

карстовых провалов – II с интенсивностью провалообразования – 0,24 шт./км²*год. Категория устойчивости территории относительно карстовых провалов – Б, со средними диаметрами 18,3 м.

Подводя итог оценки поверхностной закарстованности, можно сказать следующее: на территории деревни Лукино активно протекает карстовый процесс.

Результаты исследования:

1. Собрана и проанализирована информация по структурно-тектоническому, геологическому строению, геоморфологическим и гидрогеологическим условиям территории;
2. Проанализированы данные архивного бурения, химического состава подземных вод исследуемой территории;
3. Изучены условия развития карста:
 - В геологическом строении исследуемой территории присутствуют карстующиеся породы, представленные доломитом и ангидритом, находящиеся в трещиноватом состоянии, прослоями разрушены до щебня и дресвы;
 - Вскрыт 1 водоносный горизонт на глубине 24,0 м в щебенистом грунте доломита;
 - Воды агрессивны по отношению к сульфатным породам – ангидритам и к карбонатным породам – доломитам.
4. Задешифрировано – 254 карстовых форм. Диаметры изменяются от 2,4 до 66,7 м., в среднем составляют 18,3 м. Категория устойчивости территории относительно карстовых провалов – Б;
5. Плотность карстопроявлений составляет 24,38 (шт./км²);
6. Коэффициент площадной закарстованности составил 30,84 (м²/км²);

Интенсивность провалообразования составила 0,24 (шт./км²*год). Категория устойчивости территории относительно карстовых провалов – II.

Литература

1. Геология и карст города Кунгура: монография / Катаев В.Н, Кадебская О.И; Перм.гос.ун-т; ГИ УрО РАН. – Пермь, 2010. – 249 с.
2. Горбунова К.А. Карта (схема) карстующихся пород и карста Пермской области, 1993 г.
3. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. Карст и пещеры Пермской области. – Пермь: Изд-во Перм. ун-та. 1992, 200 с.
4. Лукино (Кунгурский район). [Электронный ресурс] URL: [https://ru.wikipedia.org/wiki/Лукино_\(Кунгурский_район\)](https://ru.wikipedia.org/wiki/Лукино_(Кунгурский_район)).
5. Максимович Г.А. Основы карстоведения. ТОМ 1. Пермское книжное издательство. Пермь – 1963, 441 с.
6. ОСТ 41-05-263-86. Воды подземные. Классификация по химическому составу и температуре. СССР. Отраслевой стандарт. Всесоюзный научно-исследовательский институт гидрогеологии и инженерной геологии (ВСЕГИНГЕО, 1986 г.), 15 с.
7. Прейс В.Ф. Гидрогеология СССР. Москва. «Недра», 1972, 648 с.
8. Саваренский И.А, Миронов Н.А. Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста. Москва, 1995, 159 с.
9. СП 11-105-97. Инженерно-геологические изыскания для строительства. Ч.II. Правила производства работ в районах развития опасных геологических и инженерно-геологических процессов. М.:ПНИИИС, 2013 г., 101 с.

ВЛИЯНИЕ СТРУКТУРНО-ТЕКСТУРНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОД НА ПРОЦЕССЫ КАРСТООБРАЗОВАНИЯ

Пшевлодский Мирослав Александрович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 2 курса магистратуры, г. Пермь

e-mail: kahiro8000@gmail.com

Научный руководитель: д.г.-м.н., доцент Меньшикова Елена Александровна

Аннотация: в работе приведён литературный обзор истории изучения влияния структурно-текстурных характеристик на процессы карстообразования. Статья содержит сведения о таких исследованиях с 1947-ого года до текущего времени, которые демонстрируют актуальность задачи изучения влияния структуры и текстуры пород на формирование карста.

Ключевые слова: карст, текстура, структура, особенности развития карста.

STRUCTURE-TEXTURE INFLUENCE ON KARST FORMATION PROCESSES

Pshevlodsky Miroslav Aleksandrovich

Perm State University, 2nd year Master's degree Student, Perm

Research Supervisor: Doctor of Geology and Mineralogy, Associate Professor Menshikova Elena

Abstract: the work provides a literary review of the history of studying the influence of structural and textural characteristics on the processes of karst formation. The article contains the history of the study of this issue from 1947 to the current time.

Keywords: karst, texture, structure, features of karst formation.

Введение

Вопросы детального изучения процессов карстообразования долгое время привлекают пристальное внимание специалистов, прежде всего в связи с тем фактом, что развитие карстовых явлений широко отмечено на территории нашей страны; по данным на конец прошлого века, карстовые процессы отмечены в 301 российском городе [5]. Вполне естественно, что при столь масштабной распространённости вышеназванных процессов неизбежно «столкновение» хозяйственной деятельности человека с карстом в различных его проявлениях; что регулярно и происходит, начиная от строительства автодорог [1], заканчивая такими опасными объектами, как атомные электростанции [7]. Особое значение изучение карста приобретает в Пермском крае, вследствие широкого распространения здесь карстующихся пород [6]. Основой для научных изысканий в этой области служит общая теория карста, в основе которой заложено представление о карстовом массиве, как о динамичной природно-техногенной системе, характеризующейся комплексом взаимосвязанных геолого-гидрогеологических, структурно-тектонических и техногенных элементов [9]. Очевидно, что с подобной точки зрения карст является результирующим явлением для довольно большой совокупности процессов. Наиболее полное понимания процесса формирования карстовых явлений невозможно без анализа вопросов влияния структурно-текстурных характеристик карстующихся пород.

Основная часть

Важность изучения влияния, которое оказывает структура и текстура карстующихся пород, была отмечена исследователями достаточно давно. Так, в 1947 году А.М. Кузнецовым была проведена серия опытов по выщелачиванию 20 образцов гипса и ангидрита, отобранных из района Камской ГЭС.

Результатом этих опытов явилось установление зависимости растворимости от структурно-текстурных особенностей пород (данные этих измерений приведены в таблице) [2].

Таблица

Относительная скорость растворения гипсов с различной структурой [2]

Краткое описание	Потеря веса, %	Относительная скорость растворения
Гипс плотный, мраморовидный	26	2
Гипс волокнистый – селенит	34	2,6
Гипс плотный, местами выветрелый	28	2,4
Гипс мраморовидный, крупнокристаллический	24	1,8
Гипс плотный, мелкокристаллический	25	1,9
Ангидрит	13	1

Среди зарубежных исследователей также предпринимались попытки выявления закономерностей между скоростью растворения пород, их структурой и текстурой. Так, в 1966 году А. Герштенхауэром и Д. Пфеффером был предпринят опыт по растворению 46 образцов различных видов известняка. Для проведения опыта были изготовлены шлифы вышеобозначенных образцов горных пород, которые были подробно изучены, а затем подвергались травлению разбавленной соляной кислотой. В качестве результата опыта фиксировались осязаемое впечатление от поверхности образца, микрорельефные особенности корродированной поверхности, значения растворимости по прошествии 28 часов. Следует отметить, что при интерпретации результатов опыта А. Герштенхауэр и Д. Пфеффер не произвели никакого разделения исследуемых образцов на какие-либо группы, и, как следствие, не провели никакой корреляции между различными породами. Однако, данные, полученные в ходе эксперимента, были в дальнейшем (в 1970-ом году) обработаны венгерским геологом Л. Якучем, который пришёл к выводу, что «растворимость известняка тесно связана с текстурой и структурой породы». Также были получены следующие выводы: плотные известняки однородного состава гораздо менее растворимы, чем порода с крупнокристаллической текстурой (исследователь объясняет это различием в характере поверхности, подверженной воздействию) [8]. Графики, построенные Л. Якучем, приведены на рисунке.

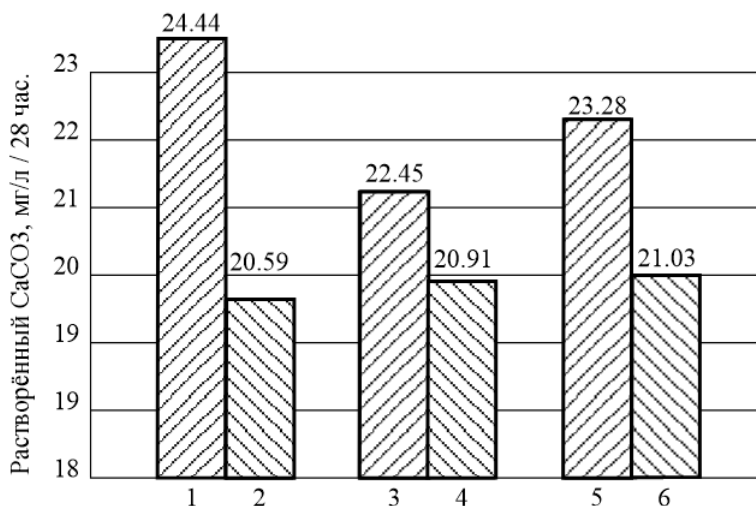


Рис. Зависимость растворимости известняков от их текстуры. Значения растворимости (за 28 часов) осреднены для групп образцов с близкими свойствами (график построен Л. Якучем по данным А. Герштенхауэра и Д. Пфеффера):

- 1- поверхность шероховатая, образовавшаяся при травлении известняка раствором соляной кислоты;
- 2- такой же известняк с гладкой поверхностью; 3 – поверхность с образованием выступов, воронкообразных углублений; 4 – микроформы отсутствуют или представлены пологими впадинами, бороздами; 5 – порода с крупнокристаллической текстурой, с прожилками; 6 – текстура породы массивная, однородная или порфировидная, возможно с прожилками[8]

В дальнейшем вопросы влияния структурно-текстурных характеристик были рассмотрены В.Н. Катаевым в различных работах и диссертации [3]. Им были получены следующие выводы на основании собственных данных, а также на основании обработки данных других исследователей:

1. Выделение закономерностей соотношения состава пород и закарстованности требует огромного количества исходных данных. Все выявленные закономерности имеют региональный характер и могут быть использованы в практике карстоведения только на этапе установления наиболее общих характеристик карстующегося пласта;

2. Целесообразным для практики является определение минералогических неоднородностей пород и их структурно-текстурных особенностей при крупномасштабных исследованиях;

3. Минералогические и структурно-текстурные критерии оценки состояния пород массива содержат прогностические функции;

4. Закономерности изменчивости состава и свойств пород в пределах складчатых структур определяются условиями осадконакопления, морфологией и механизмом образования складок, их ориентировкой относительно регионального структурного плана территории.

Именно В.Н. Катаевым [3, 4] неоднократно рассматривались структурно-текстурные характеристики карстующихся пород в рамках влияния на их физико-механические свойства, проявление трещиноватости и пористости пород, которые, в свою очередь, оказывают непосредственное воздействие на процессы карстообразования. С применением электронной микроскопии им отмечено важность изучения карстующихся пород на микроуровне, который контролирует пространственное распределение форм растворения.

Заключение

Резюмируя обзор литературных данных, можно сделать вывод о том, что проблема всесторонней оценки влияния структурно-текстурных параметров пород на процессы карстообразования далека от своего решения. Во-первых, достаточно сложно выделить именно влияние структуры и текстуры пород на фоне прочих факторов, оказывающих влияние на процессы карстообразования. Во-вторых, даже при выявленных закономерностях встаёт вопрос о возможности экстраполяции полученных результатов на другие карстовые массивы. Таким образом, можно заключить, что вопрос подробного изучения влияния структуры и текстуры на формирование карста остаётся актуальной научной задачей, в решении которой может быть применена аналитическая база кафедры минералогии и петрографии ПГНИУ.

Литература

1. Герасимова, С. С. Инженерно-геологические условия развития карста Кайбицкого района Республики Татарстан в рамках строительства автомобильной дороги М-12 (7 этап) / С. С. Герасимова, А. А. Лаврусевич // Вестник евразийской науки. – 2023. – Т. 15, № 4. – 54 с.
2. Горбунова К.А. Карст гипса СССР: учеб. пособие по спецкурсу. – Пермь, 1977. – 83 с.
3. Катаев В.Н. Теория и методология структурно-тектонического анализа в карстоведении: Автореф. дисс. д.г.-м.н. – Пермь, 1999. – 45 с.
4. Катаев В.Н., Ермолович И.Г. Структурно-текстурные ассоциации, трещиноватость и закарстованность карбонатных пород // Материалы VI Всероссийского литологического совещания «Концептуальные проблемы литологических исследований в России». – Казань, 2011. – Т. I. – С. 367-371.
5. Рагозин А.Л. Концепция допустимого риска и строительное освоение территорий развития опасных природных и техноприродных процессов // Проект. 1993. – № 5–6. – С. 250–253.
6. Шумилова О.Ю., Максимович Н.Г. Распределение карста по административным районам Пермского края // Проблемы инженерной геологии карста урбанизированных территорий и водохранилищ: материалы Всеросс. науч.- практ. конф. – Пермь, 2008. – С.294-301.
7. Чайковская Н.В., Кузичкин О.Р., Шарапов Р.В., Кузичкина Е.О. // Проблемы размещения Нижегородской АЭС на площадке Монаково // Машиностроение и безопасность жизнедеятельности. – 2013. – № 3(17). – С. 27-36.
8. Якуч Л. Морфогенез карстовых областей. – М., Прогресс, 1979. – 388 с.
9. Катаев В.Н., Ковалёва Т.Г. Карстоведение. Теоретические основы и практические приложения [Электронный ресурс]. <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/uchebnie-posobiya/Kovalyova-Kataev-Karstovedenie-Teoreticheskie-osnovy-i-prakticheskie-prilozheniya.pdf> (дата обращения 20.03.24).

ПОЛУЧЕНИЕ ЛИЦЕНЗИИ НА ПРАВО ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ

Рзянин Матвей Владимирович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 3 курса, г. Пермь

e-mail: matuha123456@gmail.com

Научный руководитель: старший преподаватель Ушакова Евгения Сергеевна

Аннотация: работа связана с теорией недропользования, лицензирования, институтами и нормами законодательства о недрах РФ. Рассматриваются существующие проблемы, связанные с лицензированием и регулированием предоставления недр в пользование, эксплуатации водозаборных скважин, изменения в законодательстве о недропользовании.

Ключевые слова: лицензирование, недра, законодательство, право, водоотбор, нормы, проблемы.

OBTAINING A LICENSE FOR THE RIGHT TO USE MINERAL RESOURCES

Rzyanin Matvey Vladimirovich

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Senior Lecturer, Ushakova Evgeniya

Abstract: the work is related to the theory of subsoil use, licensing, institutions and norms of legislation on the subsoil of the Russian Federation. The existing problems related to licensing and regulation of the provision of subsurface resources for use, operation of water intake wells, changes in legislation on subsurface use are considered.

Keywords: licensing, subsoil, legislation, law, drainage, norms, problems.

После развала СССР, РФ получила большое количество артезианских скважин, которые используются на протяжении нескольких десятков лет. При этом государство не обращало особого внимания на проблему лицензирования унаследованных водозаборных скважин. В настоящее время обладатели артезианских скважин поняли, что им необходимо иметь соответствующую лицензию, которая дает им право на водоотбор. Из опыта видно, что государственные органы, ответственные за лицензирование водозаборных скважин, не торопятся принимать какие-либо шаги к установлению порядка в данной сфере. Такая безынициативность с большим риском приведет к штрафам для владельцев артезианских скважин. Согласно административному кодексу Российской Федерации, штрафы за незаконную эксплуатацию недр могут составлять до одного миллиона рублей. Опираясь на ФЗ "О недрах", можно смело заявить, что каждому обладателю водозаборной скважины, необходимо получить лицензию для добычи и использования подземных вод.

Для того, чтобы получить лицензию на артезианскую скважину, требуется предоставление федеральному агентству по недрам ряд следующих документов: заявление установленной формы, документы, подтверждающие право собственности на земельный участок, технический паспорт скважины, гидрогеологическое заключение и проект зоны санитарной охраны скважины.

В настоящее время активно идет реализация национального проекта "Экология", Федеральный проект "Чистая вода", который направлен на улучшение качества и доступности питьевой воды для населения России. Основной целью проекта является повышение обеспеченности жителей страны качественной питьевой водой. До 2024 года доступ к воде, соответствующей всем санитарным требованиям, должны получить 99% городского населения и 90,8% всех граждан России. Механизм реализации таков, что в рамках проекта предусмотрено выделение федерального финансирования для модернизации систем водоснабжения в малых и средних городах России. Участниками проекта уже стали 83 субъекта Федерации, одним из которых является Пермский край, где активно решаются вопросы по лицензированию водозаборных скважин, введенных в эксплуатацию еще более 50 лет назад

не имея документов, позволяющих ввести водоотбор, как в пределах населенных пунктов, садоводческих товариществ и т.д. Поскольку на территории Пермского края числится 106 разведанных месторождений подземных вод [1].

Современные нормативные акты предполагают решение следующих задач: реконструкция и строительство водозаборов, очистных сооружений и водопроводных сетей, современных технологий очистки и обеззараживания воды контроль качества питьевой воды на всех этапах ее поставки населению, обеспечение широкой информированности населения о качестве воды. Реализация проекта "Чистая вода" должна привести к следующим положительным результатам: повышение качества питьевой воды и снижение ее негативного воздействия на здоровье населения; улучшение санитарно-эпидемиологической обстановки в городах и селах страны; повышение уровня жизни и благосостояния граждан; стимулирование развития жилищно-коммунального хозяйства, легальность эксплуатации водозаборных скважин. Значение проекта Проект "Чистая вода" имеет огромное социальное и экономическое значение для России. Обеспечение всех жителей страны доступом к качественной питьевой воде является важнейшим условием для поддержания их здоровья и благополучия. Кроме того, проект способствует улучшению инвестиционного климата в стране, создавая условия для привлечения инвестиций в развитие коммунальной инфраструктуры. Федеральный проект "Чистая вода" является важным шагом на пути к достижению поставленной цели по обеспечению всех граждан России качественной и доступной питьевой водой.

Существенный вклад в раскрытии проблемы лицензирования водозаборных скважин внесли учёные институтов и других организации, занимающиеся наукой и исследованием. Он отражён в многочисленных статьях авторов из разных регионов РФ (Пермский край, Московская область, Смоленская область и др.). Затрагиваются следующие проблемы: эксплуатация водозаборных скважин, непрошедших государственную экспертизу, нераскрытый ресурсный потенциал подземных вод Пермского края (Оценка... Аликин Э. А., 2007) [1], современные проблемы нормативно-правового регулирования изучения и добычи подземных вод (Актуальные... Боровский Б. В., Язвин А. Л., 2019) [2], особенности и проблемы лицензирования недр в учреждениях ФСИН на территории РФ (Особенности... Фёдорова В. М., 2019) [13].

Однако существующая проблема лицензирования нелегальных водозаборных скважин, которые используются несколько десятилетий, препятствует реализации федерального проекта "Чистая вода". Как например, участки недр в пределах которых расположены (СНТ или ОНТ, коттеджные поселки и другие территории, предназначенные для постоянного проживания населения) осуществляется нелегальный водоотбор, в результате чего данные категории граждан имеющие доступ к артезианской воде освобождены от уплаты госпошлины и налогов за водопотребление, а также в дальнейшем осложнит задачу экспертизы наличия запасов подземных вод и геологоразведочных работ в связи с отсутствием информации об объемах водопотребления на этих участках недр [9]. В настоящее время гидрогеологические исследования от региональных работ до разведки, освоения и добычи подземных вод сопровождается ограничениями на уровне нормативно-правовой базы [2]. Так, например, в зависимости от категории участка недр меняются уполномоченные органы, осуществляющие выдачу лицензий (Роснедра – для участков недр федерального значения и уполномоченные органы государственной власти конкретного субъекта Российской Федерации – для участков недр местного значения) [13].

Система нормативно-правовой базы в области недропользования достаточно противоречива и сложна при соблюдении всех этапов для лицензирования водозаборных скважин, которая состоит из различных федеральных законов (ФЗ), Конституции РФ, других нормативно правовых актов. Фундаментальным нормативным документом является закон РФ "О недрах", который регулирует отношения, связанные с геологическим изучением, использованием и охраной недр территории РФ.

"О недрах", "О лицензировании отдельных видов деятельности", положение о порядке лицензирования пользования недрами – основные документы, которые регулируют недропользование и лицензирование МПИ.

Важно отметить, что пользователи недр могут быть юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, согласно закону "О недрах" [4].

Существует несколько видов лицензий для недропользователей, так как их цели различны:

- 1) Лицензия с целью геологического изучения недр;
- 2) Лицензия на разведку МПИ;
- 3) Лицензия на добычу ресурсов недр;
- 4) Лицензия на право строительства и эксплуатации подземных сооружений;
- 5) Лицензия на право образования особо охраняемых объектов.

Процедура принятия лицензии состоит из следующих шагов: *подготовка и подача заявки, экспертиза заявки и выдача лицензии*. К каждому этапу прилагается краткое описание (рис.1).

При анализе процесса получения лицензии на недропользование, рассмотрены шаги, сроки и требования. Так лицензия на пользование недрами состоит из следующих разделов:

1) Общие условия, с указанием характеристики участка (административная привязка, площадь, функциональное использование участка, координаты угловых точек участка недр);

2) Условия пользования недрами (вид работ, который обязан сделать недропользователь);

3) Требования для каждого недропользователя по рациональному использованию и охране недр, охране окружающей природной среды и безопасному ведению работ, которые включают в себя обеспечение разумного применения и защиты недр, наблюдение за окружающей средой и состояния недр и др.

4) Право собственности на геологическую информацию о недрах. Налоги и сборы. Перечисление всех видов платежей, которые вносятся обладателем лицензии в бюджет за недропользование.

5) Прекращение права пользования недрами. В разделе указываются условия отмены, приостановления и лимитирования недропользования.

6) Сроки лицензирования. Устанавливается срок действия лицензии, начинающийся с даты государственной регистрации. Условия пользования недрами сохраняют свою силу либо в оговоренные в лицензии сроки, либо на протяжении всего срока ее действия. Изменения этих условий допускаются только при согласии пользователя недр и органов, выдавших лицензию, либо в случаях, определенных законодательством.

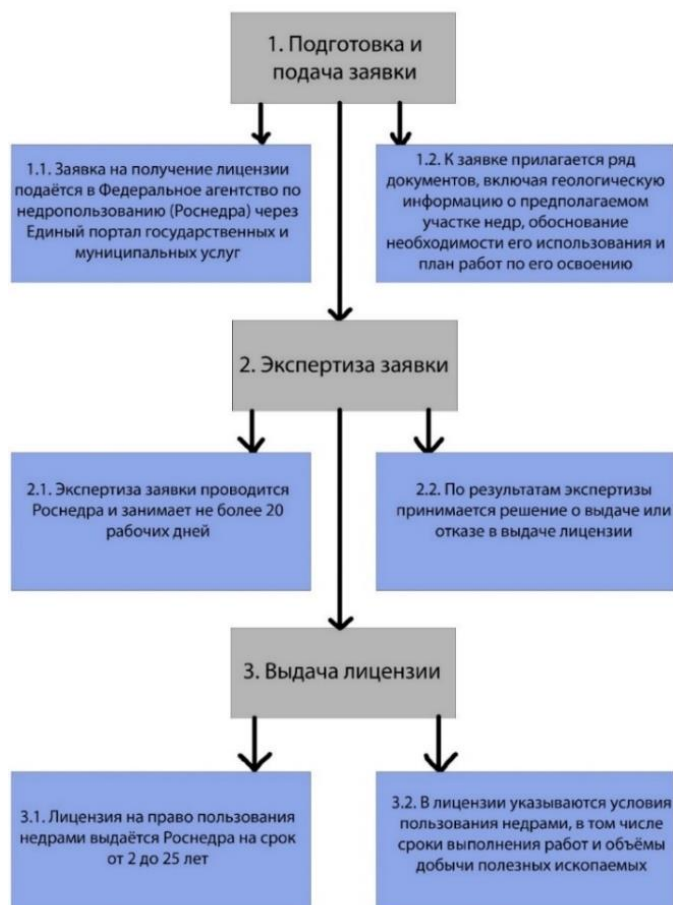


Рис. 1. Этапы принятия лицензии на право пользования недрами

Кроме того, участки недр предоставляются в пользование на определенный срок:

1. Для геологического изучения – на срок до 5 лет.

2. Для добычи полезных ископаемых – на срок отработки месторождения полезных ископаемых, определяемый технико-экономическим обоснованием разработки месторождения.

3. Для добычи подземных вод – на срок до 25 лет.

4. Для добычи полезных ископаемых по краткосрочному праву пользования – до 1 года.

7) Прочие условия. В этом разделе рассмотрены случаи изменения или дополнения соглашения. Необходимо знать содержание лицензии. Она должна включать в себя:

- 1) Сведения о пользователе недр;
- 2) Вид пользования недрами;
- 3) Вид полезного ископаемого, а также виды попутных полезных ископаемых;
- 4) Наименование участка недр местного значения, предоставленного в пользование, и описание его границ;
- 5) Срок действия лицензии на пользование недрами;
- 6) Сроки подготовки и утверждения проектной документации на геологическое изучение недр;
- 7) Срок начала геологического изучения недр, разведки месторождений полезных ископаемых;
- 8) Срок ввода месторождения полезных ископаемых в разработку;
- 9) Сроки предоставления материалов для государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр;
- 10) Сроки представления геологической информации о недрах [6].

Когда внесли изменения в закон РФ "О недрах", то участки недр, содержащие подземные воды, начали разделять на участки недр местного значения с водоотбором до 500 м³/сутки и участки недр федерального значения – свыше 500 м³/сутки. В зависимости от отнесения территории к конкретной категории изменяется орган, исполняющий лицензионные функции. У участков недр федерального значения это территориальные органы федерального агентства по недропользованию – Роснедра, а для местного значения – уполномоченный орган государственной власти субъекта РФ.

Необходимо осознать, что является участком недр местного значения. К участкам недр местного значения отнесены:

1) Участки недр, содержащие общераспространенные полезные ископаемые (ОПИ).

2) Участки недр, используемые для геологического изучения и оценки пригодности участков недр для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного и регионального значения, не связанных с добычей полезных ископаемых, за исключением подземных сооружений для захоронения радиоактивных отходов, отходов производства и потребления I-V классов опасности, хранилищ углеводородного сырья (далее – подземные сооружения местного и регионального значения, не связанные с добычей полезных ископаемых), и (или) используемые для строительства и эксплуатации подземных сооружений местного и регионального значения, не связанных с добычей полезных ископаемых.

3) Участки недр, содержащие подземные воды, которые используются для целей питьевого и хозяйственно-бытового водоснабжения или технического водоснабжения и объем добычи которых составляет не более 500 кубических метров в сутки, а также для целей питьевого водоснабжения или технического водоснабжения садоводческих некоммерческих товариществ и (или) огороднических некоммерческих товариществ [3].

Для того, чтобы получить лицензию на право водоотбора менее 500 м³/сут необходимо выполнить следующие шаги:

1. Определить вид недр, которыми вы хотите владеть или пользоваться. Недра могут включать в себя различные природные ресурсы, такие как нефть, газ, уголь, руды, драгоценные камни и другие полезные ископаемые.

2. Убедитесь, что вы полностью понимаете требования и процедуры, связанные с получением лицензии.

3. Обратиться в компетентный орган или учреждение, ответственное за выдачу лицензий.

4. Подготовить и предоставить необходимые документы и информацию. Это может включать в себя бизнес-план, геологические отчеты, оценку воздействия на окружающую среду и другие документы.

5. Оплатить необходимые сборы за рассмотрение вашей заявки и выдачу лицензии.

6. Пройти процесс рассмотрения заявки, который может включать в себя обследование месторождения, проверку технических и финансовых возможностей заявителя, а также оценку воздействия на окружающую среду.

7. Если ваша заявка одобрена, станете обладателем лицензии на пользование недрами. Важно соблюдать все требования и условия, указанные в лицензии, включая сроки, объемы добычи и защиту окружающей среды [7]. Также необходимый перечень документов (рис. 2).

Лицензия на скважины с водоотбором более 500 м³/сут обычно выдается для крупных водозаборных объектов, такие как промышленные предприятия, крупные поселения или орошаемые

земли. Такие скважины могут иметь более мощное оборудование и требуют более строгого контроля и наблюдения за водными ресурсами. Также могут быть установлены дополнительные требования и ограничения при эксплуатации лицензии, такие как необходимость проведения гидрогеологических исследований, разработка плана водоуправления или обязательство компенсировать негативное воздействие на окружающую среду [11].

<p align="center">ПЕРЕЧЕНЬ ДОКУМЕНТОВ необходимых для оформления лицензии на право пользования участком недр местного значения (до 500 м³/сут)</p>		
<p align="center">для геологического изучения в целях поисков и оценки подземных вод</p>	<p align="center">для геологического изучения в целях поисков и оценки подземных вод, их разведки и добычи</p>	<p align="center">для разведки и добычи подземных вод</p>
<p>а) заявка (Приложение к Постановлению КМ РТ № 564 от 15.06.2022);</p> <p>б) копии учредительных документов заявителя (если заявителем является юридическое лицо);</p> <p>в) выписка из Единого государственного реестра юридических лиц (Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей);</p> <p>г) копия свидетельства о постановке заявителя на учет в налоговом органе с указанием идентификационного номера налогоплательщика;</p> <p>д) справка из налоговых органов о наличии или об отсутствии задолженности по уплате налогов и сборов;</p> <p>е) копии лицензий заявителя и привлекаемых подрядчиков на виды деятельности, связанные с использованием участками недр (при наличии);</p>	<p>а) заявка (Приложение к Постановлению КМ РТ № 564 от 15.06.2022);</p> <p>б) копии учредительных документов заявителя (если заявителем является юридическое лицо);</p> <p>в) выписка из Единого государственного реестра юридических лиц (Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей);</p> <p>г) копия свидетельства о постановке заявителя на учет в налоговом органе с указанием идентификационного номера налогоплательщика;</p> <p>д) справка из налоговых органов о наличии или об отсутствии задолженности по уплате налогов и сборов;</p> <p>е) копии лицензий заявителя и привлекаемых подрядчиков на виды деятельности, связанные с использованием участками недр (при наличии);</p> <p>ж) копия бухгалтерского баланса заявителя по состоянию на последнюю отчетную дату с отметкой налогового органа о его принятии;</p>	<p>а) заявка (Приложение к Постановлению КМ РТ № 564 от 15.06.2022);</p> <p>б) копии учредительных документов заявителя (если заявителем является юридическое лицо);</p> <p>в) выписка из Единого государственного реестра юридических лиц (Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей);</p> <p>г) копия свидетельства о постановке заявителя на учет в налоговом органе с указанием идентификационного номера налогоплательщика;</p> <p>д) справка из налоговых органов о наличии или об отсутствии задолженности по уплате налогов и сборов;</p> <p>е) копии лицензий заявителя и привлекаемых подрядчиков на виды деятельности, связанные с использованием участками недр (при наличии);</p> <p>ж) копия бухгалтерского баланса заявителя по состоянию на последнюю отчетную дату с отметкой налогового органа о его принятии;</p>
<p>ж) копия бухгалтерского баланса заявителя по состоянию на последнюю отчетную дату с отметкой налогового органа о его принятии;</p> <p>з) справки из банковских учреждений о движении денежных средств по счетам заявителя в течение месяца, предшествующего дате подачи заявки;</p> <p>и) копии договоров займа или кредита (при наличии);</p> <p>к) копии договоров подряда (при наличии);</p> <p>л) справки о применяемых технологиях с их описанием и перечень технических средств, необходимых для проведения буровых и горных работ, с доказательством их принадлежности заявителю либо привлекаемому подрядчику;</p> <p>м) копия штатного расписания заявителя либо привлекаемых подрядчиков;</p> <p>н) копии дипломов квалифицированных специалистов, которые будут осуществлять работы;</p> <p>о) реквизиты документа об уплате государственной пошлины за предоставление лицензии на пользование недрами;</p> <p>п) копия топографического плана участка недр местного значения, с географическими координатами угловых точек участка недр предоставляемого в пользование и водозаборной скважины в ГСК-2011;</p>	<p>з) справки из банковских учреждений о движении денежных средств по счетам заявителя в течение месяца, предшествующего дате подачи заявки;</p> <p>и) копии договоров займа или кредита (при наличии);</p> <p>к) копии договоров подряда (при наличии);</p> <p>л) реквизиты документа об уплате государственной пошлины за предоставление лицензии на пользование недрами;</p> <p>м) копия топографического плана участка недр местного значения, с географическими координатами угловых точек участка недр предоставляемого в пользование и водозаборной скважины в ГСК-2011;</p> <p>н) предложения заявителя по условиям пользования участком недр местного значения, предоставляемым в пользование, включая предложения по проведению геологического изучения участка недр местного значения, предоставляемого в пользование, с указанием видов, объемов, сроков проведения работ, ожидаемых результатов геологического изучения, в том числе по приросту запасов полезных ископаемых;</p> <p>о) информация об участке недр местного значения, предоставляемом в пользование, которая должна содержать:</p>	<p>з) справки из банковских учреждений о движении денежных средств по счетам заявителя в течение месяца, предшествующего дате подачи заявки;</p> <p>и) копии договоров займа или кредита (при наличии);</p> <p>к) копии договоров подряда (при наличии);</p> <p>л) реквизиты документа об уплате государственной пошлины за предоставление лицензии на пользование недрами;</p> <p>м) копия топографического плана участка недр местного значения, с географическими координатами угловых точек участка недр предоставляемого в пользование и водозаборной скважины в ГСК-2011;</p> <p>н) копия протокола утверждения запасов подземных вод на участке недр местного значения, предоставляемом в пользование;</p> <p>о) информация об участке недр местного значения, предоставляемом в пользование, которая должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • сведения о геологическом строении участка недр, в том числе сведения об эксплуатируемом водоносном горизонте; • обоснование потребности в подземных водах и целевого назначения использования подземных вод; • сведения о применении системы водоподготовки (при наличии);
<p>р) предложения заявителя по условиям пользования участком недр местного значения, предоставляемым в пользование, включая предложения по проведению геологического изучения участка недр местного значения, предоставляемого в пользование, с указанием видов, объемов, сроков проведения работ, ожидаемых результатов геологического изучения, в том числе по приросту запасов полезных ископаемых;</p> <p>с) информация об участке недр местного значения, предоставляемом в пользование, которая должна содержать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • сведения о геологическом строении участка недр, в том числе сведения об эксплуатируемом водоносном горизонте; • обоснование потребности в подземных водах и целевого назначения использования подземных вод; • характеристику режима эксплуатации водозаборного сооружения; • обоснование возможности добычи подземных вод в объеме заявленной потребности на участке недр. 	<ul style="list-style-type: none"> • сведения о геологическом строении участка недр, в том числе сведения об эксплуатируемом водоносном горизонте; • обоснование потребности в подземных водах и целевого назначения использования подземных вод; • характеристику режима эксплуатации водозаборного сооружения; • сведения о конструкциях и назначении скважин, расположенных на участке недр (при наличии); • обоснование возможности добычи подземных вод в объеме заявленной потребности на участке недр. <p>п) копия паспорта водозаборной скважины;</p> <p>р) копия санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии водного объекта санитарным правилам и условиям его безопасного использования для здоровья населения (в случае использования участка недр для целей питьевого водоснабжения с объемом добычи не более 100 куб. метров в сутки).</p>	<p>п) копия паспорта водозаборной скважины;</p> <p>р) расчет и обоснование заявленного объема добычи подземных вод;</p> <p>с) копия санитарно-эпидемиологического заключения о соответствии водного объекта санитарным правилам и условиям безопасного для здоровья населения использования водного объекта (в случае использования участка недр для целей питьевого водоснабжения).</p>

Рис. 2. Перечень документов необходимых для оформления подтверждающего документа на право пользования участком недр местного назначения

Для получения права водоотбора скважин более 500 м³/сут необходимые следующие документы и сведения:

- 1) заявка
- 2) документ, подтверждающий полномочия лица на осуществление действий от имени заявителя;
- 3) данные о финансовых возможностях заявителя, необходимых для выполнения работ, связанных с намеряемым использованием недр;
- 4) документы, подтверждающие наличие у заявителя или у привлекаемых им подрядных организаций технических средств, технологического оборудования и квалифицированных специалистов для эффективного и безопасного ведения работ на участке недр;
- 5) предложения заявителя по условиям пользования недрами;
- 6) предложения заявителя по обоснованию границ участка недр, на котором планируется проведение работ;
- 7) сведения о технологии и основных технологических показателях геологического изучения;
- 8) согласие пользователя недр, в границах которого расположен участок недр;
- 9) копия свидетельства о государственной регистрации гражданина в качестве индивидуального предпринимателя;
- 10) копия свидетельства о постановке заявителя на учет в налоговом органе;
- 11) копия документа, подтверждающего факт внесения записи о юридическом лице в Единый государственный реестр юридических лиц;
- 12) копия свидетельства о государственной регистрации юридического лица;
- 13) выписка из Единого государственного реестра юридических лиц;
- 14) выписка из Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей;
- 15) копия заключения государственной экспертизы запасов, содержащего выводы о достоверности и правильности оценки количества и качества запасов подземных вод в недрах, подготовленности месторождений или их участков к разведке и добыче [10].

Стоит отметить, что заявители сталкиваются с рядом проблем и препятствий при получении лицензии. Выделено три основных типа ошибок при оформлении заявки, дающие право законно их отклонять. Во-первых, это несоблюдение элементарных формальностей по замечанию регулирующего органа по недропользованию – игнорирование требований закона. Во-вторых, провалы в знаниях у предпринимателей есть о правах третьих лиц на запрашиваемый земельный участок. В-третьих, хромает оформление геологического обоснования. Как правило, заявители прописывают лишь общеизвестные факты, забывая про обоснование границ и про сведения о своих планах. Была составлена статистика понимания компаний механизма получения права пользования недрами (рис. 3).

Обратим внимание на то, что лицензия на добычу воды помимо законного использования обеспечивает ее владельцу гарантию извлечения воды нужного качества и объема из источника водоснабжения. Лицензия выдается только в случае наличия независимых "защищенных запасов" подземных вод в имеющемся водозаборе на предоставленной территории.

Обязательства недостоверных частных организаций, призывающих к бурению скважин и построению систем водоснабжения без получения лицензий на использование недр, могут привести к недостатку добываемой воды или добыче воды непригодного качества. В связи с расширением строительства жилья количество водозаборов постоянно увеличивается, что иногда приводит к нехватке подземных водных ресурсов, особенно воды высокого качества для питьевого водоснабжения.

Часто в результате несистемного проектирования и строительства систем водоснабжения добыча подземных вод либо исчезает через некоторое время, либо снижается по объему и качеству, осушая водоносные горизонты. Такие действия приводят к излишним затратам на бурение лишних скважин, высоким расходам на обработку воды, ремонт неудачно построенных или пробуренных скважин, и штрафам со стороны контролирующих органов. В зависимости от гидрогеологической ситуации на объекте компания собирает полный пакет необходимых документов для последующего получения лицензии на добычу подземных вод [11].



Рис. 3. Статистика понимания компаний механизма получения права пользования недрами

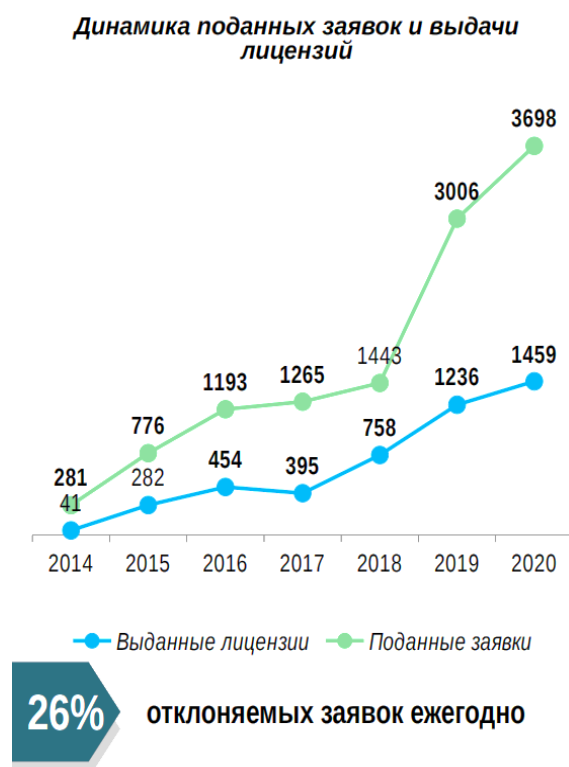


Рис. 4. Динамика поданных заявок и выдачи лицензии с 2014 по 2020 год

Тем не менее, взглянув на приведенную статистику (рис.4): лицензий выдаётся больше, чем изымается. Отсюда делается вывод, что позитивные результаты всё-таки есть. Это значит, чтобы избежать разного рода ошибок рекомендуется руководствоваться действующими правовыми нормами и следить за каждым изменением.

Таким образом, из всего следует сделать вывод: лицензия на недропользование – это важный юридический документ, который предоставляет право на использование и добычу подземных ресурсов

в определенной территории [5]. Выделено несколько причин, почему лицензия на пользование недрами является важной:

1. Легальность и законность: лицензия является документом, подтверждающим законное право на использование недр. Без лицензии добыча и использование подземных ресурсов могут быть незаконными и повлечь за собой правовые последствия.

2. Экономическое значение: добыча недр является важной отраслью экономики, поэтому лицензия на пользование недрами позволяет предприятиям и организациям законно осуществлять деятельность по добыче и использованию полезных ископаемых.

3. Ресурсная безопасность: лицензия на пользование недрами позволяет государству контролировать использование подземных ресурсов и обеспечивать их устойчивое и рациональное использование.

4. Экологические аспекты: лицензия также может содержать условия и требования по охране окружающей среды и соблюдению экологических стандартов при добыче недр, что способствует минимизации отрицательного воздействия на природу.

5. Инвестиционный потенциал: наличие права недропользования может повысить инвестиционный интерес со стороны инвесторов и партнеров, так как это подтверждает законность и стабильность деятельности в области добычи подземных ресурсов.

Лицензия на пользование недрами играет важную роль в регулировании деятельности по добыче и использованию подземных ресурсов, обеспечивая законность, экономическую эффективность, ресурсную безопасность и соблюдение экологических стандартов. Необходимо сопутствовать национальному проекту "Чистая вода" Реализация проекта позволит значительно улучшить состояние водоснабжения в городах и селах, повысить уровень жизни и благосостояния населения, а также внести существенный вклад в устойчивое развитие страны.

Литература

1. Аликин Э.А. Оценка использования ресурсного потенциала пресных подземных вод Пермского края // *Современные проблемы науки и образования*. – 2007. – № 2 – С. 7-11.
2. Боровский, Б. В. Актуальные проблемы геологического изучения недр при оценке запасов питьевых подземных вод в начале XXI века. Пути решения / Б. В. Боровский, А. Л. Язвин // *Недропользование XXI век*. – 2019. – № 6(82).
3. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 // СПС КонсультантПлюс.
4. Закон РФ "О недрах". Статья 2.3. Участки недр местного значения // СПС КонсультантПлюс.
6. Закон РФ "О недрах". Статья 9. Пользователи недр // СПС КонсультантПлюс.
7. Закон РФ "О недрах". Статья 11. Лицензия на пользование недрами // СПС КонсультантПлюс.
2. Закон РФ "О недрах". Статья 12. Содержание лицензии на пользование недрами // СПС КонсультантПлюс.
3. "Лицензирование пользования участками недр местного назначения." Электронный ресурс // URL: <https://priroda.permkrai.ru/deyatelnost/mineralno-syrevye-resursy/litsenzirovanie-polzovaniya-nedrami/> (дата обращения: 03.04.2024).
4. Макарова Е.А. Проблемы неучтенной добычи подземных вод в экономике России // *ЭкоПром*. – 2022.- С. 461-465.
5. "Основы геологии: понятие недр и полезных ископаемых, их классификация и значение в современном мире." Электронный ресурс // URL: <https://nauchniestati.ru/spravka/chto-takoe-nedra-poleznye-iskopaemye-mineralnye-i-toplivno-energeticheskie-resursy-i-principy-ih-klassifikaczii/?ysclid=ltad8ps2yr6552304105/> (дата обращения 03.04.2024) .
6. "Порядок получения права пользования недрами для добычи подземных вод." Электронный ресурс // URL: <https://depprirod.admhmao.ru/deyatelnost/regulirovanie-vodopolzovaniya/-nedropolzovanie-po-uchastkam-nedr-soderzhashchim-podzemnye-vody/uchastki-nedr-s-dobychey-bolee-500-kub-m-sutki/757162/poryadok-polucheniya-prava-polzovaniya-nedrami-dlya-dobychi/> (дата обращения: 03.04.2024).
7. "Разъяснение по вопросам в сфере лицензирования пользования недрами, содержащими подземные воды." Электронный ресурс // URL: <https://depprirod.admhmao.ru/deyatelnost/regulirovanie-vodopolzovaniya/-nedropolzovanie-po-uchastkam-nedr-soderzhashchim-podzemnye-vody/2295169/razyasnenie-po-voprosam-v-sfere-litsenzirovaniya-polzovaniya-nedrami-soderzhashchimi-podzemnye-vody-/> (дата обращения: 03.04.2024).
8. Фёдорова В.М. Особенности и проблемы лицензирования пользования недрами в учреждениях ФСИН России // *Академия ФСИН России – Том 9*. – 2019. – С. 233-239.

НЕФТЯНОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ГРУНТОВЫХ ВОД КОКУЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Соловьёва Александра Алексеевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: Shura.solovyova@bk.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Килин Юрий Афонасьевич

Аннотация: Нефтяное загрязнение поверхностных и грунтовых вод является серьезной проблемой для экосистемы и здоровья человека. Нефтяное загрязнение может возникать как в результате аварийных ситуаций, так и из-за неконтролируемых выбросов и утечек нефти в окружающую среду. Поверхностные и грунтовые воды могут серьезно пострадать от такого загрязнения, что в свою очередь может привести к серьезным последствиям. Научные исследования могут помочь выявить основные причины нефтяных утечек и разливов, что в свою очередь поможет разработать стратегии и меры предотвращения подобных ситуаций в будущем.

Ключевые слова: Нефтяное загрязнение, поверхностные и грунтовые воды, пещера Пономаревская, Кокуйское месторождение.

OIL POLLUTION OF SURFACE AND GROUNDWATER OF THE KOKUYSKOYE FIELD

Solovyova Alexandra

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Scientific supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kilin Yuri

Abstract: Oil pollution of surface and groundwater is a serious problem for the ecosystem and human health. Oil pollution can occur both as a result of emergency situations and due to uncontrolled emissions and leaks of oil into the environment. Surface and groundwater can be seriously affected by such pollution, which in turn can lead to serious consequences. Scientific research can help identify the main causes of oil leaks and spills, which in turn will help develop strategies and measures to prevent similar situations in the future.

Keywords: Oil pollution, surface and groundwater, Ponomarevsk cave, Kokuyskoye field.

Кокуйское газонефтяное месторождение расположено в Кунгурском и Ординском районах Пермского края, в 28 км юго-западнее г. Кунгура (рис. 1). Оно было открыто в 1961 г. Продуктивные горизонты на Кокуйском месторождении залегают на глубинах от 1200 до 1600 м. Разработка месторождения началась в 70-х годах XX века. [4]

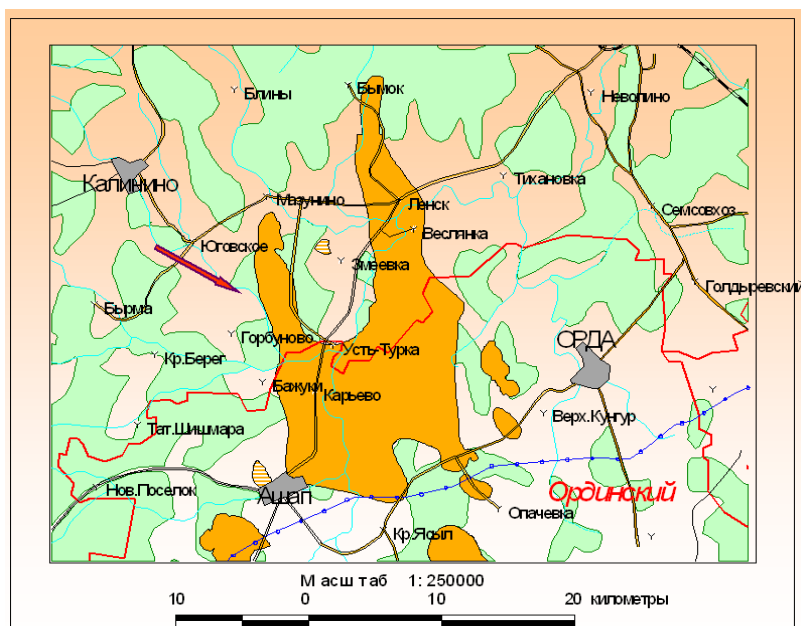


Рис. 1. Схема расположения Кокуйского месторождения

В настоящее время месторождение обустроено, имеются автодороги, пункты сбора нефти, нефтепроводы, водоводы, эксплуатационные скважины оборудованы качалками, имеются скважины заправки воды для поддержания пластового давления. Магистральной рекой пересекающей месторождение с юга на север является р. Ирень с правыми притоками вытекающие из кастовых гипсово-ангидритовых массивов – это реки Каменка, Тураевка, Ясылка. Бассейны этих рек наиболее загрязнены нефтепродуктами, что подтверждают материалы экспедиций кафедры динамической геологии и гидрогеологии.

Источниками загрязнения природных вод нефтепродуктами являются природные и техногенные факторы. Природные факторы связаны с формированием самого месторождения, активизации в неоген-четвертичный период тектонической активности, что привело частично к нарушению флюидопора, большая степень закарстованности территории по площади и глубине. Техногенные факторы связаны с эксплуатацией месторождения – порывы нефтепроводов, водоводов, заколонные перетоки в эксплуатационных скважинах.

Очаг загрязнения реки Каменка расположен выше ее родникового выхода. Родник Каменка представляет собой родниковую котловину в подошве правого склона долины реки, сложенного гипсо-ангидритовой толщей высотой до 15 м. Котловина сформирована водами двух родников восходящего и нисходящего типов. Вода в котловине имеет светло-голубоватый оттенок. На поверхности нефтяная пленка. В паводок при больших объемах разгрузки подземных вод, вода из родников имеет пульсационную динамику. При кратковременном повышении дебита источников вместе с водой на поверхность выходят сгустки нефти (рис. 2).

Природными причинами появления нефтепродуктов в долине реки Каменки связана с интенсивной нарушенностью осадочного чехла линейными субвертикальными тектоническими трещинно-разрывными структурами, образующими меридиональную полосу шириной от 0.5 до 0.8 км. Техногенные причины это заколонные перетоки и эксплуатационные утечки [4].



Рис. 2. Родник Каменка с нефтяным загрязнением.

До 1997 г никаких нефтепроявлений на участке родникового выхода р.Тураевки приуроченной к карстово-эрозионной долине не наблюдалось. Долина реки представляет в верхней части суходол, днище покрыто карстовыми воронками, в некоторых из них имеется вода. Ниже появляется поверхностный сток, который исчезает в карстовых пустотах в гипсовом обрыве правого борта [7].

Выше д. Павлово в 2-х км вверх зафиксированы 7 восходящих карстовых источников с суммарным дебитом 150л/с. Поверхностный сток родников поглощается карстовой воронкой, а через 500м он опять разгружается в виде двух родников с дебитом до 200м/с. На период обследования 2023г родник каптирован, ниже родника имеется нефтеловушка и оборудование для очистки нефтезагрязненных вод. Эксплуатационные скважины на нефть расположены по бортам долины.

Залповый выброс нефти в крупный карстовый источник, питающий р. Тураевка, впервые произошел 18 апреля 1997 года. Вода в реке покрылась пленкой нефти 20-сантиметровой толщины. В воздухе стоял удушающий специфический запах. В 250 метрах выше деревни, в месте выхода реки Тураевки, было обнаружено выделение нефти. В течении 10 дней последствия аварии были ликвидированы [7].

Одна из причинами появления нефти в родниковом стоке связана в основном с геолого-структурными особенностями территории расположения долины р.Тураевки. Долина находится в пределах «тектонического узла» – на стыке двух подземных валов, что обуславливает высокую степень раздробленности пород и поступление газонефтяного флюида в водоносный горизонт [2].

Нефтяное загрязнение проявляется на участке долины р.Ясылка расположенной на границе Кукуйского месторождения. Долина р.Ясылка это карстово-эрозионная долина, в верховьях имеется правое ответвление под названием Арапов ключ. Здесь из под правого борта сложенного гипсами лунежской пачки иренского горизонта кунгурского яруса нижней перми вытекают три родника с дебитом 3-5л/с с нефтяным загрязнением (рис. 3). Загрязнение отмечено в ручье Пономаревской пещеры, расположенной на левом борту долины р. Ясылка.



Рис. 3. Родник Арапов ключ (долина р. Ясылка)

В июне 2023 г. была проведена экспедиция кафедры динамической геологии и гидрогеологии. По материалам этой экспедиции наибольшее содержание нефтепродуктов, свыше 10,0 мг/дм³, отмечено в 2 пробах из 19, так же в 9 пробах содержание нефти свыше 0,5 мг/дм³. Наибольшее загрязнение нефтепродуктами отмечено в д. Павлово устье р. Тураевка 13,6 мг/дм³, р. Каменка 5,56 мг/дм³ и пещера Пономаревская, ручей на дне пещеры 79 мг/дм³.

Химический состав вод по общему содержанию анионов и катионов Кукуйского нефтяного месторождения наглядно можно посмотреть, на примере рек Тураевка, Каменка, Ясыл, на сравнительных графиках.

Таблица 1

Химический состав воды по общему содержанию анионов и катионов реки Тураевка

Наименование вещества, мг/дм ³	Год опробования		
	2016	2018	2023
HCO ₃	298,9	278	291
Ca	598,2	600	597
SO ₄	1410	1446	1451
Cl	47,3	57,6	65,4
Минерализация	2384,6	2438,78	2457,57
нефтепродукты	<0,05	0,23	13,6

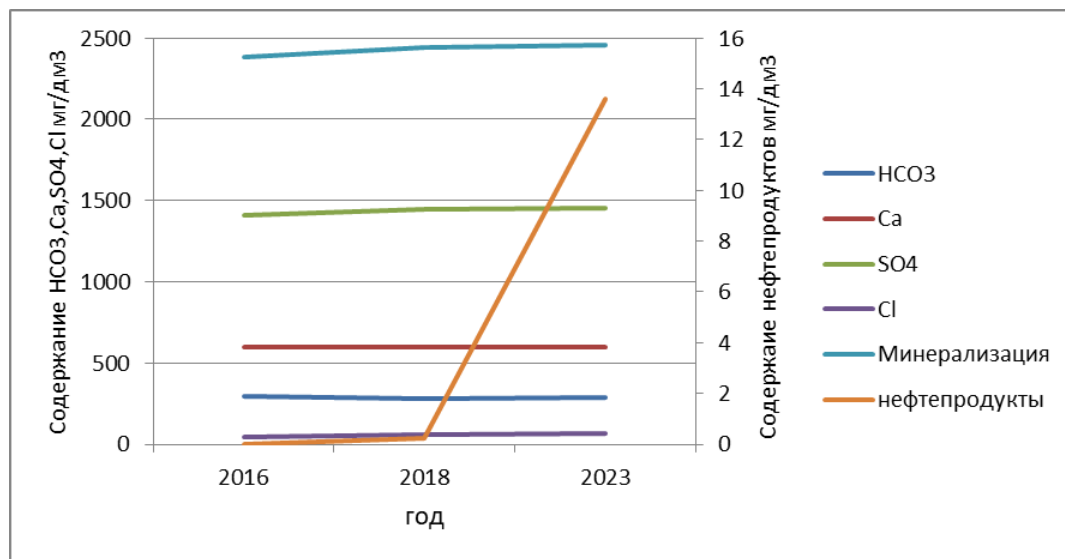


Рис. 4. Сравнительный график химического состава воды по общему содержанию анионов и катионов реки Тураевка

Таблица 2

Химический состав воды по общему содержанию анионов и катионов реки Каменка

Наименование вещества, мг/дм ³	Год опробования		
	2016	2018	2023
HCO ₃	388,9	416	449
Ca	622,3	798	713
SO ₄	1320	1259	1489
Минерализация	2555,3	4031,2	3559,54
Cl	107,3	397	618
нефтепродукты	<0,05	0,07	5,56

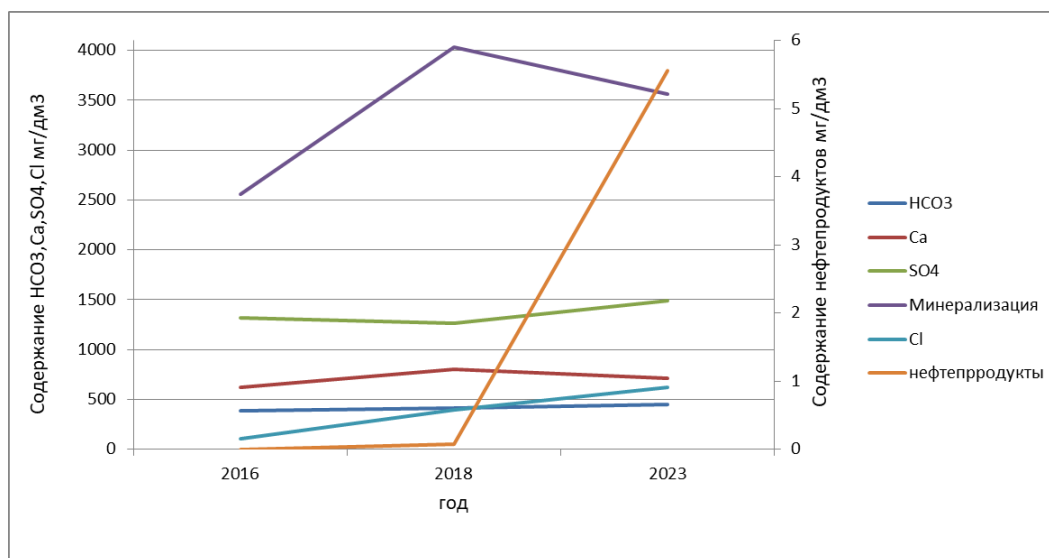


Рис. 5. Сравнительный график химического состава воды по общему содержанию анионов и катионов реки Каменка

Таблица 3

Химический состав воды по общему содержанию анионов и катионов реки Ясыл

Наименование вещества, мг/дм ³	Год опробования		
	2016	2018	2023
HCO ₃	277,6	214	186
Ca	574	567	593
SO ₄	1241	1183	1554
Cl	3	3,6	10,2
Минерализация	2136	1998,3	2383,6
Нефтепродукты	<0,05	0,65	0,84

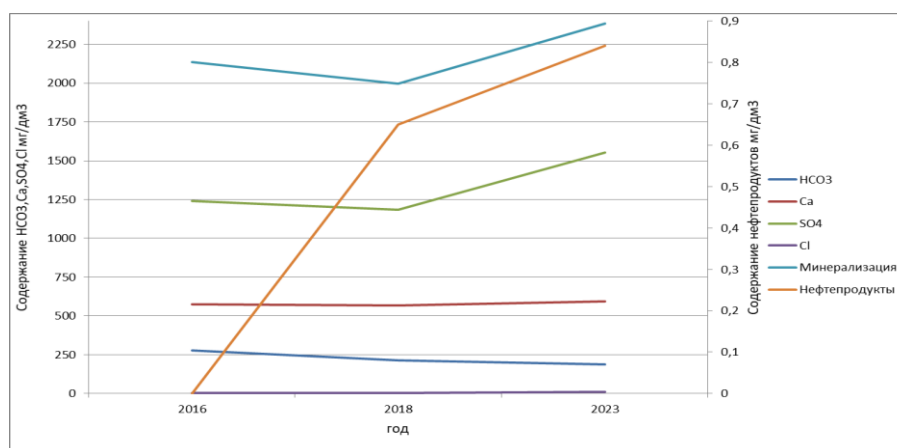


Рис. 6. Сравнительный график химического состава воды по общему содержанию анионов и катионов реки Ясыл.

Проанализировав сравнительные графики химического состава воды можно сделать вывод, что содержание нефтепродуктов увеличивается в реках Тураевка и Каменка резко возрастает в период с 2018 по 2023 год, в реке Ясыл это происходит с 2016 по 2018 год.

В 2016 году, в устьях рек впадающих в р. Ирень нефтяное загрязнение было $<0,05 \text{ мг/дм}^3$, что указывало на его очаговое распространение. Однако в 2023г было отмечено содержание нефтепродуктов, превышающих ПДК ($0,05 \text{ мг/дм}^3$). Это свидетельствует о продвижении фронта загрязнения в сторону р. Ирень.

Нефтяное загрязнение воды в ручье Пономаревской пещеры установлено в 2014г, содержание нефтепродуктов составило 1348 мг/дм³(с учетом наличия пленок). Ранее с 1999г. периодически при посещении пещеры визуально фиксировались загрязнения нефтепродуктами воды ручья, и отмечалась сильная загазованность. В мае 2016 содержание нефтепродуктов составило 3,04 мг/дм³, в июле 0,05 мг/дм³, в 2018 году 0,65 мг/дм³, а в 2023 году содержание нефтепродуктов в воде составляет 79 мг/дм³. Проявление нефтяного загрязнения носит периодический характер и зависит от сезона года, что видно на данном графике (Рис. 7).

Таблица 4

Химический состав воды по общему содержанию анионов и катионов «Пономаревская пещера»

Дата отбора/ содержание, мг/дм ³	03.1998	04.1998	05.1998	05.1998	08.1998	10.1998
HCO ₃	468,48	467,26	298,9	330,62	467,7	488
Ca	681,76	653,30	539,08	572,74	660,52	630,06
SO ₄	1433,72	1356,87	1367,44	1383,29	1296,83	1432,28
М	3052,00	2808,51	2409,05	2500,76	2710,17	2684,51
Дата отбора/ Содержание, мг/дм ³	10.2002	08.2014	05.2016	07.2016	07.2018	07.2023
HCO ₃	500,2	433	350,8	477,3	382	419
Ca	561,12	617,00	586,60	477,30	632,00	629
SO ₄	977,43	1360,00	1280,00	1310,00	1224,00	1450
М	2087,27	2476,00	2259,50	2476,70	2344,00	2499,85
Нефтепродукты	-	1348,00 ¹	3,04	0,05	0,65	79

Примечание: 1348,00¹ с учетом нефтяных пленок.

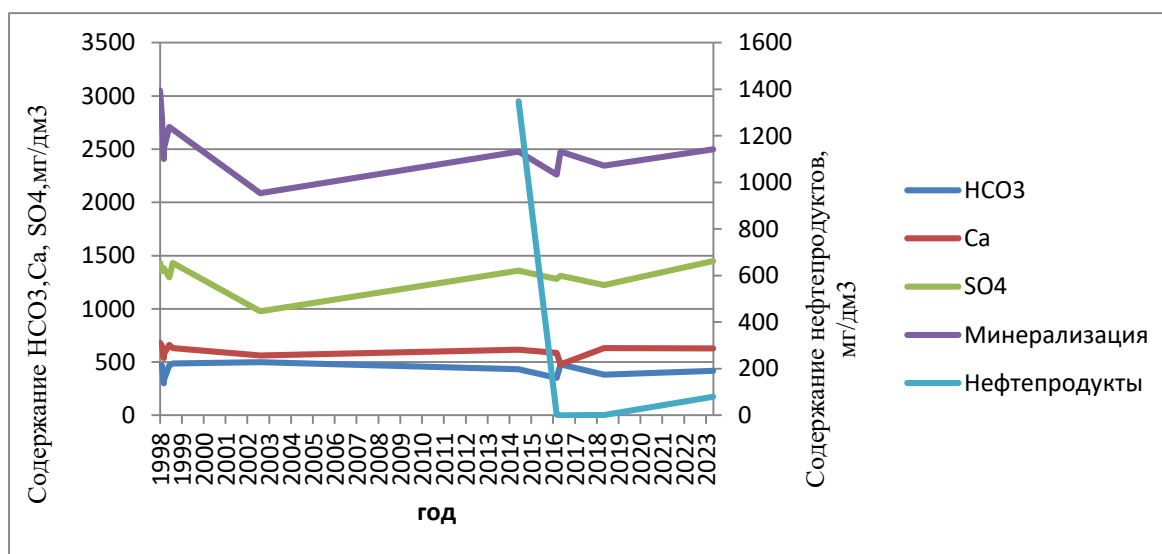


Рис. 7. Сравнительный график химического состава воды по общему содержанию анионов и катионов «Пономаревская пещера»



Рис. 8. Нефтяное загрязнение в Пономаревской пещере

Вывод. В результате исследования нефтяного загрязнения грунтовых и поверхностных вод Кукуйского нефтяного месторождения было выявлено, что существует значительный уровень загрязнения водных ресурсов нефтепродуктами. Это связано с недостаточной эффективностью мер по предотвращению утечек нефти.

Для решения проблемы необходимо принять комплекс мер, включающий в себя регулярный мониторинг состояния водных объектов, предусмотреть в районе родников рекультивацию грунтов с вывозом их на площадки ремедиации. На участках разливов нефти, предусмотреть сбор загрязненного грунта с вывозом его на площадки ремедиации, продолжить исследования на реки Ясыл (Пономаревская пещера), реки Каменка и реки Тураевка [8].

Эффективная реализация указанных мер позволит минимизировать риск загрязнения грунтовых и поверхностных вод Кукуйского нефтяного месторождения и обеспечить сохранение экологической устойчивости региона.

Литература

1. Абрикосов И.Х. Нефтегазоносность Пермской области. М., Гостоптехиздат, 1963.
2. Быков В.Н. Нефтегазовое карстование. //Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 2002 351 с.
3. Горбунова К. А., Андрейчук В. Н., Костарев В. П., Максимович Н, Г. Карст и пещеры Пермской области. // Пермь: Изд-во Перм. ун-та, 1992. С58-63.
4. Килин ЮА., Минькевич И. И., Особенности нефтяного загрязнения подземных и поверхностных вод в карстовых районах юга Пермского края. // Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь 2021. С157-159.
5. Костарев С.М. Особенности нефтепромыслового загрязнения геологической среды карстовых районов Пермского края. Экологическая безопасность и строительство в карстовых районах.// материалы Международного симпозиума; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь, 2015. – 367.
6. Максимович Н. Г. , Первова М. С. Особенности нефтяного загрязнения закарстованных территорий Пермского края. //Материалы годичной сес. Научн. совета РАН по пробл. Геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии (20-21 марта 2008 г.) – М.: ГЕОС, 2008 – вып. 10.- С. 224-228.
7. Шамгунова Ю.М. Загрязнение поверхностных и подземных вод бассейна реки Ирень // Геология в развивающемся мире. Перм. гос. нац. исслед. ун-т т.2. Пермь 2017 с. 239-241
8. Шамгунова Ю.М. Мероприятия по локализации и ликвидации очагов нефтяного загрязнения в бассейне реки Ирень// Геология в развивающемся мире. Перм. гос. нац. исслед. ун-т т.2. Пермь 2019.

УСЛОВИЯ РАЗВИТИЯ КАРСТА С. СЕРГА КУНГУРСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА

Торопов Максим Дмитриевич

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 4 курса, г. Пермь

e-mail: toropovmd@bk.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент, Ковалёва Татьяна Геннадьевна

Аннотация: Работа посвящена изучению условий развития карста территории с. Серга в Пермском крае, которая расположена на участке развития карбонатно-сульфатных пород. Рассмотрены все четыре условия развития карста, которые необходимы для последующей оценки карстоопасности этой территории. На исследуемой территории выполняются все условия: залегают растворимые карбонатно-сульфатные горные породы, для которых характерна водопроницаемость и отмечен водоносный горизонт, воды которого способны растворять.

Ключевые слова: карст, карстоопасность, карстовые воронки, карбонатные породы, сульфатные породы.

CONDITIONS FOR THE DEVELOPMENT OF KARST IN THE VILLAGE OF SERGA KUNGURSKY MUNICIPAL DISTRICT

Toropov Maksim

Perm State University, 4th year Student, Perm

Scientific supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Kovaleva Tatiana

Abstract: The work is devoted to studying the conditions for the development of karst in the village. Serga in the Perm region, which is located in the development zone of carbonate-sulfate rocks. All four conditions for the development of karst, necessary for the subsequent assessment of the karst danger of a given territory, are considered. In the study area, all conditions were met: soluble carbonate-sulfate rocks characterized by water permeability were discovered, an aquifer was noted, the waters of which are capable of dissolution.

Keywords: karst, karst danger, karst sinkholes, carbonate rocks, sulfate rocks.

В пределах многих регионов Российской Федерации ведется активное народнохозяйственное освоение закарстованных территорий. При строительстве и эксплуатации различного назначения зданий и сооружений на участках развития карста, люди неизбежно сталкиваются с развитием аварийных ситуаций. Фиксируются деформации (трещины, крены или перекосы) и провалы сооружений. Это составляет серьезную проблему. Требуются особые условия строительства и эксплуатации строений на закарстованных урбанизированных территориях. Также перед началом работ необходимы инженерно-геологические обоснования, что стройка здания будет безопасной. Однако на территории небольших населенных пунктов, где преобладают в основном частные домовладения, инженерно-геологические изыскания для строительства зачастую проводятся в ограниченном объеме или вовсе игнорируются. В связи с чем важны общая карстологическая оценка таких участков на локальном уровне и ознакомление с ее результатами заинтересованных в строительстве на этой территории лиц.

Ярким примером закарстованного региона является Пермский край, где площадь карстопроявлений составляет около 45 тыс. км², таким образом, они занимают почти треть территории края (160,2 тыс. км²) [3]. При этом стоит отметить, что Пермский край в числе лидеров регионов России по количеству покупок загородной недвижимости, а также край производит около 1,7%

сельскохозяйственной продукции в общем объеме страны. Данный факт косвенно, но все же подтверждает факт, что использование земель, подверженных карсту, просто неизбежно, как для сельского хозяйства, так и для различного рода гражданского строительства. Одним из таких районов Пермского края, является Кунгурский муниципальный округ. В данном исследовании предлагается рассмотреть участок муниципального округа, представленный селом Серга. Село по численности населения небольшое, но вокруг имеются неосвоенные поля, которые в будущем могут застраиваться.

В административном отношении исследуемая территория расположена на территории с. Серга Кунгурского муниципального округа юго-восточной части Пермского края (рис. 1).

Территория исследуемого участка приурочена к Русской плите. В геоморфологическом отношении участок расположен на Среднекамской долине.

Рельеф исследуемого участка равнинный, абсолютные отметки изменяются в пределах от 112,0 м до 137,0 м. Исследуемый участок расположен на правом берегу р. Сылва. Разгрузка подземных вод осуществляется в данный водоток. Территория подвержена средней техногенной нагрузке.

В тектоническом отношении территория исследования приурочена к Бымско-Кунгурской моноклинали.

Согласно региональным данным, в геологическом строении исследуемой территории принимают участие породы пермской (P) и четверичной систем (Q).

Четвертичная система на исследуемой территории представлена аллювиальными и делювиальными отложениями.

Аллювий пойменных террас и русла (aH) имеет повсеместное распространение. Сложен галечниками и песками; низкая пойма чаще всего образована иловатыми глинами и алевритовыми песками. Мощность современного аллювия – 5-20 м. Делювий (dlld) широко распространен на площади; развиты на вогнутых склонах долин рек и их притоков, часто – на поверхности режеской террасы. Делювий представлен суглинками, супесями светло-бурого цвета, нередко светло-коричневыми глинами с дресвой, щебнем и редкой галькой, иногда (в горах) отломами местных пород; материал обычно слабосортирован. Мощность делювия – 1-5 м.

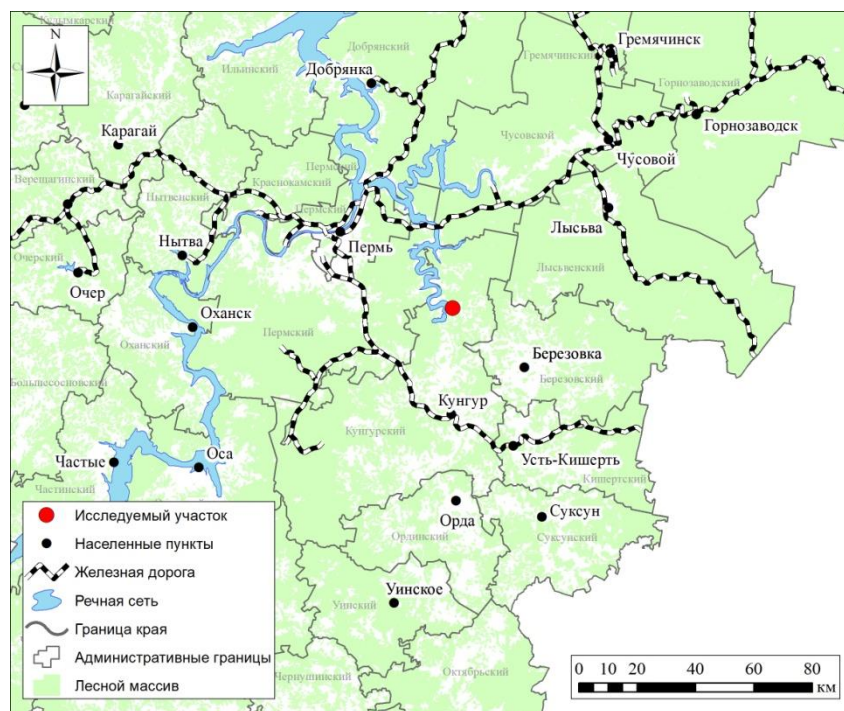


Рис. 1. Расположение исследуемого участка на территории Пермского края

Пермская система на территории исследования представлена породами кунгурского яруса нижнего отдела. Кунгурский ярус (P₁kg). Стратотип кунгурского яруса представлен иренским горизонтом. Иренский горизонт испытывает существенные изменения литологического состава в широтном направлении. К «классическому» иренскому горизонту отнесен тип разреза, в котором сульфатные пачки чередуются с карбонатными. Иренский горизонт слагают серые пелитоморфные, реже оолитовые и органогенно-детритовые доломиты с прослоями мергелей, аргиллитов, известняков и пластами ангидрита и гипса.

В гидрогеологическом отношении исследуемая территория принадлежит к Восточно-Русскому артезианскому сложному бассейну (структура I порядка), Предуральской группе бассейнов (структура II порядка).

Территория исследования входит в провинцию подземных вод восточной окраины Восточно-Европейской платформы и относится к гидрогеологической области карстовых вод Уфимского плато. На территории исследования получил развитие четвертичный аллювиально-делювиальный (adQ) водоносный комплекс с минерализацией 0,6-0,9 г/дм³.

Карст является одним из геологических процессов и как любой природный процесс может, происходит при соблюдении определенных условий. Поэтому карст будет развиваться и существовать, при следующих главных условиях: растворимых горных пород, их водопроницаемости, движущихся вод и их растворяющей способности [2]. Это основные условия, которые были выделены Д. С. Соколовым, без которых процесс карстообразования существовать не может.

Рассмотрим эти условия применительно к с. Серга.

1) Наличие растворимых горных пород:

Район с. Серга характеризуется залеганием карбонатно-сульфатных пород.

По данным карстологического бурения с 36,9 м вскрыты коренные породы пермской системы (рис. 2). Которые представлены ангидритом прочным, очень плотным, слабопористым, слаботрещиноватым, слабовыветрелым, неразмягчаемым, в интервале 36,9-37,3 м средней прочности, среднетрещиноватым, средневыветрелым, выход керна 96%, RQD: 36,9-38,0 м 10%, 38,0-39,0 м 100%, 39,0-40,0 м 95%.

Анализируя архивное бурение по данной территории, с 26,6 м встречается известняк доломитизированный, трещиноватый мощностью 8,2 м, далее по разрезу вскрывается доломит закарстованный с мощностью слоя 2,0 м и подстилает карбонатные породы ангидрит слаботрещиноватый со вскрытой мощностью 28,0 м с прослоем доломита.

Немаловажным фактором являются перекрывающие отложения, которые на данной территории представлены техногенным грунтом, аллювиальными отложениями, и элювиальными глинистыми грунтами пермской системы:

Техногенный грунт (tQ) представлен песком коричневым, средней крупности, неоднородным с включением щебня известняка серо-коричневого и обломков красного кирпича до 5%. Мощность техногенных образований 0,8 м.

Аллювиальные отложения (aQ) представлены:

- суглинком тугопластичным, легким, пылеватым, с прослоями от 2 до 4 см песка коричневого, мощностью 11,2 м;
- суглинком полутвердым, легким, пылеватым, в подошве слоя до тяжелого, с редкими прослоями супеси, мощностью 3,2 м;
- супесью пластичной, песчанистой, с прослоями песка, мощностью 3,0 м;
- супесью пластичной, песчанистой, гравелистой, с прослоями песка, мощностью 3,2 м;
- гравийным грунтом, неоднородным, очень прочным, насыщенным водой, невыветрелым; заполнитель – песок водонасыщенный. Мощность слоя составляет 6,9 м.

Мощность аллювиальных отложений составляет 31,2 м.

Пермская система представлена породами кунгурского яруса нижнего отдела (P₁kg). В кровле пермские отложения представлены элювиальными глинистыми породами:

- суглинком полутвердым, легким, пылеватым, галечниковым, с включениями дресвы и щебня известняка средней прочности, среднетрещиноватого, сильновыветрелого, в интервале 32,0-33,0 м с включениями гравия и гальки кремнистого состава. Мощность слоя составляет 4,9 м.

Таким образом, бурение подтверждает залегание на территории села, потенциально карстующихся пород, которые могут быть подвержены карстовым процессам. А перекрывающие отложения дополнительный фактор развития данного процесса.

2) Водопроницаемость растворимых горных пород. Второе условие развития карста, которое может быть обусловлено трещиноватостью, пористостью и кавернозностью, и трещиноватостью в сочетании с пористостью; определяемое составом пород, условиями образования, тектоникой и историей геологического развития.

Исходя из геологического описания, породы, которые потенциально подверженные карсту, находятся на глубине около 37 метров, но тем не менее за счет инфильтрации вод через перекрывающие отложения вода способна просачиваться. При этом вода установилась на 19 м. Также в перекрывающих отложениях суглинок с прослоями песка, супесь, что повышает коэффициент фильтрации, в сравнении с тем, если была бы только однородная глина. В подошве аллювиальных отложений вскрывается

гравийный грунт, его же коэффициент фильтрации может достигать порядка 100 м/сут и более, соответственно в данном слое происходит активная инфильтрация. И коренные глинистые породы с прослойками дресвы и щебня, известняка, гальки и гравия кремнистого состава, аналогично влияют на просачивание.

Сами же коренные сульфатные породы, которые могут быть подвержены карстовым процессам, по описанию имеют трещиноватость, выветрелость.

За счет приведенных характеристик можем сделать вывод, что вода способна проникать в глубоко залегающие слои. Соответственно, условие водопроницаемости пород выполняется на изучаемой территории.



Рис. 2. Коренные породы пермской системы, представлены ангидритом

3) *Наличие движения воды в карстующихся породах* (определяется особенностями геологического строения территории).

Непосредственно рядом с исследуемым участком располагается основная водная артерия района – р. Сылва, а в непосредственной близости протекает ее приток – р. Сергинка. Речные воды, особенно во время весеннего половодья, влияют на развитие карстовых процессов. Иногда фиксируются факты незамерзания полыньи на реках, что подтверждает наличие выходов карстовых вод. Данная территория характеризуется сложным характером распространения подземных вод. В районе распространения гипсоангидритового комплекса развиты разобщенные карстовые водотоки (район спорадического распространения вод иренских отложений).

Отсутствие региональных водоупоров, различный литологический состав и трещиноватость водовмещающих пород способствуют их гидравлической связи и обуславливают разную гидродинамику и химический состав подземных вод. Отмечается тесная гидравлическая связь поверхностных и подземных вод.

Гидрогеологические условия изучаемой территории, до исследуемой глубины 40,0 м, характеризуются наличием одного горизонта подземных вод.

Водовмещающими породами служат аллювиальные супеси пластичные, песчанистые, гравелистые, с прослоями песка. Воды вскрыты на глубине 22,0 м, устанавливаются на глубине 19,0 м, подземные воды являются напорными с высотой столба воды 3,0 м.

Питание горизонта осуществляется за счёт инфильтрации атмосферных осадков, разгрузка водоносного горизонта осуществляется в Камское водохранилище.

4) *Растворяющая способность воды.*

Проведя химический анализ пробы воды, отобранной из вскрытого водоносного горизонта, вода по химическому составу следующая — хлоридно-гидрокарбонатно-сульфатная магниево-кальциевая ($\text{Cl-HCO}_3\text{-SO}_4\text{-Mg-Ca}$) с минерализацией 1,160 г/дм³.

По данным химического анализа подземные воды являются агрессивными к галоидам, ангидритам, гипсам и доломитам, неагрессивные к известнякам. Степень агрессивности воды к карстующимся горным породам, определенная через произведение активностей (Руководство по инженерно-геологическим изысканиям в районах развития карста, 1995, пп. 5.44-5.49)

Процесс растворения гипса и ангидрита имеет сложные закономерности. Относительная скорость растворения меняется со временем в зависимости от многих факторов, в частности, от характера взаимодействия породы с водой, состава и минерализации последней, минерального состава породы, температурного режима.

Проанализировав условия развития карста и применив их к исследуемой территории, можем сказать, что карстовые процессы должны быть хорошо развиты.

В подтверждении об активном развитии карста, были проанализированы космоснимки с. Серга и прилегающих территорий. На которых очень четко прослеживаются карстовые поля (рис. 3), отдельно расположенные воронки и понижения.

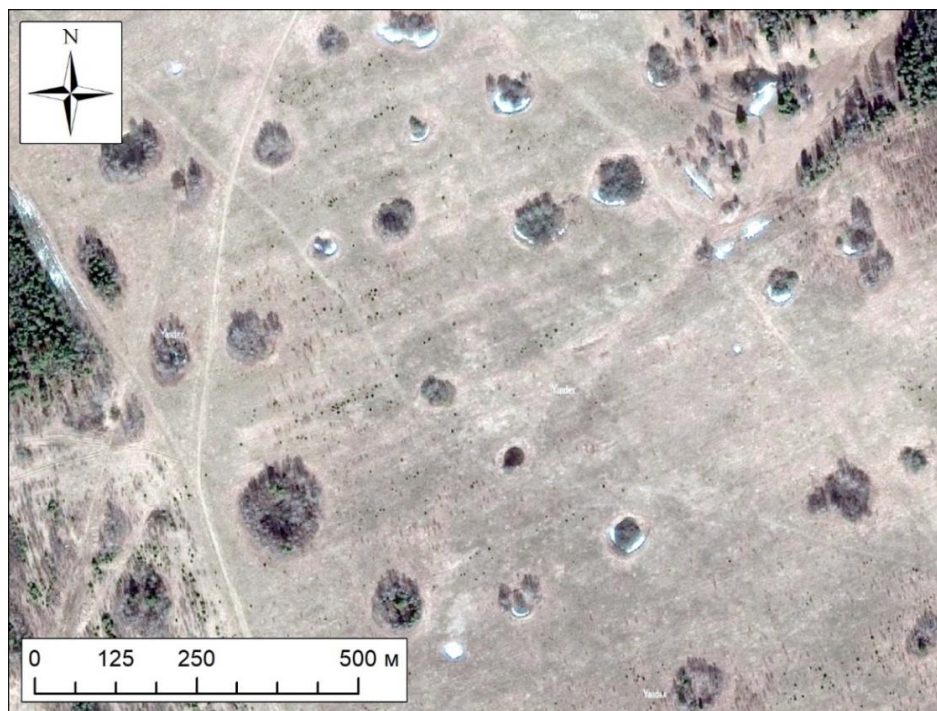


Рис. 3. Карстовое поле вблизи с. Серга

Поверхностная закарстованность на площади 18,1 км² (в буферной зоне 2 км от центра села), территории исследования, представлена в основном воронками, были отмечены карстовые озера. Средний диаметр воронок составляет 18,0 м. В морфологическом отношении большинство воронок круглые в плане, в профиле – чашеобразные. А также в окрестностях села отмечаются современные провалообразования (рис. 4).



Рис. 4. Провал в восточной части села Серга (09.04.2021 г.)

Помимо этого, на северо-западе от села находится Андроновский грот (Сергинская пещера). Ширина грота 8 м, длина 50 м. На дне, почти сразу от входа, начинается озеро с очень прозрачной водой, глубина до 1,5 м.

Предположения подтверждается и опубликованным данным, что исследуемый участок относится к Нижнесыслвенскому карстовому району [1]. Согласно карте карстоопасности Пермского края, выполненной в рамках отчета о научно-исследовательской работе «Мониторинг закарстованных территорий Пермской области», 2010 г. ГОУВПО ПГУ исследуемый участок расположен на территории, характеризующейся опасной категории карстоопасности.

Вывод. Таким образом, на исследуемом участке созданы условия для развития активного карстового процесса: наличие карбонатно-сульфатных пород в разрезе, водопроницаемость растворимых пород, взаимосвязь карстующихся пород с водоносным горизонтом, растворяющая способность воды. В результате развития карстового процесса на поверхности в окрестностях поселка образовались карстовые воронки, периодически происходит новое провалообразование. При новом строительстве на данной территории необходимо учитывать наличие условий и факторов развития активного карстового процесса.

Литература

1. Максимович Н. Г. Сульфатный карст Пермского края: монография/ Н. Г. Максимович, О. И Кадебская, О. Ю. Мещерякова; ПГНИУ, ЕНИ ПГНИУ, ГИ УрО РАН. – Пермь, 2021 – 302 с.
2. Министерство природных ресурсов, лесного хозяйства и экологии Пермского края. URL: (<https://priroda.permkrai.ru/novosti/?id=248939>) (дата обращения: 01.03.2024).
3. Соколов Д.С. Основные условия развития карста. М., 1962.
4. Ураловед URL: <https://uraloved.ru/andronovskij-grot-i-selo-serga> (дата обращения: 27.03.2024).

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 8:
ГЕОЭКОЛОГИЯ И ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"

SECTION 8:
GEOECOLOGY AND ENVIRONMENTAL PROTECTION

ПРОБЛЕМА РЕКУЛЬТИВАЦИИ НАРУШЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Александрова Анна Александровна

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

магистрант 2 курса, г. Санкт-Петербург

e-mail: Alexandrovaaa000@gmail.com

Научный руководитель: к.т.н., доцент Матвеева Вера Анатольевна

Аннотация: Важной составляющей минимизации последствий антропогенного воздействия на окружающую среду является рекультивация. Её процессам необходимо уделять большое внимание, потому как с помощью рекультивации существует возможность восстановления первоначальной ценности земли, её продуктивности, предотвращения загрязнения окружающей среды. В данной статье систематизирована информация о рекультивации техногенных массивов в Арктической зоне РФ и проблемах, связанных со спецификой их местонахождения.

Ключевые слова: Рекультивация, техногенный массив, нарушенные земли, Арктическая зона.

THE PROBLEM OF RECLAMATION OF DISTURBED LAND IN THE ARCTIC ZONE AND WAYS TO SOLVE IT

Alexandrova Anna

St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II

2nd year Master's Degree Student, Saint Petersburg

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor Matveeva Vera

Abstract: Reclamation is considered to be an important component of minimizing the consequences of anthropogenic impact on the environment. The reclamation processes need to be given great attention because of its possibility to help to restore the original value of the land, its productivity, and prevent environmental pollution. The article summarizes the information about the reclamation of man-made areas in the Arctic zone of the Russian Federation and the problems associated with the specifics of their location.

Keywords: Reclamation, man-made area, disturbed lands, Arctic zone.

Наибольший вклад в образование техногенных массивов вносит горная отрасль промышленности. С увеличением объема производства остро встала проблема рекультивации нарушенных земель. В результате функционирования отвалов и хвостохранилищ происходит загрязнение всех компонентов окружающей природной среды.

Техногенные массивы представляют собой антропогенно преобразованные ландшафты, своеобразный «заслон» для нормального хода процессов, протекающих в биосфере. При отсутствии должного обращения с техногенными ландшафтами есть вероятность появления проблем, связанных с нарушением циркуляции вещества. Техногенные ландшафты могут представлять собой полностью «вымершую» породу с отсутствием какого-либо растительного покрова, но неся в себе инвазивные вещества, встречающиеся лишь в глубине залегающих пород. Состав таких техногенных массивов представлен лишь минеральной частью, вследствие чего отсутствует возможность использования данной территории для выращивания каких-либо культур по причине отсутствия плодородного слоя почвы.

Наиболее распространенными техногенными ландшафтами в Арктической зоне являются карьеры, отвалы пустых пород и хвостохранилища. Явление низкой устойчивости северных экосистем к различным формам антропогенного воздействия достаточно хорошо известно. Последнее обстоятельство определяется низким биоразнообразием и низкой биологической продуктивностью, обеднением трофических связей и слабой устойчивостью организмов северных популяций к внешним нагрузкам.

Свою роль в загрязнении также играет водная и ветровая эрозия, провоцирующая распространение химических элементов далеко за пределы территории объектов накопления и хранения отходов. В результате для восстановления нарушенных земель и снижения негативного воздействия на окружающую среду необходима разработка специальных мероприятий, учитывающих специфику региона, тип почв, климатические характеристики, экономическую эффективность.

Рекультивация нарушенных земель в целом представляет собой комплекс мероприятий, сопряженных с серьезными финансовыми затратами. Начиная от затрат на определение наиболее эффективного способа рекультивации, заканчивая поиском метода её осуществления. В зависимости от того, как именно было решено рекультивировать техногенный массив, возникает ряд непростых задач. Например, если делается упор на биологическую рекультивацию, то возникает необходимость в тщательном подборе растительности, которая удовлетворяла бы определённым критериям [11]. Поиск нужной растительности также вызывает определенные сложности, так как питомники, в которых можно приобрести семена или саженцы растений, не всегда присутствуют в непосредственной близости от рекультивируемого объекта. Если рекультивацию принято проводить с упором на химический аспект, например, приведение pH почвы в нормальное для данного типа почв состояние [5], то возникает вопрос о возможности проведения таких манипуляций рядом с населенным пунктом.

Также есть проблема рекультивации техногенных массивов, которые уже достаточное количество времени, например десятки лет, не были тронуты человеком. В основном, такие массивы подвергаются самозарастанию, но при наличии в них тяжелых металлов [11] растительность не способствует их уменьшению.

Если говорить конкретно о территории Арктической зоны, то основной проблемой рекультивации техногенных массивов является низкое содержание органического вещества и неблагоприятные климатические условия. Это затрудняет поиск наиболее эффективного решения вопроса рекультивации. С технической точки зрения, также возникает проблема отведения воды [4]. Во время эксплуатации хвостохранилища не всегда есть возможность пустить воду в замкнутый цикл, как, например, это сделано в городе Мирный в Республике Саха (Якутия), где вода по трубопроводу поступает на обогатительную фабрику, тем самым замыкая круг и препятствуя обильному заводнению техногенного массива.

Ещё одной проблемой техногенных массивов Арктической зоны является высокая засоленность почв. Степень засоленности варьируется от сильно- до очень сильнозасоленных типов почвы, что препятствует использованию обычно применяющихся методов подготовки к рекультивации.

В районе вечной мерзлоты на примере трубки Удачная, был рассмотрен мерзлотно-гидрогеологический разрез. Концентрация солей увеличивается с глубиной от соленых вод до рассолов. Для минимизации нанесения ущерба окружающей среде необходимо создание бессточных поверхностных накопителей [6]. Такой метод, к сожалению, при длительном хранении вод даёт сбой, и эксплуатация таких сооружений может создать достаточно серьезные негативные экологические последствия.

Как было отмечено выше, основной проблемой, возникающей при попытке рекультивации техногенных массивов является низкое плодородие почв [2]. Использование мелиорантов может помочь в решении этой проблемы. Существует классификация мелиорантов, используемых при рекультивации земель [3]:

- По составу;

- По воздействию;

- По происхождению.

По составу мелиоранты делятся на органические, минеральные и органоминеральные.

По воздействию на мелиоранты-сорбенты, удобрения мелиоранты, мелиоранты-структурообразователи, мелиоранты, оптимизирующие кислотность.

По происхождению мелиоранты делятся на искусственные, природные и нетрадиционные.

В качестве мелиорантов Т.А. Петрова и Э. Рудзиш [10] для рекультивации техногенно-нарушенных земель предлагают использование осадков сточных вод. Наличие большого количества органического вещества в осадках сточных вод (табл.) даёт возможность их использования для рекультивации, причем достаточно успешной.

Таблица

Усреднённые состав и характеристика ОСВ [10]

Характеристика	Осадок городских сточных вод
pH	6,0-7,5
Электропроводность, мкСм/см	1,39-2,83
Органическое вещество, %	26,6-83,5
N (общий), %	5-20
P (P ₂ O ₅), %	2-20
Zn, мг/кг	500-1000
Cu, мг/кг	90-800
Cr, мг/кг	16-288
Ni, мг/кг	10-140
Pb, мг/кг	1,5-190
Cd, мг/кг	0,5-2

В данном способе есть существенный недостаток. Наличие тяжелых металлов как в сточных водах, так и в почвах, что приводит к повышению их концентрации. Необходимо четко проследить и проводить мониторинг внесения осадков сточных вод.

Площадь сухопутной части арктической зоны РФ – 5 млн. км², население порядка 2,5 млн. человек. Среднее предприятие по очистке сточных вод производит около 40 г. сухого вещества в день на одного жителя. Исходя из этого, можно сделать вывод, что в арктической зоне довольно большое скопление иловых карт, стабилизированный осадок из которых может быть успешно использован для рекультивации техногенных массивов.

Данная мера позволит избавиться от скопления отхода IV класса опасности и, благодаря высокому содержанию органического вещества, при правильно подобранных концентрациях благоприятно повлияет на исход биологического этапа рекультивации.

Проблему с рекультивацией усложняет отсутствие питомников необходимых растений в зоне проведения мероприятий. В связи с этим необходимо рассматривать возможность строительства питомников в непосредственной близости от района проведения рекультивации, так как посадка семян является менее результативным способом, нежели посадка саженцев растений, специально выведенных для данного типа почв и климатических условий [7,8].

Опыт рекультивации отвалов алмазодобывающей промышленности можно проследить в работе С.И. Мироновой [1]. Совместно с сотрудниками института «Якутнипроалмаз» был рекультивирован отвал №6 трубы «Мир» Мирнинского горно-обогатительного комбината. С помощью отсыпки плодородного грунта, посева семян многолетних трав и внесения удобрений, сотрудники добились достаточно впечатляющих результатов.

Таким образом, рекультивация нарушенных земель в Арктической зоне является весьма трудоемкой задачей, которая должна решаться в комплексе путём использования мелиорантов, в качестве которых может выступать стабилизированный осадок сточных вод. Необходимо также рассматривать проблему отведения воды, минимизируя при этом возможность развития водной эрозии.

Литература

1. Миронова С. И. Эффективные способы биологической рекультивации в Якутии // *Наука и техника в Якутии*. 2015. 38-41. <https://doi.org/10.24411/1728-516X-2015-00005>;
2. Никифоров А. А. Техногенные ландшафты месторождения «Айхал» // *Проблемы региональной экологии*. 2021, 55-58. <https://doi.org/10.24412/1728-323X-2021-5-55-58>;
3. Петрова Т. А., Рудзиси Э. Виды мелиорантов для рекультивации техногенно нарушенных территорий горной промышленности. *Горный информационно-аналитический бюллетень*. 2021, 100–112. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vidy-meliorantov-dlya-rekultivatsii-tehnogenno-narushennyh-territoriy-gornoj-promyshlennosti> (дата обращения: 10.03.2024);
4. Савичев О. Г., Гусева Н. В., Хвацевская А. А., Иванов А. Ю., Ян Хэн, Чжоу Дянь. Эксперимент по оценке самоочищения Обского болота (Западная Сибирь, Томская область) // *Известия ТПУ*. 2022. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/eksperiment-po-otsenke-samoochisleniya-obskogo-bolota-zapadnaya-sibir-tomskaya-oblast> (дата обращения: 27.02.2024);
5. Beznosikov, V. A., & Lodygin, E. D. Geochemical assessment of ecological state of soils // *Gigiena i Sanitariya*. 2018. № 7. 623-628. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geohimicheskaya-otsenka-ekologicheskogo-sostoyaniya-pochv> (дата обращения: 01.03.2024);
6. Golubev, D. A., Krupskaya, L. T., Gu, L. P., & Filatova, M. Y. Carbon budget assessment in reclaimed lands in the far east federal district // *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2019, 98-108. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2019-04-0-98-108>;
7. Krupskaya, L. T., Gul, L. P., Filatova, M. Y., Romashkina, E. A., & Kolobanov, K. A. Problems and prospects for forest restoration, conservation and protection by reclamation during mineral development in the far eastern federal district // *Paper presented at the IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2021. 876 <https://doi.org/10.1088/1755-1315/876/1/012046>;
8. Krupskaya, L. T., Zvereva, V. P., Sklyarova, G. F., & Orlov, A. M. Aboveground mining waste storage as an ecosystem pollution source and waste exploitability in Russia's far east // *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2021. 5-21. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2021-2-0-5-21>;
9. Lavrinenko, A. T., Ostapova, N. A., Safronova, O. S., & Evseeva, I. N. A method of growing trees and shrub species for biological recultivation of technogenic dumps in the arid environment of the republic of Khakassia // *Ugol'*. 2018. 92-94. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sposob-vyraschivaniya-drevesno-kustarnikovyh-porod-dlya-biologicheskoy-rekultivatsii-tehnogennyh-otvalov-v-aridnyh-usloviyah> (дата обращения: 15.02.2024);
10. Petrova, T. A., & Rudzisha, E. (2021). Utilization of sewage sludge as an ameliorant for reclamation of technogenically disturbed lands // *Journal of Mining Institute*. 2021. 767-776. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.5.16>;
11. Sarapulova, G. I. Environmental geochemical assessment of technogenic soils // *Journal of Mining Institute*. 2018. 658-662. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/environmental-geochemical-assessment-of-technogenic-soils> (дата обращения: 02.03.2024).

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОБЛЕМЫ ВЫБРОСОВ ПЫЛИ НА ХВОСТОХРАНИЛИЩЕ ПГС «ПРЕДПРИЯТИЕ ЭРДЭНЭТ» В МОНГОЛИИ

Ганбаатар Анххуслэн

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
магистрант 2 курса, г. Санкт-Петербург
e-mail: ankhuslen1202@gmail.com*

Иванов Андрей Владимирович,

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, к.т.н.
г. Санкт-Петербург
e-mail: andrey-racer@mail.ru*

Аннотация: В данной научной статье рассматривается проблема воздушного загрязнения твердыми частицами в регионе г. Эрдэнэт в Монголии, вызванная выбросами пыли из хвостохранилища Предприятия с государственной собственностью (ПГС) "Предприятие Эрдэнэт". Представлен обзор основных источников загрязнения и препятствий для их полного подавления, описаны различные методы борьбы с пылью. Особое внимание уделено методу контроля влажности для эффективного снижения пылевыведения. Исследование критической влажности на образце песка хвостового хозяйства ПГС "Предприятие Эрдэнэт" позволяет определить оптимальные параметры влажности для уменьшения загрязнения воздуха. Полученные результаты могут быть полезны для разработки и внедрения эффективных стратегий управления загрязнением на хвостохранилищах и в других промышленных секторах.

Ключевые слова: хвостохранилище, хвосты обогащения, пыль, PM10, критическая влажность.

INVESTIGATION OF DUST EMISSIONS AT THE TAILINGS STORAGE OF "ERDENET MINING CORPORATION" SOE IN MONGOLIA

Ankhhuslen Ganbaatar

Saint Petersburg Mining University, 2nd year Master's Degree Student, Saint Petersburg

Andrey Vladimirovich Ivanov

*Saint Petersburg Mining University, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of
Department of Geoecology, Saint Petersburg*

Abstract: This scientific study examines the issue of airborne particulate pollution in the Erdenet region of Mongolia, attributed to dust emissions from the tailings storage of the State-Owned Enterprise (SOE) "Erdenet Mining Corporation". The article presents an overview of primary pollution sources and obstacles to their complete suppression, along with descriptions of various dust control methods. Special emphasis is placed on moisture control techniques for effectively reducing dust emissions. Investigation into the critical moisture content of tailings sand samples from the "Erdenet Mining Corporation" SOE enables the determination of optimal moisture parameters for reducing air pollution. The findings are anticipated to inform the development and implementation of effective pollution management strategies in tailings dams and other industrial sectors.

Keywords: tailings storage, ore tailings, dust, PM10, critical moisture.

Введение

Современное обогащение руд является важной составной частью металлургической промышленности, обеспечивая сырьем для широкого спектра промышленных производств. Хвосты, которые образуются в результате обогащения руды, складываются в хвостохранилищах и могут включать в себя камни, песок, глину, пыль и различные химические отходы, включая тяжелые металлы

и химические соединения [4,10]. Хвостохранилища также чаще рассматриваются как потенциальные вторичные источники некоторых важнейших минералов [3], но несмотря на это оказывают разнообразное отрицательное воздействие на окружающую среду.

В исследовании [11] авторы отмечают, что дренажные стоки хвостохранилищ сбрасываются в подземные и поверхностные водотоки, загрязняя их растворенными металлами, также из-за длительного загрязнения в реке образуются донные отложения с повышенным содержанием металлов, которые намного превышают соответствующие значения предельно допустимых концентраций (ПДК). Загрязнение поверхностных и подземных вод тяжелыми металлами может угрожать живым организмам в водных экосистемах и затруднять использование воды для питья, сельского хозяйства и промышленности.

Отходы из хвостохранилищ, содержащие тяжелые металлы и попавшие на соприкасающиеся почвенные участки, изменяют их химический состав и способность поддерживать растительность [1,5]. Металлы, поглощаемые растениями, могут представлять собой потенциальное загрязнение пищевой цепи, загрязнение воды тяжелыми металлами может привести к различным заболеваниям человека. Немало исследований были сосредоточены на загрязнении металлами и воздействии на здоровье в горнодобывающих предприятиях по всему миру, исследуя взаимосвязь между концентрациями металлов, распространенных из хвостохранилища в результате ветровых и водных эрозий, и рисками для здоровья [6,10].

Результаты рассмотренных исследований подчеркивают важность мониторинга и регулирования воздействия объектов хранения отходов горнодобывающей промышленности на окружающую среду и здоровье местного населения. Хвостохранилища являются наиболее интенсивными источниками аэротехногенного воздействия на окружающую среду и требуют системного управления, включая контроль влажности, использование защитных структур и регулярный мониторинг качества воздуха, для предотвращения запыления и снижения его воздействия на окружающую среду и здоровье.

Хвостохранилище ПГС “Предприятие Эрдэнэт”

ПГС “Предприятие Эрдэнэт” в Монголии является одним из крупнейших в мире производителей меди и молибдена. Район месторождения “Эрдэнэтийн-Овоо” находится в межгорье Хангайской и Хэнтийской горных систем в среднегорной местности с абсолютными отметками 1200 – 1700 м. В 60 км севернее и 40 км южнее протекают крупные реки Орхон и Сэлэнга, принадлежащие бассейну озера Байкал.

Климат района – континентальный, с трехмесячным безморозным периодом. На таблице представлены среднемесячные климатические показатели за последние три года [19].

Таблица

Среднемесячные показатели 2021-2023 годов г. Эрдэнэт

Год	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Температура, °C												
2021	-16.50	-10.06	-1.93	2.24	7.75	14.18	17.11	14.44	8.63	1.93	-5.34	-10.78
2022	-14.54	-14.51	-4.43	3.40	11.29	15.72	15.41	13.73	10.70	0.56	-8.01	-16.73
2023	-15.80	-11.07	-2.51	0.05	7.38	15.64	16.81	16.02	10.10	5.20	-8.70	-15.95
Относительная влажность воздуха, %												
2021	58.00	55.50	44.45	50.20	53.68	61.47	72.74	74.13	69.27	53.52	50.37	53.35
2022	64.20	58.85	42.77	42.14	42.63	62.38	70.20	72.60	56.97	53.93	58.17	50.73
2023	57.20	59.97	42.93	40.14	51.23	60.90	60.93	73.37	73.17	53.49	62.03	64.87
Скорость ветра, м/с												
2021	2.38	2.57	2.71	3.05	3.20	2.64	2.30	2.51	2.08	2.20	2.55	2.27
2022	1.83	2.07	2.63	3.01	2.97	2.46	2.44	2.19	2.59	2.54	2.29	1.99
2023	2.42	1.95	3.01	3.45	3.01	2.34	2.52	1.96	2.24	2.37	2.51	1.95
Количество осадков за месяц, мм												
2021	2.90	4.50	13.70	29.40	57.90	77.60	96.50	159.60	46.20	6.80	2.40	2.40
2022	4.50	0.80	2.70	8.00	28.40	70.30	93.10	90.20	40.60	10.80	9.20	4.70
2023	4.20	0.20	10.20	4.70	60.50	58.90	114.80	146.00	82.20	15.70	12.40	6.80

Средняя температура января – самого холодного месяца – минус 14–16 °С, самого теплого – июль – плюс 15–18 °С. Среднегодовая температура плюс 1,4 °С. Среднегодовое количество осадков за последние 3 года составило 460 мм, из них около 66% приходится на летний период.

В районе развита островная вечная мерзлота, приуроченная главным образом к покрытым лесом северным склонам сопок. Глубина сезонного промерзания достигает 5–6 м. Среднегодовая относительная влажность воздуха – 56%.

Сульфидная руда, поступающая на обогатительную фабрику (ОФ) ПГС “Предприятие Эрдэнэт” перерабатывается традиционным флотационным методом. Отходы ОФ поступают в хвостохранилище, где происходит разделение твердых частиц от пульпообразной массы.

Данное хвостохранилище введено в эксплуатацию в 1974 г. и по состоянию на январь 2024 года всего накоплено около 1 млрд тонн отработанного песка и представляет собой сооружение со стометровой дамбой, перекрывающей площадь 2223 га. Площадь участка с уложенными хвостами занимает 68,5%; дамбы – 11,5%; отстойный пруд – 20% (рис. 1).

В зависимости от устойчивости дамбы различают участки зимнего и летнего намыва. При сбросе пульпы зимой в северной части хвостохранилища, осадок, сбрасываемый в летнюю зону, пересыхает, а при сильном ветре зимой и весной возникают выбросы белой пыли. Участок летнего намыва – южная часть хвостохранилища.

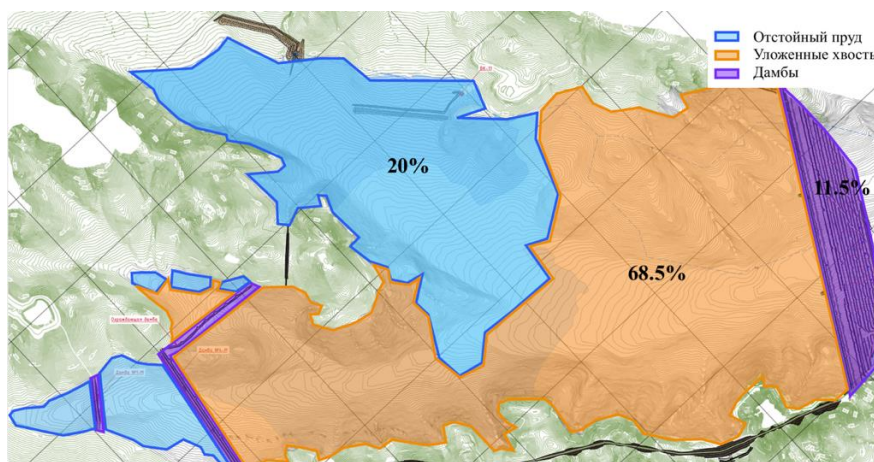


Рис. 1. Участки хвостохранилища

Размер частиц белой пыли в исследовании “Характеристики и концентрация белой пыли и твердых частиц (PM10) в городе Эрдэнэт, Монголия” [7] имел два типа: песчаную 2-0,05 мм и пылеватую 0,05-0,002 мм; тем не менее, в нем была высокая концентрация As, Pb, Zn и Cu, которая была выше, чем в Монгольском национальном стандарте качества почвы [9].

Почва и вода рек вблизи района хвостохранилищ загрязнены тяжелыми металлами, как это отмечается в публикациях [2,5]. Концентрация Cu в почвах, прилегающих к хвостохранилищу, колеблется от 50 до 4410 мг/кг, сильно превышая значение ПДК (100 мг/кг) [9]. Аналогичные превышения зафиксированы для Mo, As и Zn. В поверхностных водах створов рек, включая реки Эрдэнэт, Говил и Зун, также отмечено превышение ПДК для Cu, особенно в нижних участках рек: максимальное значение составляло 0,03 мг/л при ПДК [8] 0,01 мг/л, вероятным источником загрязнения которого являлись стоки фильтратов дамбы хвостохранилища.

Распространение меди, мышьяка, свинца и цинка в верхнем слое почвы в окрестностях предприятия исследовалось в [15]. Из 19 выявленных микроэлементов наиболее высокие концентрации Cu (1443–4866 мг/кг), As (26–52 мг/кг) и Mo (24–49 мг/кг) наблюдались в почвах горнодобывающей промышленности, превысив соответствующие значения, указанные в Национальном стандарте Монголии [9].

Белая пыль, переносимая из хвостохранилища, охватывала территорию в размере 1400 га. В направлениях, соответствующих северо-западному, северному и северо-восточному, при скорости ветра свыше 5 м/с максимальное распространение пыли достигало 25 км [2,16].

Таким образом, основным источником воздушного загрязнения в регионе г. Эрдэнэт твердыми частицами является белая пыль, происходящая от хвостохранилища. Полное подавление пыли на хвостохранилищах представляет собой сложную задачу, практически невозможную в абсолютном смысле. Факторы, такие как сухость климата, ветровая эрозия, особенности материалов в хвостах, и необходимость регулярного обслуживания, могут существенно влиять на эффективность методов

борьбы с пылью. Технические ограничения, такие как сложность применения некоторых технологий в условиях хвостохранилищ, также являются причиной трудности достижения полного подавления пыли. Вмешательство в экосистему и естественные процессы, а также учет соблюдения экологических стандартов и нормативов, также ограничивают радикальные методы подавления пыли. Поэтому стремление к уменьшению и контролю выбросов пыли на хвостохранилищах чаще всего связано с минимизацией негативных воздействий, нежели с полным их исключением.

Распыление воды — широко применяемый метод пылеподавления из-за его простоты и экономичности [12,13]. Однако при его использовании на хвостохранилищах возникают ограничения, связанные с быстрым испарением и недостаточной эффективностью увлажнения капель пыли, большим расходом. В последнее время актуальной становится разработка и применение более эффективных и экологически безопасных химических составов на водной основе [14,17,18], обладающих высокой адгезией и способностью удерживать влажность на длительное время [20]. Контроль влажности играет ключевую роль в этом процессе.

В данном исследовании будет проведено экспериментальное определение критической влажности песка хвостового хозяйства ПГС “Предприятие Эрдэнэт”. Это позволит определить оптимальные параметры влажности, необходимые для эффективного снижения пылевыделения при использовании различных методов обработки или орошения водой.

Экспериментальная часть

Во время производственной практики были отобраны образцы белого песка из хвостохранилища ПГС “Предприятие Эрдэнэт”, анализы и эксперименты были проведены в учебно-научной лаборатории экологического мониторинга Санкт-Петербургского Горного Университета.

Измерение влажности образцов проводили с помощью влагомера AND MX-50, принцип работы которой заключается в анализе влаги, испаряющейся при нагревании образца.

Определение эффективности снижения пылевыделения при использовании воды на образце хвостохранилища проводилось на экспериментальной установке собственной конструкции Санкт-Петербургского Горного Университета, которая представляет собой бункер пылеподавления “БПП 001” с размерами 1200x1000x1500 мм (рис. 2). В нижней части бункера находится отверстие для подвода воздушного потока через шланг от нагнетателя воздуха, имитируя движение воздушного потока. В центре бункера через отверстие в верхней его части располагается трубка для подключения анализатора пыли в атмосферном воздухе DustTrak DRX 8533. Данный анализатор использует метод лазерной нефелометрии, обеспечивая точные измерения массовой концентрации пыли в реальном времени.

Перед проведением эксперимента в установке измеряются основные метеорологические характеристики с помощью метеометра МЭС-200А: температура воздуха, относительная влажность воздуха и скорость воздушного потока.



Рис. 2. Бункер пылеподавления “БПП 001”

Все серии экспериментов с образцом проводились по следующей последовательности: навеска массой 10 г размещается на дно установки в специально отмеченное место и равномерно распределяется по поверхности с помощью шпателя в овальной форме, после этого бункер герметично закрывается и одновременно с подачей воздуха со скоростью 5 м/с запускался в работу анализатор пыли. Перед каждым экспериментом с пылящим образцом измерялась фоновая концентрация в бункере, а после — проводилась тщательная уборка.

Для дальнейших расчетов сначала измерялась общая запыленность с навеской образца в бункере без использования пылеподавляющих средств. Температура воздуха и влажность в бункере составляли 17.3 °С и 30 %, соответственно. Все измерения концентраций пыли проводились по пыли с размером частиц до 10 мкм (PM10) в течение 300 с.

Для определения влажности, при которой начинается интенсивное пылевыведение хвоста, был приготовлен единый образец с массовым отношением воды к пробе 1:8, из которого одновременно 10 г навески экспериментировался в бункере, а 5 г – на измерение влажности.

Эффективность пылеподавления рассчитывалась с помощью формулы (1):

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^n (1 - \frac{C_{1i}}{C_{0i}})}{n}, \quad (1)$$

где C_0 – концентрация без пылеподавления, мг/м³;

C_1 – концентрация при использовании средств пылеподавления, мг/м³;

n – число измерений.

Далее по полученным результатам несколько серий экспериментов выполнен расчет средней эффективности пылеподавления и определена критическая влажность (3.35 %), при которой начинается интенсивное пылевыведение исходной пробы хвоста.

Таким образом, определение критической влажности в хвостохранилищах важно для эффективного контроля за выделением пыли. Ниже критического уровня влажности хвосты обычно сухие и подвержены образованию пыли при воздействии ветра или механического воздействия. Однако, когда влажность превышает критический порог, хвосты более эффективно связываются вместе, что уменьшает склонность к образованию пыли. Это знание играет ключевую роль в управлении хвостовыми материалами, помогая в борьбе с пылевыми выбросами, сокращении негативного воздействия на окружающую среду и повышении операционной эффективности горнодобывающих предприятий. Данное исследование критической влажности может помочь разработать эффективные стратегии управления хвостовыми хранилищами, а также разработать составы пылеподавляющих средств.

Литература

1. Freitas J. C. E. et al. Assessing the ecophysiological effects of iron mining tailings on velvet bean: implications for growth limitations based on mineral composition and physicochemical properties of tailings-soil substrates // *Brazilian Journal of Botany*. – 2023. – Т. 46. – №. 3. – С. 715-729.
2. Jargalsaihan B., Orlova N. A., Suzdaleva A. L. Geoecological situation in the region of the Erdenet mining and processing facility (Mongolia) // *E3S web of conferences*. – EDP Sciences, 2023. – Т. 371. – С. 03053.
3. Karhu M. et al. Mining tailings as raw materials for reaction-sintered aluminosilicate ceramics: Effect of mineralogical composition on microstructure and properties // *Ceramics International*. – 2019. – Т. 45. – №. 4. – С. 4840-4848.
4. Khademi H. et al. Provenance and environmental risk of windblown materials from mine tailing ponds, Murcia, Spain // *Environmental pollution*. – 2018. – Т. 241. – С. 432-440.
5. Kosheleva N. E., Kasimov N. S., Timofeev I. V. Potentially toxic elements in urban soil catenas of W-Mo (Zakamensk, Russia) and Cu-Mo (Erdenet, Mongolia) mining areas // *Journal of soils and sediments*. – 2018. – Т. 18. – С. 2318-2334.
6. Liu J. et al. Risks to Human Health of Exposure to Heavy Metals through Wheat Consumption near a Tailings Dam in North China // *Polish Journal of Environmental Studies*. – 2023. – Т. 32. – №. 4.
7. Lkhagvajargal B. et al. Characteristics and Concentration of White Dust and The Particulate Matter (PM10) in Erdenet city, Mongolia // *Mongolian Journal of Engineering and Applied Sciences*. – 2018. – Т. 1. – №. 01. – С. 43-51.
8. MNS 4586:1998. Монгольский стандарт показателя качества водной среды. Общие требования. URL: <https://estandard.gov.mn/standard/v/3394> (дата обращения: 01.11.23).
9. MNS 5850:2019 Монгольский стандарт качества почвы. Предельно допустимые уровни загрязняющих веществ в почве. URL: <https://estandard.gov.mn/standard/v/1300> (дата обращения: 01.11.23).
10. Moya P. M. et al. An integrated study of health, environmental and socioeconomic indicators in a mining-impacted community exposed to metal enrichment // *Environmental geochemistry and health*. – 2019. – Т. 41. – С. 2505-2519.

11. Pashkevich M. A., Alekseenko A. V., Nureev R. R. Environmental damage from the storage of sulfide ore tailings //Записки Горного института. – 2023. – №. 260 (eng). – С. 155-167.
12. Peng H. et al. Research on negative pressure jet dust-removal water curtain technology for coal mine cleaner production //Fuel. – 2022. – Т. 310. – С. 122378.
13. Peng H. et al. Research on the blowing-spraying synergistic dust removal technology for clean environment in large-scale mechanization coal mine //Fuel. – 2022. – Т. 324. – С. 124508.
14. Sieger J. L., Lottermoser B. G., Freer J. Effectiveness of Protein and Polysaccharide Biopolymers as Dust Suppressants on Mine Soils: Large-Scale Field Trials //Mining. – 2023. – Т. 3. – №. 3. – С. 428-462.
15. Yondonjamts J. et al. Geochemical source and dispersion of copper, arsenic, lead, and zinc in the topsoil from the vicinity of Erdenet mining area, Mongolia //Geochemistry: Exploration, Environment, Analysis. – 2019. – Т. 19. – №. 2. – С. 110-120.
16. Жаргалсайхан Б. Мониторинг дамбы хвостохранилища Эрдэнэт (Монголия) //Г35 Геоэкологические проблемы техногенного этапа истории Земли—2021. – 2021. – С. 169.
17. Ляшенко В. И., Гурин А. А. Обоснование природоохранных технологий и средств для пылеподавления поверхностей хвостохранилищ гидрометаллургического производства //Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2018. – №. 9. – С. 58-72.
18. Маслобоев В. А. и др. Выбор связующих реагентов для предотвращения пылеобразования на хвостохранилищах переработки апатит-нефелиновых руд //Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2018. – №. 2. – С. 161-171.
19. Прогноз погоды в городе Эрдэнэт // Meteocast URL: <https://mn.meteocast.in/forecast/mn/erdenet/> (дата обращения: 01.03.2024).
20. Стриженок А. В. Изучение возможности использования водных растворов биоразлагаемых полимеров для снижения запыленности на объектах гражданского строительства //Перспективные научные исследования: актуальные вопросы, достижения и инновации. – 2023. – С. 20-22.

К ВОПРОСУ О ВОЗМОЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЯХ УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИИ В МЕСТАХ РАЗМЕЩЕНИЯ УГЛЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ (НА ПРИМЕРЕ КИЗЕЛОВСКОГО УГОЛЬНОГО БАСЕЙНА)

Халилов Рустам Ирекович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 1 курса, г. Пермь
e-mail: halilovrustam891@gmail.com*

Ефимова Алина Вячеславовна

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студентка 3 курса, г. Пермь
e-mail: allinaa00@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м. н., доцент Блинов Сергей Михайлович

Аннотация: В данной статье рассматривается проблема загрязнения окружающей среды в Пермском крае, связанная с геоэкологической ситуацией на территории Кизеловского угольного бассейна. Основное внимание уделяется исследованию возможностей нейтрализации и рекультивации породных отвалов Кизеловского угольного бассейна отходами Березниковского содового завода.

Ключевые слова: Кизеловский угольный бассейн, шахтные отвалы, рекультивация, улучшение экологической ситуации

TO THE ISSUE OF POSSIBLE TECHNOLOGIES TO IMPROVE THE ENVIRONMENTAL SITUATION IN THE PLACES WHERE COAL MINING ENTERPRISES ARE LOCATED (BY THE EXAMPLE OF THE KIZELOVSKY COAL BASIN)

Khalilov Rustam

Perm State University, 1st year graduate Student, Perm

Efimova Alina

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate professor Blinov Sergey

Abstract: This article considers the problem of environmental pollution in Perm Krai related to the geo-ecological situation in the territory of the Kizelovsky coal basin. The main attention is paid to the study of possibilities of neutralization and reclamation of rock dumps of Kizelovsky coal basin by wastes of Berezniki soda plant.

Keywords: Kizelovsky coal basin, Mine dumps, Reclamation, Improvement of the environmental situation

Введение. Пермский край, один из крупнейших промышленных центров Приволжского федерального округа. Одной из основных экологических проблем Пермского края является загрязнение окружающей среды на территории Кизеловского угольного бассейна.

Кизеловский Угольный бассейн – был одним из важнейших угольных регионов России, который имеет долгую историю развития. В 1796 году началась добыча угля. В течение многих десятилетий этот

регион играл значительную роль в энергетической отрасли страны. В первую мировую войну и послевоенный кризис занимал лидирующие позиции по добычи угля на Урале. В период Великой Отечественной войны Кизел добывал 38% всего угля, добываемого на Урале. В 1956 году в бассейне насчитывалось 37 шахт, добыча составила 11,4 млн тонн. Максиму добыча угля в КУБе достигла в 1959 году. Однако строительство новых шахт вскоре прекратилось, шахты стали закрываться, угледобыча стала сбавлять свои темпы. В соответствии с программой реструктуризации угольной отрасли РФ в период с 1993 по 2000 г. были ликвидированы все угледобывающие предприятия Кизеловского угольного бассейна вследствие большой себестоимости угля и высокого уровня травматизма [2,4,6].

Актуальность. После закрытия и ликвидации шахт, горные выработки стали затапливаться. Прекращение работы шахтных водоотливов повлекло постепенное восстановление гидродинамического режима подземных вод, которое было нарушено горными работами. На территории шахтных полей в результате затопления образуются техногенные водоносные горизонты. Разгрузка этих шахтных вод происходит самопроизвольно через горные выработки в виде изливов. В настоящее время существует более 12 участков, где происходит, излив шахтных вод на поверхность [2,3].

Также важной проблемой являются отвалы пустой породы. За 200-летнюю историю разработки месторождения на земной поверхности сформировано 53 породных отвала, которые занимают площадь более 300 га. Они сформированы в виде терриконов, хребтовых и плоских отвалов. Значительное содержание в породах отвалов пирита и инфильтрация атмосферных осадков приводит к развитию процесса его окисления и образования серной кислоты и сульфата железа. В результате отвалы даже 50-летнего возраста и старше не имеют почвенно-растительного покрова. Кислые стоки отвалов, содержащие значительное количество сульфатов, железа, алюминия, тяжелых металлов, загрязняют подземные воды, реки и прилегающие к отвалам территории. Проникновение загрязненных вод из отвалов в почву, горные породы и грунтовые воды приводит к более значительному распространению загрязнений. В результате загрязнения шахтными водами и стоками отвалов вода рек региона имеет экстремально-высокий уровень загрязнения [1,5].

В настоящее время большая часть отвалов рекультивирована, однако, это не позволило решить экологических проблем. Осталось более десятка не рекультивированных шахтных отвалов, и технология рекультивации не предусматривала решение проблемы формирования кислых стоков.

Целью данного исследования является проведение лабораторных экспериментов по нейтрализации кислых пород отвалов КУБа, прекращению формирования кислых стоков и разработка технологии технического этапа рекультивации отвалов.

Задачами исследования является:

1. Выезд и отбор проб Кизеловского Угольного бассейна и Березниковского содового завода;
2. Обзор литературы по разработке и последующей рекультивации Кизеловского Угольного бассейна;
3. Постановка и проведение лабораторных экспериментов по нейтрализации отвалов КУБа.

Постановка эксперимента. В летне-осенний период были проведены выезды на отвал шахты «Новая» Кизеловский угольный бассейн и на шламохранилище Березниковского содового завода. Отбор проб шахтных отвалов производился методом комплексной пробы с соблюдением требований нормативной документации (ГОСТ 17.4.4.02-2017, ГОСТ 17.4.3.01-2017). Отбор реагента на шламохранилищах Березниковского содового завода производился из приповерхностного слоя.

Первый этап работ включал в себя проведение ряда экспериментов, направленных на определение массовой доли отходов БСЗ, необходимых для нейтрализации кислой среды шахтных отвалов и приведения их к естественным показателям pH. В местных условиях (Березники, Соликамск, Кизел, Губаха и тд.) преобладающим видом почв являются – подзолистые почвы. Подзолистые почвы имеют преимущественно кислую реакцию (pH водной вытяжки 4,5-5,5).

Для постановки лабораторного эксперимента были сконструированы три фильтрационных колонны для моделирования формирования кислых стоков отвалов, а также капиллярные модули к ним. В колонны засыпались породы шахтных отвалов КУБа. Во избежание пристенной фильтрации использовались капиллярные модули, которые имитировали атмосферные осадки.

Предварительные результаты эксперимента. В течение нескольких дней проводилось обводнение колонн водой атмосферных осадков, а также измерялся водородный показатель в сливах фильтрационных колонн. Слив фильтрата из колонн осуществлялся периодически для того, чтобы показать тенденцию изменения показателя pH. Результаты эксперимента представлены в таблице 1.

Таблица 1

Обводнение колонн

№ п/п	Заливание воды, мл			Сливание через сутки, мл			pH		
	№1	№2	№3	№1	№2	№3	№1	№2	№3
1	1000	1000	1000	-	-	-	-	-	-
2	1000	1000	1000	300	825	425	3,37	3,5	3,36
3	1000	1000	1000	625	975	780	3,36	3,28	3,24
4	500	500	500	425	400	300	2,8	2,83	2,67
5	500	500	500	500	475	525	3,46	3,43	3,30
6	500	500	500	475	450	500	3,45	3,46	3,51

После стабилизации стока сливов были произведены замеры водородного показателя нерекультивированных шахтных отвалов. Для измерения водородного показателя использовался рН-метр, рН электрод, термометр. Водная вытяжка делалась в соответствии ГОСТ 264223-85. Для определения кислотности шахтных отвалов из разных частей общего объема были отобраны пробы грунта разного гранулометрического состава. Также были произведены замеры водородного показателя реагента (отходов БСЗ), для получения водной вытяжки был использован ГОСТ 264223-85. Результаты представлены в таблице 2.

Таблица 2

Контрольные показатели pH шахтных отвалов КУБа и реагента

№ п/п	pH _{водн.} (КУБ)	pH _{водн.} (БСЗ)	
		Ст. к.	Н. к.
Замер №1	3,30	12,27	11,30
Замер №2	3,39	11,53	10,78
Замер №3	3,60	11,78	11,13
Среднее	3,43	11,86	11,07

Проделав работу по замерам контрольных показателей, мы приступили непосредственно к подбору массовой доли реагента для нейтрализации пород отвалов. Для этого смешивали отработанную породу с отходами БСЗ в долевым соотношении. Предпочтения отдали пробам старой карты Замеры водородного показателя производились несколько раз. Первый замер проводился после смешения, второй замер проводился после полного растворения реагента. Результаты представлены в таблице 3. Также построен график (рис.) зависимости pH от массовой доли реагента.

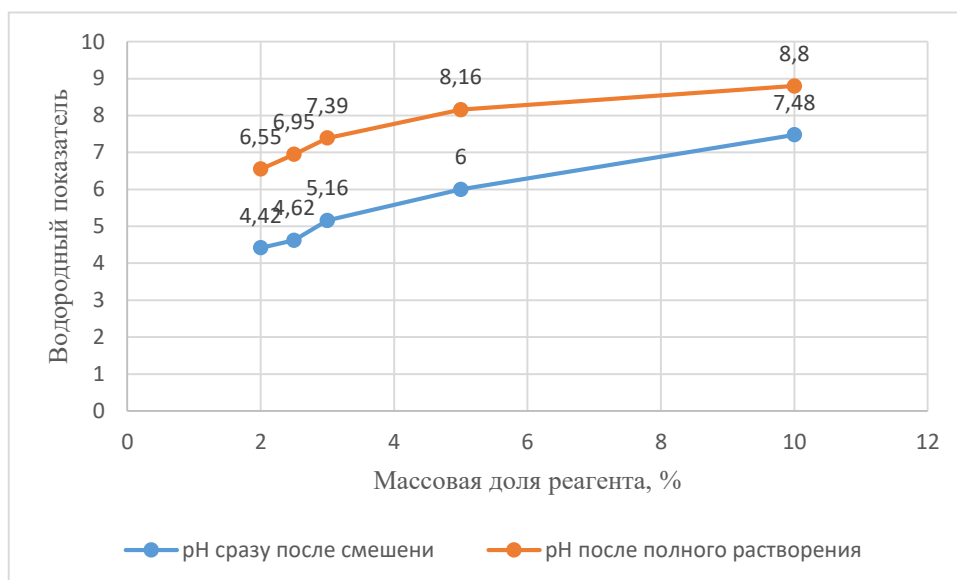


Рис. График зависимости pH от массовой доли реагента

Таблица 3

Определение массовой доли реагента к отвалам КУБа

№ замера п/п	Отвалы (КУБ) гр.	Реагент (БСЗ)		Замер 1. pH	Замер 2. pH
		гр.	%		
1	50	5	10	7,48	8,8
2	50	2,5	5	6	8,16
3	50	1,5	3	5,16	7,39
4	50	1,25	2,5	4,62	6,95
5	50	1	2	4,42	6,55

Из таблицы 4 можно увидеть, что 2% от общей массы породных отвалов, при условии полного растворения реагента выравнивают водородный показатель на уровень близкий к нейтральному. Согласно полученным данным готовилась пульпа из реагента отталкиваясь от массы породы во всей колонне, масса породы была рассчитана опытным путем.

С первой обработанной колонны осуществили слив спустя 24 часа, со второй обработанной колонны слив был произведен спустя 48 часов, с третьей обработанной колонны слив сделан спустя 72 часа. Таким образом в 3 колоннах происходили процессы нейтрализации разное количество времени. Результаты представлены в таблице 4. После сливов с фильтрационных колонн производились промывание атмосферными осадками. Результаты представлены в таблице 5.

Таблица 4

Результаты обработки пульпой

№ колонны	Масса колонны, кг	Реагент (БСЗ) гр.	pH
1	9,42	209	7,20
2	10,08	224	6,75
3	9,82	218	6,60

Таблица 5

Промывание атмосферными осадками

№ колонны	Промывание №1	Промывание №2	Промывание №3
1	4,68	3,98	3,79
2	6,38	6,24	-
3	5,58	-	-

Несмотря на то, что эксперимент еще не закончен, можно сформулировать следующие **предварительные выводы**:

1. При условии полного растворения использование соотношения реагента к отвалам 1:40 достаточно для нейтрализации кислотности отвалов и приведения их в состояние близкое к зональным почвам.

2. Время реакции нейтрализации влияет на водородный показатель. Из таблицы 4 видно, что при оставлении в третьей фильтрационной колонне на 72 часа водородный показатель самый низкий среди остальных фильтрационных колонн. Это свидетельствует о не полном растворении реагента.

3. Из представленных данных видно, что обработка пульпой поднимает водородный показатель, но не в долгосрочной перспективе, при промывании атмосферными осадками водородный показатель начинает падать до контрольных значений.

Таким образом необходимо дальнейшее проведение эксперимента.

Литература

1. Блинов С.М., Меньшикова Е.А. *Использование отходов предприятий Пермского края*. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2018. 13с.
2. Блинов С.М., Хозяйкин А.И., Усольцева С.П., Доможирова С.А. *Способ рекультивации нарушенных земель// Патент на изобретение*. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2008.
3. Боков Д.А., Блинов С.М. *Комплексное использование отходов производства соды на территории пермского края//Казанская наука*. 2009. 5-8с.
4. Максимович Н.Г., Пьянков С.В. *Кизеловский угольный бассейн: экологические проблемы и пути решения: монография*. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2018. 288 с.
5. Меньшикова Е.А., Блинов С.М. *Радиационные исследования отвалов Кизеловского угольного бассейна*. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2019. 9с.
6. Имайкин А.К. *Автореферат. Оценка и прогноз гидрогеологических условий территории кизеловского угольного бассейна после закрытия шахт*. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2012. 22с.

ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ БАСЕЙНА РЕКИ ИРЕНЬ ОТ ПОСЁЛКА ОКТЯБРЬСКИЙ ДО ДЕРЕВНИ БИКБАЙ

Калабина Дарья Денисовна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: nikitinadasha1315@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Минькевич Ирина Игоревна

Анотация: рассмотрены особенности формирования химического состава подземных и поверхностных вод бассейна реки Ирень, проведена оценка гидрогеохимического состава поверхностных и подземных вод района исследования от посёлка Октябрьский до деревни Бикбай. Сделаны выводы о степени влияния данных вод на экологическую среду района.

Ключевые слова: река Ирень, гидрогеологические условия, химический состав, поверхностные воды, подземные воды.

HYDROGEOLOGICAL STUDIES OF THE IREN RIVER BASIN FROM OKTYABRSKY VILLAGE TO BIKBAI VILLAGE

Kalabina Daria Denisovna

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Minkevich Irina

Abstract: in this paper, the features of the formation of the chemical composition of groundwater and surface waters of the Iren River basin are considered. An assessment of the hydrogeochemical composition of surface and groundwater in the study area from the village of Oktyabrsky to the village of Bikbai. Conclusions are drawn about the degree of influence of these waters on the ecological environment of the area.

Keywords: Iren River, hydrogeological conditions, chemical composition, surface waters, groundwater.

Подземные и поверхностные воды являются важными компонентами водных ресурсов нашей планеты. Они оказывают значительное влияние друг на друга, как положительное, так и отрицательное. Взаимодействие между обоими типами вод имеет важное экологическое значение. Загрязнение поверхностных вод приводит к загрязнению подземных, и как следствие негативно сказывается на качестве воды и здоровье живых организмов.

Территория исследований находится в районе бассейна реки Ирень Пермского края. Река Ирень является главной рекой района. Общая её длина 232 км, из них 30 км она протекает в Ординском районе. Исток реки Ирень расположен в 5-6 км южнее д. Верхний Кунгур Октябрьского района. Площадь водосбора – 6110 км². Ширина русла 35-40 м, глубина – до 2,5 м. На территории Ординского района в Ирень впадают 12 рек. Рельеф поверхности земли неровный, с холмами и возвышенностями. Климат района исследований умеренно-континентальный с продолжительной снежной зимой и умеренно-теплым летом.

Наиболее распространены породы пермской системы на данной территории. Повсеместно развиты рыхлые кайнозойские отложения, представленные в большей степени четвертичной системой, которая перекрывает более древние образования. Территория исследуемого, Иренского карстового, района сложена терригенными и сульфатно-карбонатными породами палеозоя. Иренские слои согласно залегают на филипповских доломитах. С поверхности палеозойские отложения перекрыты чехлом неоген-четвертичных и четвертичных образований. Нижнепермские отложения представлены кунгурским ярусом (P₁kg), состоящим из филипповского и иренского горизонтов, и уфимским ярусом (P₁u), включающим соликамский горизонт [2].

Иренский район сложен преимущественно породами гипсового и карбонатно-гипсового карста, с востока ограничен карбонатными породами филипповского горизонта кунгурского яруса. Западная граница проводится по левобережью р. Ирени, где иренский горизонт погружается на запад и перекрывается соликамским, а затем терригенным шешминским горизонтом. На севере за границу с Нижнесыльвинским карстовым районом условно принимается широтный отрезок р. Ирень[1].

Большая часть исследуемой территории приурочена к Пермско-Башкирскому своду и относится к гидрогеологической области – Тулвинской группы бассейнов пластовых вод.

Е.А. Иконниковым в 1990г. на участке исследований закартированы: локально водоносный слабо водоносный аллювиальный горизонт; водоносные и водопроницаемые локально водоносные: соликамская терригенно-карбонатная свита, шешминский терригенный комплекс и иренская карбонатно-сульфатная серия [3].

В тесной связи с геологическим строением, физико-географическими и геоморфологическими условиями исследуемого района находятся подземные и поверхностные воды. Эта связь выражена: особенностями формирования химического состава и ресурсов подземных вод, их залегании, движении и разгрузки.

В данном районе были изучены: поверхностные воды и подземные воды иренского горизонта кунгурского яруса.

В ходе научной экспедиции по реке Ирень в июле 2018 г. было отобрано 66 проб поверхностных и подземных вод района исследований. Из них 66 проб на общий гидрохимический анализ и микрокомпоненты и 44 пробы на содержание нефтепродуктов. В ходе курсовой работы были исследованы 25 проб в южной части района, 17 из которых на содержание нефтепродуктов. На основании полученных данных был выполнен гидрохимический анализ и оценка поверхностных и подземных вод бассейна реки Ирень от посёлка Октябрьский до деревни Бикбай.

Отбор вод осуществлялся из родников, колодцев, скважин. Минерализация изменяется от 392,61 до 3460,5 мг/дм³. Смена типов вод и пределов концентрации растворенных веществ отражена на рисунке 1. С ростом минерализации постепенно увеличивается содержание всех компонентов, за исключением гидрокарбонат-ионов (начиная от минерализации 1255 мг/дм³), значение которого изначально растёт, но в определённый момент начинает плавно падать. Тип воды или гидрохимическая фация от 392,61 до 860 мг/дм³ – HCO₃-Ca, от 860 до 960 мг/дм³ – HCO₃-SO₄, от 960 до 1010 – SO₄-HCO₃, от 1010 до 1105 мг/дм³ – HCO₃-Ca, от 1105 до 1355 мг/дм³ – HCO₃-SO₄, от 1355 до 1550 мг/дм³ – SO₄-HCO₃, от 1550 до 3460,5 мг/дм³ – SO₄-Ca.

Воды являются нейтральными со значением pH от 7,23 до 7,98. Значение общей жесткости находится в пределах 5,4 – 42,2 наибольшее значение отмечалось в колодце на левом берегу рядом с деревней Усть-Арий. В четырнадцать точек опробования было обнаружено повышенное содержание нефтепродуктов от 0,07 до > 10 мг/дм³. Наибольшее содержание (>10 мг/дм³) отмечено в точках опробования 1416, 1411, 1508, 1514, 1414, 1507 из колодцев, которые находятся рядом с деревней Бикбай и родниками вблизи деревень Енапаево и между деревнями Бикбай и Басино. Данные приведены в таблице 1.

Пробы поверхностных вод отобраны из реки Ирень. Притоков других рек на исследуемом участке нет. Минерализация изменяется от 409,4 до 445,96 мг/дм³. Смена типов вод и пределов концентрации растворенных веществ отражена на рисунке 2. С ростом минерализации увеличивается содержание всех компонентов, за исключением сульфат-ионов, значение которых постепенно падает. Воды гидрокарбонатно-кальциевые (HCO₃-Ca).

По значению pH 7,97 – нейтральные. Общая жесткость находится в пределах от 5,6 до 6,6. Из одной точки опробования отобрана проба на нефтепродукты, где обнаружено их повышенное содержание 0,31 мг/дм³. Данные приведены в таблице 2.

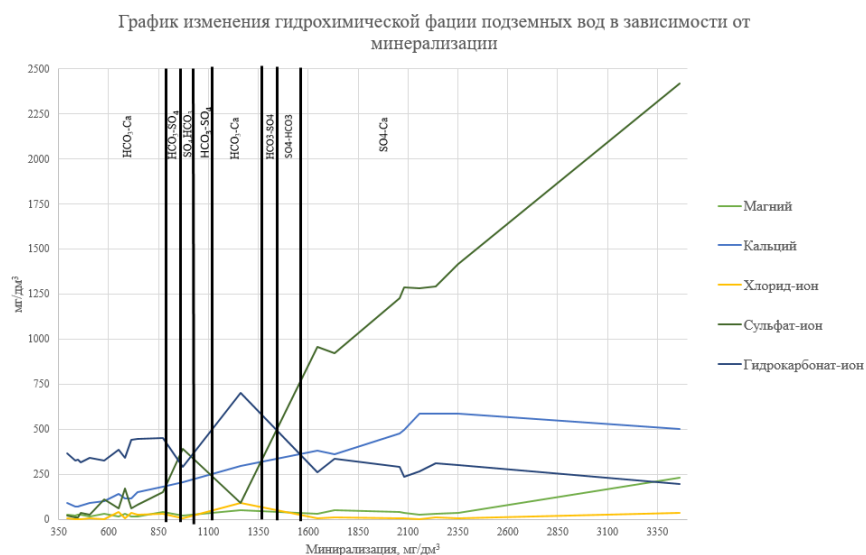


Рис. 1. График изменения гидрохимической фации подземных вод в зависимости от минерализации

Таблица 1

Концентрации нефтепродуктов на исследуемой территории (2018г.)

№ п/п	№ пробы	№ точки опробования	Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³
1	210-2	1515	0,21
2	210-3	1518	<0,04
3	210-4	1519	0,42
4	210-5	1520	0,18
5	219-1	1416	>10,00
6	220-1	1411	>10,00
7	220-2	1412	0,12
8	220-3	1413	<0,04
9	220-5	1415	0,60
10	185-2	1505	0,39
11	185-3	1506	0,20
12	185-5	1508	>10,00
13	210-1	1514	>10,00
14	219-2	1417	0,07
15	220-4	1414	>10,00
16	185-4	1507	>10,00

*Желтым указаны точки, в которых обнаружено повышенное содержание нефтепродуктов.

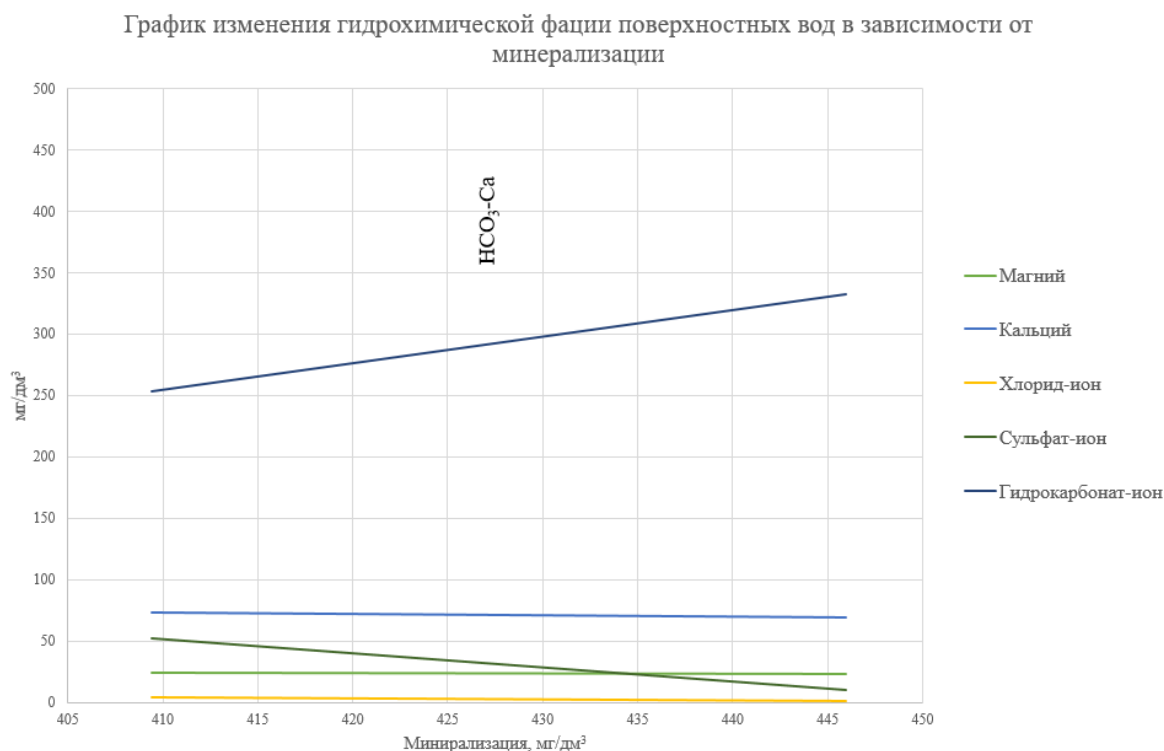


Рис. 2. График изменения гидрохимической фации поверхностных вод в зависимости от минерализации

Таблица 2

Концентрации нефтепродуктов на исследуемой территории (2018г.)

№ п/п	№ пробы	№ точки опробования	Содержание нефтепродуктов, мг/дм³
1	185-1	1504	0,31

*Желтым отмечены точки с повышенным содержанием нефтепродуктов.

По материалам научной экспедиции кафедры динамической геологии и гидрогеологии ПГНИУ, в июле 2018г. наибольшее содержание нефтепродуктов (свыше 10,0 мг/дм³) отмечено в 6 пробах из 17, всего лишь в 2 образцах содержание нефтепродуктов не превышает ПДК.

Значительное загрязнение нефтепродуктами (>10,0 мг/дм³) отмечено в верхнем течении реки Ирень, в районе сёл Верх-Ирень, Атягузи, Енапаево. Данные участки приурочены к Енапаевскому, Дороховскому и Казаковскому месторождениям нефти. Наличие нефтепродуктов на участках реки может быть вызвано природно-техногенными факторами.

В результате проведённых гидрохимических исследований показано, что подземные воды и вода из реки Ирень в данном районе непригодны для питьевых целей из-за высоких значений минерализации и жесткости, из-за повышенного содержания сульфатов и карбонатов, а также содержания в подземных и поверхностных водах нефтепродуктов, вблизи очагов загрязнения. В районе от посёлка Октябрьский до деревни Бикбай жители населённых пунктов вынуждены использовать данную воду для хозяйственных нужд, так как река Ирень содержит большой объём пресной воды. Следует рекомендовать предварительную отчистку воды для питьевых целей. Вода источник жизни, но всегда следует учитывать её качества.

Литература

1. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. Карст и пещеры Пермской области. Пермь, Изд-во Перм. ун-та, 1992. – 200с.
2. Мошковский В.И. Гидрогеологическая карта СССР. М 1:200000. Лист 0-40-XXVI. Перм. фонды, 1972.
3. Шимановский Л.А., Куңз Э.В. Формирование химического состава подземных вод зоны активного водообмена Пермской области. Химический состав и ресурсы подземных вод Предуралья и Зауралья. Свердловск, 1986. – 19-33с.

ИСТОЧНИКИ МЫШЬЯКА В ПРИРОДНЫХ ВОДАХ

*Крючкова Елизавета Николаевна**Пермский государственный национальный исследовательский университет**студентка 3 курса, г. Пермь**e-mail: Lizavetakruychkova@mail.ru**Научный руководитель: старший преподаватель Ждакаев Вячеслав Игоревич*

Аннотация: Работа посвящена раскрытию проблемы попадания мышьяка в природные воды. Рассмотрено в каких формах и минералах встречается данный химический элемент. Показаны основные закономерности и пути попадания мышьяка в поверхностные и подземные воды.

Ключевые слова: природные воды, мышьяк, загрязнение, геохимия мышьяка, нормативы качества воды.

SOURCES OF ARSENIC IN NATURAL WATERS

*Kryuchkova Elizaveta Nikolaevna**Perm State University, 3rd year Student, Perm**Research Supervisor: Senior Lecturer Zhdakaev Vyacheslav*

Abstract: The work is devoted to solving the problem of arsenic getting into natural waters. It is considered in what forms and minerals this chemical element is found. The main patterns and ways of arsenic entering surface and groundwater are shown.

Keywords: natural waters, arsenic, pollution, geochemistry of arsenic, water quality standards.

Введение. Природная вода представлена подземными, поверхностными и морскими водами. Природная вода, разделяемая условно на атмосферную (дождь, туман, снег), поверхностную (реки, озера, пруды, болота), подземную (грунтовые воды, артезианские воды) и морскую (моря, океаны), всегда содержит различные примеси. Свойства и состав природных вод зависят от растворенных в них веществ [4]. В составе природных вод выделяются: макро- (анионы Cl^- , Br^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , CO_3^{2-} , катионы Na^+ , K^+ , Mg^{2+} , Ca^{2+}) и микрокомпоненты (Br^+ , I^- , F^- , Sr^{+2} и радиоактивные элементы) в виде ионов и недиссоциированных молекул, газы, органические вещества, микроорганизмы (живое вещество) [6].

Все природные воды Земли минерализованы. По величине минерализации воды делят на пресные, солоноватые, соленые и рассолы. Макрокомпоненты растворов определяют химический тип воды, ее общую минерализацию [6].

Россия – страна с богатейшими водными ресурсами. Крупнейшие реки России – Волга, Обь, Енисей, Лена, Амур. Реки являются источником водоснабжения для наших городов, поэтому так важно контролировать уровни загрязнения вод, анализировать геохимические параметры рек. Контроль за геохимией речных вод помогает обеспечить устойчивое использование водных ресурсов и сохранение экологического равновесия в природной среде.

Мышьяк (As) представляет собой анионогенный элемент двух степеней окисления (3+ и 5+). Соединения As (III) в природных водах обычно присутствуют в форме слабой мышьяковистой кислоты H_3AsO_3 , ($\text{pK}_a = 9,22$), а соединения As (V) – в форме более сильной мышьяковой кислоты H_3AsO_4 ($\text{pK}_a = 2,20$) и ее анионов H_2AsO_4^- и HAsO_4^{2-} [1]. Таким образом, в водах в интервале pH 4-10 соединения As (III) электрически не заряжены, а соединения As (V) заряжены отрицательно.

Кроме того, поверхностные воды могут содержать также невысокие, однако обнаруживаемые (от 10 до 60% от общего количества) концентрации мышьяка в виде органических форм, таких как

монометиларсенаты (ММА) и диметиларсенаты (ДМА). При этом необходимо отметить, что соединения As (III) в 60 раз токсичнее As (V), в то время как органические соединения мышьяка гораздо менее токсичны, чем неорганические.

Наиболее часто подземные воды с высоким содержанием As формируются в водоносных горизонтах, сложенных песчано-сланцевыми породами, в которых его концентрация обычно максимальна. Мышьяк преимущественно накапливается в водах $\text{HCO}_3\text{-Na}$ и $\text{HCO}_3\text{-Cl-Na}$ состава. Причина этого в значительно более высокой растворимости натриевых солей мышьяковых кислот, по сравнению с кальциевыми. Так, растворимость арсената натрия составляет 203 г/дм^3 , а арсената кальция всего лишь $0,13 \text{ г/дм}^3$ [5]. Поэтому в схеме вертикальной гидрохимической зональности отмечено увеличение концентрации As при переходе от маломинерализованных $\text{HCO}_3\text{-Ca}$ вод к более минерализованным $\text{HCO}_3\text{-Na}$ водам.

Известно около 120 минералов, содержащих мышьяк. Наиболее распространённые из них:

- арсенопирит(FeAsS): (мышьяковый колчедан), это один из наиболее распространенных минералов мышьяка;

- Лёллингит (FeAs_2) (мышьяковистый колчедан);
- Скородит (FeAsO_4) (мышьяковистый колчедан);
- Реальгар (As_4S_4);
- Аурипигмент (As_2S_3);

- Арсенаты – соли мышьяковой кислоты H_3AsO_4 , которые могут быть встречены в природе в виде минералов или в растворенной форме;

Распределение, химические свойства и процессы взаимодействия мышьяка в природных системах изучает геохимия мышьяка. Этот химический элемент может присутствовать в различных формах и соединениях в земной коре, воде, воздухе и биосфере. В сфере геохимии мышьяка вопросы происхождения и распределения этого элемента в окружающей среде, его перемещение между различными компонентами природных систем, а также влияние на живые организмы и экосистемы. Кроме того, геохимия мышьяка может рассматривать процессы обогащения мышьяком в горных породах, формирование мышьячных руд.

Высокая технофильность мышьяка связана с использованием соединений этого элемента в промышленности и в быту. Современная промышленность использует мышьяк для производства тугоплавких сплавов, в оптическом стекловарении, кожевенном производстве, фармакологии. Однако наибольший объем поступления мышьяка в природную среду обусловлен добычей и переработкой полезных ископаемых, в которых мышьяк присутствует в виде примесей. Известно, что соединения мышьяка в малых дозах присутствуют во всех группах полезных ископаемых – в рудах, в углеводородном сырье, в промышленных глинах и др. [2, 3].

Исследованиями было установлено, что мышьяк попадает в речные и подземные воды несколькими путями.

Во-первых, природным путем – вымыванием дождевой водой из приземной атмосферы, куда мышьяк (в среднем $\approx 0,03 \text{ мкг/дм}^3$) попадает в результате поступления с поверхности почв, ветровой эрозии, из вулканических эманаций или морских аэрозолей, а также в форме пылевых частиц (As_2O_3), образующихся при пылении на горных предприятиях, сжигании топлива и выплавке руды на металлургических заводах. Поэтому на его концентрацию в поверхностных и подземных водах значительное влияние оказывает объем дождевых осадков, которые приводят к быстрой эрозии вмещающих мышьяк горных пород, в результате чего мышьяк (обычно связанный с пиритом и другими сульфидами), проникает в речные системы и подземные воды. Действующие нормативы качества питьевой воды по опубликованным данным приведены в таблице.

Таблица

ПДК мышьяка в воде (мг/дм^3), принятые в России и за рубежом [8]

Россия, ПДК Приказ № 552	Россия, ПДК хоз.-пит. СанПиН 1.2.3685- 21	Рекомендации ВОЗ, ПДК пит.	ЕС, ПДК пит. Директива 98/83/ЕС	США, ПДК пит. US EPA
0,05	0,01	0,01	0,01	0,01

Кроме того, на интенсивность поступления мышьяка в поверхностные и подземные воды влияет целый комплекс условий: особенности геохимических обстановок; наличие ионов мышьяка,

образующих растворимые комплексы; наличие водопроводящих («живых») разломов; техногенные факторы.

Например, проникновение мышьяка в воду подземного питьевого горизонта происходит за счет окисления различных сульфидов (в том числе и серного колчедана), содержащих в своей минеральной матрице мышьяк. Химические реакции, в результате которых высвобождается мышьяк, могут быть запущены двумя способами. В частности, при повышенном значении pH в щелочной среде вода способствует высвобождению мышьяка. То же самое происходит, если в водах, богатых органикой, содержится относительно мало кислорода.

Также возможно окисление содержащих мышьяк гидроокисей железа под воздействием органического углерода. Кроме того, было установлено, что некоторые бактерии (с помощью специальных ферментов) запускают химические реакции, отцепляя оксиды железа, которые прежде удерживали мышьяк в связанном виде в составе его минералов-носителей [7, 9].

Исследователи из Швейцарского федерального института водных наук и технологий (Eawag) разработали карту мира (рис.), где была обозначена степень риска попадания мышьяка в грунтовые воды, определенная на основе особенностей условий территорий.

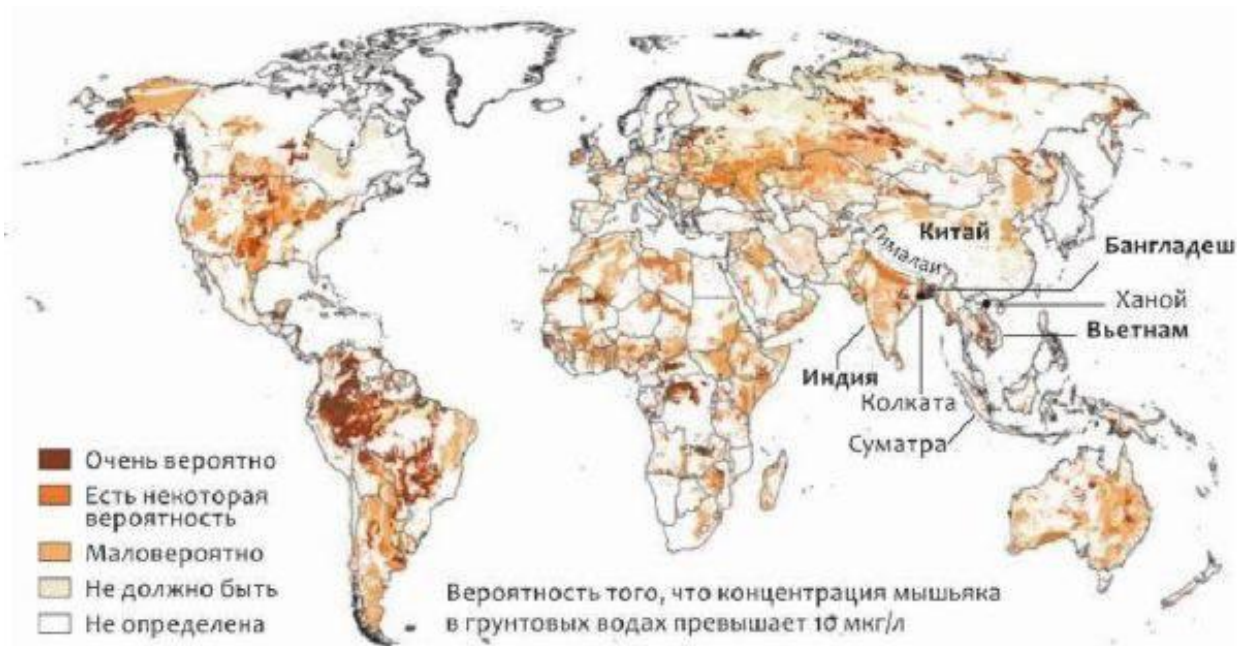


Рис. Карта риска заражения мышьяком природных пресных вод [10]

Благодаря наличию значительного количества кислорода в поверхностных водах, в сочетании с низким уровнем значения pH, питьевые воды некоторых районов Аргентины, Чили, Китая, Вьетнама, Индии, Бангладеш, Непала, Тайваня, Казахстана, Монголии, северо-запада США и некоторых других стран попадают в эту группу риска. Такой риск также повышен и там, где имеются богатые органикой воды (даже при низком содержании кислорода) – это характерно для районов, расположенных в дельтах рек (например, в Северной Индии, Бангладеш и бассейне Амазонки). Так, широкое исследование, проведенное в 14 округах провинции Синд (Пакистан) показало, что 77% этой страны водных ресурсов не безопасны для человека.

В России к регионам с повышенным содержанием мышьяка в подземных водах относятся территории Забайкальского, Пермского, Ставропольского и Хабаровского края, Магаданской и Пензенской областей, а также республик Тува и Дагестан. При этом, на многих этих территориях в артезианских бассейнах наблюдается четко выраженное изменение состава подземных вод (с увеличением концентрации мышьяка) и повышение их минерализации от областей питания к областям разгрузки.

Таким образом, необходимость контроля мышьяка в природных водах обусловлена несколькими причинами:

1. **Токсичность:** мышьяк является одним из самых токсичных элементов, который может нанести серьезный вред живым организмам, включая человека. Попадание мышьяка в водные системы может вызвать отравление рыб, других водных животных, а также людей, потребляющих загрязненную воду или рыбу.

2. Биоаккумуляция: мышьяк имеет способность накапливаться в тканях живых организмов, что может привести к его высокой концентрации в пищевой цепи. Это увеличивает риск отравления для хищных животных и человека, потребляющих зараженную пищу.

3. Экологическое равновесие: высокие концентрации мышьяка в реках могут вызвать нарушения экологического равновесия, угрожая биоразнообразию и здоровью экосистем.

4. Здоровье человека: мышьяк является канцерогенным веществом и его длительное воздействие на организм человека может привести к различным заболеваниям, включая рак.

В целом, контроль за геохимией мышьяка необходим для обеспечения безопасности водных ресурсов, сохранения экосистем и защиты здоровья людей и животных, которые зависят от этих водоемов. Изучение геохимии мышьяка имеет важное значение для понимания его воздействия на окружающую среду, здоровье человека и животных, а также для разработки методов контроля и управления уровнями мышьяка в природных системах.

Литература

1. Гринвуд Н., Эрншо А. Химия элементов. М.: Бином, 2008.
2. Ждакаев В.И., Ворончихина Е.А. Мышьяк в естественных и техногенных геосистемах Пермского края, Сергеевские чтения, Материалы годичной сессии Научного совета РАН по проблемам геоэкологии, инженерной геологии и гидрогеологии, 2019 г., Пермь
3. Загрязнение мышьяком / <http://ekrost.ru/zagryaznenie-myshyakom-i-ohrana-pochv.html> (Дата обращения 01.04.2024 г)
4. Классификация природных вод. <https://studfile.net/preview/6272941/page:4/> (Дата обращения 03.04.2024 г)
5. Князева Т.В., Евтухова В.О. Массовая концентрация мышьяка в водах. Ростов-на-Дону, 2012 г.
6. Матусевич В.М. Основы гидрогеологии. Тюмень, 2010 г.
7. Мельник Л.А., Бабак Ю.В., Гончарук В.В. Проблемы удаления соединений мышьяка из природных вод в процессе баромембранной обработки // Химия и технология воды. Т. 34, №3, 2012.
8. Оценка поступления мышьяка в гидросферу Кизеловского угольного бассейна file:///C:/Users/user/Downloads/OTsENKA_POSTUPLENIYa_MYSh_YaKA_V_GIDROSFERU_KIZELOVSKO_GO_UGOL_NOGO_BASSEJNA.pdf (Дата обращения 28.03.2024 г)
9. Путилина В. С., Галицкая И. В., Юганова Т. И. Поведение мышьяка в почвах, горных породах и подземных водах. Новосибирск, 2011.
10. Смертоносная вода. <https://scientifically.info/publ/7-1-0-260>. (Дата обращения 26.03.2024 г)

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ УДАЛЕНИЯ ТЯЖЁЛЫХ МЕТАЛЛОВ ИЗ ЗАГРЯЗНЁННЫХ СТОЧНЫХ ВОД МЕТОДОМ ФИТОРЕМЕДИАЦИИ

Малыгин Никита Алексеевич

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
магистрант 2 курса, г. Санкт-Петербург
e-mail: nik.redapple.malygin@mail.ru*

Чукаева Мария Алексеевна

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
с.н.с. лаборатории МЭО, г. Санкт-Петербург
e-mail: Chukaeva_MA@pers.spmi.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент Петров Денис Сергеевич

Аннотация: Статья посвящена исследованию возможности использования высшей водной растительности (макрофитов) в качестве элемента системы очистки загрязнённых сточных вод от тяжёлых металлов на горнопромышленных предприятиях в условиях крайнего севера. Представлены результаты лабораторных исследований по изучению аккумуляционной способности некоторых видов макрофитов, применяемых на существующих фитоочистных сооружениях. Кроме того, проведена оценка фиторемедиационных свойств белокрыльника болотного (*Calla palustris* L.).

Ключевые слова: фиторемедиация, сточные воды, тяжёлые металлы, горнодобывающая промышленность, высшая водная растительность.

ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF REMOVING HEAVY METALS FROM CONTAMINATED WASTEWATER BY PHYTOREMEDIATION

Malygin Nikita,

*Empress Catherine II St. Petersburg Mining University
2nd year Master's Degree Student, St.Petersburg*

Chukaeva Maria

*Empress Catherine II St. Petersburg Mining University
Senior Researcher at the Laboratory of Environmental Modeling, St.Petersburg*

Research Supervisor: PhD in Engineering Sciences, Associate Professor Petrov Denis

Abstract: The article is devoted to the study of the possibility of using higher aquatic vegetation (macrophytes) as an element of a system for cleaning contaminated wastewater from heavy metals at mining enterprises in the Far North. The results of laboratory studies on the accumulation capacity of some types of macrophytes used in existing phyto-purification plants are presented. In addition, the phytoremediation properties of the marsh whitefly (*Calla palustris* L.) were evaluated.

Keywords: phytoremediation, wastewater, heavy metals, mining industry, higher aquatic vegetation.

Введение

На сегодняшний день величина антропогенной нагрузки на различные компоненты экосистем непрерывно растёт. В течение последних десятилетий учёные не только в России, но и во всем мире отмечают возросший уровень токсического воздействия поллютантов на компоненты окружающей среды. Их растущие концентрации вызывают крайнюю озабоченность из-за неблагоприятного воздействия на жизнь человека и экосистем [4].

В частности, значительное влияние на экологическую обстановку оказывают промышленные предприятия минерально-сырьевого комплекса (МСК), которые в процессе разработки и последующей эксплуатации месторождений приводят к увеличению уровня негативного воздействия на окружающую среду. В настоящее время особое внимание в исследованиях учёных уделяется территориям, относящимся к районам Крайнего Севера, поскольку данные земли обладают широким ресурсным потенциалом. Однако хозяйственное освоение этих территорий требует тщательной подготовки ввиду высокой уязвимости местной флоры и фауны [1].

На территории Северо-Западного федерального округа, в том числе республики Карелия и Мурманской области, свою деятельность осуществляет большое количество крупных промышленных предприятий МСК. В связи с чем возникает необходимость поиска решения одной из наиболее важных экологических проблем – очистки загрязнённых сточных вод горнодобывающих предприятий, активный сброс которых в природные водоёмы при отсутствии должной системы очистки приводит к попаданию в них значительного объема различных вредных соединений, таких как взвешенные частицы, биогенные соединения, тяжелые металлы и другие, что приводит к частичному или полному изменению естественного состояния водных экосистем [3]. Учитывая ограниченные пределы устойчивости таких экосистем, разрабатываются всё более современные и эффективные методы очистки сточных вод, направленные на поиск компромисса между экономической и экологической сферами интересов человека.

Микроэлементы относятся к одним из основных загрязнителей водных объектов, присутствуя в виде природных компонентов или образуясь в результате деятельности человека. Различные технологии, включая осаждение, восстановление, искусственные мембраны и ионный обмен, используются для удаления токсичных соединений из загрязнённых вод. Однако эти методы дороги и не позволяют удалять элементы при низких концентрациях, кроме того, при их применении образуется большое количество отходов, что ведет к неизбежным проблемам с утилизацией [4, 5]. Учитывая эти недостатки, биологические методы вызывают наибольший интерес для дальнейших исследований, поскольку являются экологически безопасными и экологически надёжными в виду того, что они основаны на естественных природных процессах.

Известно, что тяжёлые металлы относятся к категории наиболее опасных загрязнителей в сбрасываемых сточных водах промышленных предприятий, что по большей части обусловлено крайне низкой способностью некоторых из них к биоразложению. На данный момент активно применяются различные способы снижения концентрации тяжёлых металлов, однако наиболее экологически безопасным и экономичным является фиторемедиация. Суть данного метода заключается в поглощении, стабилизации или деградации поллютантов в результате физиологических процессов растений [3].

Интенсивная разработка и внедрение метода фиторемедиации посредством создания фитоочистных сооружений (ФОС) осуществляется в Европе, Китае, США, Индии и ряде других стран, что подтверждается ежегодно возрастающим количеством научных исследований и патентов в данной области. И в настоящее время в России также активно проводятся исследования по поиску видов растений, пригодных для фиторемедиации с учётом климатических особенностей наших регионов, а также способов их внедрения в существующие системы очистки для повышения общей эффективности и достижения нормативных значений качества природных вод [2].

Таким образом, целью данной работы стала оценка возможности очистки промышленных сточных вод от тяжёлых металлов путём применения процессов фиторемедиации с использованием неинвазивных видов высшей водной растительности в природно-климатических условиях республики Карелия и Мурманской области.

Материалы и методы

На территории республики Карелия в течение более чем 10 лет проводятся работы по внедрению на горнопромышленных предприятиях фитоочистных систем, которые представляют собой искусственно создаваемые заболоченные территории различной формы и размеров. К ним относятся также небольшие озёра, буферные водоёмы в системе очистки предприятий, болота и др. Водная поверхность данных объектов частично или полностью покрывается представителями высшей водной растительности плавающего или укореняющегося типов. При этом макрофиты укореняющегося типа могут располагаться как по береговой линии водного объекта, так и будучи закреплёнными на плавучих матах.

Отбор растительных образцов для исследований производился с ФОС и с условно фоновых заболоченных участков вне зоны влияния предприятия для получения объективных результатов оценки эффективности аккумуляции загрязняющих веществ растениями. Видовой состав высшей водной

растительности представлен рогозом широколистным (*Typha latifolia* L.), сабельником болотным (*Comarum palustre*), тростником обыкновенным (*Fragmites australis*) и мхами рода Варнсторфия (*Warnstorfia fluitans*). Кроме того, в качестве растения, потенциально пригодного для усовершенствования системы фитоочистки и повышения биоразнообразия видов, было решено отобрать белокрыльник болотный (*Calla palustris* L.).

Отобранные пробы исследовались в научном центре «Оценка техногенной трансформации экосистем» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II согласно методическим рекомендациям по проведению полевых и лабораторных исследований почв и растений при контроле загрязнения окружающей среды металлами. Растительные образцы промывали дистиллированной водой и высушивали до воздушно-сухого состояния. Затем измельчали до состояния порошка в фарфоровых ступках, взвешивали и проводили сухое озоление в муфельной печи Nabertherm LT 15/11 с последующим кислотным разложением. Элементный анализ полученных растворов проводили методом атомно-эмиссионной спектрометрии с индуктивно-связанной плазмой на ICPE-9000 (Shimadzu, Япония). На основе полученных данных полуколичественного анализа состава сточных вод и содержания подвижных форм элементов в донных отложениях в рамках исследования для отобранной биомассы растений в качестве анализируемых элементов среди тяжёлых металлов были выбраны марганец и никель.

Результаты

Результаты лабораторных исследований показали, что накопление тяжёлых металлов в биомассе растений, отобранных с фитоочистных сооружений в разы больше, чем в контрольных образцах, отобранных с фоновых участков.

Так содержание марганца в образцах с ФОС превышает фоновые показатели в 1,7 раз для тростника и в 1,9 раз для сабельника. Наибольшую же эффективность в поглощении марганца показал мох, отобранный с фитоочистных сооружений, концентрация элемента в биомассе которого в 3,7 раза выше фоновых значений. Наименьшую аккумулирующую способность показал рогоз, что может быть обусловлено конкретными условиями места пробоотбора и качеством растительного материала.

В случае с никелем, сабельник болотный показал самую высокую эффективность поглощения. Содержание никеля в загрязнённых образцах в 83 раза превышает содержание в фоновых растениях, для мха – в 32 раза, тростника и рогоза – в 2 и 5,5 раз соответственно. Также представлены данные по содержанию металлов в биомассе белокрыльника для последующей оценки его способности к фитоэкстракции анализируемых загрязняющих веществ.

В таблице 1 представлены подробные результаты атомно-эмиссионного анализа содержания Mn и Ni в растительных образцах на абсолютно-сухое состояние.

Таблица 1

Значения концентраций тяжёлых металлов в пересчёте на абсолютно-сухое состояние, [мг/кг]

№ п/п	Образец	Mn	Ni
Образцы с фоновых участков			
1	Рогоз	361±108	3,8±1,1
2	Тростник	85±25	2,5±0,8
3	Сабельник	621±186	2,2±0,7
4	Мох	2710±813	4,0±1,2
5	Белокрыльник	430±129	2,3±0,7
Образцы с загрязнённых участков (фитоочистных сооружений)			
1	Рогоз	324±97	21±6
2	Тростник	143±43	5,0±1,5
3	Сабельник	1157±347	165±50
4	Мох	10063±3019	128±38

Оценка степени накопления загрязняющих веществ растениями из донных отложений производилась на основании расчёта коэффициентов биоаккумуляции (БА) по формуле (1):

$$K_6 = \frac{K_p}{K_n} \quad 1)$$

где K_6 – коэффициент биоаккумуляции, K_p – концентрация элемента в растении,

K_n – концентрация подвижной формы элемента в донных отложениях.

Для расчёта коэффициента БА для укореняющихся растений (гидрофитов) в качестве концентрации подвижной формы элемента принималась усреднённое значение содержания тяжёлых металлов в пробах донных отложений. Для плавающих растений (аэрогидатофитов: мох, белокрыльник), а также для растений, выращенных в горшках на плавучих матах (тростник), коэффициент биоаккумуляции посчитан, как отношение содержания элемента в растении к содержанию элемента в воде.

В таблицах 2 и 3 представлены значения коэффициентов биоаккумуляции анализируемых растений.

Таблица 2

Значения коэффициента биоаккумуляции для укореняющихся растений

№ п/п	Образец	Mn	Ni
Образцы с фоновых участков			
1	Рогоз	12	3
2	Тростник	3	2,0
3	Сабельник	20	1,7
4	Белокрыльник	14	1,8
Образцы с загрязнённых участков (фитоочистных сооружений)			
1	Рогоз	11	16
2	Тростник	5	4
3	Сабельник	38	128

Таблица 3

Значения коэффициента биоаккумуляции для плавающих/выращенных на плавучих матах растений

№ п/п	Образец	Mn	Ni
Образцы с фоновых участков			
1	Мох	1312	19
2	Белокрыльник	517	28
Образцы с загрязнённых участков (фитоочистных сооружений)			
1	Тростник	233	81
2	Мох	3299	418

Исходя из полученных данных следует, что наибольшую эффективность в поглощении тяжёлых металлов среди укореняющихся видов демонстрирует сабельник, находящийся на заболоченных участках отстойника. При этом более высокий коэффициент биоаккумуляции загрязняющих веществ у растений, находящихся в толще воды и не укореняющихся в грунт либо выращенных на плавучих матах. Белокрыльник болотный также показал свой потенциал к аккумуляции тяжёлых металлов и, следовательно, может быть рассмотрен в качестве дополнительного вида для повышения биоразнообразия фитоценоза очистных сооружений. Кроме того, его отличительной особенностью является способность корневой системы поддерживать жизнедеятельность растения как в условиях укоренения, так и непосредственно в толще воды.

Выводы

Необходимо тщательно подходить к вопросу поддержания экологической безопасности водных объектов, в особенности, в районах Крайнего Севера. Полученные результаты позволяют сделать вывод, что проанализированные растительные образцы, отобранные с фитоочистных сооружений, действительно содержат в себе большее количество загрязняющих веществ по сравнению с растениями, собранными с фоновых участков. Данный факт свидетельствует об эффективности применения высшей водной растительности для доочистки сточных вод от тяжёлых металлов на промышленных предприятиях республики Карелии и Мурманской области и перспективности дальнейших исследований в направлении фиторемедиации.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FSRW-2024-0005).

Литература

1. Иванова Л. А. и др. Разработка и оптимизация способа биологической очистки сточных карьерных вод от минеральных соединений азота в условиях Арктики //Теоретическая и прикладная экология. – 2019. – №. 1. – С. 82-87.DOI 10.25750/1995-4301-2019-1-082-087. – EDN OXCHSJ.
2. Коротаяева А. Э., Пашкевич М. А., Петров Д. С. Фиторемедиация водных экосистем от тяжелых металлов высшей водной растительностью //Ответственный редактор. – 2022. – С. 106.
3. Пашкевич М. А., Коротаяева А. Э. Изучение аккумуляционной способности прибрежно-водной растительности по отношению к металлам // Современные проблемы геохимии-2023. – 2023. – С. 122–124.
4. Bonanno, G. (2013). Comparative performance of trace element bioaccumulation and biomonitoring in the plant species *Typha domingensis*, *Phragmites australis* and *Arundo donax*. *Ecotoxicology and Environmental Safety*, 97, 124–130. DOI:10.1016/j.ecoenv.2013.07.017
5. Muthusaravanan S. et al. Phytoremediation of heavy metals: mechanisms, methods and enhancements //Environmental chemistry letters. – 2018. – T. 16. – С. 1339–1359.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРАЛЬНЫХ ИНДЕКСОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МАЛЫХ РЕК

Мухаметшина Сабина Ильдаровна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: sabina.mukhametshina.2003@mail.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Белкин Павел Андреевич

Аннотация: Рассмотрено решение задачи по оценке экологического состояния донных отложений малых рек в результате загрязнения тяжелыми металлами, на примере р. Поповка в г. Соликамск, с помощью интегральных индексов. Описаны некоторые российские и зарубежные методы общей оценки состояния и загрязнения донных отложений.

Ключевые слова: малые реки, загрязнение тяжелыми металлами, оценка экологического состояния донных отложений.

APPLICATION OF INTEGRAL INDICES FOR ASSESSING THE ECOLOGICAL STATE OF BOTTOM SEDIMENTS OF SMALL RIVERS

Mukhametshina Sabina

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Assistant Professor Belkin Pavel

Abstract: The solution to the problem of assessing the ecological state of bottom sediments of small rivers as a result of pollution with heavy metals, using the example of the Popovka River in Solikamsk, using integral indices, is considered. Some Russian and foreign methods for general assessment of the condition and contamination of bottom sediments are described.

Keywords: small rivers, heavy metal pollution, assessment of the ecological state of bottom sediments.

Введение

Донные отложения (или донные осадки) представляют собой наносы и твердые частицы, образовавшиеся и осевшие на дно в результате внутриводоемных физических, химических и биологических процессов, в которых участвуют вещества как естественного, так и антропогенного происхождения [7]. Формирование донных отложений происходит под действием ряда факторов, таких как скорость поступления и состав осадочного материала, окислительно-восстановительные условия, гидродинамическая обстановка и других. Вследствие этого, донные отложения являются неотъемлемой составляющей водных объектов, в значительной степени определяющей их экологическое состояние.

Следует отметить, что донные осадки являются депонирующей средой, то есть способны накапливать и захоронять в себе химические соединения органического и неорганического происхождения. Таким образом, донные отложения, выступая в качестве природных сорбентов, могут способствовать очищению водной среды. Благодаря этому свойству, донные отложения являются важным источником информации о климатических, геохимических, экологических условиях малых рек, позволяют оценить современное экологическое состояние воздушной и водной среды [1].

Однако, при определенных условиях (например, в случае нарушения залегания осадков при проведении строительных или дноуглубительных работ), накопленные в осадках вещества вновь могут переходить в водную среду, вызывая ее вторичное загрязнение. К числу приоритетных загрязняющих веществ донных отложений относятся тяжелые металлы. В отличие от органических загрязняющих веществ, подвергающихся процессам разложения, металлы не разлагаются и способны лишь к перераспределению между отдельными компонентами водных систем [8].

В последние годы все более пристальное внимание исследователей привлекают вопросы, связанные с влиянием на качество и состав воды водных объектов донных отложений, образующихся в процессе многолетнего сброса промышленных стоков. Поступление загрязняющих веществ со сточными водами способствует их накоплению в донных осадках. Вместе с этим, в условиях изменений гидрологического режима и температуры водоемов под воздействием сточных вод, происходит миграция металлов в водную среду. Так, загрязнение вод р. Ахангаран тяжелыми металлами под воздействием сточных вод Алмалыкского горно-обогатительного комбината описано С.Т. Искандаровой с соавторами [3]. В результате исследований выявлена статистически подтвержденная связь между концентрациями металлов в донных осадках и придонном слое речных вод. Вместе с этим, авторами показано, что степень влияния осадков на загрязнение вод зависит от изменений гидрологических и климатических условий в течение года.

Несмотря на актуальность проблемы оценки качества донных отложений для выбора своевременных и рациональных способов обеспечения их безопасности, экологическое нормирование донных отложений на территории России в настоящее время не разработано. Исключение составляет отдельный региональный норматив для г. Санкт-Петербурга. Для понимания потенциальной экологической опасности загрязняющих веществ, аккумулируемых донными осадками, необходим поиск простых и доступных критериев оценки состояния осадков, особенно, на территориях, характеризующихся высоким уровнем техногенной нагрузки, связанной со сбросом промышленных сточных вод.

В связи с указанным, целью настоящей работы является обзор существующих методов оценки качества донных отложений и применение их на модельном объекте на территории Пермского края.

Применяемые подходы к оценке состояния и загрязнения донных отложений

Донные отложения вследствие своих высоких сорбционных свойств накапливают весь комплекс загрязняющих веществ и служат индикатором техногенной нагрузки на водный объект. Вредными для биоты водных объектов являются тяжёлые металлы различных классов опасности: Hg, Cd, Zn, Pb, Cu, Cr, Co, Ni, Fe, Mn и As. При этом, утвержденных предельно-допустимых концентраций (ПДК) для донных отложений в РФ не установлено. Для анализа донных отложений применяются ПДК для почв, что не совсем верно [4]. В качестве базы сравнения содержания микроэлементов в донных осадках может быть использован их кларк в осадочных породах по А.П. Виноградову. Для расчета коэффициента концентрации используются в качестве фоновых значений кларки осадочных пород, геохимический фон [6].

В России на данный момент не существует единой методики по оценке опасности содержания тяжёлых металлов в донных отложениях [5]. Применяемыми в РФ методами общей оценки состояния и загрязнения донных отложений являются коэффициент концентрации, коэффициент опасности. Данные показатели используют с учетом фоновых значений, кларка или ПДК элемента в почве. При оценке суммарного загрязнения в России чаще всего используют суммарный показатель Саета Z_c [9].

Суммарный показатель химического загрязнения Z_c характеризует степень химического загрязнения почв обследуемых территорий вредными веществами различных классов опасности и рассчитывается по формуле (1).

$$Z_c = \left(\sum_{i=1}^n K_c \right) - (n - 1), \quad (1)$$

где n – число определяемых компонентов; K_{ci} – коэффициент концентрации i -го загрязняющего компонента, равный кратности превышения содержания данного компонента над фоновым значением.

Ориентировочная шкала оценки загрязнения рек по интенсивности накопления химических элементов в донных отложениях следующая: $Z_c < 10$, уровень техногенного загрязнения (УТЗ) слабый; 10-30, УТЗ средний; 30-100, УТЗ высокий; 100-300, УТЗ очень высокий; > 300 , УТЗ чрезвычайно высокий [10].

В рамках настоящей работы произведен поиск зарубежных инструментов оценки качества донных осадков, наиболее распространенных в международной практике. Такими инструментами являются, например, индекс геоаккумуляции Мюллера и метод оценки потенциального экологического риска

загрязнения отложений.

Количественный метод Г. Мюллера разработан в Германии. Данная оценка загрязнения тяжелыми металлами донных отложений водных объектов основывается на разработанной международной ассоциацией исследователей IAWR классификации загрязнения воды. По формуле (3) вычисляют индекс геоаккумуляции I_{geo} . При расчете учитывают концентрации тяжелых металлов в донных отложениях тонкозернистых фракций (< 20 мкм) (C) и геохимические фоновые значения (C_f) в иловых или глинистых отложениях:

$$I_{geo} = \log_2 * \frac{C}{1,5C_f} \quad (3)$$

Индекс геоаккумуляции I_{geo} тяжелыми металлами в донных отложениях по данным IAWR следующий: $I_{geo} < 0$, практически незагрязненный; $I_{geo} 0-1$, незагрязненный до умеренно загрязненного; $I_{geo} 1-2$, умеренно загрязненный; $I_{geo} 2-3$, средне загрязненный; $I_{geo} 3-4$, сильно загрязненный; $I_{geo} 4-5$, сильно загрязненный до чрезмерно загрязненного; $I_{geo} > 5$, чрезмерно загрязненный [5].

Оценка потенциального экологического риска. При жизнедеятельности гидробионтов в условиях загрязненных элементов донных объектов, в т.ч. донных отложений, тяжелые металлы могут попадать в живые организмы и передаваться по трофической цепочке. Таким образом, высокотоксичные тяжелые металлы могут вызвать серьезные экологические риски, в т.ч. для здоровья населения. Чтобы количественно оценить потенциал опасности загрязнения отложений тяжелыми металлами, потенциальный экологический RI изучают как сумму всех восьми тяжелых металлов: As, Cd, Cr, Cu, Pb, Ni, Zn, Hg. Потенциальный экологический риск RI показывает чувствительность исследуемой территории, с загрязненной почвой тяжелыми металлами и представляет собой потенциальный экологический риск. RI рассчитывается по формуле (4).

$$RI = \sum_{i=1}^n \frac{TiCi}{Bi}, \quad (4)$$

где RI – мономиальный потенциальный экологический фактор риска,

Ti – коэффициент токсичности тяжелых металлов.

Ci — практическая концентрация металлов в почве,

Bi – фоновое значение для тяжелых металлов.

Скорректированные критерии оценки потенциального экологического риска RI следующие: $RI \leq 50$, низкий риск; $50 < RI \leq 100$, умеренный риск; $100 < RI \leq 150$, высокий риск; $150 < RI \leq 200$, очень высокий риск; и $RI > 200$ — крайний риск [11].

Применение методов оценки качества донных отложений

В качестве объекта исследования выбрана р. Поповка, протекающая по территории г. Соликамск (Пермский край). Р. Поповка является левобережным притоком первого порядка р. Камы (Камского водохранилища). Исток реки расположен южнее городской застройки г. Соликамск, в залесенной местности. Ниже по течению река протекает вблизи от малоэтажной городской застройки и зоны расположения промышленных предприятий, а также пересекает оживлённую автомобильную дорогу регионального значения Соликамск – Кунгур. В рамках настоящей работы проведено опробование поверхностных вод и донных отложений р. Поповки в двух створах: в верхнем течении, характеризуемом условиями низкой антропогенной нагрузки, а также в среднем течении, вблизи автодороги. Опробование осуществлялось в период летней межени. Гранулометрический состав донных осадков представлен преимущественно тонкодисперсной илисто-глинистой фракцией. Сведения о содержании микроэлементов в донных отложениях р. Поповки приведены в таблице 1.

Таблица 1

Микроэлементный состав донных отложений, 2018 г.

Место отбора	Содержание, мг/кг						
	Ni	Cu	Zn	As	Cd	Hg	Pb
Створ 1, р. Поповка, верхнее течение	18	28,9	17	2,4	0,25	<0,03	7,3
Створ 2, р. Поповка, среднее течение	72	41,5	76	4,7	0,46	0,04	14,3
Отношение концентрации в створе 2 к створу 1	4	1,4	4,5	2	1,8	—	2
Коэффициент токсичности тяжелых металлов [11]	5	5	1	10	30	40	5
Кларк в осадочных породах [10]	95	57	80	6,6	0,3	0,4	20
ПДК почв [9]	20	33	55	2	0,5	2,1	32

Анализ данных таблицы 1 показывает, что содержание каждого из изученных металлов в створе 2 значительно превышает их концентрации в верхнем течении реки. Для оценки опасности роста концентраций металлов проведены исследования с применением расчетных индексов.

Суммарный показатель химического загрязнения Z_c , потенциальный экологический риск RI рассчитан с учетом кларка.

В результате расчета суммарного показателя химического загрязнения Z_c в створе 1 и в створе 2, мы получаем значения <10 , то есть уровень техногенного загрязнения слабый.

В результате расчета потенциального экологического риска RI в створе 1, мы получаем значение 37, то есть низкий риск. В результате расчета RI в створе 2, мы получаем значение 69, то есть умеренный риск.

В результате расчета индекса геоаккумуляции I_{geo} тяжелыми металлами в донных отложениях, мы получаем в 1 створе значение $I_{geo} = -3,53$, во 2 створе $I_{geo} = -0,50$. В обоих случаях значение <0 , то есть практически незагрязненный.

Результаты расчета индексов загрязнения осадков приведены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты расчета индексов загрязнения осадков

Место отбора	Индексы для оценки загрязнения д.о.		
	Z_c	RI	I_{geo}
Створ 1, р. Поповка, верхнее течение	<10	≤ 50	<0
Створ 2, р. Поповка, среднее течение	<10	$50 < RI \leq 100$	<0
Вывод:	уровень техногенного загрязнения слабый	в створе 1 низкий риск в створе 2 умеренный риск	практически незагрязненный

Результаты расчета индексов загрязнения донных отложений тяжелыми металлами в обоих створах показали низкие значения, отличаются только значения потенциального экологического риска RI , но они не превышают критических. В целом можем сказать, что значительные загрязнения в условиях антропогенной нагрузки отсутствуют.

Используя определенные методы оценки, можно получить обобщенные данные по экологическому состоянию всей территории водосбора водного объекта, а также видах производств, расположенных на ее территории. В донных отложениях высокие значения концентраций тяжелых металлов негативно сказываются на биоте рек, которые в процессе своей жизнедеятельности активно аккумулируют из среды своего обитания токсичные химические соединения, что представляет опасность для качества вод, а, соответственно, и для человека.

Заключение

В данной работе рассмотрены интегральные индексы (Z_c , RI) и поэлементный индекс геоаккумуляции I_{geo} , их применение на конкретном объекте может быть очень полезным для оценки степени загрязнения донных отложений тяжелыми металлами и определения зон с повышенным риском для здоровья человека и окружающей среды. Интегральные индексы помогут быстро выявить общие тренды и уровень загрязнения, в то время как поэлементные индексы позволят более глубоко изучить конкретные металлы и выделить особенности их распределения. Комбинированное использование этих индексов может значительно облегчить процесс анализа и принятия решений по управлению загрязненными участками. Результаты исследований показывают, что такой подход может быть полезен для выявления проблемных зон, определения путей улучшения экологической ситуации и разработки мероприятий по охране окружающей среды.

Литература

1. Даувальтер В.А. Геоэкология донных отложений озер// Мурманск : Изд-во МГТУ, 2012.14.
2. Дмитриев В.В. Общезкологический подход к нормированию качества вод., 1994.
3. Искандарова Ш.Т., Усманов И. А., Хасанова М.И. Влияние донных отложений на качество воды малых рек., 2019.
4. Коломийцев Н.В., Корженевский Б.И., Ильина Т.А., Гетьман Е.Н. Оценка техногенной нагрузки на водные объекты по загрязненности донных отложений., 2015.
5. Коновалова Э.Е. Анализ зарубежных методик оценки содержания тяжелых металлов в донных отложениях рек.
6. Куракина Н. И., Шлыгина Н. С. Оценка состояния донных отложений по результатам контрольных измерений концентраций загрязняющих веществ в восточной части Финского залива.,2017.
7. РД 52.24.609-2013 Организация и проведение наблюдений за содержанием загрязняющих веществ в донных отложениях водных объектов.
8. Решетняк О.С., Закруткин В.Е. Донные отложения как источник вторичного загрязнения речных вод металлами., 2016.
9. Ушакова Е.С., Караваева Т. И., Белкин П.А. Экологическое состояние почв промышленных территорий (на примере г. Березники, пермский край): сравнение отечественных и зарубежных методов оценки.,2020.
10. Янин Е.П. Техногенные геохимические ассоциации в донных отложениях малых рек (состав, особенности, методы оценки). М.:ИМГРЭ, 2002.
11. Yang Guan, Chaofeng Shao, Meiting Ju. Heavy Metal Contamination Assessment and Partition for Industrial and Mining Gathering Areas.,2014.

ТЕПЛОВОЕ ЗАГРЯЗНЕНИЕ АРКТИЧЕСКИХ ГИДРОЭКОСИСТЕМ

Пахомова Татьяна Сергеевна

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
магистрант 2 курса, г. Санкт-Петербург
e-mail: tatyana.pakhomova1@gmail.com*

Смирнов Юрий Дмитриевич

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
доцент, г. Санкт-Петербург
e-mail: qwerik84@gmail.com*

Научный руководитель: к.т.н., доцент Смирнов Юрий Дмитриевич

Аннотация. Статья посвящена проблеме теплового загрязнения водных экосистем арктического и субарктического поясов в условиях интенсивного развития электроэнергетической отрасли. В работе рассматриваются основные последствия теплового воздействия на водные объекты. На примере водоема-охладителя промышленного предприятия показаны последствия тепловых сбросов для различных представителей гидробиоты.

Ключевые слова: электростанция, тепловое загрязнение, субарктический водоем, водоем-охладитель, тепловой сброс.

THERMAL POLLUTION OF ARCTIC HYDROECOSYSTEMS

Pakhomova Tatyana Sergeevna

*Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
2st year Master's Degree Student, St. Petersburg*

Smirnov Yuriy Dmitrievich

*Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University
Reader, St. Petersburg*

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor Smirnov Yuriy

Abstract: The article is devoted to the problem of thermal pollution of the aquatic ecosystems of the Arctic and Subarctic belts in the conditions of intensive development of the electric power industry. The paper considers the main consequences of thermal effects on water bodies. The consequences of thermal discharges for various representatives of the hydrobiont are shown on the example of the cooling reservoir of industrial enterprise.

Keywords: power plant, thermal pollution, subarctic reservoir, cooling water pool, waste heat.

Тепловое загрязнение от промышленных предприятий было признано проблемой для водной среды после окончания Второй мировой войны [13]. Сектор электроэнергетики является одним из крупнейших его источников, поскольку выработка электроэнергии зачастую сопряжена с выделением большого количества отработанного тепла.

Электростанции, работающие на ископаемом топливе, обладают наибольшим распространением и производят 68% электроэнергии в мире [11]. Тепловые электростанции (ТЭС) способны преобразовывать в электричество только около 40% энергии, выделяющейся при сжигании угля, нефти или газа. Оставшиеся 60% составляют тепловые потери и распределяются между энергией, поглощаемой охлаждающей водой (45%) и выделяемой с выхлопными газами (15%) [12].

Несмотря на небольшую долю атомных электростанций в мировой энергетике (13%) [11] их число постепенно увеличивается, особенно благодаря разработкам в сфере замкнутого ядерного

топливного цикла. Из-за более низких пределов рабочих температур атомные энергоблоки менее эффективны и обычно рассчитаны на преобразование только 33% энергии, выделяющейся при делении ядра, в электричество. Большая часть оставшейся энергии (около 62%) поступает в охлаждающую воду в конденсаторе. [12]

С точки зрения эффективности термодинамического цикла желательно достичь наиболее низкой температуры конденсатора, что, в свою очередь, требует наличия охлаждающей воды при низких температурах и в больших количествах. При этом в связи с более низким коэффициентом полезного действия атомные станции требуют больших расходов технической воды по сравнению с тепловыми. На АЭС при выработке 1 млн. кВт электроэнергии побочным продуктом становится 3 – 3,5 км³ подогретых вод, против 1,5 км³ на ТЭС аналогичной мощности. [8]

По этой причине электростанции часто располагаются вблизи естественных водных объектов, которые служат не только источниками охлаждающей воды, но и поглотителями тепла. Вода, пропущенная по трубам конденсатора, сбрасывается обратно в реку, озеро или залив при температуре на 12 – 15 °С превышающей температуру воды в зоне водозабора [9]. Такая система охлаждения носит название прямоточной и оказывает наибольшее термическое воздействие на водные экосистемы.

Одним из вариантов его снижения является реализация оборотной системы охлаждения, основным элементом которой служит градирня или искусственно сооружаемый пруд-охладитель. При этом проблема теплового загрязнения не бесследно сменяется значительным отчуждением земель, а проявляется в результате рассеивания избыточного тепла в атмосферу. Одним из основных объектов, требующих охраны от загрязнения, являются природные воды. В первую очередь загрязнению подвержены поверхностные воды [5].

Прямоточное охлаждение остается наиболее распространенным способом утилизации тепла в связи с отсутствием значительных капитальных вложений, характерных для рециркуляционного охлаждения, что представляет серьезную опасность для водных экосистем. Особенно уязвимы к термическому воздействию экосистемы арктического и субарктического поясов. Фауна многих крупных северных озер представлена стенобионтными реликтовыми видами, температурная зона оптимума которых весьма ограничена. На фоне роста мощностей энергетического комплекса и проблемы сохранения биоразнообразия в экосистемах, изучение вопроса о тепловом воздействии становится все более актуальным. Не менее важным экологическим аспектом является изменение климата, создающее дополнительную тепловую нагрузку на водоемы-охладители и потенциально способное усилить негативные последствия теплового загрязнения.

Для пойкилотермной ихтиофауны температура является одним из наиболее важных факторов окружающей среды. Каждый вид обладает своей способностью адаптироваться к изменяющейся среде обитания, поэтому в случае быстрого повышения температуры возможны три исхода: локальное вымирание из-за теплового стресса, смещение географического ареала в зоны оптимальных температурных условий и генетические изменения в результате естественного отбора. Не исключена возможность реализации и всех трех сценариев.

Летальное воздействие подогретых вод наблюдается при температуре воды 30 °С для отдельных видов и 40 °С практически для всех высокоорганизованных гидробионтов [6]. Резкое изменение температурного режима, вызванное запуском или остановкой электростанции, также становится смертельным. К медленно меняющимся температурам рыбы способны приспосабливаться, однако выжившие особи могут утратить способность к размножению и стать более восприимчивыми к болезням [12].

По сравнению с другими функциями организма температура необходимая для нереста находится в узком диапазоне. Отклонения от оптимальных температур могут привести не только к прекращению или отсрочке нереста, но и появлению аномальных мальков [14].

Косвенное влияние термического фактора может проявляться в сокращении численности отдельного вида, являющегося частью пищевой цепи других видов рыб, что в конечном итоге приведет к их истощению.

Наиболее неблагоприятным и даже опасным последствием для гидроэкосистемы являются снижение содержания растворенного кислорода, что может стать причиной массовой гибели видов, наименее толерантных по отношению к ухудшению кислородного режима. У менее восприимчивых видов, повышенная температура воды приводит к увеличению скорости метаболизма и потребления ими кислорода [12].

С другой стороны, нагрев ускоряет фотосинтез и увеличивает общую массу органических веществ как следствие термической эвтрофикации. Данный факт нельзя определенно назвать положительным,

ведь несмотря на производство кислорода высшей растительностью, его содержание также снижается в результате разложения отмирающей органики.

Среди эффектов теплового воздействия стоит отметить также снижение толерантности ихтиофауны к токсичным веществам. Например, при 1°C концентрация углекислого газа, считающаяся смертельной для карпа, составляет 120 мг/л. Тогда как при повышении температуры воды до 30°C эта концентрация снижается до 55-60 мг/л [12].

В связи с увеличением токсичности некоторых веществ с повышением температуры тепловое загрязнение может усугубить последствия химического. В результате синергетического эффекта гибель гидробионтов вероятна даже в случае незначительного повышения сублетальной температуры. Таким образом, проблема усугубляется в случае расположения вблизи водоема-охладителя производственных предприятий. Примером может служить крупнейший водоем Мурманской области – озеро Имандра, на территории водосбора которого расположена не только Кольская атомная станция, но и предприятия горнодобывающей и металлургической промышленности (ОАО «Апатит», ОАО «Североникель», ОАО «Олкон»). [2]

Стоки медно-никелевого и апатитонелефинового производства стали причиной многократного превышения фоновых концентраций Ni, Cu, Zn, Mn, и Hg. Особенно развитие индустриального комплекса повлияло на гидрохимию двух плесов: Большой и Йокостровской Имандры. Превышение тяжелых металлов в Бабинской Имандре незначительно, но она также не лишена антропогенной нагрузки. [2]

Прямоточная система охлаждения Кольской АЭС, запущенной в 1973 г, обеспечивает непрерывное поступление в губу Молочная озера Бабинской Имандры подогретых вод в объеме 37,16 м³/с и с температурой, превышающей температуру водосбора на 5–13 °С. Термическое воздействие станции при этом затрагивает лишь часть акватории, площадью около 8 км² [10].

Поступление подогретых вод стимулирует активное бионакопление макрофитами химических элементов. Наибольший коэффициент биологического поглощения установлен для Al, Ti, Fe, Ce, V, Y, Pr и La [4]. Тепловое воздействие на макрофитов также проявляется в резком увеличении их численности, но лишь в пределах отводящего канала. При этом видовое разнообразие в зоне руслового участка, напротив, более ограничено по сравнению с близлежащей акваторией, что обусловлено преимущественным развитием двух видов: урути очередноцветковой и рдеста злаколистного (до 60–80% проективного покрытия) [7].

Существенное увеличение продолжительности вегетации (с февраля по ноябрь) наблюдается только в зоне сбросного канала, несмотря на круглогодичное отсутствие ледового покрова на всей акватории губы Молочной. В целом, состояние мактрофитовых сообществ свидетельствует о среднем уровне эвтрофирования, поскольку их чрезмерное разрастание сдерживается холодным климатом и активным гидродинамическим перераспределением водных масс, препятствующем прогреванию глубинных слоев периферии губы [7].

Фитопланктон, в качестве первичных продуцентов, играет важную роль в пищевых цепях подводных экосистем. В силу своей чувствительности к изменениям в водной среде, его состав служит надежным индикатором устойчивости всей водной экосистемы. Повышение температуры воды может привести к появлению нежелательных видов водорослей [7].

Представители динофитовых и сине-зеленых водорослей, способные вызывать «цветение» воды, обнаруживаются преимущественно в зоне подогреваемых вод губы Молочная. В целом таксономическая структура сообществ фитопланктона в пределах губы соответствует значению, характерному для всего оз. Имандра. Интенсивного развития термофилов в данной зоне не выявляется.

Несмотря на то, что специфический температурный режим обеспечивает более длительный период вегетации, средняя биомасса фитопланктона в зоне теплового загрязнения в период интенсивной вегетации не превышает аналогичный показатель в Йокостровской Имандре – источнику охлаждающей воды. Отсутствие тенденции к эвтрофикации в условиях поступления подогретых вод объясняется как недостатком биогенных элементов в наиболее теплый период, вызванном ранним началом вегетации, так и постоянным перемешиванием и обновлением водных масс. Также стоит отметить, что улучшение светового режима в отсутствии ледового покрова позволяет водорослями планктона в тепловодной среде сбросного канала утилизировать больше биогенных элементов, способствуя активному самоочищению экосистемы [3].

Отрицательного влияния тепловых сбросов на сообщества зоопланктона также не наблюдается. Несмотря на постепенное увеличение доли короткоживущих мелких форм (коловраток) и сокращении рачкового планктона, особенно значимого с точки зрения трофических связей, средняя биомасса зоопланктона остается постоянной во многом благодаря искусственно созданному гидродинамическому режиму [7].

Влияние теплового загрязнения на донную фауну оз. Имандра ограничено Молочной губой и в большей мере отражается на составе малакофауны водосбросного канала, в районе которого была обнаружена популяция двустворчатых моллюсков сем. Unionidae (Anodonta sp), не характерных для водоемов Мурманской области. Область распространения моллюска включает в себя Среднюю и Северную Европу, европейскую часть России и Западную Сибирь [1].

Количественные показатели бентоса в губе Молочной выше, чем в целом по плесу Бабинская Имандра, и сопоставимы со значениями, характерными для Йокостровской Имандры. Йокостровская Имандра характеризуется более высоким трофическим статусом чем Бабинская за счет экологического влияния тяжелой индустрии. По составу зообентоса акватория оз. Имандра относится к олиготрофному типу [1].

Следствием влияния подогретых сбросных вод в совокупности с функционированием рыбоводного хозяйства в устье подводящего канала стало увеличение средних размерно-весовых показателей ихтиофауны в губе Молочная по сравнению с другими районами акватории. Кроме того, происходят изменения в структуре рыбного сообщества: уменьшение численности сиговых и лососевых видов сопровождается доминированием европейской корюшки, окуневых и карповых видов. Причем последний не является нативным видом. Оказавшись в субарктическом водоеме благодаря рыбоводному комплексу, карп полностью натурализовался в тепловодной части акватории.

Вторым видом-интродуцентом стала радужная форель. Она образовала самовоспроизводящуюся популяцию после того, как стала разводиться в садках рыбоводного хозяйства. Нерестилища радужной форели, как и у карпа, ограничены зоной влияния подогретых вод [7].

Ввиду потепления климата исследования процессов преобразования гидроэкосистем арктических и субарктических поясов особенно актуальны. Тепловое загрязнение, вызванное сбросами сточных вод энерготехнологических установок, может негативно повлиять на водные экосистемы, вызывая изменения в структуре и функционировании гидробионтов. Однако не стоит забывать, что в холодном климате это негативное влияние несоизмеримо с воздействием химического загрязнения, создаваемого производственными предприятиями и встречающегося намного чаще.

Работа выполнена в рамках государственного задания Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II (шифр № FSRW-2024-0005).

Литература

1. Валькова С. А., Кашулин Н. А. Особенности структуры и функционирования бентосных сообществ в условиях теплового загрязнения //Труды Кольского научного центра РАН. – 2013. – №. 3 (16). – С. 97-105.
2. Даувальтер В. А., Терентьев П. М. Аккумуляция тяжелых металлов в донных отложениях и органах и тканях сига (*Coregonus lavaretus*) озера Имандра //Труды Ферсмановской научной сессии ГИ КНЦ РАН. – 2018. – №. 15. – С. 445-448.
3. Денисов Д. Б., Кашулин Н. А. Современное состояние водорослевых сообществ планктона в зоне влияния Кольской АЭС (оз. Имандра) //Труды Кольского научного центра РАН. – 2013. – №. 3 (16). – С. 70-96.
4. Елизарова И. Р. и др. Биогеохимическая миграция и аккумуляция химических элементов растениями в аквасистеме сбросного канала Кольской АЭС //Геохимия. – 2022. – Т. 67. – №. 2. – С. 191-202.
5. Коротков А.И. Загрязнение и охрана геологической среды в Сланцевском горнопромышленном районе // Записки Горного института. 1976. Т. № 2 70. С. 40.
6. Лунева Е. В. Оценка влияния атомных электростанций России на экосистемы водоемов-охладителей //Известия КГТУ. – 2014. – №. 34. – С. 20-33.
7. Современное состояние экосистем в районе Кольской АЭС (Мурманская область) / под ред. В. А. Маслбоева, Е. А. Боровичёва и Н. Е. Королёвой. — Апатиты: ФИЦ КНЦ РАН, 2020. — 311 с.

8. Соди́ков М. Н. и др. Экологические проблемы ядерной энергетики // *Вопросы науки и образования*. – 2019. – №. 27 (76). – С. 118-122.
9. Столбунов А.К. Влияние подогретых вод ТЭС на производственные процессы и микрофлору водоемов-охладителей в различных зонах СССР // *Водные ресурсы*, № 2.1985. С. 89-101.
10. Экологическое состояние озера Имандра: в 2 томах. Т. 1: Гидролого-геохимические условия / коллектив авторов; под редакцией Т. И. Моисеенко, В. А. Даува́льтера, С. С. Сандими́рова ; Ин-т проблем промышленной экологии Севера ; ФИЦ КНЦ РАН. — Апатиты: Изд-во ФИЦ КНЦ РАН, 2023. — 221 с.
11. Электроэнергетика. Экологический аспект. URL: <https://blog.tutoronline.ru/jelektrojenergetika-jekologicheskij-aspekt?ysclid=ltfws59vqa717828984> (Дата обращения: 08.03.24).
12. Christopher T. Hill, *Thermal Pollution and Its Control*, 2 B.C. *Envtl. Aff. L. Rev.* 406 (1972).
13. Kirillin G., Shatwell T., Kasprzak P. *Consequences of thermal pollution from a nuclear plant on lake temperature and mixing regime* // *Journal of Hydrology*. – 2013. – Т. 496. – С. 47-56.
14. Sylvester J. R. *Possible effects of thermal effluents on fish: a review* // *Environmental Pollution* (1970). – 1972. – Т. 3. – №. 3. – С. 205-215.

ПОИСК ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЮ РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА НА ЗАГРЯЗНЕННЫХ ПОЧВАХ ГОРОДА КАРАБАШ

Сальникова Юлия Мелановна

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
магистрант, 1 курса, г. Санкт-Петербург
e-mail: Yuliya.salnikova01@mail.ru*

Стрелкова Юлия Юрьевна

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II
студент 4 курса, г. Санкт-Петербург
e-mail: strel_2002@mail.ru*

Научный руководитель: к.т.н., доцент Матвеева Вера Анатольевна

Аннотация: В статье приведены результаты исследований почв с горы Лысой города Карабаш по оценке токсичности почв на растительность в начальную фазу роста. Оценивались начальные параметры почвы по данному показателю, а также результаты при использовании мелиорантов (известки и гумата калия). Результаты проанализированы с учетом количественного анализа проб на тяжелые металлы методом ИСП и pH. Выявлено, что на всхожесть растений и рост на ранних стадиях оказывают влияние не только концентрации тяжелых металлов и кислотность, но и содержание органического вещества. Кроме того, данные показатели оказывают значительное влияние при применении мелиорантов.

Ключевые слова: Рекультивация, ремедиация, тяжелые металлы, загрязненные почвы, накопленный экологический ущерб.

SEARCH FOR EFFECTIVE SOLUTIONS TO REMEDIATE VEGETATION COVER ON CONTAMINATED SOILS OF KARABASH CITY

Salnikova Yuliya

*St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II
1st year Master's Degree Student, St. Petersburg*

Strelkova Yuliya

*St. Petersburg Mining University of Empress Catherine II
4th year Student, St. Petersburg*

Research Supervisor: Candidate of Technical Sciences, Associate Professor Matveeva Vera

Abstract: The article presents the results of research of soils from the Lysaya mountain of Karabash city to assess the toxicity of soils on vegetation in the initial phase of growth. The initial soil parameters were evaluated for this indicator, as well as the result when using ameliorants (lime and potassium humate). The results were analysed taking into account quantitative analysis of samples for heavy metals by ICP and pH method. It was found that not only heavy metal concentrations and acidity, but also organic matter content influenced plant germination and early growth. In addition, these indicators have a significant impact when ameliorants are applied.

Keywords: Reclamation, remediation, heavy metals, contaminated soils, accumulated environmental damage.

АО «Карабашмедь» (до 2004 г. – Карабашский медеплавильный комбинат – КМК) является одним

из старейших предприятий по добыче медной руды. Оно расположено в городе Карабаш Челябинской области и эксплуатируется с 1910 года [3,4]. Ежегодная производительность предприятия составляет 150 тыс. тонн черновой меди. С момента открытия комбината и до 2000-х годов на предприятии практически не приводилась модернизация и применялись методы плавки, используемые в XX в. Отсутствие очистного оборудования приводило к выбросу сернистого газа, металлосодержащей пыли и иных загрязняющих веществ в атмосферу города без очистки. Например, с 1965 по 1988 гг., когда наблюдались максимальные выбросы загрязняющих веществ в воздух, их объем составлял 162 – 164 тыс. т. загрязняющих веществ ежегодно [1]. Согласно розе ветров [2] преобладающими направлениями ветра является северо-западное и юго-западное, соответственно, большая нагрузка приходится на объекты окружающей среды, расположенные на юго-востоке и северо-востоке [4]. Таким объектом является гора Лысая (Поклонная), за годы существования предприятия она брала на себя колоссальную нагрузку со стороны загрязнения атмосферного воздуха, в этой связи на данный момент на ней отсутствует растительный покров на большей части поверхности.

В июле 2023 года проводился отбор проб почв с наветренной стороны горы. Для оценки токсического воздействия загрязняющих веществ из проб почв на всхожесть и рост на ранних стадиях высших растений по ГОСТ Р ИСО 18763 – 2019 были использованы горизонты 0-20 см. Количество проб для эксперимента – 3. В таблице 1 представлены результаты количественного химического анализа проб, выполненного на базе научного центра «Оценка техногенной трансформации экосистем».

Таблица 1

Характеристики анализируемых почв

Показатель		ПДК	№ пробы		
			1	2	3
Концентрация, мг/кг	Co	5,0	25,56	30,81	25,84
	Cu	80,0	4085,64	1676,25	5299,90
	Mn	3,0	647,94	759,44	569,61
	Ni	4,0	248,38	240,82	300,49
	Pb	6,0	1764,74	614,37	1287,82
	Zn	23,0	154,03	196,79	133,12
pH _{H2O}			3,79	4,51	3,96
pH _{KCl}			3,36	3,54	3,36
Гидролитическая кислотность, мг-экв/100 г почвы			10,8	9,04	14,9
Органическое вещество, %			6,82	2,93	15,14

По всем нормируемым загрязняющим веществам наблюдается превышения нормативов качества окружающей среды. Почвы относятся к очень сильноокислым по pH солевой вытяжки. Для таких почв необходимо проводить известкование, для определения дозы извести была определена гидролитическая кислотность.

Для определения токсического воздействия на рост растений на ранних стадиях в первую очередь были проанализированы пробы без применения извести и гумата калия. В соответствии с ГОСТ Р ИСО 18763 – 2019, в качестве анализируемых высших растений были выбраны горчица и кресс-салат. Контрольной почвой являлись почвогрунты для выращивания растений. Результаты эксперимента представлены на рисунке 1. По левой оси ординат отложены процентные замедления роста растений, по правой оси концентрации меди, поскольку ее концентрации в почве превышают ПДК более чем в 60 раз.

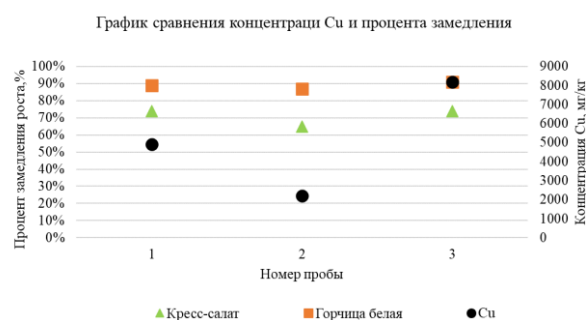


Рис. 1. График сравнения концентраций меди и процента замедления

Результаты первого эксперимента показали, что анализируемая почва угнетает растительность на ранних стадиях роста растений в пробе №1 на 74% кресс-салат и 89% горчицу, в пробе №2 – 65%, 87%, в пробе №3 – 74% и 91%, соответственно. По результатам эксперимента была выдвинута гипотеза, что наибольшее воздействие связано с низкой кислотностью и высоким содержанием меди. Для решения этих проблем было выбрано известкование, поскольку оно понижает pH, что в конечном счете приводит к осаждению и понижению биодоступности меди. Кроме того, был проведен эксперимент с применением гумата калия, поскольку он повышает толерантность растений к негативному воздействию со стороны тяжелых металлов [5,6]. Эксперимент проводился с использованием 3-х вариантов: М1 – известкование; М2 – замачивание семян в растворе гумата калия 1%; М3 – применение гумата калия вместо воды. Результаты эксперимента с учетом концентраций меди представлены на рисунке 2, а также в таблице 2. Знаком плюс обозначено улучшение ситуации, то есть снижение токсичного воздействия, а знаком минус ухудшение – повышение токсического воздействия.

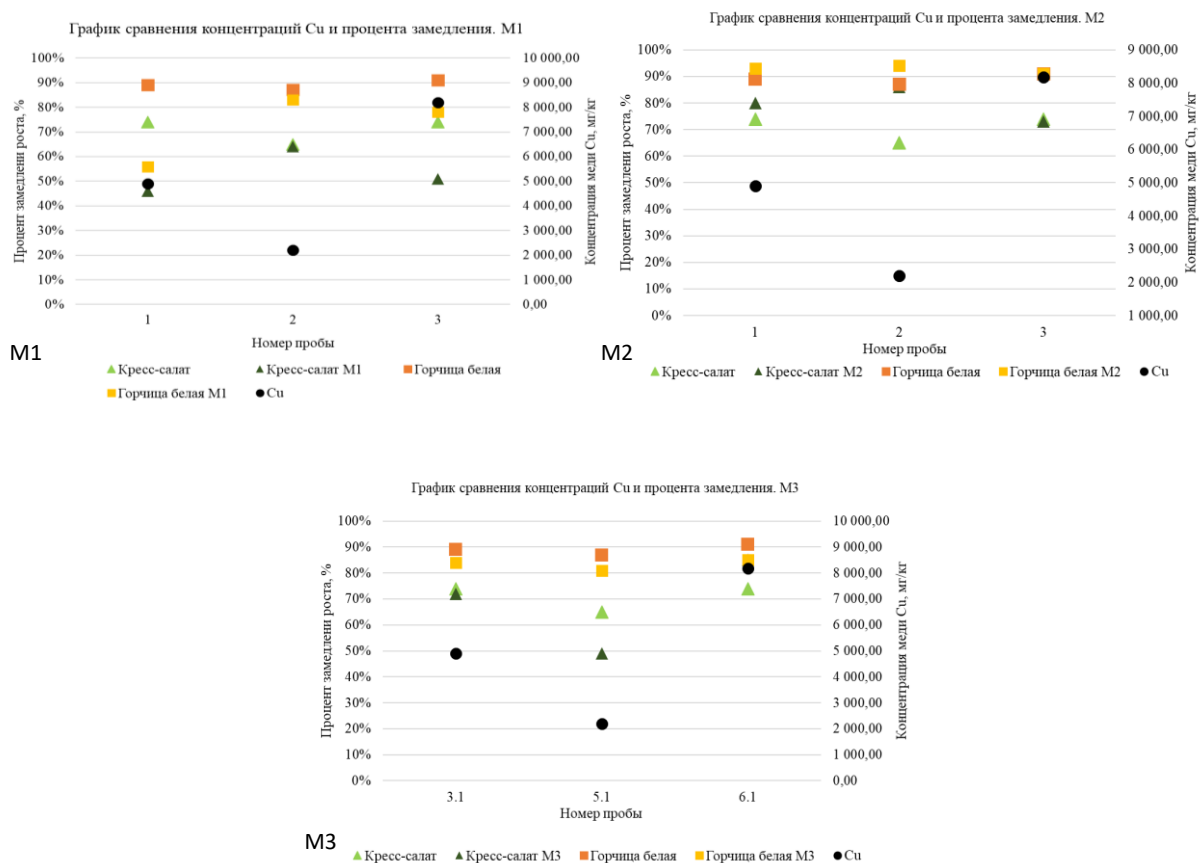


Рис. 2. Результаты эксперимента с применением известкования (М1), с замачиванием семян в растворе гумата калия (М2) и с заменой вода на раствор гумата калия (М3)

Таблица 2

Результаты экспериментов М1, М2 и М3

№ пробы	Растение	Процентное замедление, %				Изменение, %		
		До	М1	М2	М3	М1	М2	М3
1	Кресс-салат	74	46	80	72	+28	-6	+2
	Горчица белая	89	56	93	84	+33	-4	+5
2	Кресс-салат	65	64	86	49	+1	-21	+16
	Горчица белая	87	83	94	81	+4	-7	+6
3	Кресс-салат	74	51	73	85	+23	+1	-11
	Горчица белая	91	78	91	85	+13	0	+6

Результаты эксперимента показали, что замачивание семян (M2) дает отрицательный результат с повышением токсичности более чем на 20%. Известкование (M1) имеет больший эффект для почв с максимальными концентрациями меди и минимальным pH (пробы №1 и №3), так в пробе №1 токсичность снижается на 28% для кресс-салата и 33% для горчицы, а в пробе 3 – на 23% и 13%, соответственно. Но в пробе №2 токсичность снижается менее чем на 5%. Замена воды на гумат калия дает положительные результаты только для почв с низким содержанием органического вещества (проба №2) – токсичность снижается на 16% для кресс-салата и на 6% для горчицы, в №1 пробе токсичность снижается на 5% и менее, а в пробе №3 токсичность для кресс-салата повышается на 11%, а для горчицы снижается на 6%.

Следующим этапом эксперимента была попытка комбинировать известные методы: M1_2 – комбинация известкования и замачивания семян, M2_2 – комбинация известкования и использования гумата калия вместо воды, M3_2 – использование двойной дозы извести при известковании, M4_2 – использование дозы извести в 4 раза больше от расчетной. Результаты эксперимента в виде графиков представлены на рисунке 3, данные для графиков приведены в таблице 3.

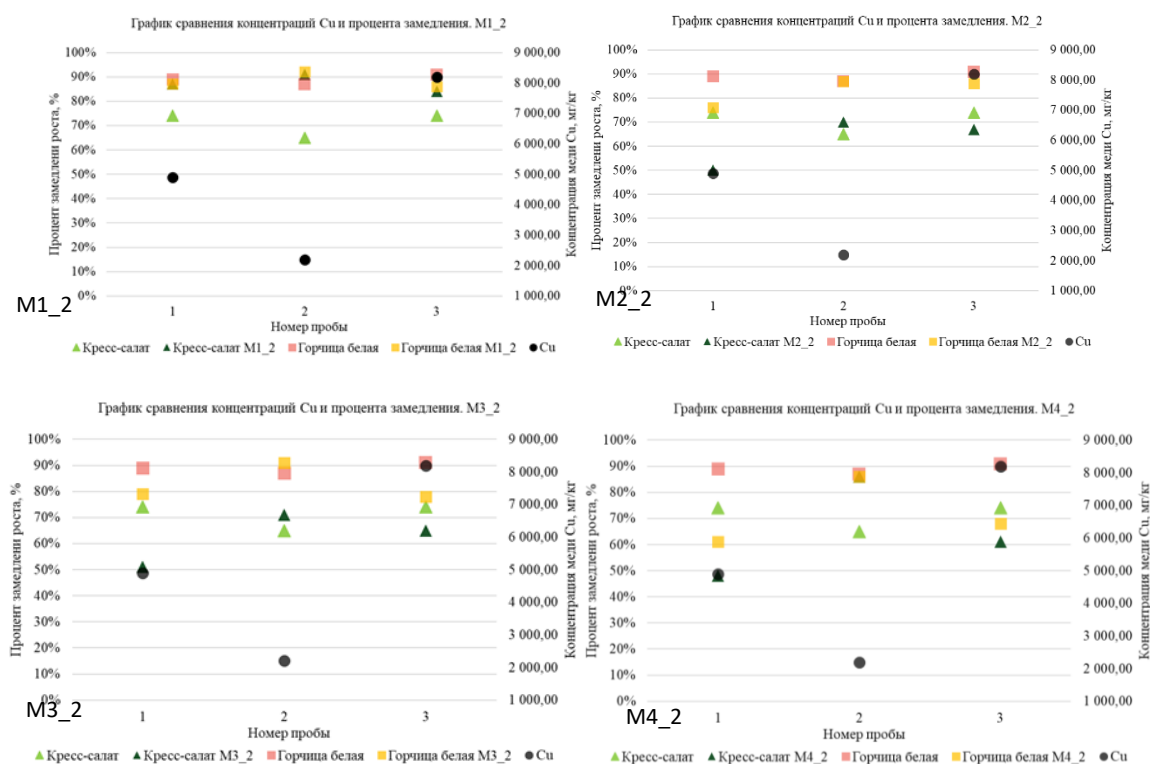


Рис. 3. Результаты эксперимента с использованием комбинированных методов и с повышением доз извести

Таблица 3

Результаты экспериментов M1_2, M2_2, M3_2 и M4_2

№ пробы	Растение	Процентное замедление, %					Изменение, %			
		До	M1_2	M2_2	M3_2	M4_2	M1_2	M2_2	M3_2	M4_2
1	Кресс-салат	74	87	50	51	48	-13	+24	+23	+26
	Горчица белая	89	87	76	79	61	+2	+13	+10	+28
2	Кресс-салат	65	91	70	71	86	-26	-5	-6	-21
	Горчица белая	87	92	87	91	86	-5	0	-4	1
3	Кресс-салат	74	84	67	65	61	-10	+7	+9	+13
	Горчица белая	91	86	86	78	68	+5	+5	+13	+23

По полученным результатам был сделан вывод, гумат калия для замачивания семян (М2 и М1_2) малоэффективен. В опыте М2 повышение токсичности на 21%, в опыте М1_2 повышение токсичности на 13, 26 и 10 для проб №1, №2, №3, соответственно, по кресс-салату и в пробе 2 по горчице – на 5%, незначительное снижение токсичности наблюдалось по горчице белой на 2 и 5% для проб 1 и 3. По полученным результатам был сделан вывод, что данный метод непригоден для снижения токсичности анализируемых проб.

Известкование с использованием 1%-ого раствора гумата калия вместо воды дает положительный результат только в почвах с высоким содержанием меди. В пробе №1 токсичность снижается на 24% и 13% по кресс-салату и горчице, соответственно. В пробе №3 токсичность снижается на 7% и 5%.

Похожий результат наблюдается при использовании двухкратной и четырехкратной доз извести. Но в случае с четырехкратной дозировкой извести результаты в пробе №2 значительно ухудшаются по кресс-салату, на 21%, и не изменяются по горчице белой, хотя в остальных пробах улучшения значительные, при двухкратной дозировке снижение токсичности на 23% в пробе №1 и на 13% в №3. А при четырехкратной – на 28% и 23%.

Эксперимент с комбинацией методов не показал значительных улучшений: по результатам применение только известкования (М1) снижеся токсичность почв на 28% – 33% в пробе №1 и на 13 – 23% в пробе №3, а для пробы №2 наилучшим из проанализированных методов является полив раствором гумата калия (М3), который позволяет снизить токсичность на 6-16%.

Из вышесказанного следует, что увеличение доз извести не привело к улучшению результатов и оптимальная доза осталась равна расчетной, использованной в 1 эксперименте М1. Стоит также отметить, что и комбинация нескольких методов не привела к улучшению показателей. Для почв с высоким содержанием меди и наименьшими значениями рН наилучший результат наблюдался при дозировании расчетной дозы извести, такими пробами являются пробы №1 и №3. Эффективность для пробы №2 показало использование раствора гумата калия вместо воды, но при этом для остальных проб данный метод не привел к улучшению состояния почв. Следовательно, в дальнейшем стоит учитывать вышеизложенные факты.

Из данных, полученных в результате серии экспериментов, следует вывод: почвы горы Лысой значительно отличаются по составу, по содержанию органики, а также по механическим характеристикам, в этой связи не целесообразно акцентировать внимание на выборе только одного мелиоранта, необходимо провести зонирование территории горы для объединения почв со сходными характеристиками, и исходя из такого зонирования проводить работы по улучшению качества почв и последующему восстановлению растительного покрова.

Работа выполнена в рамках государственного задания Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FSRW-2023-0002 Фундаментальные междисциплинарные исследования недр Земли и процессов комплексного освоения георесурсов).

Литература

1. Антонова, И. А. Оценка накопленного вреда окружающей среде в зоне влияния Карабашиского металлургического комбината / И. А. Антонова, О. М. Гуман // *Перспективы развития инженерных изысканий в строительстве в Российской Федерации : Материалы Семнадцатой Общероссийской научно-практической конференции и выставки изыскательских организаций, Москва, 29 ноября – 02 2022 года. – Москва: Геомаркетинг, 2022. – С. 143-149.*
2. *Архив погоды в Карабаши // World-Weather.ru : Погодный сервис. 2024. URL: <https://world-weather.ru/archive/russia/karabash/> (дата обращения: 27.03.2024).*
3. Дзугаев, М. Д. Карабаши – город «Экологического бедствия» [Текст] / М. Д. Дзугаев // *Вестник Челябинского государственного университета. Серия Право. – 2003. – Т. 9. – № 2. – С. 92-97.*
4. Пашкевич М.А., Алексеенко А.В., Нуреев Р.Р. Формирование экологического ущерба при складировании сульфидсодержащих отходов обогащения полезных ископаемых [Электронный ресурс] // *Записки Горного института. 2023. №260. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/formirovanie-ekologicheskogo-uscherba-pri-skladirovanii-sulfidsoderzhaschih-othodov-obogascheniya-poleznyh-iskopaemyh> (дата обращения: 30.03.2024).*
5. Pukalchik M., Mercl F., Terekhova V., Tlustoš P. Biochar, wood ash and humic substances mitigating trace elements stress in contaminated sandy loam soil: Evidence from an integrative approach // *Chemosphere. Elsevier Ltd, 2018. Vol. 203. pp. 228–238. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2018.03.181>.*
6. Pukalchik M., Panova M., Karpukhin M., Yakimenko O., Kydraliev V., Terekhova V. Using humic products as amendments to restore Zn and Pb polluted soil: a case study using rapid screening phytotest endpoint // *Journal of Soils and Sediments. Springer Verlag, 2018. Vol. 18, no. 3. pp. 750–761.*

XVII СБОРНИК НАУЧНЫХ ТРУДОВ
«ГЕОЛОГИЯ В РАЗВИВАЮЩЕМСЯ МИРЕ»

РАЗДЕЛ 9:
ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ В НАУКАХ О ЗЕМЛЕ

XVII COLLECTION OF SCIENTIFIC PAPERS
"GEOLOGY IN THE DEVELOPING WORLD"

SECTION 9:
GEOINFORMATION SYSTEMS IN EARTH SCIENCES

ТИПИЗАЦИЯ ТЕРРИТОРИИ РАЗВИТИЯ КАРБОНАТНО-СУЛЬФАТНОГО КАРСТА И ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ВЫДЕЛЕННЫХ УЧАСТКОВ В ОТНОШЕНИИ ПРОВАЛООБРАЗОВАНИЯ

Безденежных Алина Александровна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 3 курса, г. Пермь

e-mail: alinka.bez@yandex.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н. Дробинина Елена Викторовна

Аннотация: Пивоваровский участок один из карстоопасных на территории Вязниковского района Владимирской области. В работе приведены сведения о результатах исследований, а также оценка устойчивости территории в отношении провалообразования.

Ключевые слова: карст, карстовые процессы, инженерная геология, ГИС-технологии, провалообразование.

TYPIFICATION OF THE AREA OF THE CARBONATE-SULFATE KARST DEVELOPMENT AND ASSESSMENT OF THE STABILITY OF THE SELECTED SITES IN RELATION TO SINKHOLE FORMATION

Bezdenzhnykh Alina Aleksandrovna

Perm State University, 3rd year Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Drobinina Elena

Abstract: Pivovarovovo area is one of the karst-prone in the territory of the Vyaznikovsky district of the Vladimir region. Here is information on the results of research, as well as an assessment of the stability of the territory in relation to sinkhole formation.

Keywords: karst, karst processes, engineering geology, GIS technologies, sinkhole formation.

Введение

Карстовые явления и процессы широко распространены в мире, изучением данного вопроса занимаются специалисты различных областей. Тема данного исследования – карстологическое районирование Пивоваровского участка Владимирской области с помощью геоинформационных систем (ГИС).

Цели и задачи: раскрыть понятие карст, описать основные условия карстообразования, описать основные формы проявления данного процесса, выделить участки со схожими структурами и провести оценку карстоопасности, в частности, оценить устойчивость территории в отношении провалообразования с помощью ГИС-технологий.

Оценка карстоопасности намного точнее и быстрее проводится с помощью ГИС-технологий. У специалистов есть возможность подгрузить большой объем пространственных данных. Геоинформационные системы применяют для создания карт и оценки объектов, происшествий.

Характеристика участка работ

Деревня Пивоварово находится в Вязниковском районе Владимирской области. Изучаемая территория подвержена карстовому процессу, который в свою очередь проявляется в виде наземных и подземных карстовых форм.

На территории исследования пробурены 11 скважин, глубиной 50-100 м, вскрывшие пермские и четвертичные отложения. Пермская система представлена отложениями приуральского отдела (P₁),

казанского (P_{2kz}) и уржумского (P_{2ur}) ярусов биармийского отдела, северодвинским ярусом татарского отдела (P_{3sdv}).

Отложения приуральского отдела вскрываются на глубинах 65-80 м и представлены глинами, алевролитами и гипсами. Казанские отложения сложены известняками трещиноватыми и доломитами кавернозными. Вскрываются на глубинах 50-80 м. Над казанскими отложениями залегают уржумские, представленные глиной, алевролитом сильновыветрелым и доломитом, мощностью 20–30 м. Северодвинские отложения вскрываются на глубине 10-20 м и представлены суглинком с карбонатными включениями. Четвертичные отложения характеризуются флювиогляциальными отложениями московского горизонта: а именно супесью, песком. По литологическому типу карст сульфатно-карбонатный, т.к. породы в скважинах гипсы, доломиты; покрытый тип. [1]

В тектоническом отношении д. Пивоварово расположена в области Московской синеклизы и Токмовского свода, кроме того, осложнена более мелкой структурой – Окско-Цнинским валом субширотного простираения. В конце нижнеказанского времени происходило поднятие территории, о чем может свидетельствовать развитие в геологическом разрезе более древних пород на фоне относительно молодых в регионе работ. [3] Этот подъем растворимых пород пермского времени оказал благоприятное влияние на развитие карстового процесса, обеспечив доступ пресных вод в массив карстующихся отложений.

В гидрогеологическом отношении территория располагается на восточной границе Московского артезианского бассейна. Воды татарского комплекса приурочены к прослоям песчаников, удельный дебит составляет 0,1-0,2 л/сек, минерализация 0,2-0,9 г/л, воды гидрокарбонатные кальциево-магниевого. Питание происходит за счет инфильтрации атмосферных осадков и подтока вод из нижележащих водоносных горизонтов. Разгрузка преимущественно в реки или в толщу четвертичных отложений. Казанский водоносный горизонт приурочен к доломитам, известнякам, разной степени трещиноватости и кавернозности. Удельный дебит 0,3-0,7 л/сек, минерализация 0,3-0,8 г/л, воды гидрокарбонатные кальциево-магниевого и сульфатные натриево-кальциевого. Питание за счет инфильтрации осадков и перетекания вод вышележащих горизонтов (татарский).[3]

Методика проведения исследования и обсуждение результатов

Изучение развития карстовых процессов было осуществлено в результате анализа карт масштаба 1:200000, космоснимков Google Earth, а также по результатам рекогносцировки территории. На территории Пивоваровского месторождения выявлено 617 карстопроявлений, которые в свою очередь представлены воронками, котловинами, понижениями и оседаниями. В основном это сухие карстовые формы, но встречаются так же заболоченные на дне, иногда полностью заполненные водой (озера). Задернованные, встречается травяной покров, древесная растительность, кусты. На участке выявлено 383 древних карстовых форм, из них большая часть чашеобразные, остальные блюдце- и конусообразные. Диаметр от нескольких до сотен метров. Присутствуют воронки-воклины по данным рекогносцировки. Остальные 234 карстовых проявления по данным рекогносцировки, космоснимков и архивных материалов условно молодые по возрасту.

Оценка карстоопасности осуществлена после районирования территории и расчета интенсивности провалообразования для каждого выделенного участка. Для визуализации результатов исследования построены карты. В результате исследования Пивоваровский участок по стратиграфическим, геоморфологическим, гидрогеологическим параметрам был разделен на 3 участка. Соответственно, с запада на восток: III участок, I участок, II участок (рис. 1). I участок повышенного рельефа, приуроченный к отложениям северодвинского яруса. В его пределах находятся 369 отрицательных формы рельефа. II участок пониженного рельефа связан с р. Суворощь (приток р. Клязьма) и приурочен к отложениям татарского яруса, к нему относят 161 карстовую форму. III участок пониженного рельефа связан с р. Тетрух и приурочен к отложениям уржумского яруса, в пределах данного участка имеется 84 карстовых проявления.

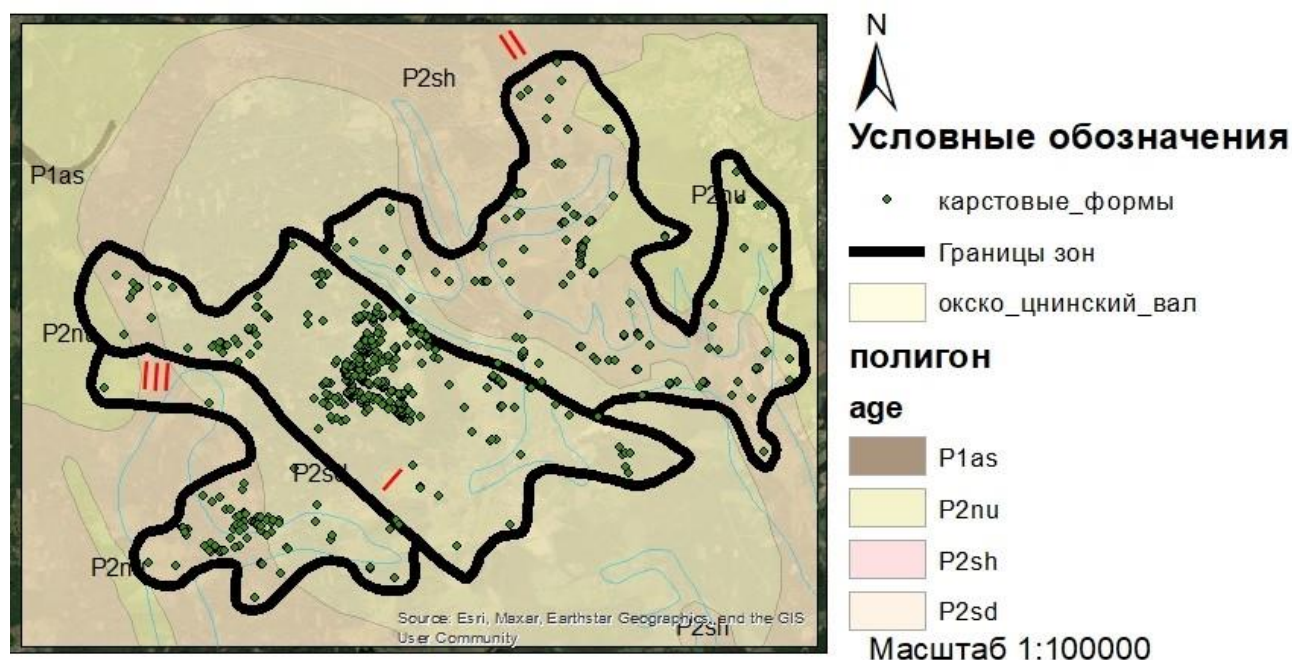


Рис. 1. Карта районирования Пивоваровского участка. Участки: I, II, III

Плотность карстовых форм можно заметить наибольшая на I участке (рис. 2). Темно-синий цвет говорит о большом скоплении воронок, 60–64 шт.

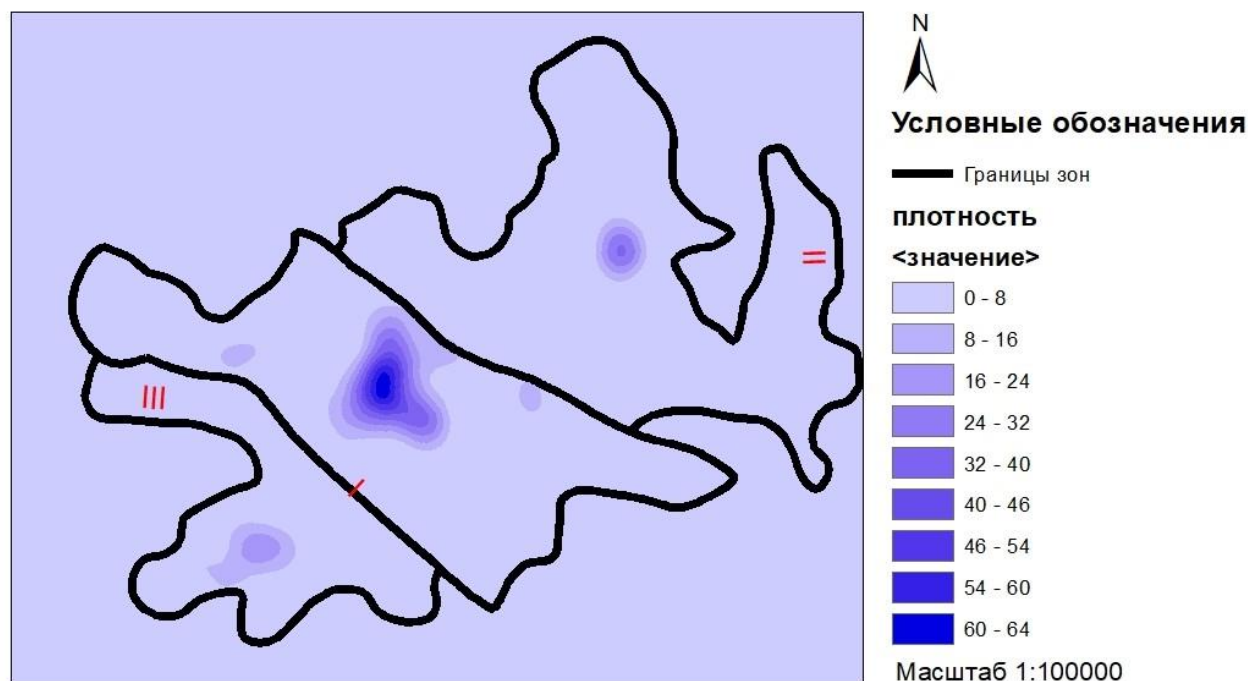


Рис. 2. Карта плотности карстовых форм Пивоваровского участка

Интенсивность провалообразования (λ) – число карстовых форм в пересчете на площадь территории и 100 лет. Для расчета используется формула, в которой: count – количество карстовых форм, area – площадь территории (км²), 100 – период времени (лет).

$$\lambda = \frac{Count}{Area * 100}$$

Для каждого участка, используя ArcMap, а именно атрибутивную таблицу, были произведены подсчеты интенсивности провалообразования.

$$\lambda_1 = \frac{369}{72,49 \cdot 100} = 0,051$$

$$\lambda_2 = \frac{161}{80,78 \cdot 100} = 0,020$$

$$\lambda_3 = \frac{84}{35,29 \cdot 100} = 0,024$$

На I участке интенсивность наибольшая (0,051), на участках II и III равна 0,020 и 0,024, соответственно.

Возвращаясь к анализу поверхностной закарстованности с применением ДЗЗ, отметим, что есть возможность использовать снимки высокого разрешения World Imagery, временной диапазон которых – последние 3-5 лет, что позволит узнать изменения во времени и скорректировать расчеты. Это достаточно оперативно.

В 2016 году на Пивоваровском карстовом поле было зафиксировано свежее карстопоявление. Воронка образовалась в котловине. Это хорошо прослеживается на космоснимках (рис. 3).



Рис. 3. Новая воронка, образованная в старой котловине

На примере древнего карстового озера, анализируя космоснимки разных периодов времени, можно заметить тенденцию усыхания карстовой котловины (рис. 4).



Рис. 4. Космоснимки, изменения карстовой котловины 2017 и 2019 год

Кроме того, ГИС-системы позволяют строить буферные зоны, позволяющие оценить удаленность от карстопоявлений, что весьма информативно, так как зачастую новые формы на закарстованных участках тяготеют к территориям уже реализованной карстовой опасности – воронкам, высокая плотность которых, нужно отметить, осложняет хозяйственное освоение территорий. В данном случае, необходимо строить буферные зоны вокруг карстовых котловин (рис. 5). Таким образом, в ГИС построены условно опасные буферные зоны (30 м), в пределах которых ни о каком освоении территории не может идти речи. [2]

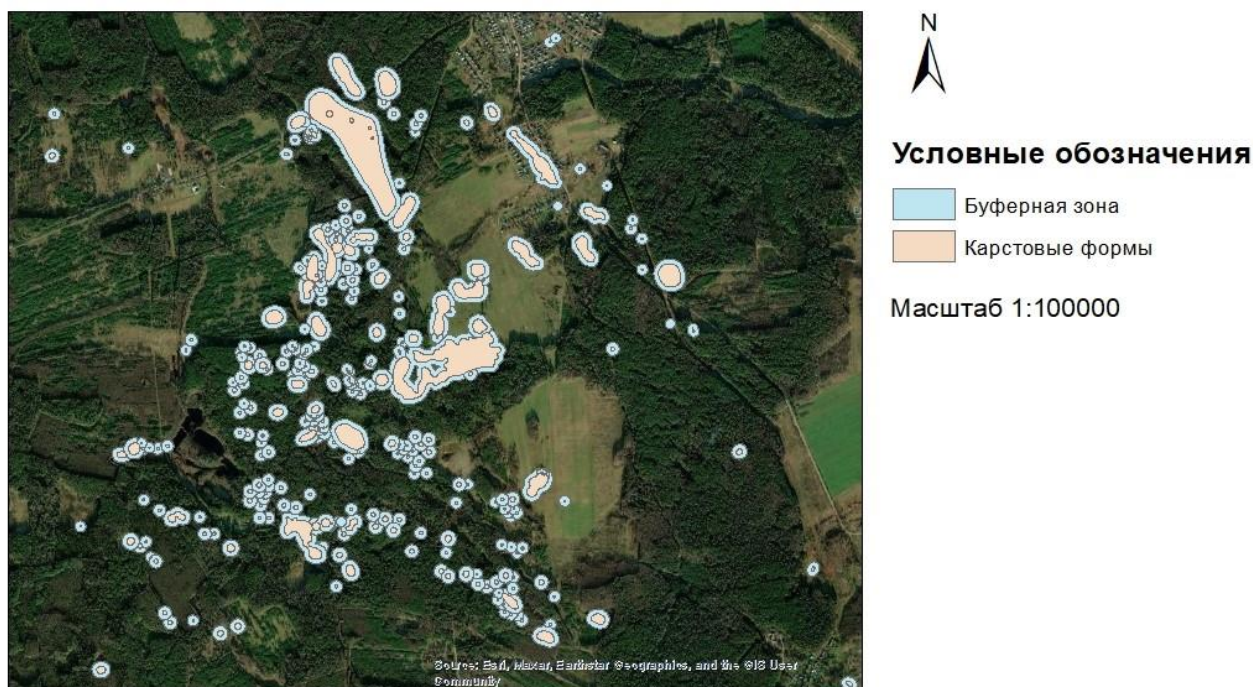


Рис. 5. Карта буферных зон

Вывод

Таким образом, Пивоваровский карстовый участок характеризуется широким развитием карбонатно-сульфатного карста. На изучаемой территории существуют все условия развития карста: карстующиеся породы и их трещиноватость и кавернозность, агрессивность вод по отношению к ним, которые контролируются различными факторами, в большинстве благоприятствующими развитию процесса. Совокупность этих факторов обуславливает достаточную интенсивность провалообразования, что говорит о необходимости дальнейшего изучения карстового процесса на данном участке.

Литература

1. Ковалева Т.Г., Каменских К.С. К оценке карстоопасности Пивоваровского карстового участка // Региональные проблемы геологии, географии, техносферной и экологической безопасности: Сборник статей Всероссийской научно-практической конференции. Оренбург, 2019. 17 – 19 с.
2. ОАО «Противокарстовая и береговая защита». Мониторинг территории активного карстообразования вблизи д. Пивоварово Вязниковского района Владимирской области. Дзержинск, 2005. 41 – 43 с.
3. Шестаков В.В., Коваленко И.Н. Объяснительная записка к Геологической Карт СССР серия Московская, лист О-37-XXXVI // М. – Москва, 1977. С. 87–91.

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КАРСТОВЫХ ФОРМ И ИХ РАЗМЕРОВ НА ТЕРРИТОРИИ РАЗВИТИЯ КАРБОНАТНО-СУЛЬФАТНОГО ТИПА КАРСТА

Бурылов Евгений Олегович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 4 курса, г. Пермь

e-mail: bballerwujean111@gmail.com

Перминова Ксения Дмитриевна

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студентка 4 курса, г. Пермь

e-mail: ksyusha.perminova@inbox.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н. Золотарев Денис Рафаилович

Аннотация: в статье рассматриваются особенности распространения карстовых форм в пределах единой тектонической структуры Башкирского свода, на территории развития карбонатно-сульфатного типа карста. Отмечено, что плотность карстовых имеет тесную связь с их объемом. Установлено, что значения плотности карстовых форм и их объемы имеют определяются коэффициентом закарстованности пород, а также количеством и мощностью прослоев карбонатных пород.

Ключевые слова: карст, Башкирский свод, плотность карстовых форм, объем карстовых форм, коэффициент закарстованности пород, коэффициент карбонатности пород.

FEATURES OF DISTRIBUTION OF KARST FORMS AND THEIR SIZES IN THE TERRITORY OF DEVELOPMENT OF CARBONATE-SULFATE TYPE KARST

Burylov Evgenii

Perm State University, 4st year Student, Perm

Perminova Ksenia

Perm State University, 4st year Student, Perm

Research Supervisor: Candidat of Geology and Mineralogy Zolotarev Denis

Abstract: the article considers the peculiarities of karst forms distribution within the unified tectonic structure of the Bashkir arch, in the territory of carbonate-sulfate type of karst development. It is noted that the density of karst has a close relationship with their volume. It is established that the density values of karst forms and their volumes are determined by the coefficient of karstification of rocks, as well as the number and thickness of carbonate rock interlayers.

Keywords: karst, Bashkirian arch, density of karst forms, volume of karst forms, coefficient of rock karst, coefficient of rock carbonateness.

Образование карстовых форм на поверхности земли является крайне сложно прогнозируемым событием. Особенно это проявляется, учитывая, что в задачи исследователя входит не только прогноз того образуется ли новая карстовая форма в пределах участка исследования, но и какими размерами она будет характеризовать (диаметр, глубина, объем и др.). В то время как именно размер карстовой формы определяет ее опасность для сооружений, сельхозугодий и пр.

Объектом исследования явился участок проектируемой автомобильной дороги «Дюртили-Ачит». В частности, территории ее пролегания в пределах единой тектонической структуры Башкирского

свода, на участках развития карбонатно-сульфатного типа карста. Протяженность данного участка составляет ~ 26 км.

В административном отношении изыскиваемый объект находится на территории Чернушинского и Октябрьского административных районов Пермского края РФ (рисунок 1).

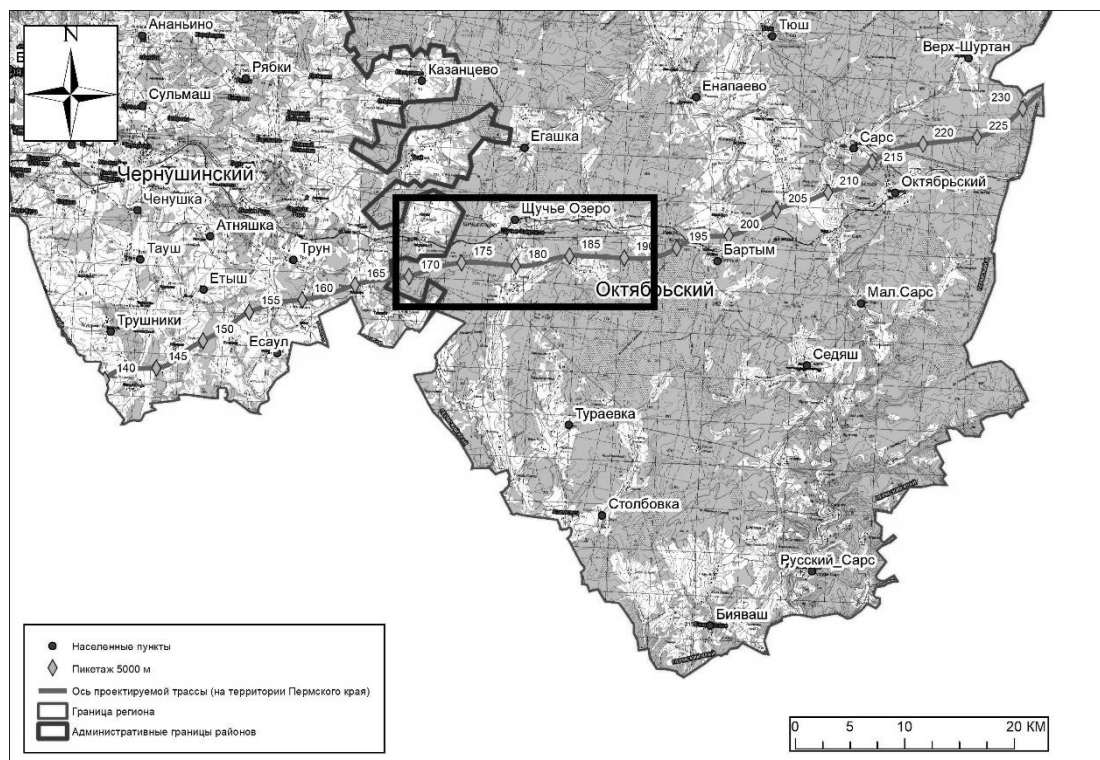


Рис.1. Проектируемая трасса на территории Пермского края

В геоморфологическом отношении территория относится к району Уфимского плато Предуральской геоморфологической области Русской равнины с преобладанием галогенно-карбонатной формации нижней перми. По характеру рельефа территория представляет собой обширную денудационную равнину, расчлененную сетью мелких речных долин. Овраги глубокие, с крутыми, иногда обнаженными склонами. Крутизна склонов в среднем изменяется от 5° до 15° . Для значительной части площади характерно развитие карстовых форм рельефа, выраженных воронками, карстовыми останцами и озерами. Область приподнятой денудационной равнины Уфимского плато. Представляет собой денудационную поверхность, сформированную поверхностью комплексной денудации на терригенно-галогенных пермских породах. Характеризуется обширными поверхностными проявлениями карста.

Абсолютные отметки водоразделов в пределах участка составляют 200–250 м с увеличением абсолютных отметок в восточном направлении. Диапазон отметок по устьям скважин, в том числе находящихся на пойменных участках, составляет 175–250 м.

Как уже было сказано выше, проектируемая трасса автодороги расположена в пределах Восточно-Европейской платформы (структура I порядка) и пересекает тектоническую структуру – Башкирский свод.

В геолого-литологическом строении территории исследования до глубины бурения 70 м принимают участие четвертичные отложения (Q), элювиальные отложения нижнего отдела пермской системы (eP1) и породы нижнего отдела пермской системы (P1).

Четвертичные отложения сложены преимущественно грунтами аллювиального и делювиального генезиса, представленные глинистыми и гравийно-щебенистыми грунтами.

Элювиальные отложения нижнего отдела пермской системы (eP1) являются продуктом выветривания карбонатных пород, представлены суглинками и супесями с прослоями известняка и доломита, щебенистым и валунным грунтом. Мощность отдельных слоев составляет от 0,2 до 16,4 м.

Породы нижнего отдела пермской системы (P1) представлены известняками и доломитами (карбонатные породы), гипсами и ангидритами (сульфатные породы). Наиболее часто, карбонатные породы здесь встречаются прослоями в толще сульфатных пород и часто разрушены до состояния дресвы, щебня и муки. Гипсы пониженной прочности, малопрочные и средней прочности вскрыты в

кровле карстового массива. Ангидриты вскрываются под гипсами и дисперсными породами, прочные, средне и слаботрешиноватые.

В гидрогеологическом отношении территория, по которой проходит проектируемая трасса, принадлежит к Восточно-Русскому артезианскому сложному бассейну (структура I порядка), Тулвинской группе бассейнов (структура II порядка), Бабкинско-Иренскому и Иренско-Сылвинскому бассейну (структура III порядка). Гидрогеологические условия изучаемой территории, до исследуемой глубины 70 м, характеризуются наличием двух горизонтов подземных вод:

- четвертичный водоносный горизонт;
- водоносный горизонт нижнепермских отложений.

Уровень появления вод четвертичного водоносного горизонта зафиксирован от первых метров до 15 м. Воды безнапорные. По химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатные магниевые-кальциевые, от пресных до средне жестких.

Водоносный горизонт нижнепермских отложений зафиксирован в толще карстующихся отложений. Глубина залегания комплекса изменяется по площади, в зависимости от структурно-тектонических особенностей территории. Воды преимущественно напорные. Питание комплекса осуществляется в основном, за счет инфильтрации атмосферных осадков в местах выхода на поверхность, а также перетока вод четвертичных отложений. По химическому составу воды преимущественно гидрокарбонатные магниевые-кальциевые и гидрокарбонатные кальциевые, пресные очень жесткие (жесткость карбонатная). Воды агрессивны к сульфатным и карбонатным отложениям.

Согласно карте карстующихся пород и карста Пермской области по К.А. Горбуновой, 1993 г., исследуемый участок располагается в пределах иренского карстового района. По карте карстоопасности Пермского края относится к территориям потенциально опасной и опасной категорий (рисунок 2).

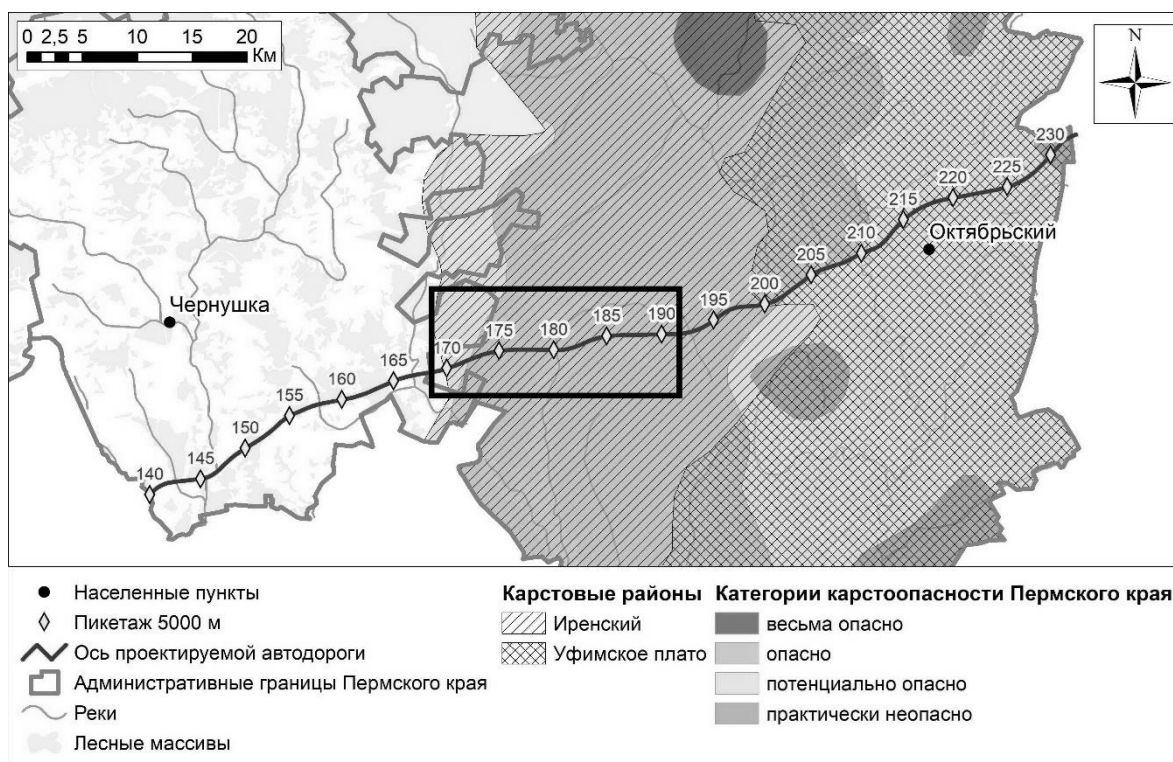


Рис.2. Трасса проектируемой автомобильной дороги «Дюртиули-Ачит» на фрагменте карты (схеме) карстующихся пород и карста Пермской области по К.А. Горбуновой, 1993 г. и фрагменте карты карстоопасности Пермского края, выполненной в рамках отчета о научно-исследовательской работе «Мониторинг закарстованных территорий Пермской области», 2010 г. ГОУВПО ПГУ

Дешифрирования карстовых форм с космоснимков и топографических карт и их последующее рекогносцировочное обследование выполнено в буфере 250 м от оси трассы. Всего на площади 12,6 км² зафиксированы 408 шт. поверхностных карстопроявления, представленных воронками, понижениями и карстовыми озерами. Из выделенных карстовых форм 319 шт. классифицированы как воронки, 83 шт. – понижения и 1 шт. – карстовое озеро.

Глубинный карст, развитый в кровле и ниже поверхности коренных карстующихся пород, представлен незаполненными и заполненными карстовыми полостями, различной формы и размерами, а также зонами дробления пород. По данным инженерно-геологического и карстологического бурения

вскрыты 25 карстовых полостей. Незаполненные карстовые полости характеризуются высотой от 0,6 до 6,8 м, со средней величиной 2,4 м. Преимущественно полости приурочены к толще карстующихся отложений (известняки, доломиты, гипсы, ангидриты), встречены на глубинах от 6,0 до 54,7 м, реже встречаются вторичные карстовые полости.

Зоны дробления в своем пространственном развитии совпадают с ареалами развития полостей, являясь индикаторами их наличия. Все зоны дробления на площади изысканий представлены сильновыветрелыми, малопрочными и очень низкой прочности породами. Именно зоны дробления и полости во многом определяют активность протекания карстового процесса.

Выше было отмечено, что объектом исследования явились лишь территории проектируемой автодороги, расположенные в пределах Башкирского свода, на участках развития карбонатно-сульфатного типа карста, общей протяженностью ~ 26 км. В пределах данной территории были дополнительно выделены участки, характеризующиеся общностью геологического и геоморфологического строения, а карстовые формы имеют равномерное распространение. Краткая характеристика выделенных участков приведена в таблице 1.

Таблица 1

Краткая характеристика участков исследования

Номер участка	Геоморфологическое строение	Абс. отм. поверхности земли, м	Мощность покровных отложений	Плотность карстовых форм, шт/км ²	Средний объем карстовых форм, м ³
6	Пойма р. Туюй	175-185	10-45 м	5,84	13,71
7	Водораздельное пространство р. Туюй и р. Атер	180-230	10-35 м	3,34	56,69
8	Правый коренной склон р. Атер	200-230	27-30 м	26,56	146,95
9	Пойма и надпойменная терраса р. Атер	185-210	10-35 м	2,42	5,81
10	Левый коренной склон р. Атер	190-230	10-30 м	82,47	498,29
10а	Водораздельное пространство р. Атер	230-270	10-25 м	56,92	224,05

При рассмотрении таблицы 1 можно отметить тесную связь между значениями плотности карстовых форм и их объема. Графическое отображение данной связи приведено на рисунке 3.

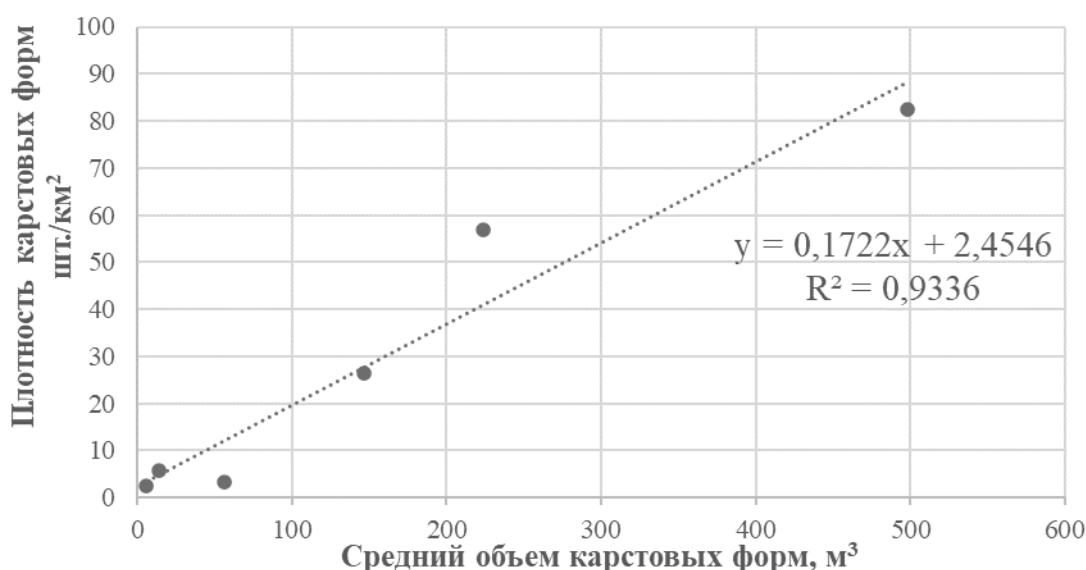


Рис. 3. График зависимости плотности карстовых форм и их среднего объема в пределах карстовых участков

Для установления причин, определяющих количество карстовых форм на данных участках и их объемы, был выполнен анализ геологических колонок скважин, пробуренных в пределах вышеописанных участков. По данным геологических разрезов скважин были выбраны факторы карстоопасности которые в большей мере влияют на образование карстовых форм:

- средняя глубина залегания карстующихся пород. Данный фактор указывает мощность грунтов, залегающих над толщей карстующихся отложений. Как правило, соблюдается тенденция, чем больше мощность покровных отложений, тем меньше вероятность образования новых карстовых форм;

- средняя мощность глинистых грунтов пермского возраста. В данном случае рассматриваются не вся мощность грунтов, залегающих над карстующимися породами, а только глинистые грунты пермского возраста, которые характеризуются надежными физико-механическими характеристиками и в больше мере препятствуют развитию карста;

- средний коэффициент закарстованности пород. Коэффициент представляет собой отношение суммарной мощности зон дробления карстующихся пород (сильновыветрелые, малопрочные и очень низкой прочности породы), к общей мощности карстующихся пород. Большее значение данного коэффициента указывает на большее количество трещин в массиве, а значит возрастает вероятность образования новых карстовых провалов и их объемы.

- средний коэффициент карбонатности пород. Коэффициент представляет собой отношение суммарных мощностей карбонатных пород к сульфатным породам. То есть, чем ниже значение коэффициента, тем большую долю в разрезе занимают сульфатные породы.

В таблице 2 приведены средние значения вышеописанных факторов для каждого карстового участка, а также коэффициенты корреляции данных факторов к параметрам плотности карстовых форм и их средним объемам в пределах участков.

Таблица 2

Средний значения факторов карстоопасности в пределах карстовых участков и их статистическая связь с параметрами поверхностной закарстованности

Наименование фактора карстоопасности	Номер карстового участка						Коэффициент корреляции	
	6	7	8	9	10	10а	к плотности карстовых форм, шт./км ²	к среднему объему карстовых форм, м ³
Средняя глубина залегания карстующихся пород, м	23,1	23,7	28,4	20,2	18,9	18,2	-0,49	-0,41
Средняя мощность глинистых грунтов пермского возраста, м	13,1	14,0	18,2	6,8	10,1	7,5	-0,25	-0,14
Средний коэффициент закарстованности пород, д.е.	0,44	0,38	0,51	0,49	0,61	0,52	0,86	0,83
Средний коэффициент карбонатности пород, д.е.	0,10	0,15	0,25	0,23	0,48	0,26	0,88	0,93

При рассмотрении коэффициентов корреляции в таблице 2 отмечается тесная связь с ростом значений плотности карстовых форм и их объемов в зависимости от величины коэффициентов закарстованности и карбонатности пород. Данные тенденции хорошо согласуются с опытом изучения карста прошлых лет.

Аникеев А.В. отмечает, что именно трещиноватость массива карстующихся пород (аккумуляционная емкость) определяет образование карстовых форм, так как какой бы малой не была мощность покровных грунтов, если для их выноса отсутствует пространство, то и образование карстпроявлений невозможно [1].

В свою очередь, коэффициент карбонатности грунтов оказывает высокое влияние на агрессивность подземных вод. Так как, скорость растворения зависит от присутствия в породе карбонатных прослоев – скорость растворения сочетания пород «ангидрит-доломит» в 15 раз выше, чем гипсов и ангидритов [3].

Литература

1. Аникеев А.В. Аккумулятивная емкость растворимых пород как основной показатель устойчивости районов покрытого карста. *Ж. Геоэкология, инженерная геология, гидрогеология*, 2019, № 5, с.3-14.
2. Горбунова К.А., Андрейчук В.Н., Костарев В.П., Максимович Н.Г. *Карст и пещеры Пермской области*. Пермь. 1992. 200 с.
3. Катаев В.Н., Ковалева Т.Г. *Карстоведение. Теоретические основы и практические приложений [Электронный ресурс]: учебное пособие*. ПГНИУ. Пермь. 2023. 103 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИС ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ КАРСТОПРОЯВЛЕНИЙ В ПРЕДЕЛАХ КУНГУРСКОЙ ЛЕДЯНОЙ ГОРЫ

Гильманов Марат Ибрагимович

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
студент магистрант 2 курса, г. Пермь
e-mail: m.gilmanov2000@yandex.ru*

Бажутин Павел Игоревич

*Пермский государственный национальный исследовательский университет
аспирант 3 курса, г. Пермь
e-mail: pavel.bazhutin.96@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н. Золотарев Денис Рафаилович

Аннотация: Технологии географических информационных систем (ГИС) применяются уже много лет, однако в большинстве случаев данные технологии применяются в основном для создания двухмерных картографических моделей. Однако, использование ГИС позволяет исследователю воспользоваться значительно большим функционалом. Используя ГИС в целях анализа, можно оценить местоположение исследуемых объектов, качественные и количественные взаимосвязи их расположения, а также причины данных связей. В настоящей статье рассматривается опыт применения ГИС при исследованиях взаимосвязи поверхностных и подземных карстовых форм в пределах Кунгурской Ледяной горы в программном обеспечении ESRI ArcGIS. Дешифрирование поверхностных карстовых форм для их точного определения местоположения и морфометрических характеристик. Создание ГИС-проекта с возможностью просмотра фотографий поверхностных и подземных карстовых форм. Построение буферных зон вокруг подземных карстопроявлений и поиск поверхностных форм, входящих в их пределы. Определение количественной связи поверхностных карстовых форм и подземных карстопроявлений, представленных органами трубами.

Ключевые слова: ГИС, ГИС-проект, Кунгурская Ледяная гора, оценка карстоопасности, органы трубы, количественная связь поверхностных и подземных карстовых форм.

THE USE GIS IN THE INTERPRETATION OF DATA SURFACE AND SUBTERRANEAN KARST FORM WITHIN KUNGUR ICE MOUNTAIN

Gilmanov Matat Ibragimovic

Perm State University, 2st year Master's Degree Student, Perm

Bazhutin Pavel Igorevic

Perm State University, 3st year Post-graduate Student, Perm

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy Zolotarev Denis

Abstract: Geographic information systems (GIS) technologies have been used for many years, but in most cases these technologies are mainly used to create two-dimensional cartographic models. However, the use of GIS allows the researcher to take advantage of much more functionality. Using GIS for analysis purposes, it is possible to assess the location of the studied objects, the qualitative and quantitative relationships of their location, as well as the reasons for these relationships. This article examines the experience of using GIS in studies of the relationship between surface and underground karst forms within the Kungur Ice Mountain in ESRI ArcGIS software. Decoding of surface karst forms for their precise location and morphometric characteristics. Creating a GIS-project with the ability to view photos of surface and

subterranean karst forms. The construction of buffer zones around subterranean karst forms and the search for surface forms within their limits. Determination of the quantitative relationship between surface karst forms and subterranean karst forms represented by organ pipes.

Keywords: GIS, GIS project, Kungur Ice Mountain, assessment of karst hazard, organ pipes, quantitative relationship of surface and subterranean karst forms.

Географические информационные системы (ГИС) – аппаратно-программный человеко-машинный комплекс, обеспечивающий сбор, обработку, отображение и распространение пространственно-координированных данных, интеграцию данных, информации и знаний о территории для их эффективного использования при решении научных и прикладных задач, связанных с инвентаризацией, анализом, моделированием, прогнозированием и управление окружающей средой и территориальной организацией общества [3]

Технологии географических информационных систем (ГИС) применяются уже много лет, однако в большинстве случаев данные технологии применяются в основном для создания двухмерных картографических моделей. Однако, использование ГИС позволяет исследователю воспользоваться значительно большим функционалом. Используя ГИС в целях анализа, можно оценить местоположение исследуемых объектов, качественные и количественные взаимосвязи их расположения, а также причины данных связей.

В настоящей статье рассматривается опыт применения ГИС при исследованиях взаимосвязи поверхностных и подземных карстовых форм в пределах Кунгурской Ледяной горы в программном обеспечении ESRI ArcGIS. Основные задачи географического анализа, которые были использованы на исследуемой территории, следующие:

- картирование местоположений объектов и явлений в границах исследования, в том числе дешифрирование поверхностных карстовых форм;
- поиск объектов, находящихся на определенном расстоянии от других объектов;
- картирование и мониторинг изменений поверхностных форм;
- построение растровых изображений изменения какой-либо величины в пределах всей площади исследования по данным точечных объектов;
- построение совмещенных карт, накладывая поверхностные и подземные формы друг на друга.

Кунгурская Ледяная гора располагается в юго-восточной части Пермского края, в пределах западного крыла Уфимского вала и входит в состав денудационной равнины Среднего Предуралья [2].

В гидрографическом отношении участок исследования располагается в бассейне р. Сытва и ее притоков – рек Ирень и Шаква. Реки рассматриваемой территории относятся к типу рек с четко выраженным весенним половодьем, летне-осенними дождевыми паводками и длительной устойчивой зимней меженью. В питании рек преимущественное значение имеют снеговые воды [6].

В районе исследования возвышенные, слабо всхолмленные водораздельные пространства чередуются с глубоко врезыми долинами рек. Поверхность водораздельных участков понижается с юго-востока на северо-запад и прорезана логами. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 111 до 220 м. Минимальные отметки рельефа приурочены к днищам речных долин. В междуречье последних, на северо-восточной окраине г. Кунгур, и располагается платообразный массив Ледяная гора, сложенный карбонатно-сульфатными породами. Площадь массива составляет около 10 км² [2, 5]. Именно в его пределах распространена самая большая пещера Предуралья, развитая в сульфатных породах – Кунгурская Ледяная пещера. Согласно последним исследованиям [4], ее длина составляет 8153 м. Это уникальный природный объект мирового значения, располагающийся в юго-западной части Ледяной горы.

Характерной особенностью пещеры является преобладание крупных гротов; менее распространены мелкие гроты, совсем мало – узких ходов. Крупные гроты возникают в узлах пересечения галерей и при расчленении завалами единых галерей.

В пределах Ледяной горы, в частности территории, расположенной над пещерой, повсеместно распространены воронки, образованные в результате развития в массиве карстующихся пород органических труб. Провалы на дневной поверхности происходят в результате нисходящей инфильтрации воды по вертикальным трещинам от водоносного горизонта в рыхлых приповерхностных отложениях (грунтовые воды), подпитываемого дождевыми и талыми водами, вглубь массива. В большинстве

случаев трубы представляют собой округлые каналы, вертикально пронизывающие надпещерную толщу грунтов и карстующихся пород. Жизненный цикл органичных труб заключается в росте вверх от сводов гrotов пещеры с последующим вскрытием и проявлением на поверхности земли.

С инженерно-геологической точки зрения, Кунгурская Ледяная пещера является уникальным объектом, позволяющим исследовать механизмы образования карстовых провалов с «обеих сторон». То есть, оценить карстовые формы на поверхности Ледяной горы, а также их связь с подземными пустотами (гrotами, галереями и полостями).

Таким образом, изучение подземных проявлений карста является неотъемлемой частью анализа закарстованности территории и должно выполняться в тесной связи с оценкой распространения и морфометрии поверхностных карстовых форм.

При оценке карстоопасности территории требуется достоверно и точно определить местоположение и морфометрические характеристики поверхностных карстовых форм. Для этого в пределах Кунгурской Ледяной горы выполнен анализ топографических карт и планов, статических космоснимков земли Google, Yandex, Bind Maps. Дешифрирование карстовых форм с космоснимков и топографических карт выполнялось в границах участка, представленного на рисунке 1. Выделенные карстовые формы подлежали последующему уточнению и детальному описанию в ходе маршрутной карстологической съемки. При описании поверхностных карстопроявлений (воронки, понижения, котловин) визуально исследовались их форма в плане и в профиле, степень обводненности, задернованности, крутизна склонов. Среди морфометрических характеристик устанавливались диаметры по наибольшей и наименьшей осям, а также глубина.

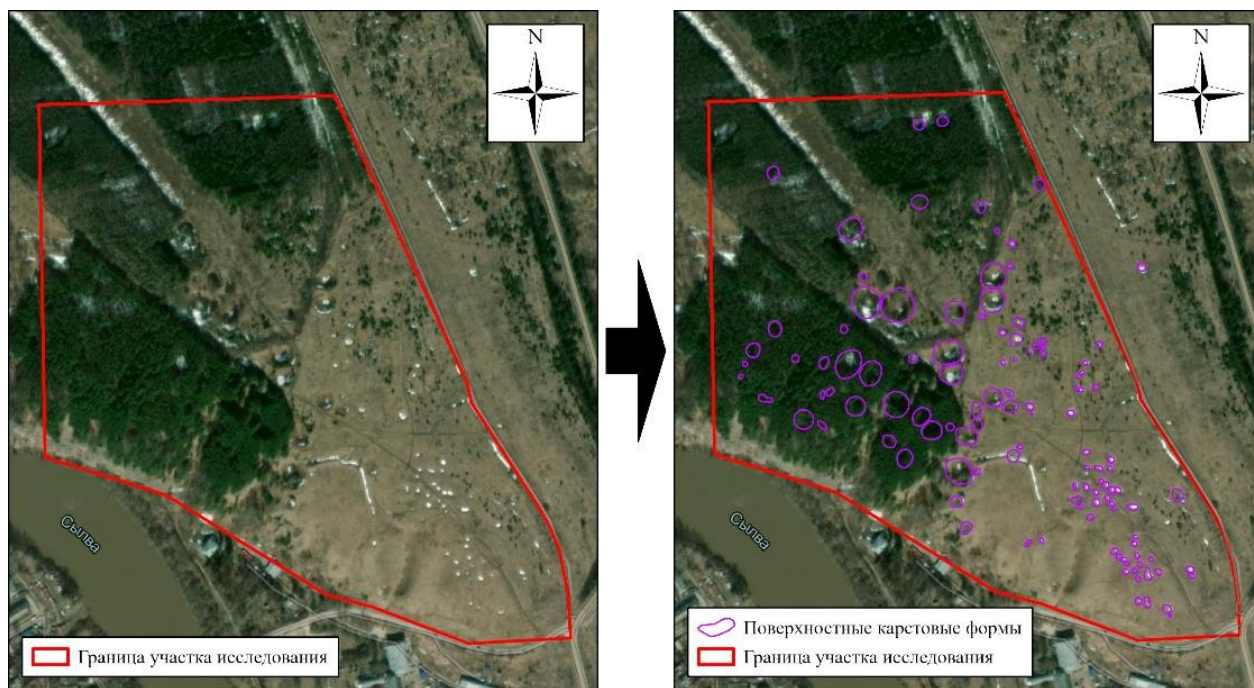


Рис. 1. Граница участка исследования в районе Кунгурской Ледяной пещеры

Всего на площади $0,4 \text{ км}^2$ (в границах участка исследования) зафиксировано 122 поверхностных карстопроявления, представленных воронками (107 шт.) и замкнутыми понижениями (15 шт.).

Диаметры воронок изменяются от 2,0 до 53,2 м, в среднем составляют 15,5 м; глубина – от 1,0 до 20,0 м (среднее значение – 5,7 м). В морфологическом отношении большинство воронок эллипсовидные в плане (72 шт.), встречаются округлые (35 шт.); в профиле воронки преимущественно конусообразные (43 шт.), встречаются также чашеобразные (17 шт.).

Морфометрические показатели понижений, следующие: диаметр – от 3,0 до 20,4 м (среднее значение 10,7 м), глубина – от 0,5 до 3,0 м (среднее значение 1,3 м). В профиле понижения преимущественно блюдцеобразные, в плане округлые (8 шт.), встречаются также эллипсовидные (7 шт.).

При обработке материалов исследований Кунгурской Ледяной пещеры прошлых лет была выполнена их картографическая визуализация в программном комплексе ESRI ArcGIS.

В частности, была осуществлена пространственная привязка самого современного

топографического плана Кунгурской Ледяной пещеры, приведенного в работе Красикова А.В. [4].

В ходе дальнейших исследований, была произведена привязка плана распространения наиболее крупных органных труб в пещере, представленная в работе Андрейчука В.Н. [1], с последующей векторизации объектов, содержащихся на этом плане (рис. 2). Согласно данному плану в пещере выделены 162 органные трубы. Распределение труб по их типу следующее:

- закрытые трубы – 85 форм;
- открытые трубы – 30 форм;
- цепочка труб – 47 форм.

Пространственное положение вышеперечисленных карстопоявлений было подтверждено при исследовании пещеры в рамках экскурсионной тропы.

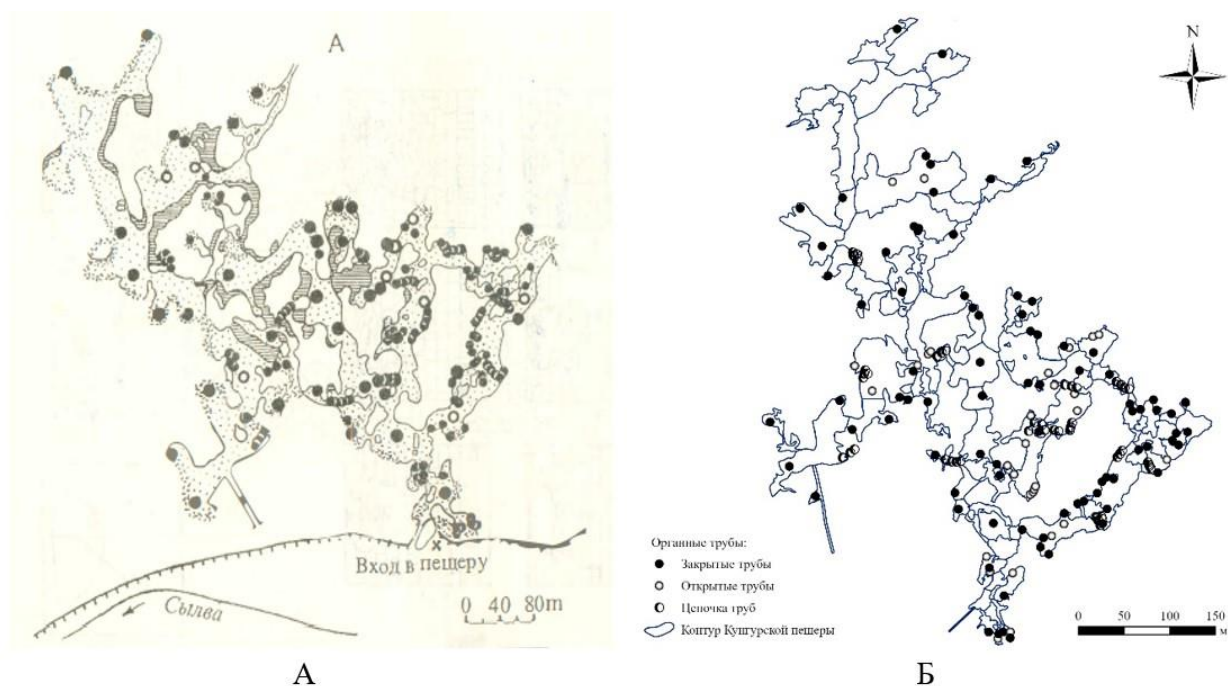


Рис. 2. План распространения наиболее крупных труб в Кунгурской Ледяной пещере [1]: А – исходная версия; Б – результат оцифровки (электронная версия)

При обработке полученных данных был создан ГИС-проект в системе координат Pulkovo 1942 GK Zone 10, с разработанной структурой и следующим определяющими слоями:

- границы Кунгурской Ледяной пещеры с разделением на различные гроты;
- оцифрованная версия плана распространения наиболее крупных органных труб в Кунгурской Ледяной пещере;
- поверхностные карстовые формы с отображением границ их распространения.

Дополнительно, в ГИС-проекте была реализована возможность просмотра фотографий поверхностных и подземных карстопоявлений с использованием инструмента «Всплывающее окно», что существенно облегчает обработку данных. С помощью этого инструмента можно визуально оценить подземные и поверхностные карстовые формы в конкретной точке. На рисунке 3 приведен фрагмент ГИС-Проекта в пределах грота Хлебниковых, где на рисунке 3А приведена фотография грота, а на рисунке 3Б вид сформированной воронки на поверхности

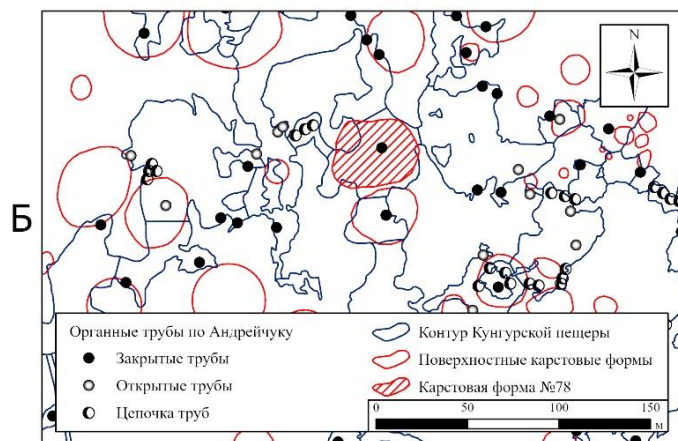
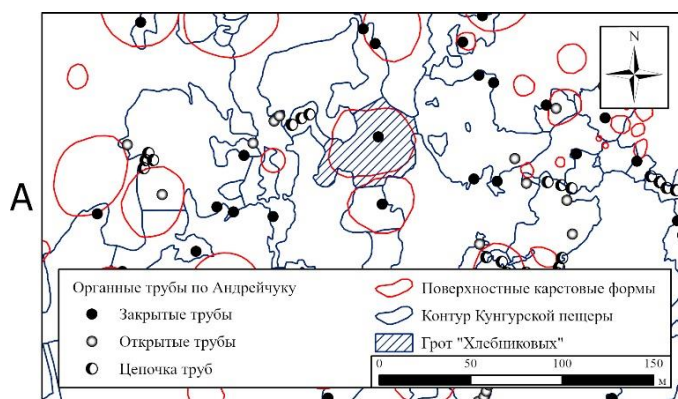


Рис. 3. Фрагмент ГИС-проекта с инструментом «Всплывающее окно»: А – Грот «Хлебниковых» Кунгурской Ледяной пещеры; Б – Поверхностная карстовая форма №78

Также было выполнено построение буферных зон удаленности от органичных труб. Для каждой буферной зоны определялось количество поверхностных карстовых форм, попадающих в ее пределы, а также их морфометрические параметры. Картографическая модель вышеописанной оценки карстоопасности приведена на рисунке 4.

В дальнейшем, для каждой зоны была рассчитана плотность карстопроявлений (p) – их количество (n), отнесенное к площади их локализации (S):

$$p = \frac{n}{S} \quad 1)$$

Тем самым, для каждой зоны удаленности от органичных труб, количественно оценена поверхностная закарстованность, включая средние значения морфометрических параметров карстовых форм, находящихся в пределах конкретной зоны. Результаты приведены в таблице.

Таблица

Количественная связь поверхностных карстовых форм и подземных карстопроявлений, представленных органичными трубами, в пределах Кунгурской Ледяной горы

Параметры			Буферные зоны, м				
			10	20	30	40	50
Поверхностные карстопроявления	Общее количество	n , шт.	26	23	8	4	5
	Средний диаметр	d_{cp} , м	19,54	18,78	17,44	12,18	20,28
	Средняя глубина	h_{cp} , м	5,7	5,2	4,4	1,5	11,0
Площадь зоны		S , км ²	0,12	0,035	0,059	0,051	0,036
Плотность карстопроявлений		p , шт./км ²	428,24	742,86	391,82	155,76	112,55

При рассмотрении таблицы наблюдается тенденция к увеличению количества, средних значений диаметров и глубин поверхностных карстовых форм по мере их приближения к органным трубам. Особенно ярко это выражается для значений плотности карстопоявлений. Важно отметить, что при достижении буферной зоны 50 м отмечается прекращение вышеописанной тенденции. Вероятнее всего, это связано с наличием внутри данной буферной зоны иных, не исследованных ранее органных труб. Тем самым, можно подытожить, что зона влияния органных труб на поверхностную закарстованность ограничивается 40 м.

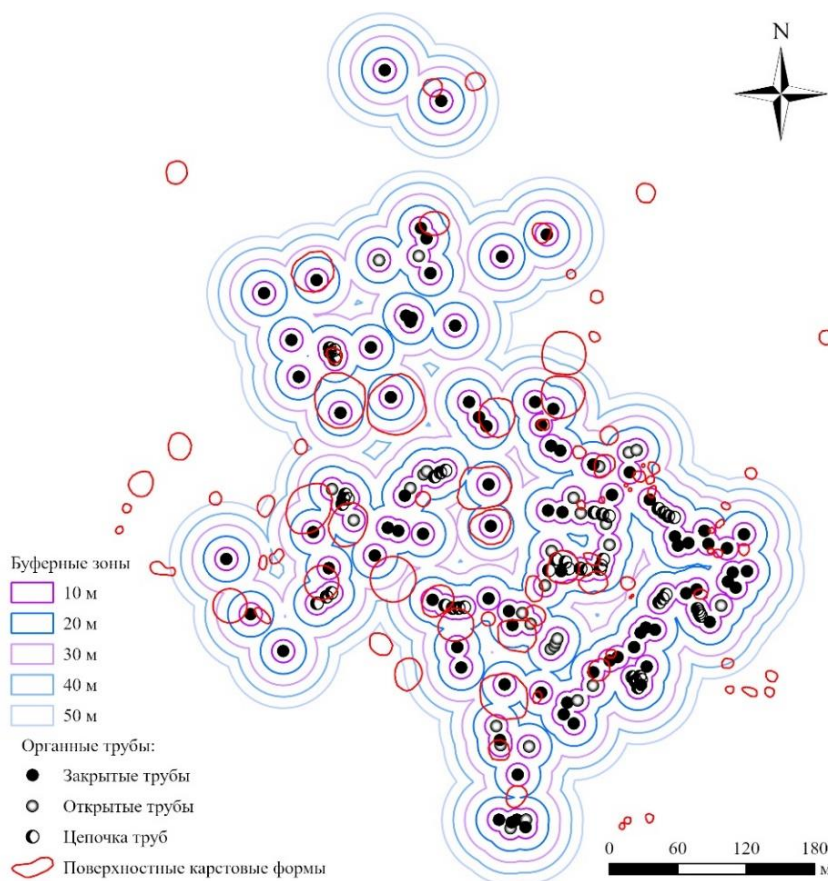


Рис. 4. Распространение поверхностных карстовых форм в пределах буферных зон удаленности от органных труб

Параметр плотности карстопоявлений (p) является ключевым показателем для определения устойчивости территории, определяя ее подверженность к образованию новых карстовых деформаций.

Для установления количественной взаимосвязи наблюдаемой тенденции выполнено построение графика зависимости плотности карстопоявлений (p) от буферных зон удаленности от органных труб с нанесением логарифмической линии тренда (рис. 5).

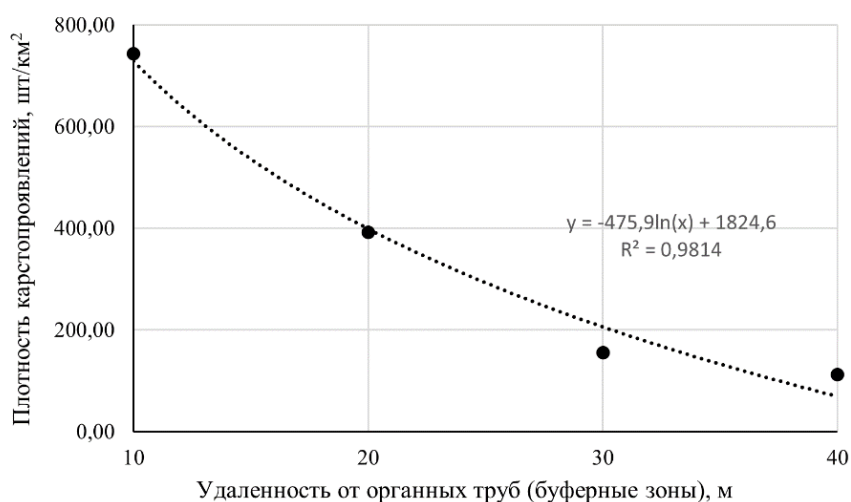


Рис. 5. График зависимости плотности карстопоявлений (p) и буферных зон

Полученная закономерность является дополнительным подтверждением, что в пределах исследуемого участка, основным механизмом провалообразования является развитие провалов по механизму органических труб.

В дополнение, можно отметить, что для исследуемого участка Кунгурской Ледяной горы, а с некоторой погрешностью и для участков с аналогичными геологическими условиями, ориентировочное расстояние между поверхностными карстопоявлениями и органическими трубами может быть установлено в соответствии с логарифмическим уравнением, приведенным на рисунке 5.

Таким образом, использование ГИС технологий повышает эффективность оценки карстовой опасности. Используя ГИС удалось подтвердить, что деформации дневной поверхности, повсеместно распространенные в пределах Ледяной горы, происходят в результате образования органических труб.

Литература

1. Андрейчук В.Н., Провалы над гипсовыми пещерами-лабиринтами и оценка устойчивости закарстованных территорий. Черновцы: Прут, 1999. 52 с.
2. Катаев В.Н., Кадебская О.И. Геология и карст города Кунгур: монография / Перм. гос. ун-т; ГИ УрО РАН. Пермь, 2010. 249с.
3. Капралов Е.Г., Кошкарев А.В., Тикунов В.С., Основы геоинформатики: учеб. пособие для студ. вузов; Издательский центр «Академия», 2004. 352с.
4. Красиков А. В. Уточнение морфометрических показателей гротов и галерей Кунгурской ледяной пещеры по результатам топографо-геодезических работ // Известия вузов. Горный журнал. 2022. № 4. С. 76–89.
5. Лукин В.С. Ежов Ю.А. Карст и строительство в районе г. Кунгура. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1975. 118 с.
6. Назаров Н.Н. Физико-географическое районирование Пермского Прикамья // Вопросы физической географии и геоэкологии Урала. Пермь, 1988.

ПОСТРОЕНИЕ СТРАТИГРАФИЧЕСКОЙ КОЛОНКИ ЮРХАРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРОГРАММЕ STRATER

Лисих Дарья Сергеевна
Исовский геологоразведочный техникум
студентка 4 курса, г. Нижняя Тура
e-mail: dasalisih673@gmail.com

Научный руководитель: преподаватель специальных дисциплин Воропаев Алексей Николаевич

Аннотация: использование инструментов программы Strater для построения стратиграфической колонки на примере Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в северной части Надым-Тазовской синеклизы Ямало-Ненецкого автономного округа.

Ключевые слова: колонка, слой, данные, нефтегазоносность, литология.

CONSTRUCTION OF THE STRATIGRAPHIC COLUMN OF THE YURKHAROVSKOYE FIELD IN THE STRATER PROGRAM

Lisikh Darya
Isovsky Geological Exploration College, 4th year Student, Nizhny Tura

Scientific Supervisor: Teacher of Special Discipline Voropaev Alexey

Annotation: using the tools of the Strater program to build a stratigraphic column using the example of the Yurkharovsky oil and gas condensate field located in the northern part of the Nadym-Taz syncline of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug.

Keywords: column, layer, data, oil and gas content, lithology.

Колонка стратиграфическая – чертёж, специальными условными знаками в принятом масштабе изображающий последовательность напластования горных пород в нормальном стратиграфическом разрезе и характер контактов между смежными стратиграфическими подразделениями. Обычно на колонке стратиграфической помещаются названия (или индексы) стратиграфических подразделений, их геологический возраст, мощность, литологическая и палеонтологическая характеристики. Колонка стратиграфическая составленная в результате сопоставления двух или нескольких стратиграфических разрезов, называется сводной [1,3].

В качестве объекта исследования выбрано Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), расположенное в северной части Уренгойского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области. По величине извлекаемых запасов газа относится к уникальным. В тектоническом отношении месторождение контролируется Юрхаровским структурным мысом, являющимся одним из звеньев Медвежье-Ямбургского пояса мегавалов, расположенным в северной части Надым-Тазовской синеклизы [2].

Решение о построении колонки в программе «Strater» было принято по нескольким причинам. Во-первых, материалы, которые я получила по окончании производственной практики были плохого качества. Во-вторых, обязательное требование для всех студентов от председателя государственной итоговой аттестации – наличие колонки стратиграфической района работ, где проходили практику. В-третьих, использование полученных результатов в качестве приложений или специальной главы в дипломной работе.

Программа «Strater» имеет обширный перечень инструментов для работы с первичной геологической документацией. Схемы позволяют загружать свойства графиков на основе ключевых слов, заданных в импортируемых данных. Схемы можно использовать многократно, так что нет необходимости назначать те же самые свойства при повторном создании диаграммы. К наиболее популярным относят: построение геологического разреза по скважинам, построение конструкции скважины с дополнительными данными, построение стратиграфической колонки, построение разреза горной выработки, построение графиков геофизических исследований скважин, построения графиков изменения содержания полезного компонента по скважине и т.д. Для выполнения построения я разбила работу на три этапа: подготовительный, основной и заключительный.

На подготовительном этапе я должна была подготовить данные для их графического отображения. Для этой цели можно использовать MS Excel или Мой Офис Таблица. Перед тем как занести данные в таблицу, нужно их упорядочить от молодых отложений к древним, при этом в таблицу не заносятся четвертичные отложения и интрузивные образования. В столбце A и B находится интервал глубин залегания слоёв от земной поверхности. В столбце C размещают мощность отложений в метрах. В столбце E находится «ключ» к горным породам в пределах яруса или свиты. В столбце D прописываются породы, слагающие тот или иной слой. В столбце F фиксируется название свит или ярусов. В столбец G фиксируется индекс свит или ярусов (рис. 1).

	A	B	C	D	E	F	G
	From	To	Power	Lithology Keyword	Lithology Description	Suite	Index
1	0	100	100	Пески, глины, супеси, торф			Q - N
2	100	155	55	Песчаники с редкими прослоями глины	Переслаивание песчаников, глины	Алтимская	Pgaj
3	155	195	40	Глины с прослоями песков и алевролитов	Переслаивание песков, алевролитов	Юрковская	Pm-l
4	195	390	195	Глины и глинистые диатомиты серые, опоквидные опок серые	Переслаивание опок, глины	Дюлиновская	Pdu
5	390	690	300	В нижней части преимущественно глинистые отложения, в верхней - песчаные с о	Переслаивание глинистых отложений	Тибейская	PduB
6	690	1090	400	Глины серые, алевритистые слоистые, иногда известковистые, с широкими прослоями	Переслаивание глины с водорослями	Танциская	Kzp
7	1090	1510	420	Глины серые, в нижней части переходящие в опок, в верхней части слабодетрит	Переслаивание опок, глины	Березовская	Kzg
8	1510	1590	80	Глины темно-серые, плотные, глауконитовые, с линзами алевролитов	Глины с линзами алевролитов	Кузнецовская	K2kz
9	1590	2678	1088	Неравномерное переслаивание алевролитов-песчаных пластов с глинистыми	Переслаивание глинистых пластов	Позурская	K1-2pk
10	2678	3498	820	Снизу вверх: глины чередующиеся с песчаниками и алевролитами, глины коричн	Переслаивание песчаников, алевролитов	Танциская	K1st
11	3498	4358	860	В основании переслаивание песчано-глинистых пород. Выше: глины и алевролит	Переслаивание глинистых пород	Сортанская	K1st
12	4358	4436	78	Аргиллиты черные, битуминозные, плотные	Битуминозные	Бажановская	J3bg
13	4436	4541	105	Глины темно-серые, аргиллитоподобные, тонкоотделенные, глауконитовые	Абалакская	J3ab	
14	4541	5131	695	Переслаивание уплотненных серых глины, глинистых песчаников, алевролитов. На	Переслаивание	Тюменская	J2n
15	5131	5851	720	Переслаивание сероцветных песчаников с алевролитами и уплотненными глинами с прослоями битуминозных глины		Котуринская	J1kt
16	5851	6001	150	Глины аргиллитовидные, темно-серые, гравелистые песчаные		Ясильная	J1ug
17	6001	6225	224	Песчаники, гравелиты с подчиненными прослоями глины. Отмечается раст. детрит.	Переслаивание глины, глинистых песчан	Береговая	J1tk
18	6225	6415	190	Песчаники серые, подолитовые, конгломераты с прослоями аргиллитов		Выпукловская	T3vt
19	6415	6575	160	Аргиллиты с прослоями песчаников и конгломератов		Варенковская	T3vt
20	6575	6983	408	Алевролиты темно-серые и аргиллиты с прослоями песчаников		Пурская	T2pu
21	6983	7874	891	Базальты с прослоями туфов, габбро-диоритов и терригенных пород		Коротковская	T1kt
22	7874	8066	192	Базальты с прослоями туфов и аргиллитов, местами углистых		Абалакская	E2ab
23	8066	8086	20	Базальты мандельштадские серые, иногда с зеленоватым оттенком			PZ

Рис. 1. Вид рабочего файла для построения колонки

В течении основного периода мною были выполнены следующие операции по созданию и редактированию литологической колонки. Далее во вкладке *Log* выбираем *Lithology*, и щёлкаем в рабочей плоскости левой кнопкой мыши. В результате выходит диалоговое окно выбора данных. После построения литологической колонки можно посмотреть её свойства, используя следующий алгоритм, но перед этим предварительно поставить все «галочки» в разделе *Data*. При нажатии кнопки выйдет следующее меню управления данными литологической колонки. В открывшемся меню раскрываем пункт *Lithology Keyword*, где можно редактировать элементы колонки на примере одного из элементов, нажав на кнопку. После того, как слой был подготовлен, выбираем соответствующий «круп» горной породы и цвет отложений с помощью «Международной стратиграфической шкалы». Повторить операции для всех слоёв, в результате должна получиться литологическая колонка (рис. 2-8).

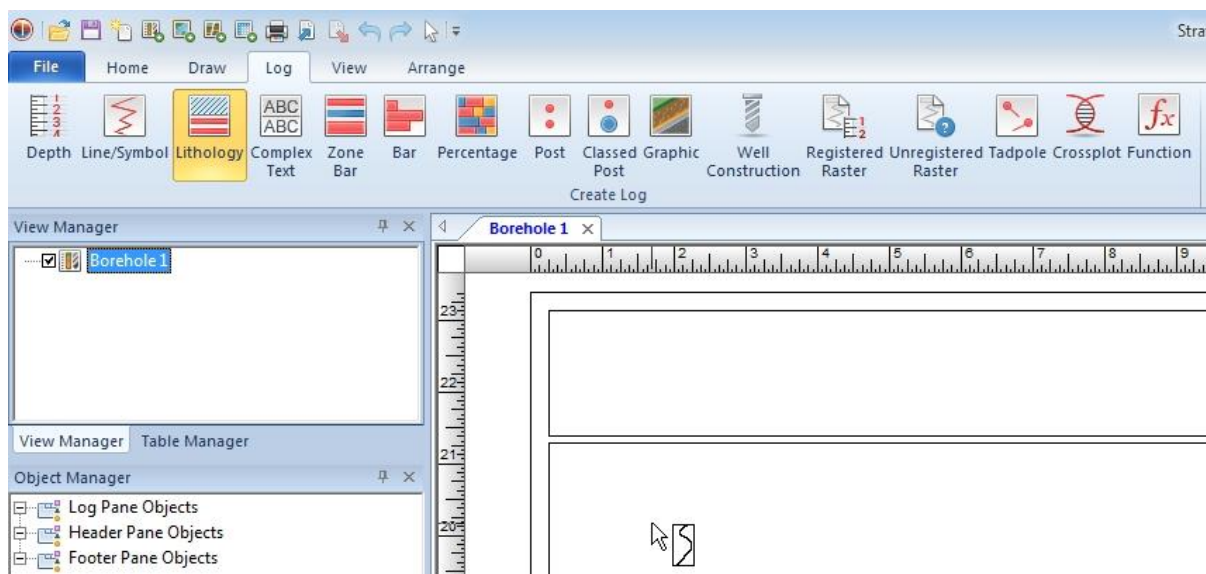


Рис. 2. Построение литологической колонки

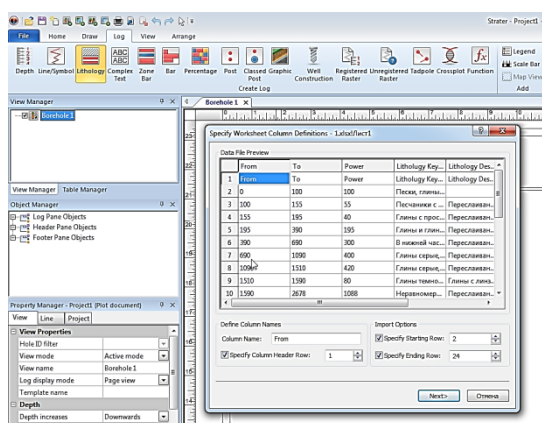


Рис. 3. Выбор данных для колонки

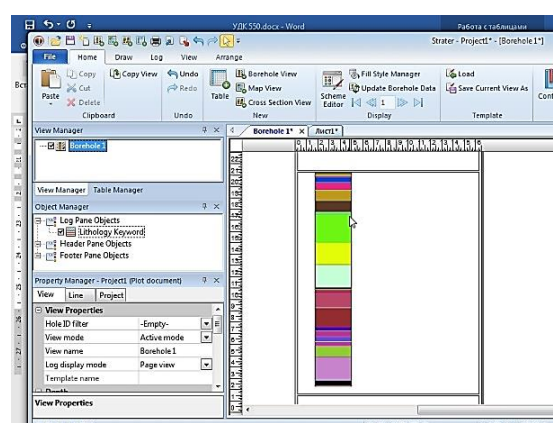


Рис. 4. «Первичная» литологическая колонка

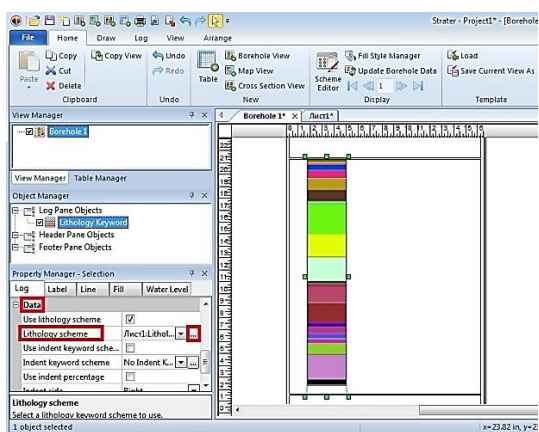


Рис. 5. Выбор колонки для редактирования

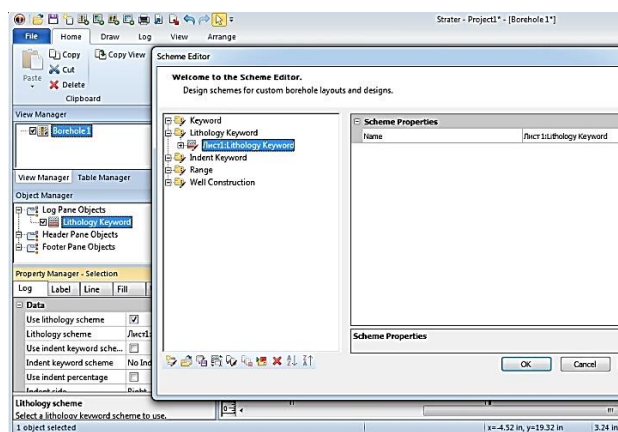


Рис.6. Меню редактирования колонки

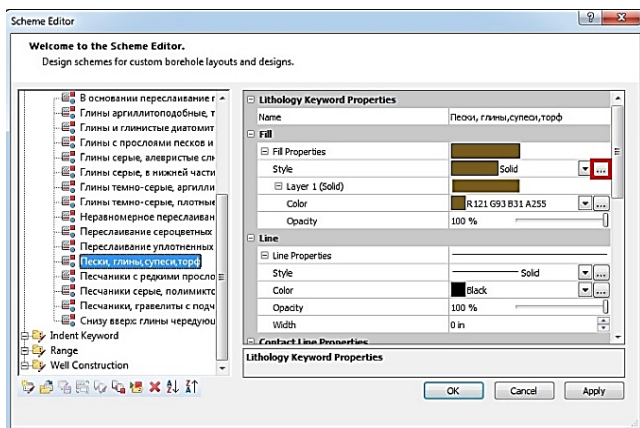


Рис. 7. Вывод меню слоя

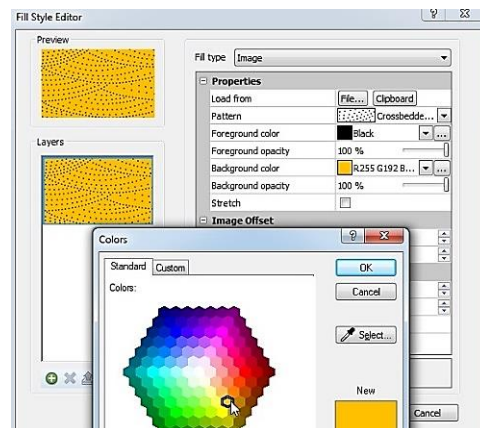


Рис. 8. Редактирование меню слоя

На завершающем этапе необходимо создать надписи для стратиграфической колонки, для этого во вкладке *Log* выбираем *Complex Text*. Все остальные надписи делают аналогичным способом, в соответствии с макетом геологической карты.

Кайнозойская	Q - N		100	Пески, глины, супеси, торф
	Атльская	Pg.at	55	Песчаники с редкими прослоями глин
	Юрковская	P ₁₋₁	40	Глины с прослоями песков и алевролитов
	Люлинворская	Pg.l	195	Глины и глинистые диатомиты серые, опоквидные. опоки серые
	Тибейсалинская	Pg.tbs	300	В нижней части преимущественно глинистые отложения, в верхней - песчаные, с отдельными прослоями г.
Ганькинская	K _{2gn}		400	Глины серые, алевроиты слоистые, иногда известковистые, с пиритизированными водорослями
	Березовская	K _{2br}	420	Глины серые, в нижней части переходящие в опоки, в верхней части слабоалевритистые, с редкими просл

Рис. 9. Фрагмент готовой стратиграфической колонки

В результате всех построений получается стратиграфическая колонка, которую можно использовать как в качестве наглядного инструмента, так и в качестве лабораторных для студентов геологических специальностей.

Литература

1. Геологический словарь // в двух томах. М, «Недра», 1973. С. 487
2. Медведев С.Г., Соловьёв С.Г., Лузин А.А. Опыт разработки Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения с использованием горизонтальных скважин // Научный журнал «Проблемы разработки газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений». №4 (20), 2014. С. 23–33.
3. Стратиграфический кодекс России // Издание третье, исправленное и дополненное. СПб., Издательство ВСЕГЕИ, 2019. С. 96

ПРИМЕНЕНИЕ ВЗАИМНОКОРРЕЛЯЦИОННОЙ ФУНКЦИИ ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ СДВИГОВОГО ХАРАКТЕРА ПО ДАННЫМ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОЛЕЙ

Матыкина Дарья Антоновна

*Санкт-Петербургский Горный университет императрицы Екатерины II
студентка 4 курса, г. Санкт-Петербург
e-mail: dariamatikina@mail.ru*

Асосков Артем Евгеньевич

*Всероссийский научно-исследовательский геологический институт имени А.П. Карпинского
аспирант 3 г.о., г. Санкт-Петербург
e-mail: arto221@mail.ru*

Научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Сенчина Наталия Петровна

Аннотация: В работе рассматривается применение функции взаимной корреляции для выявления разрывных нарушений сдвигового характера, информация о которых используется при поиске месторождений углеводородов, оконтуривании рудных месторождений, а также при изучении геологического развития территорий. Данная функция представлена в таких программах как ГИС ИНТЕГРО и КОСКАД 3Д, однако по опыту более ранней работы были выявлены существенные недостатки данных программ в применении к поставленной задаче. Авторами предложен алгоритм, реализованный с помощью макроса, и позволяющий более наглядно выделять области сдвигов, визуализировать их в виде карт с оценкой амплитуды сдвига, что заметно упрощает дальнейшую интерпретацию данных.

Ключевые слова: геофизика, разрывное нарушение, сдвиг, трансформные разломы, взаимнокорреляционная функция, потенциальные поля, интерпретация.

THE USE OF A CROSS-CORRELATION FUNCTION TO IDENTIFY STRIKE-SLIP STRUCTURES BASED ON DATA FROM POTENTIAL FIELDS

Matykina Daria

Saint-Petersburg Mining University of Empress Catherine II, 4th year Student, Saint Petersburg

Asoskov Artem

A.P. Karpinsky Russian Geological Research Institute, graduate Student, Saint Petersburg

Research Supervisor: Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor Senchina Natalia

Abstract: The paper considers the application of the cross-correlation function to identify strike-slip structures, information about which is used in the search for hydrocarbon deposits, delineation of ore deposits, as well as in the study of geological evolution of territories. This function is presented in such programs as GIS INTEGRO and COSCAD 3D, however, based on the experience of earlier work, significant shortcomings of these programs were identified in application to the given task. The authors propose an algorithm implemented using a macro, which allows you to more clearly identify the areas of strike-slips, visualize them in the form of maps with strike-slip amplitude estimation, which significantly simplifies the further interpretation of the data.

Keywords: geophysics, fault, strike-slip, transform faults, cross-correlation function, potential fields, interpretation.

Разрывные нарушения относятся к главным структурным элементам земной коры, они служат выводными каналами для продуктов интрузивной, вулканической и гидротермальной деятельности.

У глубинных производных магматического процесса нет иных путей для продвижения в верхние горизонты земной коры, поэтому разрывная тектоника служит главной предпосылкой эндогенного оруденения [11,12].

Кроме того, разломы играют важнейшую роль в размещении месторождений нефти и газа, т.к. это прежде всего линейные или локальные нарушения земной коры, которое находят отражения в слоях осадочной толщи [10]. К ним обычно приурочены различного рода ловушки, благоприятные для концентрации промышленных скоплений углеводородов.

Глубинные разломы также представляют большой интерес для изучения, вызванный развитием гипотезы новой глобальной тектоники и соответствующих методов поисков полезных ископаемых [4]. Так, в отдельную категорию выделены разломы сдвигового характера, называемые трансформными. Их особенное отличие в том, что они не выклиниваются и не затухают по простиранию, а резко переходят в геологическую структуру другого типа [6]. Как правило, трансформные разломы привязаны к глубоким океаническим хребтам.

Зачастую сдвиговые структуры можно маркировать по картам потенциальных полей [2,7]. Рассмотрим пример аномального гравитационного поля в редукции Буге, где можно предположить наличие такой структуры (центральная часть Русской платформы, южная часть листа N-39). Фундамент на данной территории образован складчато-метаморфическими породами архейского, ранне-, среднепротерозойского возрастов и разделен разломами на крупные и мелкие блоки [9]. Гравитационное поле соответствует изменчивости поверхности фундамента, прогибы и впадины отличаются пониженными значениями гравитационного поля, выступы и своды – повышенными (рис. 1, а).

По данной карте можно выделить ряд линейных аномалий, по которым можно предположить наличие разрывных нарушений сдвигового характера (рис. 1, б), однако это лишь качественная оценка, которая зачастую может быть неверной при менее очевидных сдвиговых структурах.

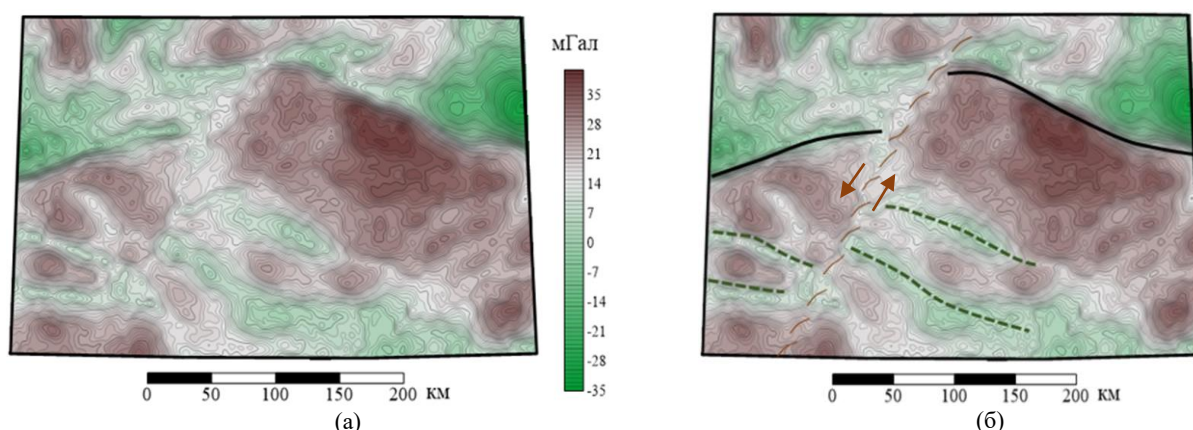


Рис.1. Карта гравитационного поля в редукции Буге (а) и схема с указанием предполагаемого смещения границ и элементов разрывных нарушений сдвигового характера (б)

Авторы предлагают использовать способ выделения сдвиговых нарушений по данным геофизических полей с применением функции взаимной корреляции (ФВК) [1], которая рассчитывается по формуле 1.

$$B(\tau) = \sum_{i=-\infty}^{\infty} U_i V_{i-\tau} \quad (1)$$

где:

$B(\tau)$ – взаимнокорреляционная функция,

U_i – i -ый отсчет сигнала U ,

V_i – i -ый отсчет сигнала V ,

τ – величина смещения.

В качестве сигналов U и V обычно используются данные двух профилей съемки, бесконечные пределы суммирования которых заменяются на ограниченные, соответствующие изучаемым массивам данных [3].

Так, ранее рассмотрен расчет ФВК в программах ГИС ИНТЕГРО и КОСКАД 3Д на примере синтезированной модели. Результаты вычислений точны по значениям, однако не имеют визуального площадного отображения величин смещений, что усложняет дальнейшую интерпретацию [8]. Для

сравнения результатов на синтезированной модели также была опробована авторская программа – макрос WindowXCorr, которая успешно выделила величины смещений, кроме того, отобразила их местоположение и протяженность по площади, что является явным плюсом программы в сравнении с другим ПО [8].

Главная цель алгоритма – применение для выделения сдвиговых структур по данным потенциальных полей. Для опробования макроса на реальных данных выбран участок, расположенный к северу от Исландии в Северном Ледовитом океане, а именно хребет Колбейнси (Kolbeinsey Ridge) являющийся сегментом Срединно-Атлантического хребта [9]. В окрестностях хребта имеются трансформные разломы, располагающиеся субперпендикулярно к дивергентным глубинным разломам, которые формируются во время спрединга (рис.3, а). Так же для рассматриваемого участка вырезан фрагмент данных магнитного поля (рис. 3, б).

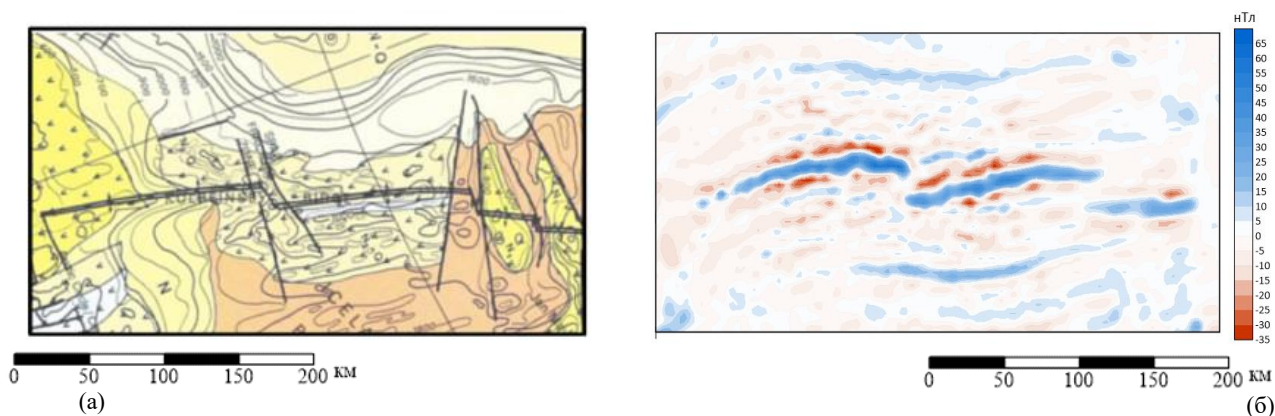


Рис. 3. Трансформные разломы хребта Колбейнси; а – на фрагменте геологической карты, б – на фрагменте карты магнитного поля

В программе WindowXCorr производится расчет ФВК в скользящем окне по данным площадного распределения потенциального поля (рис. 3, б). На вход программы подается «грид» магнитного поля, задаются необходимые параметры, в данном случае размер скользящего окна равен 16 ячейкам «грида» – 32 км. В результате на выходе рассчитывается два параметра, представленных в виде карт: величины смещений τ и максимума ВКФ (рис. 4). С помощью карты максимума ВКФ появляется возможность экранировать недостоверно выделенные смещения, где корреляция между аномалиями соседних профилей относительно мала. На карте смещений τ отрицательные значения соответствуют правостороннему сдвигу, положительные – левостороннему.

По рассчитанной карте смещений ярко выделяются два правосторонних сдвига в области хребта (синий цвет). Величины смещений равны 12–18 км (рис. 4, а). Остальные выделенные смещения исключаются из рассмотрения при помощи карты максимума ВКФ (рис. 4, б).

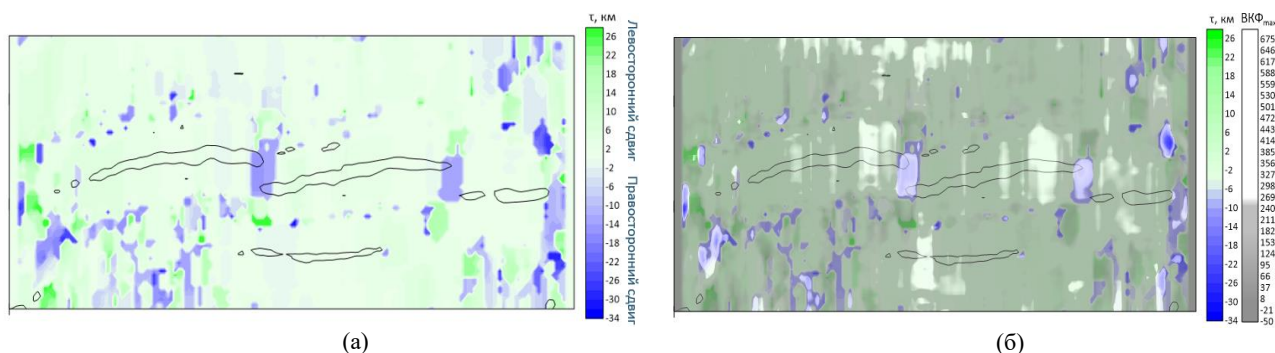


Рис. 4. Результаты расчета в программе WindowXCorr: значения смещений (а), смещения, экранированные картой значений ВКФ (б)

В работе рассмотрено применение взаимной корреляционной функции для выделения зон сдвиговых нарушений при помощи авторской программы WindowXCorr. Программа WindowXCorr позволяет достаточно точно выделять области наличия сдвиговых смещений, кроме того, визуализирует их амплитуду. Также получен положительный результат расчета по реальным данным магнитного поля в зоне океанического хребта в Арктическом регионе, оба сдвига явно выделились на карте. В дальнейшем планируется усовершенствование программы возможностью идентификации сдвиговых деформаций различных простираций.

Литература

1. Абетов А.Е., Волож Ю.А., Ниязова А.Т. Корреляционный анализ основных границ осадочного чехла Северо-Устьюртского региона // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т.330 №12. С. 179-188.
2. Асосков А.Е., Сенчина Н.П. Методологические аспекты оценки смещений, вызванных сдвиговыми деформациями, по данным потенциальных полей // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей. Материалы 49-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского – В.Н. Страхова. Екатеринбург, 2023. С. 23-27.
3. Геоинформационные технологии для природопользования ГИС INTEGRO [Онлайн]. URL: <http://www.gis-integro.ru/>
4. Егоров А.С., Большакова Н.В., Калинин Д.Ф., Агеев А.С. Глубинное строение, тектоника и геодинамика Охотоморского региона и структур его складчатого обрамления // Записки Горного института. – 2022. – 257. – С. 703-719. – DOI: 10.31897/PMI.2022.63
5. Комплекс спектрально-корреляционного анализа данных "КОСКАД 3D" [Онлайн]. URL: <http://www.coscad3d.ru/>
6. Логачев Н.А., Шерман С.И. Проблемы разломной тектоники. Новосибирск: Наука, 1981. – 171 с.
7. Макеев С.М. Два примера деформационно-сдвигового анализа геофизических полей // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики: Сборник научных трудов. Том Выпуск 2 (7). – Пермь. – 2019. – С. 176-181.
8. Матыкина Д.А., Асосков А.Е. Анализ корреляционных характеристик геофизических полей в программном комплексе ГИС INTEGRO. Азимут геонаук, 2023. 28 ноября – 1 декабря 2023 года, г. Томск (в печати).
9. Объяснительная записка к карте тектонического районирования России. Масштаб 1:5000000. Краткая объяснительная записка. М., 2000, редактор: Морозов А.Ф.
10. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов // Вести газовой науки. – 2012. – №1 (9).
11. Читалин А.Ф., Агапитов Д.Д., Штенгелов А.Р., Николаев Ю.Н., Бакшеев И.А. Оценка минерагенического потенциала Чукотки и перспективы выявления новых площадей для поисков месторождений золота и серебра — рекомендации для Majors и Juniors // Золото и технологии. – 2017. – №2(36). – С.158-165.
12. Шихин Ю.С. Геологическое картирование и оценка рудоносности разрывных нарушений. – М.: Недра, 1992 – 229 с.

К ВОПРОСУ АВТОМАТИЗАЦИИ ОЦЕНКИ МОРФОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПОВЕРХНОСТНЫХ КАРСТОВЫХ ФОРМ

Мизёв Артём Александрович

Пермский государственный национальный исследовательский университет

студент 4 курс, г. Пермь

e-mail: artem.mizev@bk.ru

Научный руководитель: к.г.-м.н. Дробинина Елена Викторовна

Аннотация: В статье рассматривается важность автоматизации оценочных процессов в инженерной геологии с использованием цифровых технологий для оптимизации работ. Автор подчеркивает, что автоматизация способствует сокращению времени выполнения задач, уменьшению ошибок и эффективному использованию ресурсов. На конкретном примере в пределах Кишертского муниципального округа анализируются морфометрические параметры поверхностных карстовых форм с использованием спутниковых снимков высокого разрешения. Результаты работы позволили автору оценить поверхностную закарстованность территории, определить параметры воронок, их ориентацию, что может иметь важное значение для прогнозирования карстового процесса. Автоматизированный подход с использованием ГИС позволяет получать ценные данные, которые способствуют более глубокому пониманию геологических процессов и помогают разрабатывать более точные модели для принятия обоснованных решений в области геологии.

Ключевые слова: данные дистанционного зондирования земли, инженерно-геологические изыскания, поверхностная закарстованность, карстовый массив, автоматизация.

TO THE QUESTION OF AUTOMATION OF ESTIMATION OF MORPHOMETRIC PARAMETERS OF SURFACE KARST FORMS

Mizev Artem

Perm State University, 4^d year Student, Perm

Research Supervisor: Candidat of Geology and Mineralogy Drobinina Elena

Abstract: The article discusses the importance of automation of estimation processes in engineering geology using digital technologies to optimize the work. The author emphasizes that automation helps to shorten the time of task performance, reduce errors and efficient use of resources. The morphometric parameters of surface karst forms using high-resolution satellite images are analyzed using a specific example within Kishert municipal district. The results of the work allowed the author to assess the surface karstiness of the territory, to determine the parameters of sinkholes, their orientation, which may be important for karst process forecasting. The automated approach using GIS provides valuable data that contribute to a better understanding of geological processes and help to develop more accurate models for making informed decisions in the field of geology.

Keywords: remote sensing data, engineering and geological surveys, surface karst, karst massif, automation.

Введение

В современном стремительно развивающемся мире автоматизация процессов стала неотъемлемой частью различных сфер деятельности. Инженерная геология – наука, имеющая прикладной характер, поэтому модернизация инженерно-геологических методов за счет внедрения цифровых технологий вносит большой вклад в современный подход к рациональному недропользованию. По меньшей мере существует три основных преимущества машинной обработки данных перед примитивным ручным.

Первое: автоматизация позволяет сократить время выполнения задач и увеличить производительность. Второе: автоматизация процессов способствует снижению ошибок и повышению качества работы, так как человеческий фактор является одной из основных причин возникновения ошибок в работе. Третье: автоматизация процессов способствует сокращению затрат и оптимизации использования ресурсов.

Карст – процесс химического и механического воздействия агрессивных подземных и поверхностных вод на растворимые горные породы (карбонаты, гипс, ангидрит и др.), в результате которого образуются поверхностные и подземные карстовые формы (воронки, полости, пещеры) [2].

В соответствии с нормативными документами, например, СП 22.13330.2016 [1], карст относят к неблагоприятным геологическим и инженерного геологическим процессам, весьма осложняющим хозяйственное освоение территорий, для эффективной и оперативной оценки которого рекомендуется продолжать изучение возможностей применения методов дистанционного зондирования Земли и их автоматизации, учитывая уже достигнутые положительные результаты в этой области [2].

Целью работы являлась автоматизация оценки морфометрических параметров поверхностных карстовых форм на примере участка в пределах Кишертского муниципального округа. Для достижения поставленной цели решены следующие задачи:

- 1) На спутниковых снимках высокого разрешения в пределах изучаемой территории выделены карстовые формы – замкнутые отрицательные элементы, характеризующиеся рядом особенностей, в том числе геоботанических, и, следовательно, отличающиеся фототонном от окружающей местности.
- 2) Подобраны инструменты пространственного анализа, удовлетворяющие запросу необходимых расчетных характеристик.
- 3) Проведен анализ полученных данных: построено распределение карстовых форм по диаметрам, определены основные направления ориентации карстовых форм.
- 4) Сделаны выводы о поверхностной закарстованности территории.

Краткая характеристика изучаемой территории

В качестве пилотной территории для тестирования инструментов автоматизации выбран закарстованный участок в пределах Кишертского муниципального округа, который расположен в юго-восточной части Пермского края (рис. 1). На территории сложились благоприятные условия для развития карстовых процессов. Согласно схеме карстового районирования (Горбунова и др.) территория относится к Кишертскому району преимущественно гипсового и карбонатно-гипсового карста. Преобладают закрытый и под аллювиальный типы карста. Формы его проявления разнообразны – это воронки, котловины, карстовые депрессии с поперечником более 1 км, карстовые речки и озера [3].

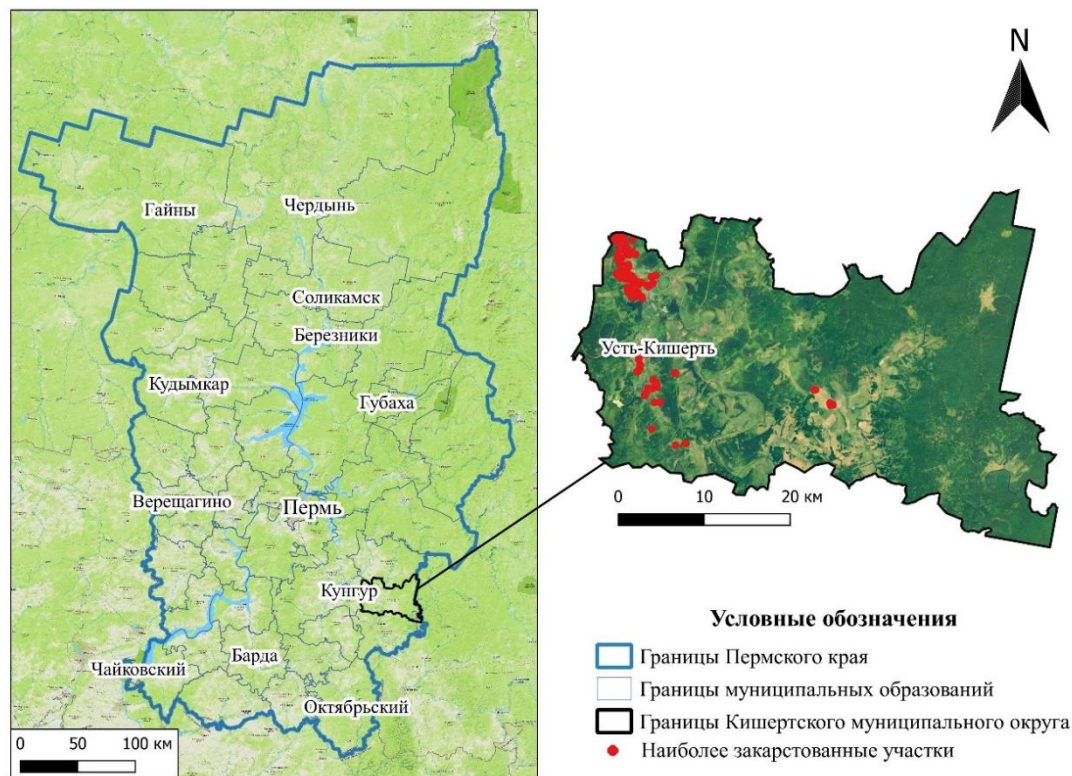


Рис. 1. Схема расположения изучаемой площади

Исследуемый район расположен на восточной окраине Восточно-Европейской платформы в северной части Уфимского вала. Согласно схеме геоморфологического районирования территории Пермской области (ныне – края), составленной Г.А. Максимовичем в 1958 году, исследуемая территория находится на восточной окраине Русской равнины.

В геологическом строении Кишертского района принимают участие карстующиеся отложения артинского, кунгурского ярусов нижней перми (P_1), представленные карбонатными (известняк, доломит), сульфатными (гипсы, ангидриты) и глинистыми (аргиллиты). Выше залегают неоген-четвертичные (N-Q) отложения.

Методика проведения анализа и основные результаты

Данная работа выполнялась в программном продукте Qgis – это геоинформационная система для создания, редактирования, визуализации, анализа и публикации геопространственной информации.

Одной из самых распространенных форм в карстовых районах являются воронки. Форма их различна, но чаще всего в плане они имеют вид круга [4]. Карстовые воронки легко идентифицировать на космических снимках. В работе использовались космоснимки высокого разрешения, до 30 см на пиксель, земной поверхности (Google), где была оцифрована внутри границ Кишертского муниципального округа 231 карстовая воронка. Стоит отметить, что на исследуемой территории количество карстовых проявлений значительно больше, но автор, чтобы повысить качество расчетов, использовал в выборке только те воронки, границы которых достоверно можно отследить на космоснимках. Для полноты статистических параметров карстовых воронок определялись площадь, периметр, малый и большой диаметр, азимут направления большого диаметра воронки. Первые две характеристики были посчитаны через встроенный в Qgis «калькулятор полей». При расчете малого и большого диаметра проводилось графическое построение с помощью консоли Python, где набирался алгоритм, который позволял программе Qgis, найти и построить большой и меньший диаметры карстовой воронки, проходящие через ее геометрический центр. Результатом становились два линейных объекта, которые принимались за минимальный и максимальный диаметр. Средний диаметр воронок рассчитывался, как половина суммы малого и большого диаметра. За направление воронки принималось направление большого диаметра воронки, его азимут с точностью до градуса определялся в «калькуляторе полей». Пример исходного объекта, графические построения и результаты представлены на рисунке 2.



Рис. 2. Определение морфометрических параметров

Таким образом, в крайне короткие сроки получилось дать характеристику поверхностной закарстованности территории Кишерстского округа, который характеризуется наличием воронок площадью от 31 и до 12228 м², их периметр от 20 и до 416 метров, карстовые формы имеют диаметр от 6,5 и до 125 метров. Построена диаграмма распределение диаметров карстовых форм (рис. 3), где отчетливо видно, что диаметры от 10 до 20 метров составляют 47% общего числа, а диаметры от 20 до 30 метров – 28%. Остальные полученные пятиметровые диапазоны не превышают 8%.

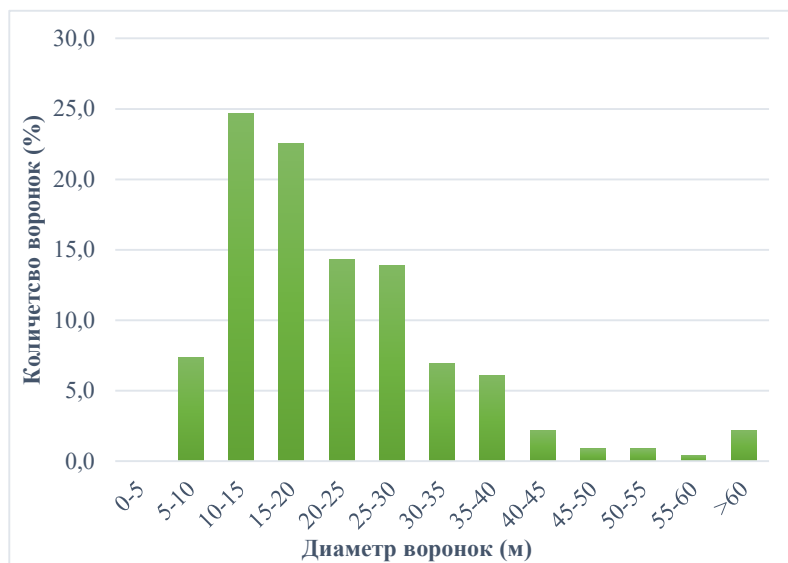


Рис. 3. Распределение карстовых воронок по их диаметрам

Одним из экспериментальных параметров стало определение азимута большого диаметра карстовых воронок. Автор давно интересовался возможной связью между направлением карстовых воронок, расположенных вдоль ослабленных участков. Согласно предположению, зная общее направление развития карстовых воронок, можно делать прогнозы относительно развития форм. С использованием выбранных алгоритмов и инструментов пространственного анализа удалось получить доступ к данному параметру.

Наилучшим способом визуализации азимутов являются графики с осями, отражающими географические направления, такое изображение называется "розой". В метеорологии используется "роза ветров", а в геологии – "роза трещин". Было принято решение построить «розу карстовых воронок» (рис. 4), она позволяет визуальнo отобразить имеющуюся закономерность в ориентации карстовых проявлений.

В силу того, что простираение геологических форм имеет двустороннюю направленность, графическое представление ориентации осей воронок представлено в северных румбах.

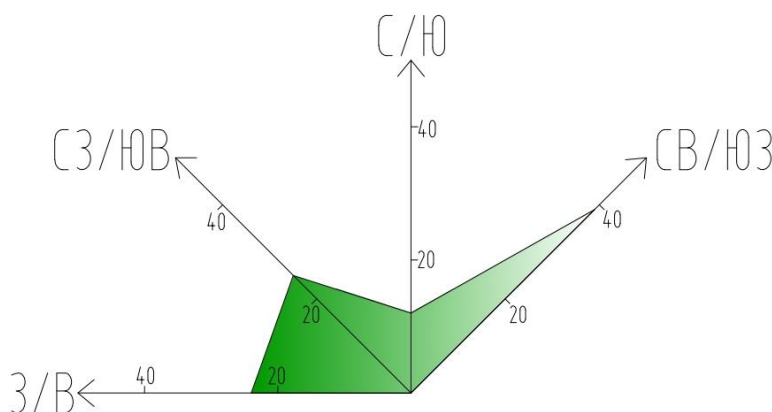


Рис. 4. «Роза воронок» (ед. измер. %)

Анализ полученной диаграммы показал, что наибольшее количество, 91 карстовое проявление ориентировано на ЮЗ-СВ, примерно одинаково на СЗ-ЮВ и 3-В 57 и 56 соответственно, наименьшее количество 27 воронок на С-Ю. Пробное исследование показало, что значительное количество

ориентируется ЮЗ-СВ, что отличается от других направлений в 2-3 раза, поэтому предварительно можно сказать, что определенная зависимость есть, но чем она вызвана на данном этапе не понятно. Вероятно, это можно связать с ориентацией главных зон трещиноватости массива. Стоит отметить, что неправильно искать зависимости в направлениях карстовых воронок внутри муниципального округа, так как карст связан с особенностями геологического строения и стоит провести подобные исследования внутри границ структурно-геологических элементов или других геологических границ, отражающих резкую смену факторов, оказывающих влияние на развитие карстового процесса.

Выводы

Таким образом, в результате применения инструментов автоматизации с использованием данных дистанционного зондирования оценена поверхностная закарстованность на исследуемой территории Пермского края. Посчитано количество карстовых форм, дана их морфометрическая характеристика. Определен новый показатель, определяющий ориентацию карстовых форм.

Подобная процедура автоматизации оценки морфометрических параметров карстовых форм позволит собирать и анализировать большое количество данных в короткие сроки, что будет способствовать более глубокому пониманию карстового процесса. Это позволит разрабатывать более точные модели и давать прогнозные оценки, что в свою очередь поможет принимать более обоснованные решения в области строительства, геологии и др.

Литература

1. СП 22.13330.2016, «Основания зданий и сооружений» 2016 (п. 5.1.15), 12 с.
2. Мизёв А.А. Оценка поверхностной закарстованности по данным дистанционного зондирования земли // *Геология в развивающемся мире: сборник научных трудов по материалам конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Пермь, Пермский государственный национальный исследовательский университет, 2023. 418-421 с.*
3. К. А. Горбунова, В. Н. Андрейчук, В. П. Костарев, Н. Г. Максимович. *Карст и пещеры пермской области. Пермь: Изд-во Перм. ун-та 1992. 72 с.*
4. Г. А. Максимович и К. А. Горбунова. *Карст Пермской области. Пермь: Перм. кн. изд-во – 1958 г. 17 с.*

АСПЕКТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ РАСТИТЕЛЬНОГО ПОКРОВА В ГОРОДЕ ПО ДАННЫМ ВЛС (НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ КРАСНОДАРА)

Сомис София Михайловна
Кубанский государственный университет
студентка 3 курса, г. Краснодар
e-mail: sofya24m@gmail.com

Научный руководитель: д.г.н., профессор Погорелов Анатолий Валерьевич

Аннотация: В данной статье рассмотрены аспекты моделирования растительного покрова города с использованием геоинформационных технологий по данным воздушного лазерного сканирования. Моделирование растительного покрова наряду с моделированием зданий и сооружений является одним из элементов 3D модели муниципального образования города Краснодар и может быть использовано в целях государственного планирования.

Ключевые слова: моделирование растительного покрова, 3D модель растительности, город Краснодар, воздушное лазерное сканирование (ВЛС), ENVI Lidar, ArcGIS, ГИС-технологии.

ASPECTS OF MODELING VEGETATION COVER IN THE CITY ACCORDING TO VLF DATA (USING THE EXAMPLE OF THE EASTERN PART OF KRASNODAR)

Sophia Somis
Kuban State University, 3d year student, Krasnodar
e-mail: sofya24m@gmail.com

Research Supervisor: Doctor of Geographical Sciences, Professor Pogorelov Anatoly

Annotation: This article discusses aspects of modeling the vegetation cover of the city using geoinformation technologies based on aerial laser scanning data. Vegetation modeling, along with modeling of buildings and structures, is one of the elements of the 3D model of the municipality of Krasnodar and can be used for state planning purposes.

Key words: vegetation cover modeling, 3D vegetation model, city of Krasnodar, aerial laser scanning (ALS), ENVI Lidar, ArcGIS, GIS technologies.

Моделирование растительного покрова является неотъемлемой частью 3D модели города и актуально в целях государственного планирования, оценки качества городской среды и влияния озеленения на микроклимат.

Работа выполнена в НПЦ «Геоцентр».

Воздушное лазерное сканирование (ВЛС) представляет собой систему дистанционного зондирования для картографирования земной поверхности, позволяющую строить точные трёхмерные модели рельефа местности и древостоев. Воздушный лазерный сканер является надёжным инструментом для картографирования растительного покрова, благодаря способности лазерного луча частично отражаться от полога растительности, а частично проникать до уровня земли. Это даёт возможность эффективно производить измерения густоты и высоты растительного покрова.

Проект по созданию 3D модели древесно-растительного покрова города Краснодара с применением технологии воздушного лазерного сканирования проводился с использованием следующих наборов данных, полученных при разработке генплана города 2020 г.: облако точек лазерного отражения; набор ортофотопланов масштаба 1:2000.

Данные предоставлены департаментом архитектуры и градостроительства города Краснодара. Использование ортофотопланов вкупе с результатами классификации облака точек лазерного отражения продиктовано необходимостью устранения возникающих в процессе автоматического выделения элементов растительности артефактов [3].

В рамках задачи по повышению уровня точности базы данных по распространению растительности в пределах МО города Краснодара решено провести ручную обработку результатов автоматического выделения элементов растительности, путём сопоставления полученных данных с ортофотопланами.

Программные комплексы, предназначенные для работы с данными лазерного сканирования, имеют возможность путём геометрического анализа взаимного расположения точек лазерного отражения определять тип объекта, попавшего в область сбора данных. При этом учитывается соответствие метрики дешифрируемых объектов и геометрическое подобие. В случае с распознаванием объектов растительности учитываются такие параметры метрики, как высота относительно земли и радиус кроны дерева [1].

Геометрическое подобие подразумевает соответствие крайних замыкающих точек шаблонному варианту, который можно установить вручную или использовать предлагаемый программой по умолчанию. Программным обеспечением послужил комплекс ENVI Lidar.

Удаление артефактов в ArcGIS осуществлялось путём выделения ошибочно классифицированных точек шейп-файла (рис.). Сомнительные точки по признаку высоты визуально определялись, и устанавливалась их принадлежность к массиву артефактов [2].

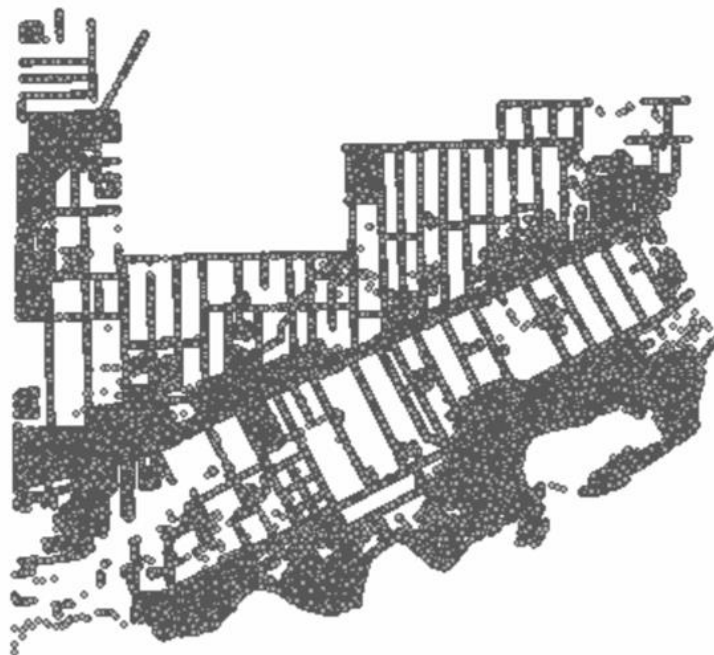


Рис. Шейп-файл элементов растительности восточной части, г. Краснодар

Визуализация растительного покрова была произведена в программе MicroStation.

Проверка результатов моделирования (верификация) осуществлялась путём сравнения модели с фактическим объектом. Путём избирательного сравнения некоторых участков с объектами на местности с фактическим положением деревьев установлено, что модель адекватна.

В ходе проведения данной работы были получены сведения о распределении и параметрах единиц древесно-растительного покрова в городе Краснодар. Получены новые сведения, на основе которых можно проводить расчёты оценки качества городской среды; давать оценку влиянию озеленения на микроклиматические условия города Краснодар. Данная работа имеет перспективы для дальнейших исследований и будет продолжена.

Литература

1. Погорелов А.В., Бойко Е.С., Ризаев И.Г. Использование лазерно-локационных данных для моделирования и анализа структуры рельефа и рельефоидов горных территории // Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета, 2009, №4 (21), с. 46-52.
2. Сомис С.М. Моделирование растительного покрова в городе по данным воздушного лазерного сканирования (восточная часть г. Краснодар) // Геология в развивающемся мире. Сборник научных трудов по материалам XVI Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. Пермь, 2023. С. 451-453.
3. Rizaev I.G., Pogorelov A.V., Krivova M.A. A technique to increase the efficiency of artefacts identification in lidar-based canopy height models // International Journal of Remote Sensing. 2016. Vol. 37, № 7. P. 1658–1670.

Научное издание

**Геология в развивающемся мире
Geology in the Developing World**

Сборник научных трудов по материалам
XVII Международной научно-практической конференции
студентов, аспирантов и молодых ученых

Пермь, ПГНИУ, 10–12 апреля 2024 г.

Издается в авторской редакции
Компьютерная верстка: *С. К. Карякин*

Объем данных 45,88 Мб
Подписано к использованию 27.12.2024

Размещено в открытом доступе
на сайте www.psu.ru
в разделе НАУКА / Электронные публикации
и в электронной мультимедийной библиотеке ELiS

Управление издательской деятельности
Пермского государственного
национального исследовательского университета
614068, г. Пермь, ул. Букирева, 15