

**ПЕРМСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

Ю. А. Яковлев

**ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНЫЕ
КОМПЛЕКСЫ
СРЕДНЕГО ПРЕДУРАЛЬЯ**



Пермь 2023

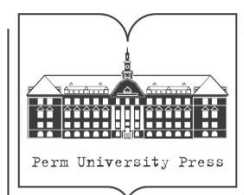
МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

Ю. А. Яковлев

ГАЗОНЕФТЕВОДОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ СРЕДНЕГО ПРЕДУРАЛЬЯ

МОНОГРАФИЯ



Пермь 2023

УДК 553.98
ББК 26.325.4
Я474

Яковлев Ю. А.

Я474 Газонефтеводоносные комплексы Среднего Предуралья [Электронный ресурс] : монография / Ю. А. Яковлев ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Электронные данные. – Пермь, 2023. – 10,1 Мб ; 216 с. – Режим доступа: <http://www.psu.ru/files/docs/science/books/mono/Yakovlev-Gazoneftevodonosnye-kompleksy-Srednego-Preduralya.pdf>. – Заглавие с экрана.

ISBN 978-5-7944-4028-7

В монографии представлены результаты комплексного изучения газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья. Рассмотрены вопросы условий залегания и формирования свойств геофильтрационных сред комплекса. Определены их основные типы и подтипы, представлена характеристика фильтрационно-емкостных свойств и региональные карты водопроницаемости. При оценке термодинамических условий установлен гидростатический характер возрастания давлений с глубиной. Пространственное распределение начальной пластовой энергии отражают схематические потенциалометрические карты комплексов. Представлена характеристика геотермических условий разреза. Оценка гидрогеохимических условий комплексов включает палеогидрогеологический очерк, описание минерального состава пластовых вод с серией гидрогеохимических карт, а также сведения об органическом водорастворенном веществе и газовом составе пластовых вод. Дан анализ основных направлений практического использования комплексов в связи с оценкой нефтегазоносности, подземным размещением жидких промышленных стоков, добычей промышленных вод, использованием их баланеологических ресурсов, а также по размещению подземных хранилищ газа.

Исследование может быть интересно широкому кругу гидрогеологов и геологов-нефтяников, а также студентам высших учебных заведений, обучающихся по специальностям «Гидрогеология и инженерная геология», «Геология нефти и газа» и «Геология и геохимия нефти и газа».

Исследование выполнено при поддержке Пермского научно-образовательного центра «РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ, 2023»

The book presents the results of a comprehensive study of the gas and oil-bearing complexes of the Middle PreUrals. The issues of occurrence conditions and formation of properties of geofiltration media of the complex are considered. Their basic types and subtypes are established, characteristics of filtration-capacitative properties and regional maps of water permeability are presented. When assessing thermodynamic conditions, the hydrostatic character of pressure increase with depth is established and corresponding equations are presented. The spatial distribution of initial reservoir energy is reflected in the schematic potential-metric maps of the complexes. The geothermal conditions of the section are considered. The assessment of hydrogeochemical conditions of the complexes includes a paleohydrogeological sketch, a description of the mineral composition of formation waters with a series of hydrogeochemical maps, as well as information on the organic water-soluble matter and gas composition of formation waters. The main directions of practical use of the complexes in connection with the assessment of oil and gas bearing capacity, underground disposal of liquid industrial effluents, extraction of industrial water, use of their balneological resources, as well as the placement of underground gas storage facilities are considered.

The research was supported by the «PERM SCIENTIFIC AND EDUCATIONAL CENTER «RATIONAL SUBSOIL USER», 2023.

УДК 553.98
ББК 26.325.4

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

Рецензенты: директор ООО «Геоконсалтинг+», канд. геол.-минер. наук **А. Н. Башков**;
зам. зав. кафедры «Геология нефти и газа» ПНИПУ, канд. геол.-минер. наук, доцент **И. А. Козлова**

ISBN 978-5-7944-4028-7

© ПГНИУ, 2023
© Яковлев Ю. А., 2023

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список сокращений.....	4
ВВЕДЕНИЕ.....	5
1. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ, ИЗУЧЕННОСТЬ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КОМПЛЕКСОВ.....	7
1.1. Гидрогеологическая стратификация.....	7
1.2. Изученность.....	11
1.3. Нефтегазоносность.....	14
2. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ КОМПЛЕКСОВ.....	20
3. ГЕОФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СРЕДЫ КОМПЛЕКСОВ.....	30
3.1. Додевонские отложения.....	35
3.2. Средне-верхнедевонский терригенный ГНВК.....	37
3.3. Верхнедевонско-турнейский карбонатный ГНВК.....	43
3.4. Нижне-средневизейский терригенный ГНВК.....	50
3.5. Верхневизейско-башкирский карбонатный ГНВК.....	58
3.6. Московский терригенно-карбонатный ГНВК.....	66
3.7. Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный ГНВК....	69
4. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГНВК.....	77
4.1. Пластовые давления.....	77
4.2. Геотермические условия.....	90
4.3. Современные представления о структуре глубинного стока.....	93
5. ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГНВК.....	105
5.1. Этапы палеогидрогеологического развития Среднего Предуралья.....	105
5.2. Минеральный состав пластовых вод.....	108
5.3. Гидрогеохимические кластеры.....	156
5.4. Водорастворенное органическое вещество пластовых вод.....	162
5.5. Газовый состав пластовых вод.....	165
6. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ.....	179
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	193
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	196

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АВПД – аномально высокое пластовое давление
АНПД – аномально низкое пластовое давление
БаС – Бабкинская седловина
БВГ – буферный водоносный горизонт
БЗТ – буферная защитная толща
БКМ – Бымско-Кунгурская моноклиналь
БС – Башкирский свод
Бхл – хлороформенный битумоид
ВисМ – Висимская моноклиналь
ВКВ – Верхнекамская впадина
ВП – Вычегодский прогиб
ВРГ – водорастворенные газы
ВРОВ – водорастворенное органическое вещество
ГНВК – газонефтеводоносный комплекс
ГФЗ – геофильтрационная зона
ГФС – геофильтрационные среды
ГХГ – гидрогеохимические группы
ККСП – Камско-Кинельская система палеопрогибов
КС – Камский свод
КЧС – Косьвинско-Чусовская седловина
НГК – нефтегазоносный комплекс
НГП – нефтегазоносная провинция
ОВ – органическое вещество
ПС – Пермский свод
ПХГ – подземные хранилища газа
РС, РакС – Ракшинская седловина
СД – Соликамская депрессия
Сорг – органический углерод
Т – Тиман
ТУ – тяжелые углеводороды
УВ – углеводороды
ЭТ – эксплуатационная толща
ЮСД – Юрюзано-Сылвенская депрессия

ВВЕДЕНИЕ

Гидрогеологические исследования нефтегазоносных комплексов Среднего Предуралья актуальны по нескольким практическим причинам. Во-первых, это активное информационное обеспечение разведки и эксплуатации месторождений углеводородов «старого» нефтяного региона. Во-вторых, в последние десятилетия активно осваиваются глубинные объекты недропользования – участки подземного размещения промышленных стоков (нефтепромысловых, калийных, химических). В-третьих, рассолы газонефтеводоносных комплексов содержат значительные ресурсы ценных компонентов – йода, брома, бора и ряда щелочных металлов – лития, рубидия и цезия. В качестве четвертого аргумента стоит отметить нефтепоисковое значение гидрогеологических исследований, хотя в современный период практически не востребованных в связи с отсутствием региональных геологоразведочных работ в новых экономических условиях.

Монография состоит из введения, шести разделов и заключения. Первый раздел посвящен вопросам гидрогеологической стратификации, состоянию изученности и нефтегазоносности комплексов. Условия их залегания рассмотрены во втором разделе. Характеристика геофильтрационных сред представлена в третьем разделе, термодинамические условия разреза – в четвертом разделе. В пятом разделе рассмотрены современные гидрогеохимические условия газонефтеводоносных комплексов. Практическое значение изучения последних рассмотрено в шестом разделе.

Пластовые воды газонефтеводоносных комплексов – основной по объему компонент флюидальной системы глубоких горизонтов. Огромна гидрогеологическая роль подземных вод в формировании нефтегазоносности на каждом этапе процесса генерации, миграции, аккумуляции и современной сохранности залежей углеводородов. При освоении залежей углеводородов подземные воды являются активным управляющим компонентом в системах поддержания пластовых давлений. Гидрогеологические исследования нефтеносных комплексов палеозоя Среднего Предуралья, выполненные в последние десятилетия пермскими гидрогеологами, изменили существовавшее ранее представление о восточной части Восточно-Европейской платформы как о классическом артезианском бассейне инфильтрационного типа. Анализ распределения начальных пластовых давлений в водонасыщенных пластах нефтеносных комплексов палеозоя показал их отчетливую линейную зависимость от глубины залегания (гидростатического давления) и ведущую роль вертикальных межпластовых перетоков в формировании современной гидродинамической обстановки.

Современные гидрогеологические условия – ключ к пониманию сложнейших длительных процессов формирования пластовых вод. Естественно, что, сделав предметом изучения столь сложную и динамичную систему, автор не мог в рамках одной работы осветить все стороны гидрогеологических проблем глубоких горизонтов. Поэтому в книге представлена, по определению У.Крамбейна и Ф.Грейбилла (1969), лишь «модель результата процесса» – базиса для формирования последующих геологических представлений, причем, вероятнее всего, спорных и дискуссионных.

Предлагаемая монография является обобщением многочисленных исследований современных гидрогеологических условий нефтегазоносных комплексов. Следует отметить, что крупные региональные гидрогеологические обобщения прошлых десятилетий В.А.Кротовой (1956, 1962), Г.П.Якобсона (1970, 1973), Э.М.Пуркиной (1979) включали территорию Среднего Предуралья, но проводились на ограниченных фактических данных по редкой сети скважин. Данная работа базируется на несравненно больших информационных ресурсах институтов ПермНИПИнефть и КамНИИКИГС (бывш. КО ВНИГНИ), включающих результаты гидродинамических испытаний скважин, оценки термодинамических характеристик разреза и гидрогеохимических условий глубокозалегающих комплексов. В сборе и анализе этих материалов, а также в формировании информационной базы данных автор участвовал на протяжении последних 45 лет. Идея написания книги назрела давно, однако загрузка автора научной и административной работой ПермНИПИнефть, а затем в КамНИИКИГС позволила реализовать идею только сейчас, при работе в Пермском государственном национальном исследовательском университете.

По тематике данной монографии в разные годы автору посчастливилось работать с замечательными учеными-гидрогеологами – Германом Каллистратовичем Михайловым (ПермНИПИнефть, ПГНИУ), Иваном Никандровичем Шестовым (КамНИИКИГС, ПГНИУ), Аркадием Владимировичем Шурубором (ПГНИУ) и Алексеем Владимировичем Всеволожским (МГУ). Считаю их всех своими добрыми и мудрыми Учителями и сохраняю о них благодарную память.

Автор выражает свою признательность заведующей кафедрой региональной и нефтегазовой геологии Е.Е. Кожевниковой и доценту С.Е. Башковой за поддержку и помощь в написании книги. Выражаю глубокую благодарность редактору 1 категории РИО ПГНИУ Л.Л. Савенковой, инженеру А.В. Баталевой, а также моей жене Н.Б. Яковлевой и за техническое редактирование монографии.

Исследования выполнены при поддержке Пермского научно-образовательного центра «РАЦИОНАЛЬНОЕ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЕ, 2023».

1. ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СТРАТИФИКАЦИЯ, ИЗУЧЕННОСТЬ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ КОМПЛЕКСОВ

Территория Среднего Предуралья расположена в северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП). По гидрогеологическому районированию (ВСЕГИНГЕО, 1988), западная часть региона в пределах восточной окраины Русской платформы и Предуральского прогиба относится к Восточно-Русскому и Предуральскому сложным бассейнам пластовых вод, а восточная часть (горный Урал) – к Большеуральскому сложному бассейну корово-блоковых (пластово-блоковых) и пластовых вод. Структурно-тектонической основой настоящей монографии является Сводная схема тектонического районирования Пермского края (по Р.О.Хачатрян [170] с изменениями) (рис. 1.1). Общий геологический разрез региона представлен на региональном профиле (рис. 1.2). Для Среднего Предуралья характерен структурно-закрытый тип границы с горным Уралом в связи со сложными структурными условиями Передовых складок Урала (ПСУ).

1.1. Гидрогеологическая стратификация

В нефтегазоносном разрезе региона выделены гидрогеологическая серия и шесть газонефтеводоносных комплексов (ГНВК): додевонская гидрогеологическая серия; девонский терригенный; верхнедевонско-турнейский карбонатный; нижне-средневизейский терригенный; верхневизейско-башкирский карбонатный; московский (верейский) терригенно-карбонатный и верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный [44; 172; 190]. Комплексы разделены региональными флюидоупорами [80; 81; 176; 177; 178]. Условия залегания и характеристика газонефтеводоносных комплексов представлены в разделе 2.

Основные нефтегазоводоносные комплексы, как более широкие таксоны стратификации, включают соответствующие нефтегазоносные комплексы (НГК), причем в додевонскую гидрогеологическую серию и в верхнекаменноугольно-нижнепермский комплекс включены по два НГК. Стратиграфическое соотношение комплексов представлено в табл. 1.1.

В соответствии с представлениями В.А.Всеволожского [47; 48] все палеозойские газонефтеводоносные комплексы Среднего Предуралья относятся к этажу (ярусу) местного глубокого стока, а по гидродинамической зональности к зоне весьма затрудненного водообмена. По мнению В.И.Дюнина и В.И.Корзуна [70] «...вследствие пластово-блокового строения глубоких горизонтов понятие «нефтегазоносный комплекс», «водоносный комплекс» («горизонт») теряет смысл в общепринятом понимании и отражает лишь стратиграфическую принадлежность того или иного элемента разреза...».

В целом, современная гидрогеологическая стратификация разреза изучаемой территории может рассматриваться, прежде всего, как удовлетворительный прием систематизации и схематизации разреза.

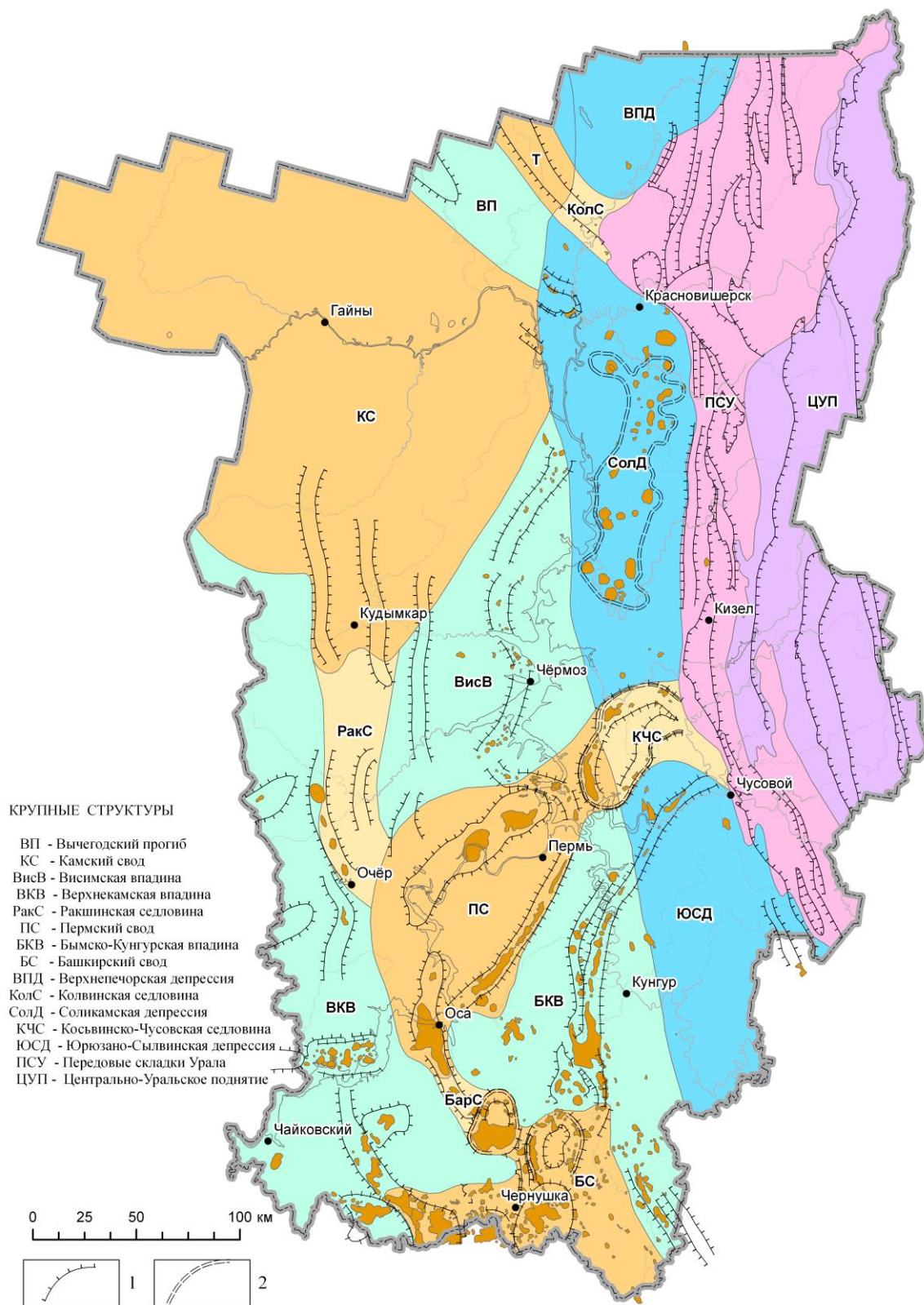


Рис. 1.1. Сводная схема тектонического районирования Пермского края (по Р.О. Хачатряну [170] с изменениями)

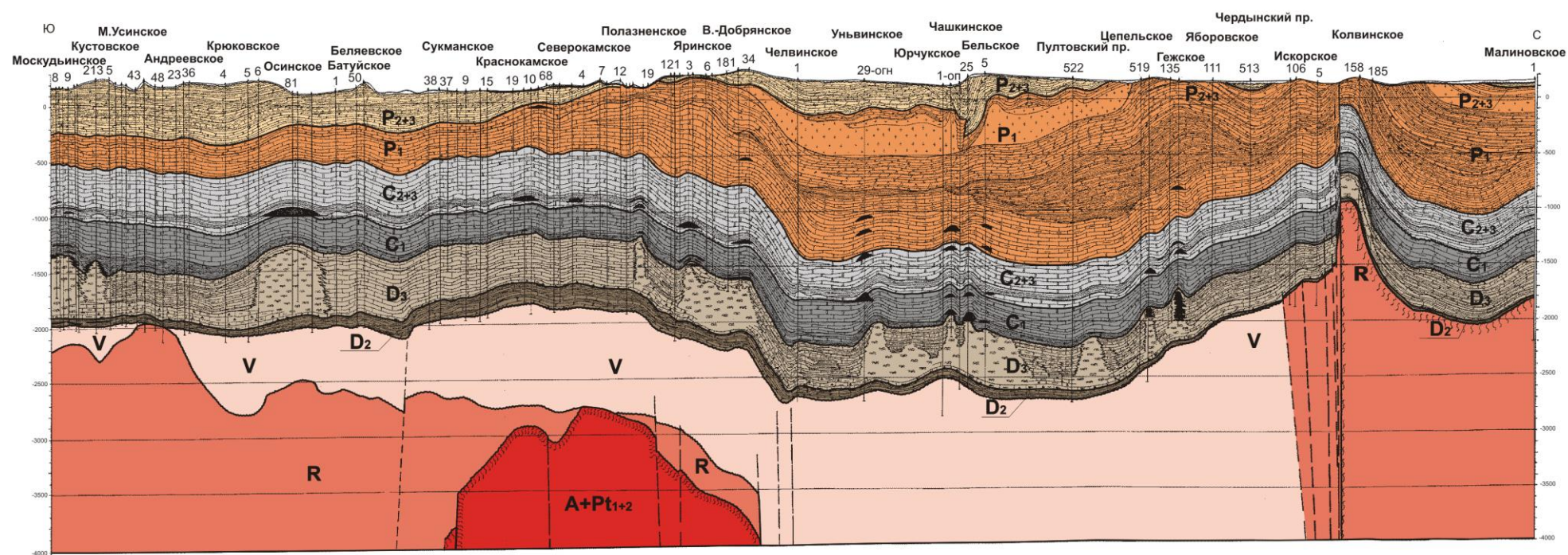


Рис. 1.2. Региональный геолого-геофизический профиль по линии Москудья-Малиновка
(по Н.Ф. Кирпильевой, В.А. Венцеславской, 1999)

Таблица 1.1

Стратиграфическое соотношение НГК и ГНБК

Отдел, система, группа	Ярус		Нефтегазоносные комплексы	Газонефтеводоносные комплексы
P ₁	Кунгурский		Иренский региональный флюидоупор	
	Артинский		Нижнепермский карбо- натный НГК	Верхнекаменноугольно нижнепермский ГНБК
	Сакмарский			
	Ассельский			
C ₃	Гжельский		Каширско-гжельский НГК	
	Касимовский			
C ₂	Московский		Верейский терригенно- карбонатный НГК	Московский терри- генно-карбонатный ГНБК
			Верейский региональный флюидоупор	
	Башкирский		Визейско-башкирский карбонатный НГК	Верхневизейско-баш- кирский карбонатный ГНБК
C ₁	Серпуховский			
	Визейский		Тулский региональный флюидоупор	
			Нижне-средневизей- ский терригенный НГК	Нижне-средневизей- ский терригенный ГНБК
			Турнейско-кожимский региональный фллюидо- упор	
	D ₃	Турнейский		Верхнедевонско-тур- нейский карбонатный НГК
Фаменский				
Франский			Тиманский региональный флюидоупор	
				Девонский терригенный НГК
D ₂	Живетский			
	Эйфельский			
	Эмсский			
V			Вендский терригенный НГК	Додевонская гидрогео- логическая серия
R			Рифейский терригенно- карбонатный НГК	
AR				Кристаллический фун- дамент

1.2. Изученность

Исследования глубокозалегающих водоносных горизонтов Пермского Предуралья начались с 1929 г. в связи с открытием залежи нефти в артинских рифогенных известняках вблизи Верхне-Чусовских Городков.

В 1934–1937 гг. были открыты нефть и сероводородные воды в нижнепермских отложениях в районе г. Краснокамска. Гидрогеологические данные, полученные в результате разведочных работ, впервые были обобщены В.А.Сулиным и А.А. Варовым. В 1938–1939 гг. экспедицией ВСЕГИНГЕО под руководством В.Г.Кноблока впервые установлено наличие промышленной концентрации йода и брома в подземных водах каменноугольных и девонских отложений.

В конце 40-х гг. появляются первые крупные обобщения, выполненные Н.К. Игнатовичем и А.И. Силиным-Бекчуриным. С этого времени начинается этап систематического изучения газонефтеводоносных комплексов. Степень их гидрогеологической изученности для различных периодов отражена в работах В.А. Кротовой [105; 106; 107], Г.Б. Якобсона [210], А.А. Карцева, С.Б. Вагина и др. [96], В.Н. Вещезерова, Б.М. Козлова [39], Г.А. Максимовича, В.И. Иванова и др. [119], Е.А. Барс, М.И. Зайдельсона [56], И.Н. Шестова [181–193], Г.К. Михайлова, [124], А.В. Шурубора, И.Н. Шестова [202], Э.М. Пуркиной [155], Ю.А. Яковлева [215] и др. исследователей.

Наиболее целенаправленно и методично гидрогеологические исследования в Среднем Предуралье выполнялись в КО ВНИГНИ под руководством И.Н.Иванова и И.Н.Шестова. С 1971 г. исследования гидрогеологии нефтяных месторождений региона начали проводиться в институте ПермНИПИнефть в лаборатории гидрогеологии, возглавляемой Г.К.Михайловым. В эти годы создаются постоянно пополняемые информационные каталоги гидродинамических и гидрогеохимических данных и их электронные базы, выходят отчеты о региональных условиях палеозойского разреза и многочисленные публикации.

Динамику изученности ГНВК характеризует рис. 1.3, на котором прослеживаются тенденции в изменении гидрогеологической изученности нефтеводоносных отложений.

С конца 40-х годов до начала 60-х отмечается системность в гидрогеологическом опробовании поисковых и разведочных скважин. С начала 60-х годов интенсивность поступления гидрогеологических данных неуклонно возрастает в связи с широким фронтом поисково-разведочных работ на нефть и газ (отмечается высокая синхронность графиков). Максимальное число гидродинамических испытаний достигает 181 (1977 г.) и 243 (1989 г.). Наибольшее число проб пластовой воды (120 и 109) отобрано в 1976 г и в 1980 г, соответственно. Период с

середины 70-х по начало 90-х годов является основным этапом изучения глубоких водоносных горизонтов региона. С середины 90-х годов, в связи с уменьшением объемов поисково-разведочных работ, прослеживается резкое падение объемов поступления гидрогеологической информации.

Субъективным фактором этой тенденции является резкое сокращение геологоразведочных работ и, соответственно, уменьшение объемов гидрогеологических исследований. Эта тенденция сохраняется и в настоящее время – минимальные опробования скважин последних десятилетий фактически не меняют степень изученности ГНВК.

Фактическая изученность ГНВК отражена на рис. 1.4. Состояние изученности газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья характеризуют многочисленные научные публикации. Их основная сводка представлена в табл. 1.2.

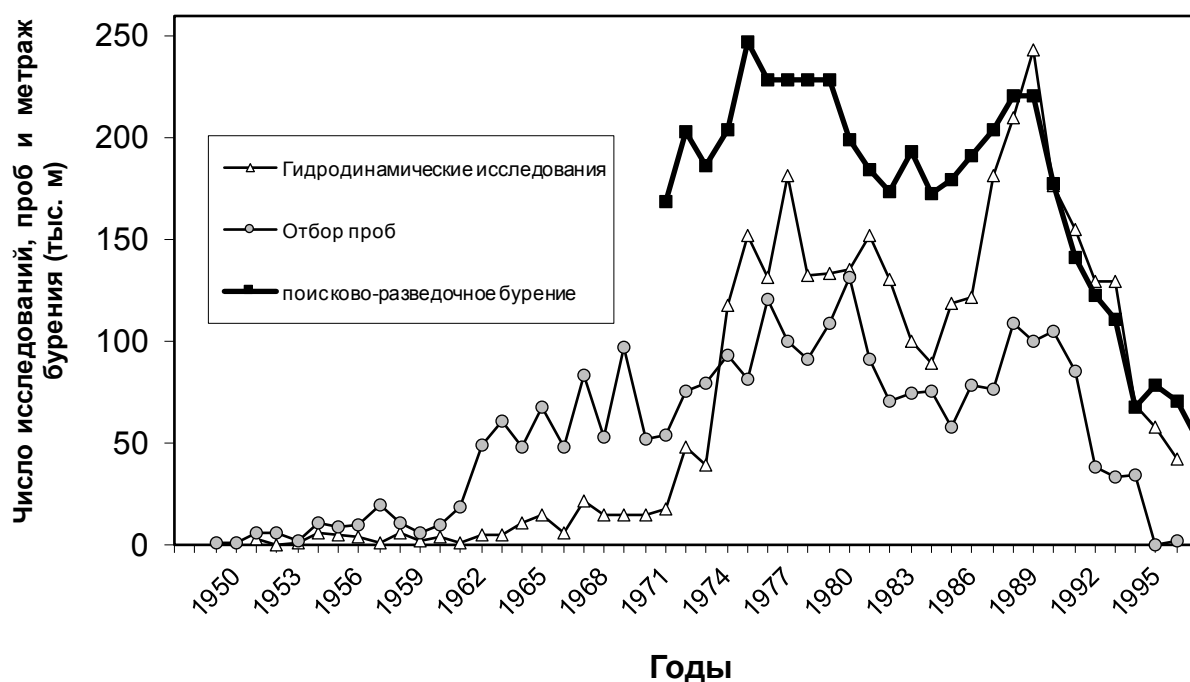


Рис. 1.3. Динамика гидрогеологического изучения палеозойского разреза

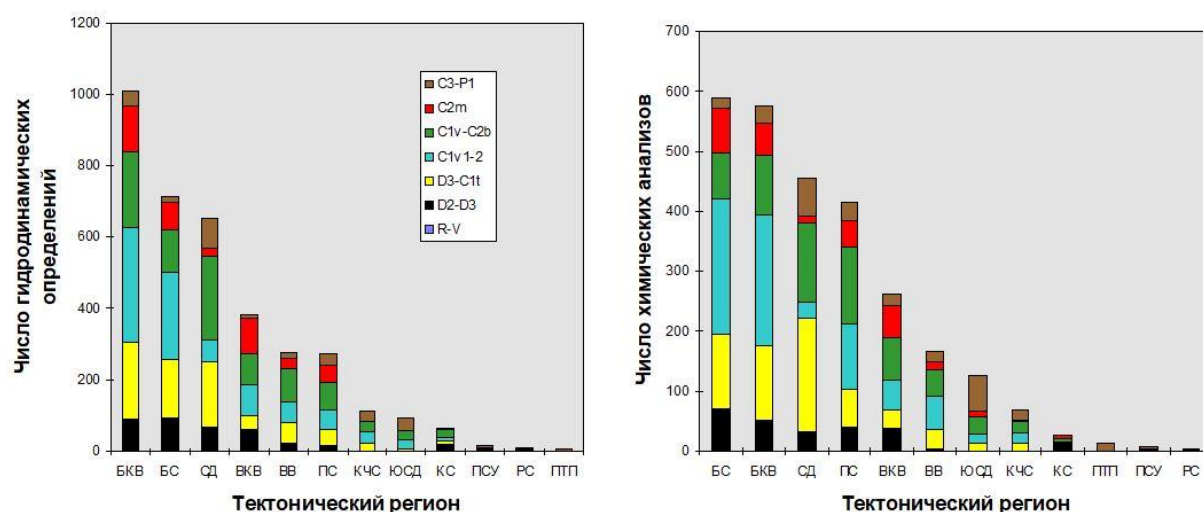


Рис. 1.4. Гидрогеологическая изученность газонефтеводоносных комплексов

Условные обозначения: БКМ – Бымско-Кунгурская моноκиналь; БС – Башкирский свод; СД – Соликамская депрессия; ВКВ – Верхнекамская впадина; ВВ – Висимская впадина; ПС – Пермский свод; КЧС – Косьюинско-Чусовская седловина; ЮСД – Юрюзано-Сылвенская депрессия; КС – Камский свод; ПСУ – передовые складки Урала; РС – Ракшинская седловина; ПТП – Предтимапский прогиб.

Таблица 1.2

Основная тематическая библиография по ГНВК Среднего Предуралья

Тематические исследования	Литературные источники
Региональная изученность	[1; 18; 26; 28; 37; 41; 42; 43; 44; 46; 56; 57; 64; 79; 96; 97; 100; 101; 102; 105; 106; 107; 109; 116; 123; 125; 155; 210; 211; 218; 225]
Строение ГНВК	[5; 42; 43; 44; 64; 80; 80; 81; 81; 90; 97; 105; 109; 110; 111; 113; 114; 112; 141; 143; 152; 153; 166; 169; 172; 199; 213]
Геофильтрационные среды	[19; 29; 41; 47; 48; 67; 95; 115; 207; 208; 209; 225]
Палеокарстовые коллекторы	[27; 29; 30; 31; 32; 33; 34; 35; 63; 65; 66; 74; 74; 85; 95; 117; 118; 121; 125; 165; 166; 173; 179; 180; 181; 186; 195; 196; 198; 216; 222; 232]
Флюидоупоры	[80; 176; 177; 178]
Гидродинамические условия	[2; 12; 14; 21; 28; 56; 57; 78; 105; 106; 107; 108; 116; 134; 135; 137; 155; 199; 210; 211; 213; 218; 219; 221; 223; 226; 228; 230]
Геотермические условия	[58; 59; 60; 73; 75; 99; 116; 120; 127; 128; 156; 206; 224; 226]
Гидрогеохимические условия	[9; 10; 11; 14; 15; 17; 44; 45; 56; 57; 72; 86; 87; 98; 105; 106; 107; 116; 119; 123; 124; 125; 128; 129; 130; 131; 132; 133; 147; 149; 150; 151; 181; 182; 183; 184; 188; 191; 191; 192; 193; 197; 200; 201; 210; 214; 215; 216; 217; 224; 227]
Газовый состав	[187; 188; 189; 194]
Гидроминеральное сырье	[13; 16; 24; 136; 191; 197; 200; 203; 229]
Размещение промышленных стоков в ГНВК	[8; 22; 23; 27; 29; 36; 52; 53; 54; 81; 82; 103; 122; 146; 196; 198; 220; 222; 230; 231; 232; 233]

1.3. Нефтегазоносность

В пределах перспективных земель региона выделены 4 нефтегазоносные области и 10 нефтегазоносных районов, на территории которых установлены и предполагаются около 30 зон нефтегазонакопления. В палеозойском разрезе открыто более 900 залежей жидких углеводородов (УВ). Для региона характерно многообразие типов ловушек нефти и газа. Закономерности распределения нефтегазоносности большей части продуктивного разреза предопределены развитием внутриформационной Камско-Кинельской системы палеопрогибов (ККСП). Исследования рассеянного органического вещества (ОВ) нефтематеринских пород и генетические сопоставления нефтей и ОВ показали, что большая часть УВ палеозойских отложений связана с доманикитами ККСП. Доля других нефтематеринских толщ палеозоя менее значительна [116].

Нефтегазоносность додевонской гидрогеологической серии связана с рифейским и вендским НГК. Первый из них, наиболее глубокий из комплексов, вскрыт единичными скважинами.

На территории региона промышленная нефтегазоносность рифейских отложений не установлена, однако нефтепроявления в диапазоне разреза от нижнерифейских до средне-верхнерифейских зафиксированы на всей территории Камско-Бельского авлакогена. В нижнем рифее они отмечены в терригенных отложениях прикамской свиты (57-Соколовская, 2-Сивинская), в карбонатах калтасинской свиты (14-Очерская, 203-Бедряжская) и терригенных породах надеждинской свиты (82-Орьбаш), а в отложениях гожанской свиты среднего рифея – на Таныпской и Аряжской площадях [94]. Интенсивные притоки нефти из среднерифейских отложений отмечены на Батырбайской и Таныпской площадях. Газопроявления зафиксированы в отложениях калтасинской свиты рифея на Бедряжской площади [154].

В вендском терригенном НГК нефтепроявления установлены на территории Верхнекамской впадины и Башкирского свода. Неравномерное насыщение пород и выпоты нефти отмечены на ряде площадей Пермского и Башкирского сводов, в Верхнекамской впадине и др. площадях в соседней Удмуртии. Промышленные притоки вязкой, тяжелой нефти получены в скв. 1 Сивинской, в скв. 52 Соколовской площадей вблизи западной границы Пермского края. Четыре не промышленные залежи нефти встречены в вендских отложениях на востоке Верхнекамской впадины на Верещагинском, Сивинском, Ларионовском и Очёрском месторождениях. Более 20 нефте- и битумопроявлений отмечены в разрезах глубоких скважин в южных районах Пермского края. Зонами нефтегазонакопления в отложениях венда являлись валы древнего заложения (Очерский, Вереща-

гинский, Краснокамский) на северном центриклинальном окончании Калтасинского авлакогена. Нефти вендских отложений на востоке ВКВ очень тяжелые ($0,94\text{--}0,97\text{ г/см}^3$), в основном малосернистые ($0,2\text{--}1,4\%$), малопарафинистые (от $0,6$ до $3,2\%$), высокосмолистые ($20\text{--}30\%$) с низким выходом бензина (до 8%). В углеводородном составе повышена доля нафтенов ($30\text{--}40\%$) [138; 139; 167].

Девонский терригенный ГНВК содержит около $5,1\%$ начальных суммарных ресурсов (НСР) нефти Пермского края, около 5% растворённого и $5,5\%$ свободного газа. Ареал распространения нефтей в комплексе в целом совпадает с развитием зон генерации. Почти все выявленные залежи этого комплекса находятся в южных районах. Промышленная нефтеносность комплекса связана с тремя алевролитно-песчаными пластами D_0 , D_1 , D_2 . Нефтеносность приурочена, главным образом, к верхней части терригенной толщи. Глинисто-алевролитовые прослои между проницаемыми пластами не всегда служат надежными внутрикомплексными флюидоупорами. Пласт D_0 промышленно нефтеносен на 35 структурах, D_1 – на 31 и D_2 – на 11 структурах. Наиболее значительные залежи по величине запасов – Гарюшкинское, Москудьинское, Елпачихинское, Шагиртско-Гожанское, Андреевское, Кустовское, Красноярско-Куединское, Тулвинское. Почти все залежи открыты на платформе.

Нефтематеринские породы калтасинской свиты рифея в процессе геологического развития рассматриваемой территории погружались на глубины, оптимальные для массового преобразования захороненного ОВ в нефтяные УВ. Образовавшиеся в нефтематеринских породах УВ постепенно концентрировались в ловушках верхних горизонтов комплекса.

Ненадежность покрышек, вероятно, привела к прорыву значительной массы УВ в нижние горизонты вендского комплекса. Вместе с тем, по мнению авторов работы [94], рифейские отложения могут содержать легкие нефти и даже газоконденсаты. Они являются перспективным объектом развития ресурсной базы УВ в европейской части России.

Плотность нефтей комплекса изменяется от $0,815$ до $0,920\text{ г/см}^3$. Наиболее тяжелые нефти ($> 0,90\text{ г/см}^3$) установлены на юге края, тяжелые (с плотностью $0,87\text{--}0,90\text{ г/см}^3$) – на западе. Нефти ароматическо-метановые, а также метаново-ароматические и нафтенно-метановые. Попутные газы тяжелые, жирные, с содержанием азота в низких (на юго-востоке) или переходных (до 40% севернее борта ККСР), метана – в повышенных ($40\text{--}60\%$) концентрациях [138; 139; 167].

Верхнедевонско-турнейские карбонатные отложения являются одним из главных нефтегазоносных комплексов региона. Они содержат $11,8\%$ суммарных геологических ресурсов жидких УВ, около 23% ресурсов растворённого газа, $9,1\%$ свободного газа и около 8% – конденсата. В разрезе комплекса на платформенной части территории к турнейскому ярусу приурочено 78% залежей,

к фаменскому – 17 % и к франскому – 5 %. В Предуральском прогибе 50 % залежей установлено в фаменском ярусе, 39 % – в турнейском и 11 % во франском. Региональной покрывкой комплекса служит турнейско-кожимский карбонатно-терригенный флюидоупор мощностью от нескольких до 20 м и более. Нефтегазоносность различной интенсивности (от битуминозности до нефтегазовых выбросов) зафиксирована по всему разрезу от саргаевских до верхнетурнейских отложений. Открыто 118 залежей. Промышленные скопления нефти связаны, главным образом, с зонами развития ККСП. Наиболее часто они располагаются в верхней части НГК под региональной покрывкой и представлены пластово-массивным и массивным типами. Проницаемые зоны группируются в пласты T_1 , T_2 , T_3 . За счет такого строения резервуара залежи нередко приобретают пластово-массивный характер.

Для комплекса характерны нефти различных свойств. Залежи легких нефтей и конденсатов с плотностью менее $0,80 \text{ г/см}^3$ приурочены к передовым складкам Урала и прилегающим с запада районам. Нефти с плотностью от $0,80$ до $0,84 \text{ г/см}^3$ характерны для центральных районов Соликамской депрессии и восточной окраины платформы. Нефти южных месторождений края характеризуются в основном плотностью более $0,88 \text{ г/см}^3$. В восточных районах распространены малосернистые и среднесернистые (до 1,0 % серы), малосмолистые и смолистые (до 15 % смол) нефти нафтеново-метанового типа, содержащие более 30 % бензинов и менее 1 % асфальтенов. На западе преобладают сернистые и высокосернистые (1–3 %), смолистые (10–20 %) нефти ароматическо-метанового и метаново-ароматического типов с 3–5 % асфальтенов. На юго-западной окраине региона доминируют высокосернистые (>3 %), высокосмолистые (>20 %) нефти, содержащие <15 % бензина и >5 % асфальтенов [138; 139].

Нижне-средневизейский терригенный НГК обладает наибольшими выявленными запасами и прогнозными ресурсами УВ: содержит 47,3 % НСР нефти, 31 % – ресурсов растворённого газа, 10,8 % – свободного газа, 15 % – конденсата, а также 36 % всех залежей палеозоя. Относится к главным НГК региона.

В нижне-средневизейском ГНВК на территории Пермского края нефтегазоносность зафиксирована во всех тектонических регионах в диапазоне от радаевских до тульских отложений. Установлено 412 промышленных скоплений УВ, в т.ч. самые крупные залежи нефти региона: Ярино-Каменноложская, Батырбайская, Кокуйская, Красноярско-Куединская, Москудьинская, Баклановская и др. Региональной покрывкой комплекса служит тульский терригенно-карбонатный флюидоупор. Мощность покрывки от нескольких метров до 23 м.

Коллекторами являются пласты песчаников и алевролитов, разделенных плотными аргиллитами. В комплексе четко выражено закономерное ухудшение

коллекторских свойств с запада на восток. Песчаники, вследствие эпигенетического уплотнения, утрачивают свои коллекторские свойства. 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.

Общие закономерности изменения свойств и состава нефтей и газов в целом совпадают с таковыми для нефтей верхнедевонско-турнейского НГК, но зоны распространения тяжелых сернистых высокосмолистых нефтей менее обширны. С запада на восток увеличивается газонасыщенность (до 300 м³/т) [138; 139; 167]. На месторождениях юго-восточного борта ККСП и глубоководного палеошельфа встречены газовые шапки и газовые залежи.

Визейско-башкирский карбонатный ГНВК содержит 24 % НСР нефти, 22 % растворенного газа, 29 % свободного газа и 12 % конденсата. В комплексе установлено 133 залежи УВ (12 % – нефтяных, 25 % – газо-нефтяных, 16 % – газовых), около 15 % всех нефтепроявлений и около 20 % газопроявлений. Относятся к главным НГК региона. Региональной покрывкой комплекса служат кремневые плотные известняки верхней части башкирского яруса и аргиллиты нижней части верейского горизонта.

Нефтегазоносность зафиксирована во всех тектонических регионах в стратиграфическом диапазоне от окских до башкирских отложений. Она проявилась от битуминозности и слабых нефтепроявлений до промышленных притоков дебитами до 30–50 т/сут и более. Зоны нефтегазонакопления комплекса, подобно нижележащим НГК, приурочены преимущественно к бортам и внутренним массивам ККСП. Формирование залежей происходило преимущественно за счет вертикальной миграции.

Лучшими коллекторскими свойствами в разрезе башкирских отложений обладают биоморфно-водорослевые, фораминиферовые разности известняков, которые представляют пласты Бш. Геохимические закономерности данного комплекса в общих чертах соответствуют нижележащим ГНВК. На территории северо-востока Соликамской депрессии наряду с легкими нефтями, встречены конденсаты. «Аномально» тяжелые нефти обнаружены повсеместно среди нефтей средней плотности. Газовые залежи восточных районов почти нацело состоят из метана (86–92 %) [138; 139; 167].

Высокоперспективные на нефть и газ земли по этому комплексу охватывают рифогенные зоны ККСП в южной половине края и в Соликамской впадине. Плотность ресурсов на этих землях составляет от 16,3 до 112,0 тыс.т/км². В качестве перспективных рассматриваются территории Верхнекамско-Пермского, Атерско-Высоковского и Брусянско-Лысьвенского НГР, а также северная часть

западного борта ККСП. В отличие от высокоперспективных земель, здесь прогнозируется некоторое ухудшение факторов нефтегазоносности: структурного (развитие менее контрастных поднятий) и литологического (лучше коллектора на западе, но хуже их изоляция). Плотность ресурсов на перспективных землях изменяется от 6,1 до 14,8 тыс.т/км².

Верейский терригенно-карбонатный ГНБК содержит около 6 % НСР нефти и 15 % НСР свободного газа. Нефтегазоносность верейского НГК менее значительна, чем нижележащих комплексов. В нем открыто 64 залежи, из них 46 – нефтяные по составу, 12 – газонефтяные, 2 – газовые и 4 – газоконденсатные. Выделяется пять проницаемых пластов: В1, В2, В3, В4, В5. Промышленная нефтеносность связана с пластами В1, В3, В4. Верейские залежи пластовые сводовые. В южных районах Пермского края залежи имеют газовые шапки на Кокуйском, Сосновском, Батырбайском, Павловском и Куединском месторождениях.

В качестве высокоперспективных земель комплекса рассматриваются районы в южной половине Пермского края. Новые открытия связываются преимущественно с участками распространения девонских рифов, над которыми в структурах облекания выявлены залежи в визейских терригенных и башкирских отложениях. Таким образом, проводится очевидная связь верейско-каширских залежей с нижележащими.

В каширско-гжельских отложениях верхнекаменноугольно-нижнепермского ГНБК содержится 2,7 % НСР нефти, 3,5 % растворенного газа и 8 % свободного газа. В этих отложениях открыто 39 залежей. Среди них 25 – нефтяных, 4 – газонефтяных и 10 – газовых по составу. Продуктивными являются пласты К1, К0, Пд, Мч и С3, представленные известняками и доломитами с прослоями мергелей. Все промышленные залежи выявлены в южной части края в пластах В1+К1 и К0. Они связаны со структурами облекания рифов южного борта ККСП и шельфовых биогермов зарифовой зоны. На остальной территории Пермского края интенсивные нефтепроявления не выявлены.

Геохимические особенности нефтей изучены в основном по залежам каширского горизонта. Установлено, что они утяжеляются в зависимости от удаленности от Предуральяского прогиба от 0,83 до 0,93 г/см³. Содержание серы, смол, асфальтенов, парафина тесно связаны с плотностью [138; 139; 167]. По углеводородному составу нефти полностью аналогичны нефтям верейского нефтегазоносного комплекса. Выявленные газовые шапки и газовые залежи весьма разнообразны по составу газов.

В разрезе нижнепермских отложений сосредоточено 3 % НСР нефти и 20 % НСР свободного газа. В нижнепермском карбонатном комплексе на территории Пермского края нефтегазоносность зафиксирована почти во всех тектонических регионах с разной степенью интенсивности: от битуминозности и слабых

нефтепроявлений до промышленных притоков нефти [104]. В нижнепермских отложениях открыто 17 промышленных залежей, причем 15 из них являются нефтяными по составу, 1 – газонефтяной и 1 газовая. В комплексе отмечено 24 непромышленных скопления нефти и газа, часть которых приурочена к рифовым массивам. Территориальное распространение залежей нефти и газа в нижнепермских отложениях контролируется кунгурской сульфатно-галогенной толщей. Разрез комплекса содержит большое число непроницаемых, относительно выдержанных пачек, способных служить внутрикомплексными покрывками для скоплений УВ.

В артинском ярусе промышленные залежи нефти приурочены к рифовым брахиоподово-мшанковым известнякам. Открыто 5 залежей, одна из них газонефтяная на Глазуновской структуре Верхне-Чусовского месторождения. Помимо отдельных залежей за прошедшие годы были открыты еще три промышленных залежи, связанные с проницаемыми зонами в сакмарских и артинских отложениях на Ульяновском и Ольховском месторождениях, а также газоконденсатная залежь – на Кордонском. Эффективная нефтенасыщенная мощность здесь составляет 2,0–4,4 м. В кунгурских отложениях слабые и обильные нефтепроявления отмечены практически во всех регионах.

На платформе нефти комплекса, как правило, тяжелые ($0,92\text{--}0,99\text{ г/см}^3$) высокосернистые (3,2–5,1 %), высокосмолистые (25–36 %), малопарафинистые, с повышенной долей асфальтенов и низким выходом светлых фракций. На территории Юрюзано-Сылвенской депрессии и Верхнепечурской депрессии – нефти с плотностью $0,85\text{--}0,88\text{ г/см}^3$, в районе Передовых складок Урала около $0,80\text{ г/см}^3$ [138; 139; 167]. Сохраняется отмеченная для нижележащих отложений тенденция уменьшения плотности с запада на восток. Нефти нафтенново-метанового типа. На севере Юрюзано-Сылвенской депрессии, в меньшей степени – на юге Косьвинско-Чусовской седловины нефти весьма специфичны: тяжелые и очень тяжелые ($0,886\text{--}0,95\text{ г/см}^3$), высокосернистые (2,2–4,4 %), смолистые (8–19 % смолисто-асфальтеновых компонентов) с высоким содержанием бензиновых фракций (в основном более 40 %) метаново-ароматического типа. В центральных и южных районах Юрюзано-Сылвенской депрессии плотность нефти снижается до 0,85, а для конденсатов – до $0,75\text{ г/см}^3$. Нефти многопластовых месторождений, как правило, отличаются по своим геохимическим характеристикам.

В заключение следует отметить достаточно высокую степень региональной гидрогеологической изученности Среднего Предуралья, обеспечивающую прогнозные виды исследований, а также сопровождение разведочных работ на нефтяных месторождениях, их эксплуатацию и, кроме того, размещение нефтепромысловых стоков в глубокозалегающих элементах разреза.

2. УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ КОМПЛЕКСОВ

Додевонская гидрогеологическая серия. Учитывая ряд гидрогеологических и гидрогеохимических показателей, мощную толщу протерозойских и архейских отложений подразделяют на два сложных водоносных комплекса: архейский и рифейско-вендский. Архейский, представленный породами кристаллического фундамента платформы, на территории Пермского края практически не изучен.

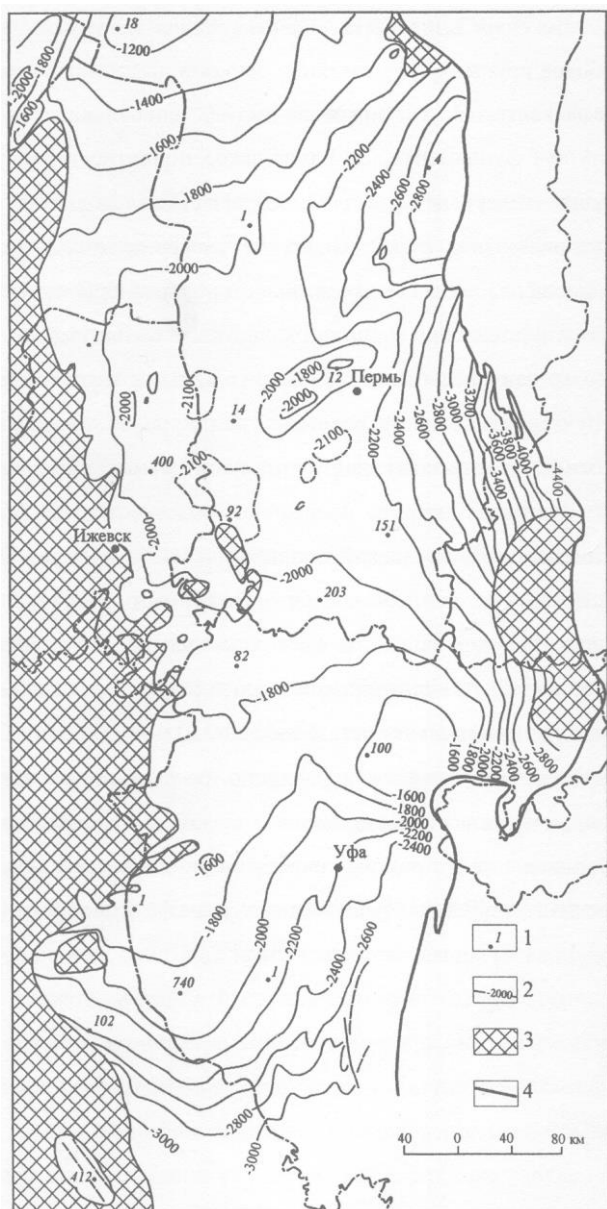


Рис. 2.1. Схематическая структурная карта поверхности венда
Условные обозначения: 1 – глубокие скважины, 2 – изогипсы поверхности венда, м, 3 – зоны отсутствия отложений венда, 4 – границы складчатого Урала

На большей части характеризуемой территории кровля кристаллического фундамента по геофизическим данным залегает на отметках $(-3\ 000)$ – $(-5\ 000)$ м. Комплекс вскрыт десятью скважинами на глубинах от 1997 м (скв. 18 Усть-Черная) до 3215 м (скв.1 Осинцово). Глубина его вскрытия обычно равна 50–60 м. В скважине 3 на Сивинской площади по породам кристаллического фундамента пройдено 216 м, в скважине 1 Осинцово – 285 м. В пределах Пермского края выявлено три выступа поверхности кристаллического фундамента: Коми-Пермяцкий (минус 2,1–минус 2,2 км), Пермский (минус 3,5 км) и Осинцевско-Красноуфимский (минус 3,5 км) и Камская впадина, где поверхность фундамента снижается до абсолютной глубины минус 8 000 м. Водовмещающие породы представлены сложными блоками и трещиноватыми зонами разновозрастных гетерогенных сооружений.

Кровля рифейско-вендского комплекса прослеживается на глубинах от минус 1 200 м до минус 2 000 м в центральных и северо-западных районах до минус 3 000 м и более на востоке и юго-востоке Пермского края (рис. 2.1). Мощность толщ во впадинах превышает

1 000 м, а в районе Камско-Бельского (Калтасинского) авлакогена достигает 6–10 км. Минимальная глубина залегания установлена на Камском своде – около минус 1 000 м. Максимальные глубины залегания характерны для Предуральского прогиба – минус 1 875 м–минус 4 500 м (Юрюзано-Сылвенская депрессия). Мощность комплекса – от 10 до 110 м.

Средне-верхнедевонский терригенный ГНБК объединяет терригенные породы от кровли вендского до тиманского горизонта. Эта толща переслаивающихся терригенных пород с небольшими маломощными прослойками карбонатных отложений. На территории Среднего Приуралья терригенные породы развиты почти повсеместно, за исключением Ксенофоновского участка и Осинцевско-Манчажского района. Условия залегания комплекса представлены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Условия залегания девонского терригенного ГНБК

Тектонический регион	Абсолютная глубина залегания кровли, м	Толщина, м.		Толщина верхнего флюидоупора, м
		Общая	Эффективная	
Камский свод	1 000–2 000	10–90	4–68	5–20
Верхнекамская впадина	1 650–2 075	10–110	4–72	5–42
Висимская моноклиналъ	1 925–2 500	30–100	4–48	5–15
Ракшинская седловина	1 825–2 000	90–100	16–64	5–30
Пермский свод	1 650–2 125	50–90	4–32	7–22
Бымско-Кунгурская моноклиналъ	1 950–2 450	10–70	до 20	5–15
Башкирский свод (запад)	1 800–2 075	20–70	4–20	7–33
Башкирский свод (восток)	1 800–2 150	10–30	до 8	2–10
Соликамская депрессия (север)	1 875–2 650	10–30	до 4	до 5
Соликамская депрессия (юг)	1 300–1 925	10–40	4–16	5–10
Соликамская депрессия (восток)	1 900–3 000	10–45	до 20	5–10
Косьвинско-Чусовская седловина	2 050–3 200	10–45	до 4	5–20
Юрюзано-Сылвенская депрессия	2 300–4 500	10–40	–	до 5

Структурную поверхность кровли комплекса характеризует рис. 2.2.

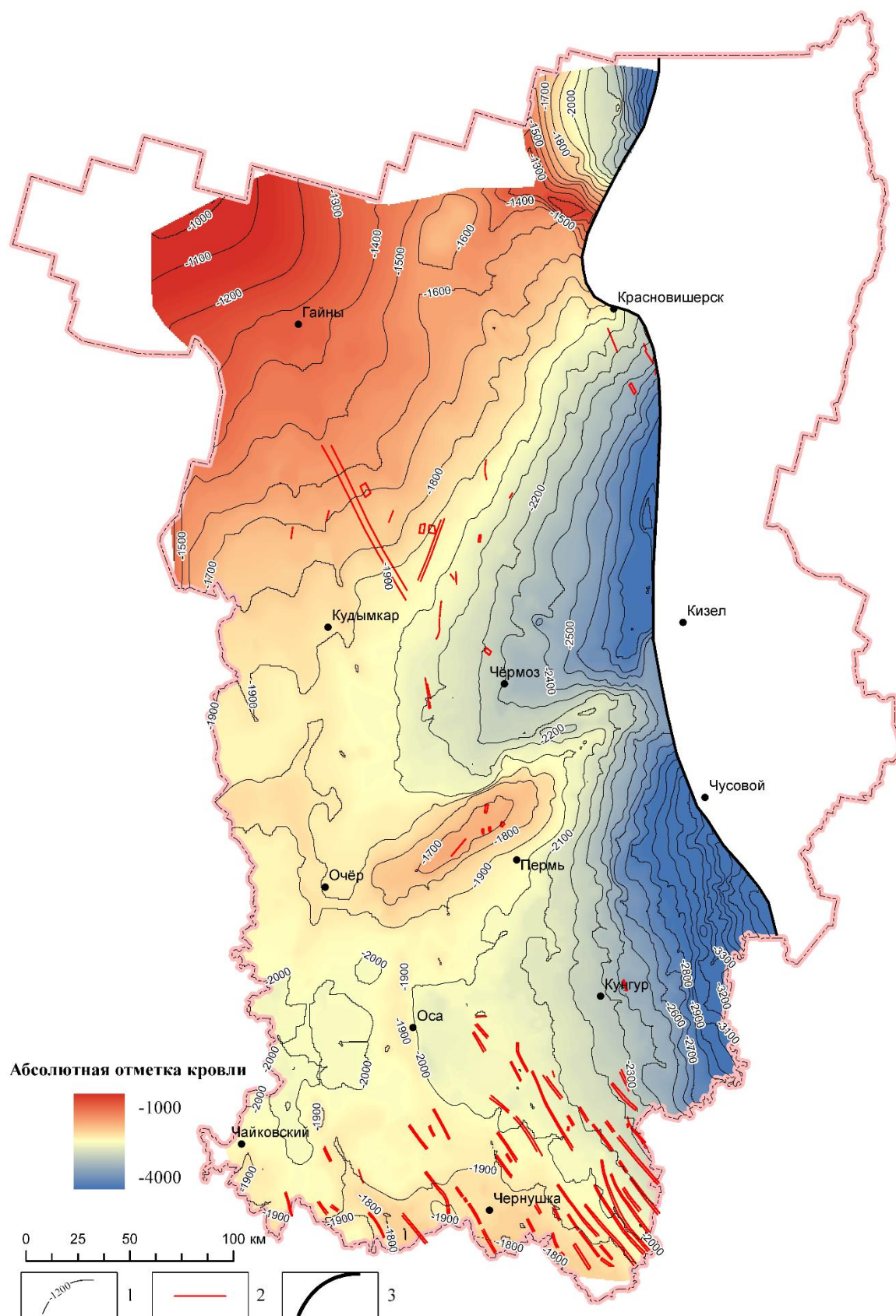


Рис. 2.2. Структурная карта по кровле тиманского горизонта (по Ю.А.Жукову, 2001)

Отложения терригенного девона трансгрессивно, с большим стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности пород верхнего протерозоя. Наиболее полно разрез представлен в центральной части Пермского края на территории Краснокамско-Чусовской палеовпадины, где мощность отложений достигает 199 м. В северном направлении и к юго-востоку от нее мощность и стратиграфическая полнота комплекса постепенно сокращаются.

Комплекс представлен верхнеэмским подъярусом, эйфельским и живетским ярусами, нижнефранским подъярусом. В составе верхнеэмского подъяруса выделяется такатинская свита, содержащая гравелиты, песчаники и алевролиты с прослоями аргиллитов, общая мощность которых достигает 50 м, а также койвенский горизонт – песчаники, алевролиты, аргиллиты и карбонаты мощностью от 0 до 35 м.

Эйфельский ярус представлен бийским горизонтом. В палеовпадине он сложен карбонатами. По направлению к палеосводам происходит их замещение терригенно-карбонатными породами. Мощность эйфельских отложений колеблется от 0 до 60 м.

Живетский ярус представлен старооскольским надгоризонтом, подразделяемым на ардатовские слои, мощность их – от 0 до 26 м, и муллинские слои – мощностью от 0 до 29 м. Ярус сложен алевролитами, песчаниками и аргиллитами. Нижнефранский подъярус состоит из двух горизонтов: пашийского, представленного песчаниками, алевролитами и аргиллитами, мощностью от 0 до 22 м, а также тиманского, включающего аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников, а в верхней части карбонаты, мощностью от 0 до 44 м.

Терригенная часть тиманского горизонта рассматривается как региональный перекрывающий флюидоупор комплекса. Он представлен существенно глинистыми породами, среди которых локально встречаются слои песчаников (пласт D0) и прослои ниже- и среднетиманских известняков и алевролитов.

По данным А.В. Кутукова (1982), на территории Среднего Приуралья развит алевролитово-аргиллитовый подтип разреза тиманского горизонта. Тиманский флюидоупор развит практически повсеместно. Он отсутствует лишь на ограниченных участках северо-западной части региона (Коми-Пермский свод), на севере (Ксенофонтовская антиклиналь) и на юго-востоке [25]. Его толщина изменяется от нескольких до 40 м. Наибольшие толщины отмечаются в юго-западной части Верхнекамской впадины, на юге Ракшинской седловины и в западной части Башкирского свода, где отмечены и нефтепроявления.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный газоненфтеводоносный комплекс на территории региона развит повсеместно. Он охватывает часть палеозойского разреза от подошвы саргаевского горизонта до кровли турнейского яруса. Неполный разрез комплекса установлен на северо-западе Пермского края

и на площади некоторых островных рифогенных массивов (Дуринский, Гежский и др.) в Соликамской депрессии, где турнейские отложения местами полностью размыты. Водовмещающие породы представлены известняками трещиноватыми, органогенными, иногда битуминозными, глинистыми, кремневыми и доломитами с линзами и прослоями алевролитов, аргиллитов и ангидритов. Условия залегания комплекса представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Условия залегания верхнедевонско-турнейского карбонатного ГНБК

Тектонический регион	Абсолютная глубина залегания кровли, м	Толщина, м		Толщина верхнего флюидоупора, м
		общая	эффективная	
Камский свод	-1500	200– 400	25– 150	н.с.
Верхнекамская впадина ВКВ	-1 300– -1 500	300– 80	25– 125	1–20
Висимская моноклираль	-1 500– -1 700	210– 570	–	2–24
Ракшинская седловина	-1 500	–	–	5–27
Пермский свод	-1 200– -1 800	360– 650	125–175	2–22
Бымско-Кунгурская моноклираль	-1 600– -1 800	150– 680	50–175	2–20
Башкирский свод	-1 300– -1 600	440– 630	150–175	6–20
Соликамская депрессия	-1 200– -2 700	–	25–150	33
Косьвинско-Чусовская седловина	-1 700– -2 300	–	100–125	3–23
Юрюзано-Сылвенская депрессия	-1 900– -2 700	–	150–175	9–23

Верхний региональный флюидоупор комплекса представлен турнейскими глинистыми, нередко кремневыми, неяснослоистыми известняками, а также кожскими неравномерно известковистыми и тонкослоистыми аргиллитами и глинистыми алевролитами. Флюидоупор распространен практически повсеместно, он отсутствует только на севере и северо-западе. По данным С.А.Фролова [169] мощность водоупорных отложений изменяется от нескольких метров (локальных поднятий) до 33 м. Существенная роль в дополнительном экранировании ограничивающих флюидоупоров в верхнедевонско-турнейском комплексе принадлежит внутрикомплексным слабопроницаемым интервалам.

Нижне-средневизейский терригенный газонефтеводоносный комплекс распространен на всей территории края, за исключением вершины Камского свода, где отложения размыты. Он охватывает стратиграфический интервал от косьвинского до тульского горизонта. Абсолютные отметки кровли комплекса на территории платформы изменяются в пределах минус 1 000– минус 1 700 м, с тенденцией погружения пород к востоку. В Предуральском прогибе глубины залегания пород достигают минус 3200 м. Структурную поверхность кровли комплекса характеризует рис. 2.3.

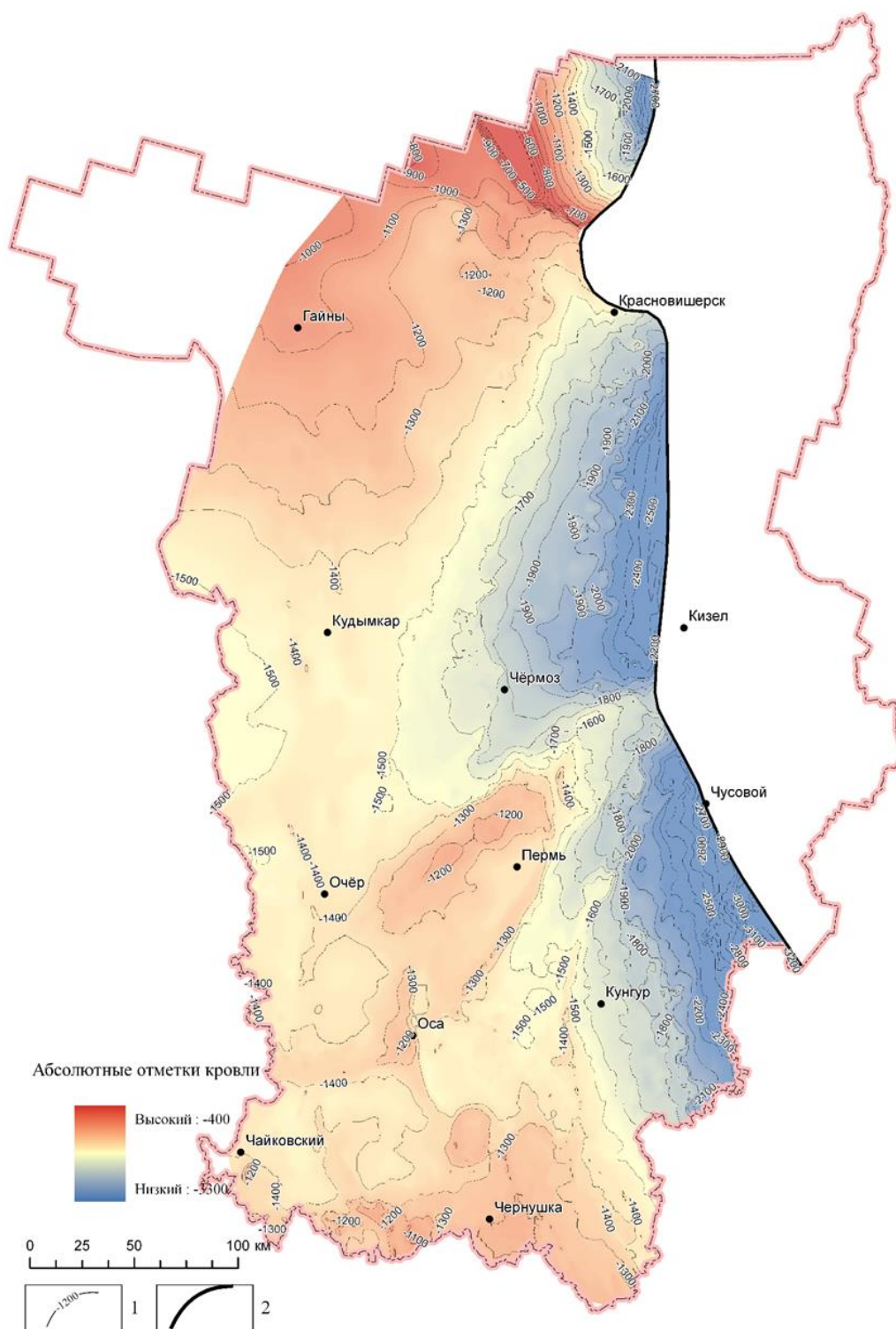


Рис. 2.3. Структурная карта по кровле тульского горизонта (по Ю.А.Жукову, 2001)

Толщина комплекса изменяется от 0 до 230 м. Максимальные толщины характерны для ККСР. На фоне сравнительно малых мощностей комплекса резко выделяются сравнительно узкие эрозионные врезы, где мощность визейских терригенных пород (песчаниковых тел) резко возрастает и может превышать фоновую на 60–115, а иногда и на 170 м. Значения глубины залегания и толщины ниже-средневизейского комплекса по тектоническим элементам представлены в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Условия залегания ниже-средневизейского ГНБК

Тектонический регион	Абс. Глубина залегания кровли, м.	Толщина, м.		Толщина верхнего флюидоупора, м.
		Общая	Эффективная	
Камский свод	-1 000– -1 400	10–15	4–9	2–11
Верхнекамская впадина	-1 400	60–110	5–40	5–18
Висимская моноклираль	-1 600– -1 800	30–100	10–30	2–20
Ракшинская седловина	-1 400	25–35	5–20	5–10
Пермский свод	-1 400– -1 600	45–150	20–70	1–18
Бымско-Кунгурская моноклираль	-1 400– -1 600	75–110	16–93	6–20
Башкирский свод (запад)	-1 400	90–110	0–48	1–15
Башкирский свод (восток)	-1 400	90–110	22–38	7–30
Соликамская депрессия (север)	-1 600– -2 000	20–30	3–12	3–40
Соликамская депрессия (юг)	-1 200– -1 400	20–30	5–7	10–20
Соликамская депрессия (восток)	-1 600– -2 400	82–98	1,6–48	10–52
Косьвинско-Чусовская седловина	-1 800– -2 400	90–110	29–36	3–20
Юрюзано-Сылвенская депрессия	-2 000– -3 000	90–120	9–50	6–20

Комплекс перекрыт региональным флюидоупором – аргиллитово-алевролитовой и известняковой толщей верхней части тульского горизонта толщиной от нескольких метров в платформенной части до 40 м в Предуральском прогибе. Толща карбонатных пород на территории Пермского края превышает 200 м и в отдельных районах достигает 350 м (Предуральский прогиб). Кровля пород башкирского яруса залегает на абсолютной отметке от минус 850 м (Башкирский свод) до минус 2 800 м – в Предуральском прогибе. Условия залегания комплекса в тектонических регионах Среднего Приуралья характеризует табл. 2.4.

Таблица 2.4

Условия залегания верхневизейско-башкирского ГНБК

Тектонический регион	Абсолютная глубина залегания кровли, м	Толщина, м		Толщина верхнего флюидоупора, м
		общая	эффективная	
Камский свод	-1 000– -1 250	140–320	13–97	4–29
Верхнекамская впадина	-1 000– -1 200	150–430	68–165	3–17
Висимская моноклираль	-1 250– -1 600	220–310	64–126	1–29
Ракшинская седловина	-1 200– -1 250	210–260	70–129	7–21
Пермский свод	-1 000– -1 200	260–330	76–146	2–28
Бымско-Кунгурская моноклираль	-1 200– -1 400	260–480	76–159	2–28
Башкирский свод (запад)	-1 000	290–470	84–147	4–23
Башкирский свод (восток)	–	350–480	–	10–25
Соликамская депрессия (север)	-1 200– -1 800	300–400	22,8–101,2	14–31
Соликамская депрессия (юг)	-1 000– -1 200	270–360	10–31,6	15–23
Соликамская депрессия (восток)	-1 200– -2 000	260–370	18,4–121	6–37
Косьвинско-Чусовская седловина	-1 400– -2 000	260–330	78–106	3–28
Юрюзано-Сылвенская депрессия	-1 200– -2 800	290–430	68–109	8–31

Структурная карта кровли комплекса представлена на рис. 2.4.

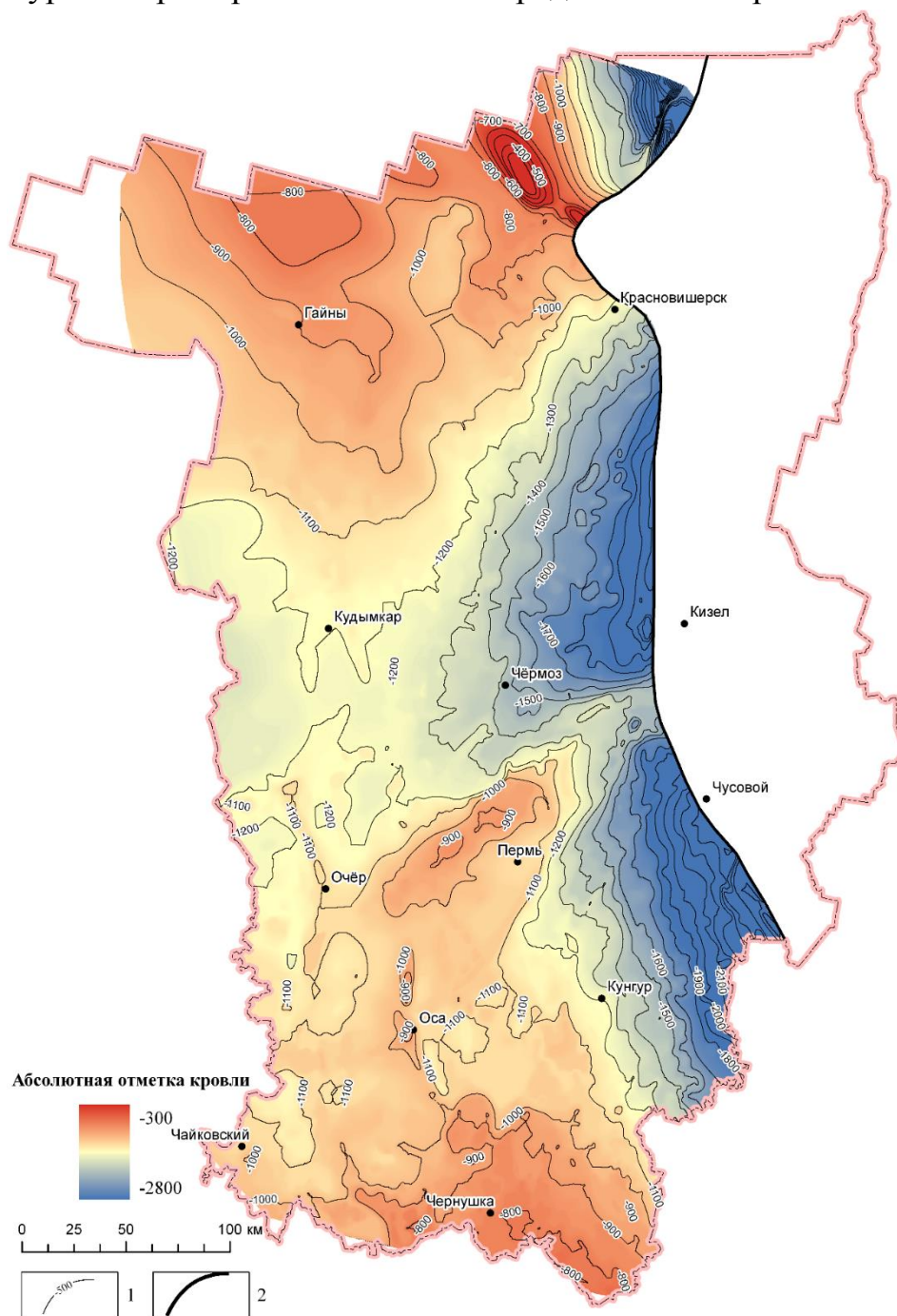


Рис. 2.4. Структурная карта по кровле башкирского яруса (по Ю.А.Жукову, 2001)

Комплекс перекрывают верхнебашкирские плотные неяснослоистые глинистые известняки и нижневерейские неравномерно известковистые аргиллиты толщиной от 1 до 37 м. Этот интервал слабопроницаемых отложений известен как верейско-башкирский региональный флюидоупор.

Московский терригенно-карбонатный газонефтеводоносный комплекс представлен карбонатно-терригенными породами мячковского, подольского, каширского и верейского горизонтов. Он распространен на всей территории Среднего Приуралья. Условия залегания комплекса показаны в табл. 2.5. Толщина

комплекса увеличивается в юго-восточном направлении, достигая 360 м. В гидрогеологическом отношении наиболее полно исследован верейский горизонт, поэтому он выбран в качестве опорного. Глубина залегания его увеличивается в восточном направлении.

Таблица 2.5

Условия залегания московского ГНВК

Тектонический регион	Абсолютная глубина залегания кровли, м.	Толщина, м.	
		общая	эффективная
Камский свод	-800– -1 100	220–300	75–140
Верхнекамская впадина	-1 000– -1 200	270–310	80–160
Висимская моноклираль	-1 200– -1 600	230–300	70–120
Пермский свод	-900– -1 200	280–310	80–160
Бымско-Кунгурская моноклираль	-900– -1 400	230–260	90–130
Башкирский свод (запад)	-800– -900	290–340	100–130
Башкирский свод (восток)	-800– -900	–	80–130
Соликамская депрессия (север)	-1 100– -1 900	200–250	50–70
Соликамская депрессия (юг)	-800– -1 100	220–270	50–80
Соликамская депрессия (восток)	-1 100– -2 100	220–240	50–80
Косьвинско-Чусовская седловина	-1 300– -1 800	220–280	60–90
Юрюзано-Сылвенская депрессия	-1 400– -2 700	240–360	70–110

Отложения верейского горизонта развиты почти на всей территории Пермского края, за исключением района с. Ксенофонтово. Они представлены известняками, аргиллитами, редкими маломощными прослоями доломитов и алевролитов. В единичных скважинах (Павловская площадь) в верхней части горизонта отмечены песчаники. Очень редко встречаются прослойки мергеля. Среди известняков преобладают органогенные, реже микрокристаллические, встречаются известняки неравномерно-глинистые и алевролитистые, иногда доломитизированные.

Отложения подольского и мячковского горизонтов представлены известняками и доломитами в равных соотношениях. На северо-западе Пермского края в разрезе преобладают доломиты, кроме того, в виде очень тонких прослоев встречаются аргиллиты. Особенностью известняков подольского горизонта являются редкие включения, а иногда и целые линзы кремния. Мощность подольско-мячковских отложений изменяется от 150 м до 200 м.

Каширско-гжельские отложения представлены доломитами и известняками с преобладанием последних. Известняки плотные, в отдельных участках доломитизированные, сульфатизированные. Доломиты известковистые, иногда слабо глинистые. Аргиллиты отличаются слоистостью и наличием ископаемой фауны. В северной части Кизеловского района отмечен аргиллитовый состав горизонта. Мощность каширского горизонта изменяется от 40 м до 50. Между московским и верхнекаменноугольно-нижнепермским газонефтеводоносными комплексами

нет регионального флюидоупора. Они разделены верхнеподольскими плотными и нижнемячковскими мелкозернистыми известняками и доломитами. Распространение, мощность и фильтрационные свойства этого относительного флюидоупора в настоящее время изучены недостаточно полно.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный газонефтеводоносный комплекс распространен на всей характеризуемой территории. Он включает породы кунгурского, артинского, сакмарского, ассельского ярусов нижнепермского отдела, а также позднекаменноугольные отложения [20].

Комплекс перекрыт кунгурским региональным флюидоупором. В платформенной части территории толщина флюидоупора возрастает с 25 м от западной части до 250 м в восточных районах. В Предуральском прогибе на Верхнекамском месторождении калийных солей мощность толщи достигает максимума – 650–700 м. Глубины залегания комплекса характеризует рис. 2.5.

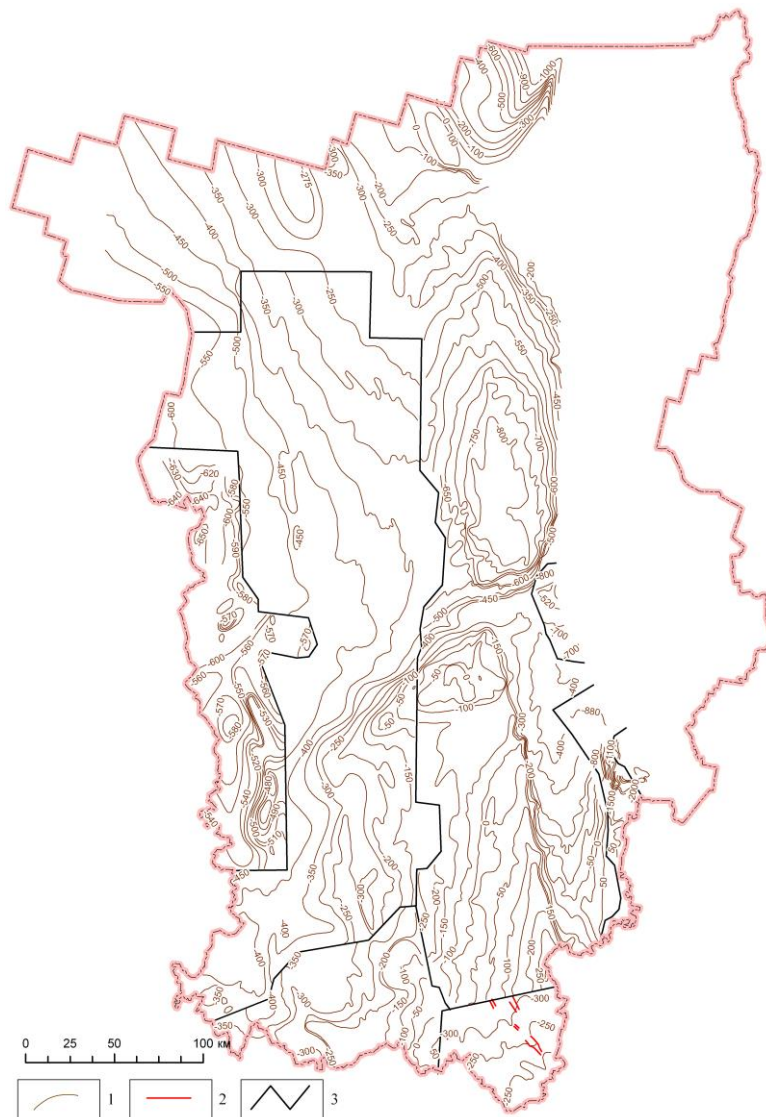


Рис. 2.5. Структурная карта Пермского края по нижнепермским отложениям (по данным Л.А.Зыкиной и Т.К.Голдыревой, 1998)

Условные обозначения: 1 – стратоизогипсы; 2 – дизъюнктивы; 3 – границы маркирующих зон

3. ГЕОФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СРЕДЫ КОМПЛЕКСОВ

В качестве геофильтрационных сред (ГФС) рассматриваются генетические типы горных пород или элементы геологического разреза (формации, субформации, латеральный ряд формаций) с едиными условиями формирования и пространственного распределения фильтрационных свойств [47].

Пространственное распределение глубинных объектов в нефтегазоводоносных комплексах, охваченных фильтрационными исследованиями, весьма неравномерно. Наиболее изученными в плане оказываются нефтяные месторождения и локальные поднятия, а по разрезу – продуктивные на нефть горизонты. Следовательно, при изучении фильтрационных свойств глубоких горизонтов проявляется определенная тенденциозность (избирательность).

В этих условиях, при резком недостатке и невысокой достоверности фильтрационных определений в глубоких элементах разреза удовлетворительная пространственная интерполяция и экстраполяция фактических данных может быть выполнена только на основе геологически обоснованных закономерностей изменения фильтрационных свойств разреза [47; 70]. Успешному выполнению таких исследований способствует относительно высокая литолого-фациальная, структурно-тектоническая и нефтепромысловая изученность нефтегазовых регионов.

Теоретические и общие вопросы формирования и распределения фильтрационных свойств горных пород в условиях глубокого залегания рассматривались в работах В.С.Альшинского, М.С.Орлова, С.М.Чесалова, К.Б.Аширова, И.И.Наборщиковой, И.А.Чикилевой, В.А.Всеволожского, В.М.Добрынина, Л.Н.Капченко, А.А.Карцева, Г.А.Максимовича, В.Н.Быкова и др. ученых. Эти исследования показали, что основными факторами формирования ГФС глубоких элементов разреза являются условия осадконакопления, эпигенез и вторичный тектоногенез, которые, в свою очередь, контролируются общим ходом тектонического развития каждого региона. С гидрогеологических позиций наиболее полное изучение факторов и процессов возникновения различных генетических типов природных фильтрационных сред и их неоднородности выполнено В.А.Всеволожским [47]. Палеозойские отложения Среднего Предуралья могут быть отнесены к трем типам сред: седиментационно-гранулярному, седиментационно-трещинному и карстовому (табл. 3.1).

В качестве гранулярного типа ГФС рассматриваются горные породы, фильтрационные свойства которых сформировались, главным образом, непосредственно в процессе осадконакопления. В нижних структурных этажах осадочного чехла они могут быть представлены песчаниками и алевролитами, сохранившими высокую первичную (седиментационную) пористость. В Среднем

Предуралье среды такого типа характерны для песчаниковых средне-верхнедевонских отложений. К седиментационно-трещинному типу ГФС относятся осадочные породы с «чисто» трещинной проницаемостью, формирующейся под воздействием различных постседиментационных процессов. Среда этого типа представлены субэндогенным, складчатым и «приразломным» подтипами (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Основные типы и подтипы геофильтрационных сред верхнедевонских и ниже-среднекаменноугольных отложений Среднего Предуралья (по В.А.Всеволожскому [47])

Тип	Подтип	Структура фильтрующего пространства	Характерный коэффициент фильтрации, м/сут	Примеры
Седиментационно-гранулярный	Аллювиальный (аллювиально-дельтовый)	Поровая, трещинно-поровая	$1,0 \times 10^{-2} - 5 \times 10^{-1}$	Визейские аллювиально-дельтовые образования – «эффективная» часть комплекса (песчаники увеличенной мощности, пласты Млн, Тл, Бб)
Седиментационно-трещинный	Приразломный	Трещинная	$5 \times 10^{-1} - n \times 10^0$	Карбонатные и терригенные отложения в зонах тектонических нарушений и неотектонически мобильных зонах
	Субэндогенный	Трещинная	$n \times 10^{-5} - n \times 10^{-3}$	«Неэффективная» часть комплекса C_{1V1-2} . Кожимский, тульский и верейский региональные флюидоупоры
Карстовый (седиментационный)	Субэндогенный	Трещинная	$n \times 10^{-5} - n \times 10^{-3}$	«Неэффективная» часть комплексов D_3-C_{1t} и $C_{1V3}-C_{2b}$
	Гранулярно-обломочный	Поровая, порово-каверноватая	$2 \times 10^{-1} - 5.5 \times 10^{-1}$	«Эффективная» часть комплекса D_3-C_{1t} и $C_{1V3}-C_{2b}$ (пласты Т, Срп, Бш)
	Палеокарстовый	Трещинная, каверноватая	До $n \times 10^0$ и выше	«Эффективная» часть комплекса D_3-C_{1t} и $C_{1V3}-C_{2b}$ на сводах палеоподнятий

Субэндогенный подтип трещинной среды представлен литифицированными осадочными породами, фильтрационная неоднородность которых определяется главным образом развитием литогенетической и общей тектонической трещиноватости. К средам складчатого подтипа относятся литифицированные осадочные породы, трещиноватость которых сформировалась главным образом в результате процессов складкообразования.

В нижних структурных этажах осадочного чехла древних платформ на фоне слабопроницаемых субэндогенных сред (трещинных и карстовых) они отличаются незначительным повышением трещинной проницаемости до $n \times 10^{-3}$ –

$\times 10^{-2}$ мкм² ($n \times 10^{-3} - \times 10^{-2}$ м/сут). В зонах развития трещиноватости, сопровождающей разрывные и неотектонически мобильные участки, могут формироваться ГФС «приразломного» подтипа. Они, как правило, охватывают значительные интервалы разреза и поэтому могут рассматриваться как «нестратифицированные» ГФС. В плане участки развития таких сред всегда резко локализованы. Экспертный прогноз их пространственного положения возможен только на основе общих геологических (структурно-тектонических) данных. Участки развития «приразломного» подтипа могут обладать резкой фильтрационной анизотропией – повышенной субвертикальной проницаемостью (K_v) относительно латеральной (K_l), определяемой свойствами субэндогенных палеокарстовых, гранулярных и других «стратифицированных» ГФС. Количественные оценки фильтрационных параметров приразломных подтипов сред в настоящее время весьма ограничены. Проницаемость разреза на участках их развития предполагается в диапазоне от 5×10^{-1} мкм² до нескольких мкм². Геофильтрационные среды приразломного подтипа рассматриваются как вертикальные пути вторичной миграции нефти и газа.

Геофильтрационные среды карстового типа представлены осадочными толщами, в строении которых преобладают, в той или иной степени, растворимые породы. Поскольку в палеозойском осадочном чехле Среднего Предуралья доминируют карбонатные отложения, этот тип сред имеет весьма широкое распространение. Он представлен субэндогенным, гранулярно-обломочным и палеокарстовым подтипами (табл. 3.1). Первый из них является аналогом субэндогенных седиментационно-трещинных сред. Он представляет значительную по мощности «неэффективную» часть карбонатных комплексов, сложенную плотными и глинистыми известняками и доломитами с низкой первичной пористостью (менее 5–10 %), а также их биоморфными разностями в случае заполнения порового пространства вторичным кальцитом. Изучение кернового материала, полученного на нефтяных месторождениях Среднего Предуралья, показывает, что тектоническая трещиноватость различной степени интенсивности характерна для всех карбонатных отложений. По степени и характеру выполнения выделяют два вида трещин: эффективные (открытые) и неэффективные, заполненные минеральным веществом или битумом. Первые из них преобладают. Соотношение эффективных и неэффективных микротрещин колеблется от 1 до 2–3, причем их распространение по разрезу может быть неравномерным.

Проницаемость микротрещин, как правило, не превышает 100×10^{-3} мкм², а наиболее характерные величины соответствуют $(1-7) \times 10^{-3}$ мкм². Важным элементом трещинных сред (в карбонатных породах) являются стилолиты и приуроченные к ним полости. В целом преобладают вертикальные микротрещины. Это

подтверждается общей сейсмической анизотропией палеозойских отложений Среднего Предуралья.

Гранулярно-обломочные карбонатные породы, обладающие высокими величинами седиментационной пористости (более 15–20 %), рассматриваются как специфический подтип карстовых ГФС. Наиболее часто такими свойствами обладают органогенные известняки и доломиты детритовой, полидетритовой, водорослевой, детритово-водорослевой и других микроструктур. Наиболее характерным интервалом проницаемости гранулярно-обломочных сред является диапазон от 2×10^{-1} до $5,5 \times 10^{-1}$ мкм² ($n \times 10^{-1}$ – 5×10^{-1} м/сут). За счет эпигенетических преобразований (перекристаллизация, доломитизация, сульфатизация и уплотнение) гранулярно-обломочные среды могут преобразовываться в слабопроницаемые субэндогенные.

Палеокарстовый подтип ГФС, генетически связанный с древним карстообразованием, весьма отчетливо проявляется на фоне регионального распространения слабопроницаемых субэндогенных карстовых сред. Неоднородность среды палеокарстового подтипа должна коррелироваться с рельефом и структурно-тектоническими условиями территории в периоды древних континентальных размывов [47].

Палеокарстовые среды весьма характерны для Среднего Предуралья. В палеозойском разрезе региона с учетом положения поверхностей перерывов осадконакопления и обмеления моря выделяют шесть карстовых (палеокарстовых) горизонтов: верхнедевонский, турнейский, верхневизейский, намюрско-башкирский, верхнекаменноугольный и сакмаро-артинский. Два из них, намюрско-башкирский и турнейский, в пределах нескольких месторождений, расчленены на карстовые зоны [35]. Палеокарстовые ГФС характеризуются повышенной проницаемостью, которая может достигать нескольких мкм². При бурении скважин они фиксируются частичными, полными и даже катастрофическими поглощениями бурового раствора и провалами инструментов.

Геофильтрационные среды (ГФС) являются одной из основных характеристик ГНБК. Динамика, характер и масштабы проявления всех видов движения флюидов определяются геофильтрационной макроструктурой разреза – слоисто-пластовой (латеральной) для верхней части осадочного чехла и слоисто-блоковой – для глубокозалегающих горизонтов разреза [47; 70] с выделением латеральных и субвертикальных геофильтрационных элементов.

В качестве латеральных элементов рассматриваются: 1) региональные и зональные проницаемые элементы (А), известные как системы «проницаемых нефтеводоносных пластов», «проводящие толщи» или «проницаемые зоны» с фильтрационными параметрами, 2) зональные внутрикомплексные слабопрони-

цаемые толщи (Б) с локальным распространением проницаемых пластов и 3) региональные межкомплексные флюидоупоры (В), в том числе покрывающие залежи углеводородов. Характерные диапазоны фильтрационных параметров указанных элементов оцениваются следующими величинами: А – 10^{-3} – 10^{-1} м/сут, Б – $n \cdot 10^{-4}$ – $n \cdot 10^{-2}$ м/сут (на уровне фоновой трещинной проницаемости), В – менее $n \cdot 10^{-7}$ – $n \cdot 10^{-5}$ м/сут. Эффективная пористость может быть принята в пределах 10-20 % для А, 3–7 % для Б и 1–3 % для В.

Мощность латеральных проницаемых элементов изменяется от нескольких метров (пласты) до нескольких десятков метров (серия пластов). Значительно большая часть разреза представлена слабопроницаемыми толщами, мощность которых составляет от нескольких до сотен метров. Региональные флюидоупоры девонских и каменноугольных отложений имеют толщины от 5–10 до 20–30 м. Таким образом, обобщенные (средневзвешенные по мощности) величины эффективной пористости палеозойского разреза не будут превышать 5 %, а коэффициент фильтрации составит не более 10^{-4} м/сут. Латеральные геофильтрационные элементы хорошо прослеживаются на всей территории Волго-Камского бассейна.

Субвертикальные проницаемые зоны (СВПЗ) формируются в пределах неотектонических активных трещинно-разрывных линейных структур осадочного чехла с возможным диапазоном трещинной проницаемости $n \cdot 10^{-3}$ – $n \cdot 10^{-2}$ мкм². На территории Предуралья вероятные зоны развития таких сред выявляются при дистанционных исследованиях в виде линеаментов с региональной плотностью 0.2–0.7 км/км² [46; 100 ; 101; 102]. Наличие вертикальных каналов фильтрации подтверждается гидрогеологическими, геохимическими, палинологическими данными, а также большими этажами нефтеносности латерально изолированных структурных ловушек. Имеются объективные данные гидродинамического проявления этих зон при эксплуатации нефтяных залежей. Фильтрационные характеристики линейных субвертикальных зон особенно контрастно могут проявляться при пересечении слабопроницаемых элементов разреза, где их вертикальная проницаемость может на 1–2 порядка превышать латеральную проводимость блоков.

Сочетание относительно небольших по мощности латеральных и линейных (протяженных или прерывистых) субвертикальных проводящих зон образует слоисто-блоковую макроструктуру геофильтрационного массива.

Ожидаемая структура потока в этих условиях может проявляться в виде «местного» стока, а также конвекционных «пальцев» и «плоскостей» в субвертикальных проницаемых зонах и структур их зонального растекания в латеральных геофильтрационных средах. Для слабопроницаемых блоков вполне веро-

ятно относительное запаздывание фильтрационных, конвекционно-диффузионных процессов, что может объяснить сохранение реликтовых (в т.ч. бескорневых) гидрогеохимических аномалий.

С позиций современных представлений о слоисто-блоковом строении глубоких элементов разреза слоисто-блоковую фильтрационную макроструктуру следует рассматривать как переходную от нормально слоистой (пластовой) в верхней части осадочного чехла к существенно блоковой (нижние этажи чехла – рифей-венд и фундамент).

Ниже рассматривается характеристика геофильтрационных сред ГНБК Среднего Предуралья.

3.1. Додевонские отложения

Геофильтрационные условия кристаллического фундамента практически не изучались. Для слоисто-блоковой структуры пород фундамента следует ожидать, что наиболее отчетливо геофильтрационная анизотропия проявится, когда вертикальная проницаемость разреза будет существенно выше латеральной. Достаточно высокие фильтрационные характеристики архейских отложений отмечаются для коры выветривания. Так, в скв. Глазовская-1 пористость пород коры выветривания элювия оценивается в диапазоне 12,9–22,1 % [57].

Латеральные проницаемые элементы рифейских отложений приурочены к серафимовской и тукаевской свитам. Первая из них представлена песчаниками с пропластками алевролитов, аргиллитов, гравия и гальки. Пористость терригенных пород в районе г. Чернушки колеблется от 4,5 до 20 %, а на Сивинской площади – от 2,6 до 17,6 %. Коллекторские свойства пород этой свиты особенно благоприятны на площадях их выклинивания, где происходило их разрушение и при их испытании были получены водопритoki на Таныпской, Батырбайской и других площадях [202].

Рифейские отложения представлены, главным образом, слабопроницаемыми (эндогенными [47] геофильтрационными средами, и только терригенные проницаемые пласты небольшой мощности могут быть отнесены к гранулярным ГФС. Нижняя часть рифейского комплекса сложена преимущественно грубообломочными породами – гравелитами, конгломератами и брекчиями. Пористость пород изменяется от 0,14 до 6–7 %, но иногда достигает 13–16 % [44]. Газопроницаемость измеряется единицами миллидарси, но в отдельных случаях может достигать 0,1 и более мкм². Средняя – калтасинская свита – сложена преимущественно плотными доломитами с пористостью до 1 %. Её наибольшая мощность (до 795–1444 м) вскрыта в Калтасинском авлакогене. Толща рассматривается как

флюидоупор. Латеральные проницаемые элементы рифейских отложений приурочены к серафимовской и тукаевской свитам. Первая из них представлена исключительно терригенными породами – песчаниками мелко- и неравномернозернистыми с пропластками алевролитов и аргиллитов. Встречаются пропластки гравия и гальки. В центральной и северной части Пермского края и в Удмуртии эта свита отсутствует. Пористость терригенных пород в районе г. Чернушки изменяется от 4,5 до 20 %, а на Сивинской площади – от 2,6 до 17,6 %. Коллекторские свойства пород этой свиты особенно благоприятны на площадях их выклинивания, где происходило их разрушение, и при их испытании были получены водопритокки на Таныпской, Батырбайской и других площадях [202]. В центральной и северной части Пермского края и в Удмуртии эта свита отсутствует.

Тукаевская свита представлена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов. Песчаные пласты толщиной 30–80 м разделяются плотными аргиллит-алевролитовыми породами. Пористость песчаников составляет 15–20 %, проницаемость 0,078–0,1 мкм², реже достигает 0,585 мкм² [140].

Вендские отложения вскрыты более чем 100 скважинами. В их разрезе выделено до 6 проницаемых пластов, представленных гранулярными типами ГФС. Характер распространения этих пластов по площади изучен весьма слабо. По данным М.М. Балашовой [18], наибольшей грубозернистостью пласт V_{VI} обладает на северо-западе Пермского края (скв. 17 Оныл, 18 Усть-Черная, 12 Северокамск, 21 Кулиги, 18 Зура, Бородулино опорная и др.). На юге и юго-востоке края пласт отсутствует. Мощность пласта изменяется от 5–6 м до 42 м (скв. 17 Оныл). Пласт V_V расположен в нижней части каировской (бородулинской) свиты. Мощность пласта не превышает 35 м. Пористость изменяется от 6,4 до 15,3 %, а проницаемость – от $2,0 \times 10^{-5}$ до $4,3 \times 10^{-2}$ мкм². Пласт V_{IV} также выделяется в нижней части каировской (бородулинской) свиты и представлен полимиктовыми мелкозернистыми песчаными и глинистыми алевролитами. Мощность пласта изменяется от 16–17 м (Гайны, Кочево) до 40–35 м (Бородулино, Северокамск). К югу Пермского края мощность вендских отложений значительно уменьшается, и они становятся более глинистыми. Пласт V_{III} представляет собой базальную пачку шкаповской (кудымкарской) свиты. Он развит в северной и центральной части Пермского края и представлен переслаиванием алевролитов и песчаников с аргиллитами. Мощность пласта изменяется от 30 до 50 м. Пористость песчаников достигает 11,6 %, а проницаемость – $9,8 \times 10^{-2}$ мкм². Пласт V_{II} выделяется в верхней части шкаповской свиты, не выдержан по площади. Мощность пласта варьирует в пределах 8–12 м. Пласт V_I залегает в кровле шкаповской свиты и прослеживается в северной и центральной части Пермского края. Его мощность изменяется от 4 до 25 м.

Водообильность отложений на верхней границе кристаллического фундамента оценивалась только в скв. Глазовская-1, где при испытании отложений элювия в интервале 2220–2254 м при незначительном понижении уровня был получен приток дебитом 3.68 м³/сут, статический уровень –125 м (абс. отметка минус 26.57 м).

Интенсивность водопритокков при испытании скважин рифейско-вендской гидрогеологической серии, как правило, невелика: характерными диапазонами являются величины 0.1 – 21.5 м³/сут. Такой диапазон, скорее всего, отражает возможности латеральных проводящих сред или зон незначительной трещиноватости. В то же время зафиксированы водопритокки на 1–2 порядка больше указанных. Так, в рифейских отложениях в скв. Глазовская-1 получен водоприток 50.7 м³/сут. В вендских отложениях водопритокки значительно больше: скв. Киенгопская-1 – 156.8 м³/сут, скв. Бородулинская-1 – 222 м³/сут, скв. Ижевская-164 – 252 м³/сут, скв. Золотаревская-98 – 443 м³/сут и скв. Дебесская-606 – 609.1 м³/сут. Не исключается, что в этих скважинах вскрыты высокопроницаемые трещинные зоны разреза, в том числе и субвертикальные, обеспечивающие вертикальный водообмен (массоперенос).

В процессе бурения разведочных скважин наблюдались поглощения бурового раствора (Киенгопская, Бородулинская, Батырбайская площади), наиболее частые при проходке каировских отложений [44].

Следует отметить, что по классификации ГФС В.А.Всеволожского [47] протерозойские геофильтрационные среды представлены, главным образом, слабопроницаемыми эндогенными типами сред. Проницаемые пласты рифейских и вендских отложений, имеющие небольшую мощность и невыдержанность по площади, не обеспечивают возможность широкомасштабной латеральной миграции флюидов, и в структуре глубинного стока следует предположить решающую роль субвертикальных проницаемых зон.

3.2. Средне-верхнедевонский терригенный ГНБК

Комплекс представлен верхнеэмским подъярусом, эйфельским и живетским ярусами, нижнефранским подъярусом.

В составе верхнеэмского подъяруса выделяется такатинская свита, содержащая гравелиты, песчаники и алевролиты с прослоями аргиллитов, общая мощность которых достигает 50 м, а также койвенский горизонт – песчаники, алевролиты, аргиллиты и карбонаты, мощностью от 0 до 35 м. Эйфельский ярус представлен бийским горизонтом. В палеовпадине он сложен карбонатами. По направлению к палеосводам происходит их замещение терригенно-карбонатными породами. Мощность эйфельских отложений колеблется от 0 до 60 м.

Живетский ярус представлен старооскольским надгоризонтом, подразделяемым на ардатовские слои, мощностью от 0 до 26 м, и муллинские слои – мощностью от 0 до 29 м. Ярус сложен алевролитами, песчаниками и аргиллитами. Нижнефранский подъярус состоит из двух горизонтов: пашийского, представленного песчаниками, алевролитами и аргиллитами, мощностью от 0 до 22 м, а также тиманского, включающего аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников, а в верхней части – карбонаты, мощностью от 0 до 44 м.

В зависимости от палеоструктурных условий разрезы терригенных отложений девона подразделяются на три типа: впадинный, бортовой, сводовый. Впадинные разрезы отличаются наибольшей стратиграфической полнотой и мощностью. Они включают отложения эмского, эйфельского и живетского ярусов, пашийского и тиманского горизонтов. Их общая мощность равна 130–200 м. В бортовых разрезах комплекс представлен породами живетского яруса, пашийского и тиманского горизонтов, мощностью 90–135 м. В сводовых разрезах присутствует только пашийский и тиманский горизонты или только тиманский. Их мощность 48–80 м.

В соответствии с классификацией ГФС В.А. Всеволожского [47] в терригенной толще девона развиты седиментационно-трещинный и седиментационно-поровый типы сред. Проницаемые пласты представлены хорошо отсортированными песчаниками и алевролитами, а в пашийском и тиманском горизонтах – также мелкозернистыми разностями алевролитистых песчаников. Они содержат коллекторы трещинного и порового типов. Наиболее обширные зоны коллекторов располагаются на севере и западе территории, для юга характерно пятнистое, линзовидное развитие коллекторов. Суммарная эффективная толщина девонских терригенных отложений изменяется от 0 (в восточной части территории) до 70 м (табл. 3.1). Отсутствие коллекторов на востоке Пермского края является следствием окварцевания песчаников и небольших суммарных толщин комплекса [172].

На платформе в терригенной толще девона М.М. Балашовой и др. [5,6] выделяют следующие проницаемые пласты: D_V - в эйфельском ярусе; D_{IV} – в воровьевских слоях; D_{III} – в ардатовских; D_{II} – в муллинских; D_I – в пашийском и D_0 – в кыновском горизонте. Аналогичные пласты прослеживаются и в других регионах Волго-Уральской нефтегазоносной области [56], хотя в региональном плане они выклиниваются и переходят в другие слои. Так, пласт D_V в центральной части Пермского края объединяет такатинско-койвинские слои, сложенные грубозернистым песчаником с примесью гравия. Пористость пород уменьшается от 1,1 до 16,3 %, а мощность их в центральной части достигает 60 м и уменьшается к северу и югу до 4–5 м (г. Оса, Ножовка) до 4–10 м (с. Кочево).

Пласт D_{IV} распространен только на территории Удмуртии и представлен слабосцементированными песчаниками мощностью до 2-5 м. Пласт D_{III} в старооскольском горизонте представлен песчаниками и алевролитами с пористостью от 0,3 до 24 % и проницаемостью от 2×10^{-3} до 5×10^{-3} мкм². Пласт D_{II} прослежен в нижней части муллинских слоев и представлен кварцевыми мелко- и среднезернистыми песчаниками с редкими растительными остатками, иногда с гипсовым и ангидритовым цементом. Коллекторские свойства пласта улучшаются к северу, где пористость достигает 17–26,6 %, а проницаемость 0,4 мкм² и более.

Пласт D_I приурочен к пашийскому горизонту. Он сложен мелкозернистыми кварцевыми песчаниками с глинистым и углеглинистым цементом, иногда цемент гипсовый и ангидритовый. Пористость проницаемых пород достигает 17–28 %, а проницаемость превышает 1,28 мкм². Проницаемые пласты по площади не выдержаны, и водообильность колеблется в больших пределах.

Пласт D_0 выделен в терригенной части разреза тиманского (кыновского) горизонта. Пласт по мощности и физическим свойствам пород не выдержан. Пористость его изменяется от 11–15 %, а проницаемость – от $0,1 \times 10^{-3}$ до $1,9 \times 10^{-3}$ мкм². В нефтенасыщенных пластах пористость увеличивается до 19 %, а проницаемость достигает 0,97 мкм² (Краснокамск, Полазна). Глинистые пласты тиманского горизонта для всей территории Прикамья рассматриваются как региональный флюидоупор в кровле девонских терригенных отложений.

Характеристика коллекторских свойств девонских терригенных отложений приведена в табл. 3.2. По данным исследования керна, повышенные значения пористости (14-20 %) и проницаемости ($n \times 10^{-3}$ – $n \times 10^{-1}$ мкм²) пород чаще наблюдаются на Камском своде, в Верхнекамской и Висимской впадинах. В северо-восточной части Соликамской депрессии (СД-1) пористость водонасыщенных пород изменяется от 0,5 до 8,5 % при характерных значениях 3–5 %. Значительные отклонения наблюдаются и в изменении проницаемости пород. Следует отметить, что в Верхнекамской впадине, на Бымско-Кунгурской моноклинали, в северной части Соликамской депрессии и на Косьвинско-Чусовской седловине доля «сухих» объектов при испытании скважин превышает 50 % (табл. 3.2).

Водообильность средне-верхнедевонских терригенных отложений представлена на диаграмме (рис. 3.1).

Экспертная оценка водопроводимости комплекса выполнена Е.Е.Кожевниковой (2023) на основе данных по эффективной мощности разреза ($m_{эф}$), данных пористости и зависимости проницаемости от пористости с последующими пересчетами в коэффициент фильтрации (Кф). По результатам произведения Кф и $m_{эф}$ проведена оценка водопроводимости и построена соответствующая карта (рис. 3.2).

Таблица 3.2

Характеристика емкостных и фильтрационных свойств водонасыщенных пород девонского терригенного ГНВК

Тектонический регион	Литология	Пористость, % <u>диапазон</u> характерные значения	Проницаемость, мкм ²		Доля «сухих» объектов, %
			по гидродинамическим исследованиям <u>диапазон</u> характерные значения	по исследованиям керна <u>диапазон</u> характерные значения	
Камский свод	Песчаник, алевролит, известняк	$\frac{1,9-18,5}{3,0-14,0}$	$\frac{7,1 \times 10^{-3} - 2,7 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-2}}$	$\frac{1,0 \times 10^{-4} - 4,3 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3} - n \times 10^{-1}}$	5
Висимская монокли-наль	Алевролит, песчаник	$\frac{7,0-21,8}{11,4-19,0}$	$\frac{2,3 \times 10^{-3} - 1,6 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3} - n \times 10^{-2}}$	$\frac{4 \times 10^{-1} - 2,1 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4} - n \times 10^{-2}}$	21
Ракшинская седло-вина	Песчаник, алевролит, аргиллит	—	$5,7 \times 10^{-3} - 5,6 \times 10^{-2}$	—	25
Пермский свод	Алевролит, песчаник	$\frac{3,0-19,0}{5-10}$	$\frac{1,4 \times 10^{-4} - 8,9 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3} - n \times 10^{-2}}$	$\frac{1 \times 10^{-5} - 2,2 \times 10^{-1}}{1 \times 10^{-4}}$	44
Верхнекамская впадина	Песчаник, алевролит, алевропесчаник, известняк	$\frac{1,0-22,0}{5,0-20,0}$	$\frac{1,9 \times 10^{-5} - 2,2 \times 10^{-1}}{1,6 \times 10^{-1} - 2,5 \times 10^{-2}}$	$\frac{1 \times 10^{-5} - 6 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4} - n \times 10^{-1}}$	58
Бымско-Кунгурская моноклиналь	Алевролит, песчаник, известняк, алевропесчаник	$\frac{0,5-19,8}{5-10}$	$\frac{4,8 \times 10^{-5} - 2,1 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4} - 1 \times 10^{-2}}$	$\frac{4 \times 10^{-6} - 3,9 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4}}$	67
Башкирский свод (запад)	Песчаник, алевролит, алевропесчаник, известняк	$\frac{0,5-18,6}{5-10}$	$\frac{2,3 \times 10^{-5} - 7 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3} - n \times 10^{-2}}$	$\frac{10^{-5} - 2,6 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4}}$	47
Башкирский свод (восток)	Песчаник, алевролит, известняк	$\frac{0,3-15,9}{5-10}$	$\frac{2,6 \times 10^{-4} - 1,2 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	$\frac{5 \times 10^{-6} - 6,4 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4}}$	46
Соликамская депрессия (север)	Песчаник, алевролит, известняк	$\frac{0,5-8,5}{3-5}$	$\frac{7,7 \times 10^{-4} - 2,6 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	$\frac{7 \times 10^{-5} - 2 \times 10^{-3}}{n \times 10^{-4}}$	79
Соликамская депрессия (центр)	Песчаник, алевролит, известняк, доломит	$\frac{1,2-21,6}{5-10}$	$\frac{1,3 \times 10^{-3} - 3,8}{n \times 10^{-2} - n \times 10^{-1}}$	$\frac{10^{-5} - 6,9 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4}}$	17
Соликамская депрессия (юг)	Песчаник, алевролит, известняк	$\frac{0,4-19,7}{7-14}$	$\frac{2,2 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	$\frac{10^{-5} - 3,7 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4}}$	28
Косьюинско-Чусовская седловина	Алевролиты, песчаники	—	$8,4 \times 10^{-3}$ —	—	80

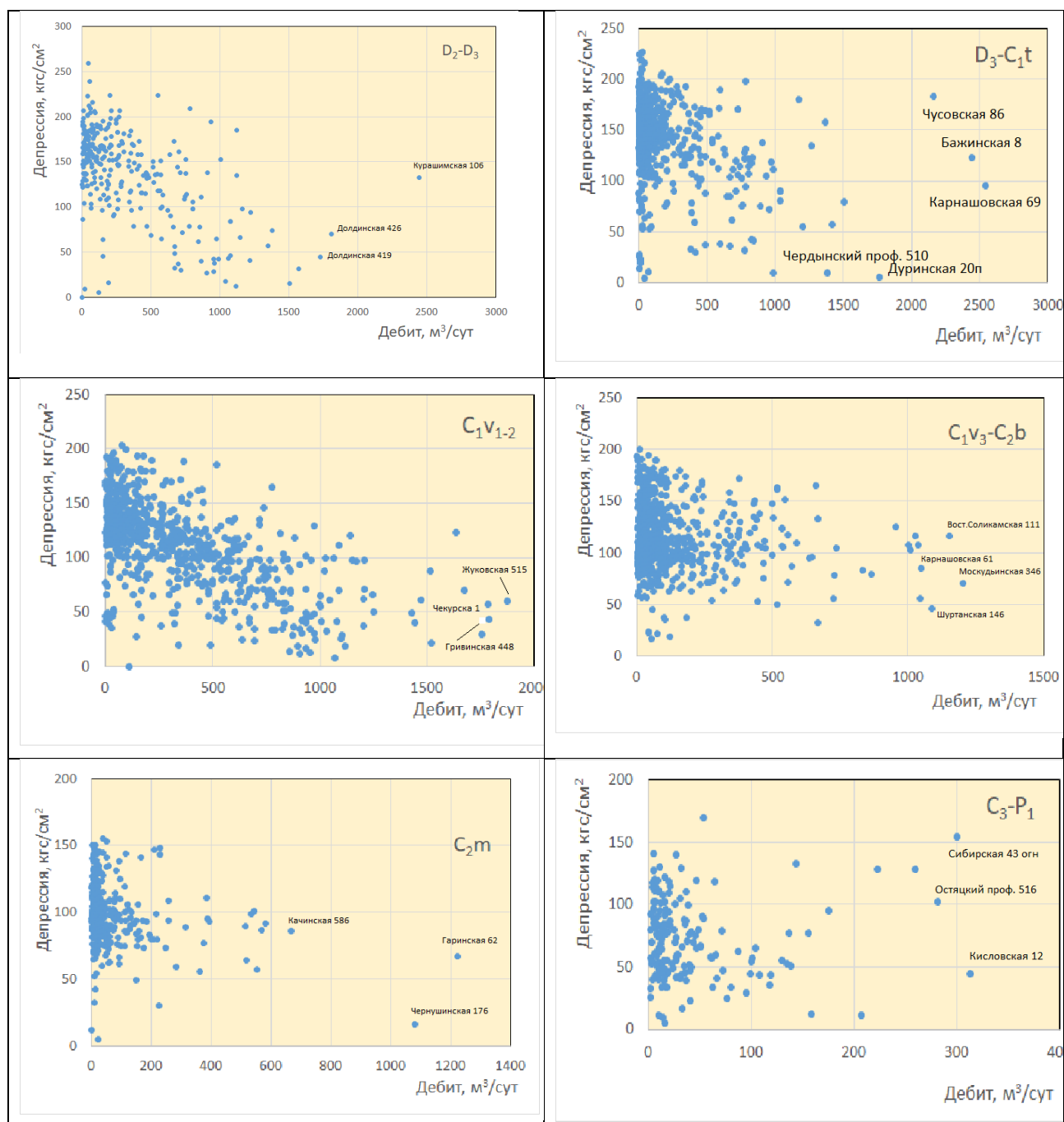


Рис. 3.1. Водообильность газонефтеводоносных комплексов

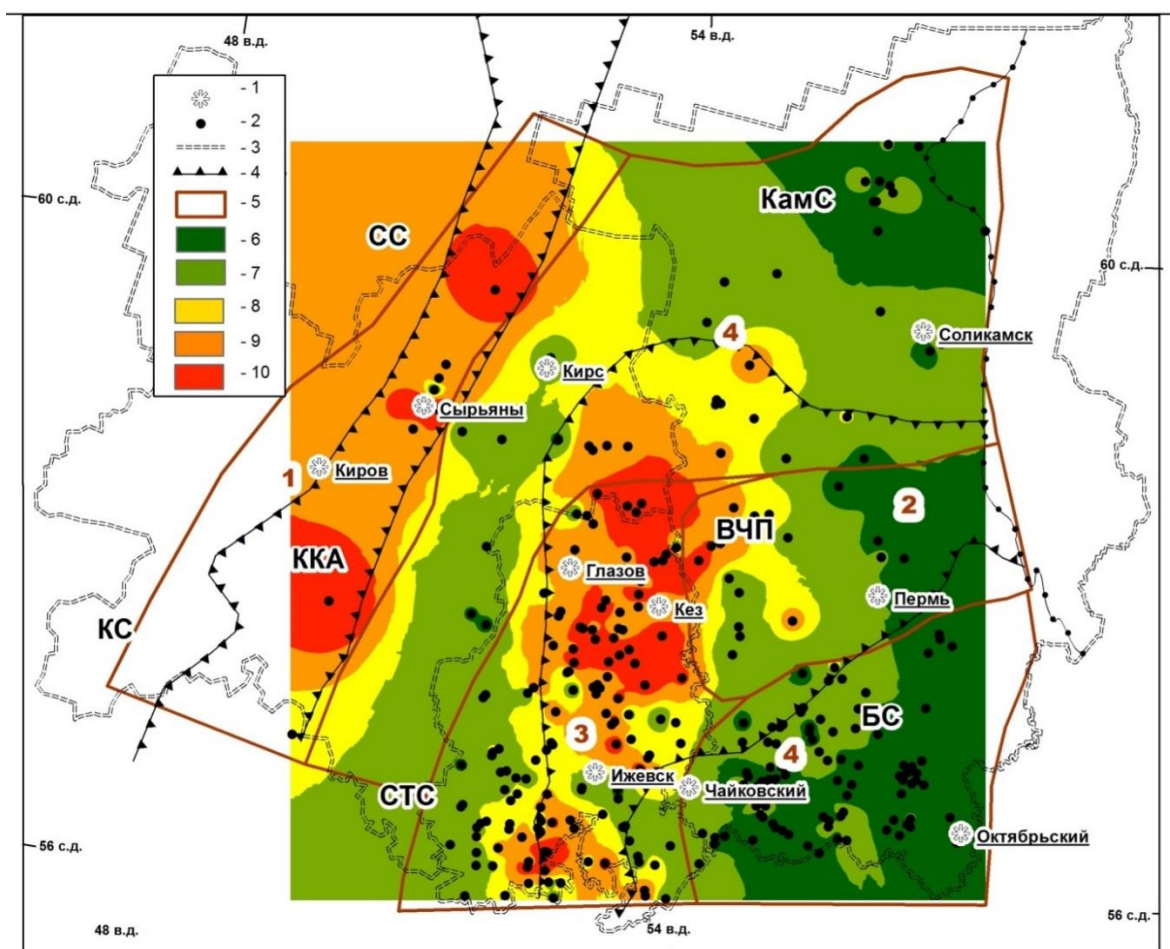


Рис. 3.2. Схематическая карта проводимости девонского терригенного комплекса (по данным Е.Е.Кожевниковой, 2023)

Условные обозначения: 1 – населенные пункты; 2 – скважины; 3 – административные границы; 4 – границы крупных тектонических элементов тиманского времени; 5 – границы литолого-фациальных зон; проводимость ($\text{м}^2/\text{сут}$): 6–0–2; 7–2–7; 8–7–10; 9–10–15; 10–15–20.

Зона высокой водопроницаемости соответствует территории развития Казанско-Кажимского авлакогена (ККА) и проявляется в виде обширной субмеридиональной зоны вдоль западной границы Верхнекамско-Чусовской палеовпадины (ВЧП) (рис. 3.2). Зона центральной части ВЧП характеризуется относительно более низкой прогнозной проводимостью разреза девонского терригенного комплекса: пороговое значение 75 % квартиля здесь составляет $8 \text{ м}^2/\text{сут}$, а медианная величина – $5 \text{ м}^2/\text{сут}$. Суммарная проводимость девонских терригенных отложений обеспечивается за счет эмских, воробьевско-ардатовских и пашийских отложений. Анализ пространственного распределения проводимости в данной зоне свидетельствует о последовательном снижении миграционных характеристик комплекса в восточном направлении.

Достаточно высокие характеристики проводящей толщи прогнозируются для южной части ВЧП, где верхний квартиль составляет $15 \text{ м}^2/\text{сут}$, а медиана проводимости – $10 \text{ м}^2/\text{сут}$. Основными проводящими горизонтами являются в

равной степени все отложения, кроме эмских. Относительно высокая проводимость девонских терригенных отложений соответствует большей части территории данной литолого-фациальной зоны.

Обширная зона восточной части Среднего Предуралья имеет наиболее низкие прогнозные характеристики проводимости девонского терригенного комплекса: верхний пороговый квартиль здесь соответствует $4 \text{ м}^2/\text{сут}$, а медианное значение – лишь около $2 \text{ м}^2/\text{сут}$ (рис. 3.2). Суммарная проводимость комплекса в данной зоне складывается только из относительно низких характеристик эйфельских, воробьевско-ардатовских, муллинских и, в меньшей степени, пашийских и тиманских отложений. В пространственном распределении характеристик комплекса следует отметить более высокие проводимости для северной и западной части литолого-фациальной зоны относительно её юго-западной территории.

Верхним региональным флюидоупором комплекса служит алевролитово-аргиллитовая часть тиманского горизонта. Флюидоупор развит практически повсеместно. Он отсутствует на ограниченных участках северо-западной части региона (Камский свод), на севере (Ксенофоновская антиклиналь) и юго-востоке. Мощность флюидоупора изменяется от 6 до 27 м. Наибольшие мощности отмечаются в западной части Верхнекамской впадины, в Чермозской седловине и на Башкирском своде. По соотношению суммарной мощности слабопроницаемых пород (аргиллитов, алевролитов и глин) и мощности алевроито-песчаных отложений (литосоотношение «К») М.М.Балашова и А.П. Салай [7] установили три типа покрышек тиманского флюидоупора: I тип («К» = 5) распространен на юго-западной части Среднего Предуралья; II тип («К» = 5–2) характерен для центральных районов; III тип – («К» < 2) установлен в восточной части региона. Фильтрационные характеристики флюидоупорных пород соответствуют диапазону $n \times 10^{-5} - n \times 10^{-6} \text{ мкм}^2$.

3.3. Верхнедевонско-турнейский карбонатный ГНБК

Комплекс представлен несколькими типами разреза: бортовым (рифогенным), сводовым и впадинным (депрессионным). Распределение типов разреза и связанных с ними проницаемых зон определяется положением палеопрогибов Камско-Кинельской системы, а также сводовых частей палеоподнятий. Бортовой тип разреза характеризуется повышенной мощностью массивных, неяснослоистых органогенных и органогенно-детритовых известняков. В разрезе сводового типа преобладают доломиты, а для впадинного разреза характерна наибольшая мощность глинистых известняков с подчиненными прослоями доломитов, мергелей, аргиллитов и битуминозных сланцев. Общая мощность верхнедевонских карбонатных отложений изменяется от 600 м в бортовых разрезах и 300–400 м в сводовых до 100 м во впадинных разрезах.

Для комплекса характерно:

- широкое развитие бортовых и островных рифогенных массивов, отличающихся повышенной толщиной массивных карбонатов (до 600 м и более);
- палеокарстовые геофильтрационные среды, проявляющиеся интенсивными поглощениями бурового раствора при бурении скважин;
- наличие в скважинах комплекса доманиковых отложений мощностью до 47 м.

В соответствии с классификацией геофильтрационных сред В.А.Всеволожского [47] разрез комплекса представлен карстовым типом с выделением палеокарстового, гранулярно-обломочного и слабопроницаемого субэндогенного подтипов.

В турнейском ярусе палеокарстовый и гранулярно-обломочный подтипы ГФС характерны для его средней и верхней частей. Эти среды представлены высокопористыми и кавернозными известняками и доломитами. Для гранулярно-обломочных сред характерны известняки со сгустковой структурой с размерами пор от 0.01 до 0.35 мм. Наиболее хорошо коррелируется турнейский пласт Т, состоящий из 1–2 проницаемых пропластков с общей эффективной мощностью от 2 до 30 м. Пористость пород изменяется от 6.1 до 15–17 % (реже 27 %), а проницаемость – от 10^{-4} мкм² до 2.6×10^{-1} – $n \times 10$ мкм² [67]. Большой диапазон изменения проницаемости дает основание считать, что этот пласт неоднороден. В его строении участвуют как слабопроницаемые эндогенные, так и высокопроницаемые палеокарстовые ГФС. При этом весьма часто зональная, а тем более региональная проницаемость турнейского пласта полностью определяется низкими фильтрационными свойствами субэндогенных сред.

В верхнедевонских карбонатных отложениях Л.В.Шаронов и Е.И.Енцов [173] выделяют проницаемые зоны в разрезах сводового, бортового и впадинного типов: верхнюю, среднюю и нижнюю. Верхняя зона расположена в верхней части фаменского яруса в 30–35 м ниже его кровли. Общая мощность зоны 18–33 м, а эффективная составляет 20–70 % от общей мощности. Средняя зона мощностью 13–70 м соответствует нижней части фаменского яруса. Эффективная мощность достигает 50 %. От вышележащей зоны она отделена пачкой плотных пород мощностью 26–67 м. Нижняя зона, приуроченная к средефранскому подъярусу, имеет мощность 32–120 м. Ее эффективная мощность 30–80 % от общей.

В сводовых частях палеоподнятий проницаемые зоны коррелируются в верхнем и нижнем интервалах разреза, а в бортах прогибов они также сопоставляются в кровле и подошве верхнедевонских отложений, но менее уверенно. Общее их число составляет от 1 до 6 при мощности каждой от 15 до 150 м. По данным И.Н.Шестова и В.И.Вавера [179] на восточном погружении Краснокамско-Полазненского вала закарстованные породы обнаруживаются в 300–350 м от кровли глинисто-малиновского надгоризонта нижнекаменноугольных отложений. Характерно, что на Яринском поднятии это расстояние составляет от 250 м до

370 м, а на Уньвинском рифогенном массиве – 360–390 м. Проницаемые зоны бортового и впадинного типов разрезов (гранулярно-обломочные среды) не всегда коррелируются даже в пределах одной локальной структуры.

Средняя суммарная мощность гранулярно-обломочных и палеокарстовых сред в платформенной части региона составляет 12–24 м, а в Предуральском прогибе – 8–16 м, что по отношению к общей мощности турнейских отложений составляет не более 26–32 % и 13–26 %, соответственно. Это свидетельствует о повсеместном преобладании в разрезе верхнедевонско-турнейского комплекса слабопроницаемых субэндогенных сред.

В разрезах впадинного (депресссионного) типа с резким преобладанием глинистых битуминозно-карбонатных пород относительно проницаемая зона мощностью до 80 м условно выделяется только в средней части верхнедевонской карбонатной толщи. В целом, отложения депрессионного разреза следует отнести к субэндогенному подтипу ГФС, поскольку они обладают низким фоном проницаемости (менее $\text{px}10^{-4}$ – $\text{px}10^{-5}$ мкм²).

Хорошая корреляция интервалов развития гранулярно-обломочных и палеокарстовых ГФС возможна только в пределах локальных участков. Например, на Ножовской группе месторождений в турнейском «карстовом горизонте» прослеживается три «карстовых зоны» – Т1, Т2, Т3 [35]. Их средняя мощность составляет 4.7, 5.7 и 5.9 м, а средняя пористость 17.8 %, 13.5 % и 16.0 %, соответственно. Распространение «карстовых зон» для площади поднятий Ножовского купола имеет полосообразный широтно ориентированный характер, причем зоны Т1 и Т3 оцениваются в качестве региональных. Хорошая корреляция турнейской карстовой зоны установлена также на одиночном Шумовском рифогенном массиве. На платформе, на Краснокамском валу, в зоне развития слоистых известняков (Оверятский участок) выделяются 4 карстовые зоны: одна в турнейских, две в фаменских и одна во франских отложениях.

В целом, геофильтрационная изученность верхнедевонских отложений в настоящее время весьма неудовлетворительная. Выделение палеокарстовых зон на основе электрокаротажных характеристик субъективно и не всегда однозначно даже в разрезе одной и той же скважины.

Для верхнедевонско-турнейских отложений весьма характерны поглощения бурового раствора при бурении скважин. Установлено, что распределение поглощений по площади полностью контролируется структурно-литологическими условиями, причем наибольшее их число характерно для бортовых зон ККСР, участков локальных рифогенных массивов и других крупных положительных структур, что хорошо согласуется с ранее характеризованными проницаемыми зонами.

Наибольшее число поглощений установлено в районах с высокой плотностью разбуренности – на Башкирском и Пермском сводах, а также в Соликамской депрессии, на Висимской моноклинали и в Верхнекамской впадине (рис. 3.3).

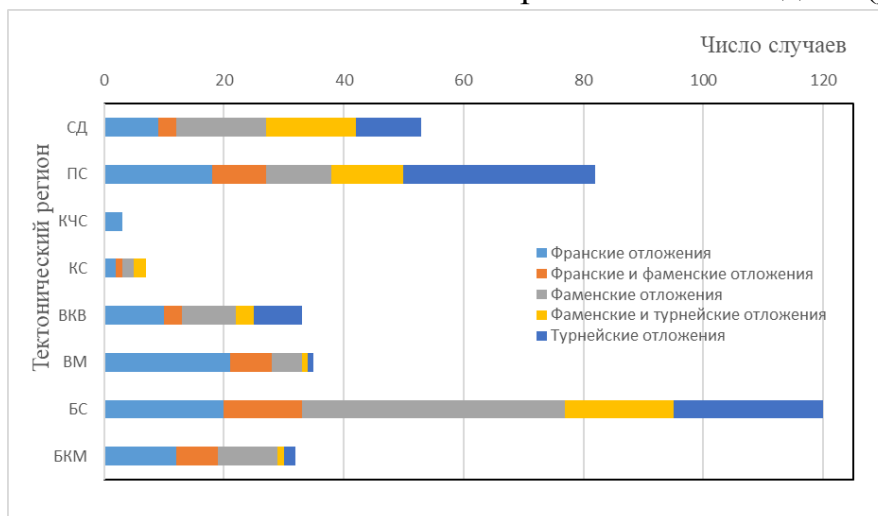


Рис. 3.3. Распределение поглощений в верхнедевонско-турнейском ГНВК по тектоническим районам и отложениям

Условные обозначения: СД – Соликамская депрессия; ПС – Пермский свод; КЧС – Косьвинско-Чусовская седловина; КС – Камский свод; ВКВ – Верхнекамская впадина; ВМ – Висимская моноклинал; БС – Башкирский свод; БКМ – Бымско-Кунгурская моноклинал.

По стратиграфическим элементам комплекса наибольшая встречаемость зон поглощений прогнозируется для франских и фаменских отложений. Полные и катастрофические поглощения характерны для Висимской моноклинали, Пермского и Башкирского сводов, а также Соликамской депрессии (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Интенсивность поглощений в верхнедевонско-турнейском газонефтеводоносном комплексе

Тектонический регион	Встречаемость поглощений бурового раствора с различной интенсивностью, %				
	Интенсивность, м ³ /час			Полное поглощение	Частичное поглощение
	0–30	30–60	60–90		
Камский свод	50	12,5	37,5	–	–
Верхнекамская впадина	33,6	10,9	1,0	24,5	30,0
Висимская моноклинал	28,3	19,6	4,3	39,1	8,7
Пермский свод	20,3	8,7	4,3	30,4	36,3
Бымско-Кунгурская моноклинал	51,2	9,8	7,3	9,8	21,9
Башкирский свод (запад)	33	11,4	3,4	17,0	35,2
Башкирский свод (восток)	40	10	–	30,0	20
Соликамская депрессия (север)	12,5	50	–	12,5	25
Соликамская депрессия (восток)	36,4	18,2	–	18,2	27,2
Соликамская депрессия (юг)	50	13,2	5,3	18,3	13,2
Косьвинско-Чусовская седловина	100	–	–	–	–

Сведения о наличии крупных захороненных пещер на Майкорском органическом массиве (Висимская впадина) приведены в книге С.О.Денка [65]. Отмечено, что 400-метровый карбонатный массив интенсивно закарстован на глубину 80–200 м от кровли фаменского яруса. Установлено до десяти «этажей» древних пещеристых систем с высотой каждого в своде около 3 м и суммарной глубиной провалов инструмента в 31 м.

Водообильность верхнедевонско-турнейского комплекса характеризует диаграмма (рис. 3.1). Обобщенные фильтрационно-емкостные свойства водонасыщенных пород комплекса представлены в табл. 3.4., составленной по материалам исследований института «ПермНИПИнефть».

Экспертная оценка водопроницаемости верхнедевонско-турнейского комплекса представлена в работе [232] в связи с вопросами размещения нефтепромысловых стоков. Максимальные величины водопроницаемости (до 20–35 м²/сут) характерны для бортовых зон прогибов ККС и северной части Башкирского свода. Пониженная водопроницаемость карбонатных отложений прогнозируется для внутренних зон палеоуглубов, а также для северо-западных и восточных районов. Ухудшение фильтрационных характеристик в восточном направлении подтверждается возрастанием числа «сухих» объектов на территории Предуральяского прогиба. Их доля от общего числа гидродинамических испытаний в платформенной части региона составляет 29 %, а на территории прогиба достигает 38 %.

Достаточно контрастные литолого-фациальные условия осадконакопления позволяют выделить в пределах комплекса несколько геофильтрационных зон, отличающихся по комплексу параметров фильтрационно-емкостных свойств (табл. 3.4, рис. 3.4).

Наиболее высокими фильтрационно-емкостными характеристиками обладает зона (Б31) закарстованных массивных известняков в районе Осинского и Ножовского нефтяных месторождений. Она прослежена вдоль западного борта Камско-Кинельской системы палеоуглубов. Следует отметить, что для этой зоны характерны наиболее яркие примеры поглощений при проводке скважин. Вторая бортовая зона (Б32) закарстованных массивных известняков прогнозируется вдоль западной границы палеоуглубов в виде узкой меридиональной полосы, пересекающей весь изучаемый регион. Третья зона (Б33) массивных закарстованных карбонатов соответствует восточному борту Камско-Кинельской системы палеоуглубов. Фильтрационно-емкостные свойства отложений этой зоны, в целом, аналогичны отложениям зоны Б32.

Таблица 3.4

**Характеристика емкостных и фильтрационных свойств
водонасыщенных пород верхнедевонско-турнейского ГНВК**

Тектонический регион	Пористость, % <u>диапазон</u> характерные значения	Проницаемость, мкм ²		Доля «сухих» объектов, %
		по гидродинамическим исследованиям <u>диапазон</u> характерные значения	по исследованиям керна диапазон	
Камский свод	1,3–26	$\frac{1,1 \times 10^{-4} - 6,4 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	–	63,6
Верхнекамская впадина	0,9–23,2	$\frac{8,8 \times 10^{-4} - 10^{-1}}{n \times 10^{-2}}$	–	25,5
Висимская моно- клиналь	2,4–19,9	$\frac{3,9 \times 10^{-4} - 5,1 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-2}}$	–	18,6
Пермский свод	0,8–26,7	$\frac{6,7 \times 10^{-4} - 1,1 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	–	29,3
Бымско-Кунгур- ская моноклиналь	–	$\frac{1,1 \times 10^{-5} - 1,8 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	–	32,9
Башкирский свод (запад)	$\frac{0,1 - 18,3}{7 - 15}$	$\frac{< 10^{-4} - 1,5 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	$6 \times 10^{-6} - 3,8 \times 10^{-1}$	18,8
Башкирский свод (восток)	$\frac{1 - 23,8}{7 - 11}$	$\frac{< 10^{-4} - 3,1 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	$< 10^{-4} - 1,5 \times 10^{-2}$	16,9
Соликамская депрессия (север)	$\frac{0,1 - 24}{< 4}$	$\frac{10^{-4} - 4,7 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3}}$	$< 10^{-4} - 4,7 \times 10^{-2}$	42,2
Соликамская депрессия (центр)	$\frac{0,9 - 20}{2 - 4}$	$\frac{< 10^{-4} - 5,3 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	$< 10^{-4} - 3,5 \times 10^{-1}$	38,0
Соликамская де- прессия (юг)	$\frac{0,5 - 16}{< 4}$	$\frac{10^{-4} - 8,6 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3}}$	$10 \times 10^{-4} - 1,5 \times 10^{-3}$	23,3
Косьвинско- Чусовская седловина	0,8–14,5	$\frac{3 \times 10^{-5} - 1,8 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-2}}$	–	35,3
Юрюзано- Сылвенская депрессия	0,3–15,4	$\frac{1,8 \times 10^{-4} - 1,6 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3}}$	–	76,3

Относительно невысокие фильтрационно-емкостные свойства пород прогнозируются в зоне развития «западного» и «восточного» палеошельфа (зоны ПШ1, ПШ2 и ПШ3). Следует отметить, что характеристики этих зон (особенно ПШ1) по объективным причинам недоизученности на современном этапе могут быть существенно занижены. Битуминозно-карбонатные отложения депрессионного разреза внутренней зоны Камско-Кинельской системы отнесены к зоне ДР с низкими фильтрационными свойствами (рис. 3.4, табл. 3.5).

Для верхнедевонско-турнейского ГНВК отмечается тенденция ухудшения фильтрационных свойств в восточном направлении. Наиболее ярко это подтверждается возрастанием числа «сухих» (безводных) объектов при испытании их на территории Предуральяского прогиба. Их доля от общего числа гидродинамических испытаний в платформенной части региона составляет 29 %, а на территории прогиба достигает 38 %. Наблюдается относительное уменьшение пористости карбонатных пород и увеличение их трещиноватости.

Верхний региональный флюидоупор комплекса представлен турнейскими глинистыми, нередко кремневыми, неяснослоистыми известняками, а также кожжскими неравномерно известковистыми и тонкослоистыми аргиллитами и глинистыми алевролитами. Флюидоупор распространен практически повсеместно, он отсутствует только на севере и северо-западе. По данным С.А.Фролова мощность водоупорных отложений изменяется от нескольких метров (локальных поднятий) до 33 м. По ограниченному объёму лабораторных исследований керн пористость водоупорных кожжских отложений не превышает 4,5 %, а проницаемость оценивается величиной менее $1,0 \times 10^{-4}$ мкм² (коэффициент фильтрации $< 10^{-4}$ м/сут).

Существенная роль в фильтрационном строении верхнедевонско-турнейских отложений принадлежит внутрикомплексным слабопроницаемым элементам, представленным субэндогенными средами, проявляющими себя в качестве «сухих» объектов.

Таблица 3.5

**Прогнозная характеристика геофильтрационных зон
верхнедевонско-турнейского ГНВК Пермского края**

ГФЗ (см. рис. 3.3.)	Эффек. мощ- ность, м	Проница- емость, мкм ²	Пори- стость, %	Водопр- води мость, м ² /сут	Упругая емкость, м ⁻¹	Пьезоп- ровод ность, м ² /сут	Приеми- стость, м ³ /сут* МПа
Бортовая зона 1 (БЗ1)	100–150	0,1–0,3	15–20	8–35	$1,5 \times 10^{-6}$	1×10^5 – $1,5 \times 10^5$	400–1 000
Бортовая зона 2 (БЗ2)	100–125	0,1–0,15	10–15	10–16	1×10^{-6}	1×10^5 – $1,3 \times 10^5$	350–700
Бортовая зона 3 (БЗ3)	150–175	0,1–0,15	10–15	13–20	1×10^{-6}	1×10^5 – $1,1 \times 10^5$	500–800
Своды структур (СвСт)	50–100	до 0,1	до 12	4–8	1×10^{-6}	$8,6 \times 10^4$	200–400
Рифоген- ный массив (РМ)	100–125	0,1–0,15	10–15	8–16	1×10^{-6}	8×10^4 – $1,3 \times 10^5$	400–700
Палео- шельф 1 (ПП1)	100–125	0,01–0,05	<10	1–5	7×10^{-7}	$1,4 \times 10^4$ – 5×10^4	40–250
Палео- шельф 2 (ПП2)	100–150	0,01–0,05	<10	1–6	7×10^{-7}	$1,4 \times 10^4$ – 6×10^4	40–250
Палео- шельф 3 (ПП3)	50–100	0,01–0,05	<10	0,5–5	7×10^{-7}	$1,4 \times 10^4$ – 7×10^4	20–200
Депресси- онный раз- рез (ДР)	<25	0,01–0,05	<5	0,2–1	5×10^{-7}	$1,6 \times 10^4$ – 8×10^4	10–50

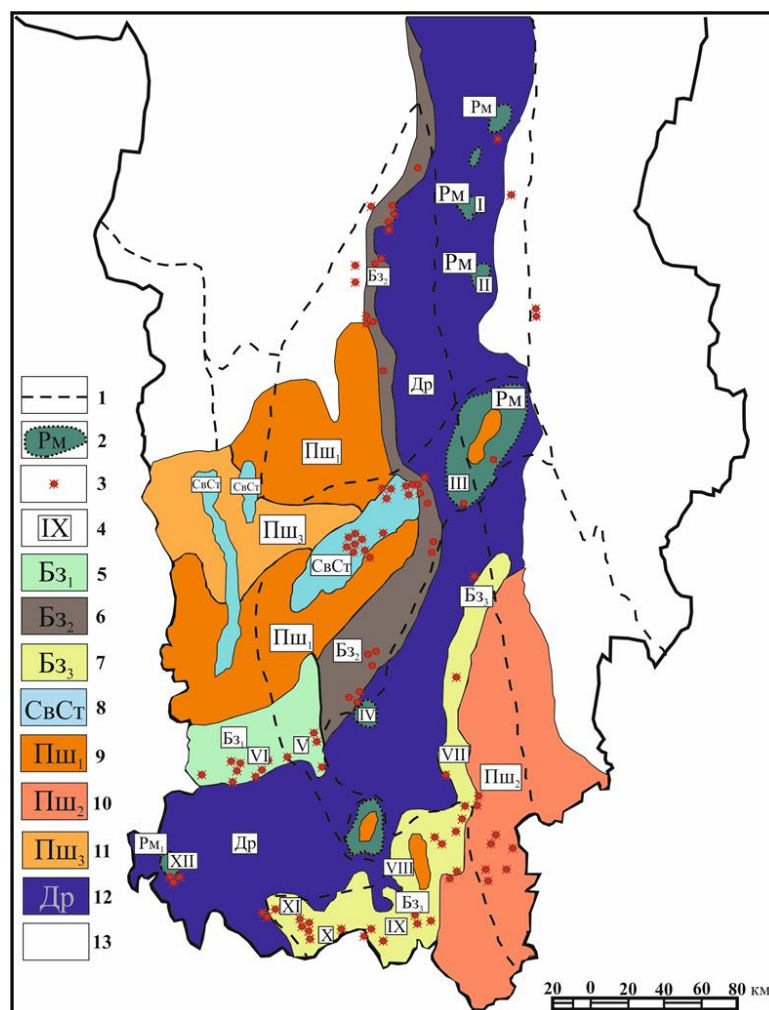


Рис. 3.4. Геофильтрационное районирование верхнедевонско-турнейского ГНБК на территории Пермского края [232]

Условные обозначения: 1 – границы крупных тектонических структур; 2 – ГФЗ рифогенных массивов; 3 – полные и катастрофические поглощения промывочной жидкости; 4 – перспективные участки закачки «подтоварных» вод (I – Чашкинский, II – Уньвинский, III – Каменноложский, IV – Рассветный, V – Осинский, VI – Падунский, VII – Кокуйский, VIII – Таныпский, IX – Павловский, X – Краснояро-Куединский, XI – Гожано-Шагиртский, XII – Шумовской); 5, 6, 7 – ГФЗ бортов ККСП; 8 – ГФЗ сводов структур II порядка; 9, 10, 11 – ГФЗ палеошельфа; 12 – ГФЗ депрессионного типа разреза; 13 – неизученные, а также неперспективные районы для подземной закачки территории.

3.4. Нижне-средневизейский терригенный ГНБК

Отложения комплекса представлены, главным образом, двумя типами геофильтрационных сред: для его «эффективной» части характерны седиментационные гранулярные среды (аллювиальный подтип), а для неэффективной – седиментационно-трещинный тип (субэндогенный подтип).

В разрезе комплекса выделено пять основных типов разрезов: сводовый сокращенный; русловой; надрифовый или бортовой: впадинный прибортовой; впадинный приосевой (Ю.А.Жуков, 1998). Сводовый сокращенный развит

на крупных положительных структурах, которые были высоко приподняты в конце турнейского века и медленно погружались в визейское время (Камский свод). Характерна малая мощность (от 0 до 25 м), последовательное выпадение к северо-западу косьвинских, радаевских, бобриковских и тульских отложений.

Русловой тип формировался в условиях речного потока, глубоко врезающегося в турнейские карбонатные породы (разрезы скв. 329-Оверята, 36-Верещагино, 4-Зюкайка). Особенностью этих «врезов» является значительное (в 3–4 раза, до 60–115 м и более) увеличение мощности отложений радаевского и бобриковского горизонтов и незначительное увеличение мощности тульского горизонта по сравнению с разрезами соседних участков.

Надрифовый бортовой тип разреза развит над карбонатными сооружениями, образующими обрамление Камско-Кинельской системы прогибов. Характерна изменчивость мощности визейской терригенной толщи, поскольку косьвинско-радаевско-бобриковские отложения, облекающие рифогенные массивы, испытывают значительные колебания мощности на коротких расстояниях при переходе от сводовых участков структуры к погруженным. Мощность тульского горизонта колеблется в меньшей степени.

Впадинный прибортовой разрез характерен для внутренних зон Камско-Кинельской системы прогибов (Елпачихинская, Мазунинская, Кукуштанская площади). Характерными особенностями этого типа разреза являются: увеличенная мощность визейской терригенной толщи (100–120 м), по сравнению со сводовыми бортовыми типами разрезов; стратиграфическая полнота разреза; равномерное возрастание мощности во всех горизонтах. Исключение составляют разрезы Восточно-Майкорской и более северных площадей, где за счет выпадения из разреза отложений косьвинского горизонта происходит сокращение мощности.

Впадинный приосевой тип разреза отмечен в скважинах Шалымской, Тулвинской площадей. Этот тип существенно не отличается от впадинного прибортового в интервале тульского, бобриковского и радаевского горизонтов. Ниже радаевского горизонта выделяется мощная толща (100–120 м) нерасчлененных преимущественно терригенных пород, которые относятся к косьвинскому горизонту и верхней части турнейского яруса.

Для визейских терригенных отложений характерна ритмичность осадкообразования [143]. Для всей толщи (макроритм) отмечается тенденция ухудшения проницаемости от нижней (регрессивной) части цикла к верхней (трансгрессивной). Вся толща, в свою очередь, подразделяется на три мезоритма (субрегоциклита): радаевский, бобриковский и тульский, состоящие из элементарных ритмов (циклитов) – локальных проницаемых и слабопроницаемых слоев и пластов. Их количество в зоне максимальной толщины визейской толщи 14–20. Мощность песчаных прослоев изменяется от 0.4 до 25 м. В пределах русловых «врезов» мощность их достигает 170 м [143].

С общетеоретических позиций пространственная (региональная) неоднородность ГФС гранулярного типа должна определяться дифференциацией осадков в области аккумуляции. Одна из принципиальных моделей основана на представлениях о циклическом строении визейских терригенных отложений [143]. В соответствии с моделью, с Коми-Пермяцкой суши стекали многочисленные речные потоки (главным образом восточного и юго-восточного направления) (рис. 3.5).

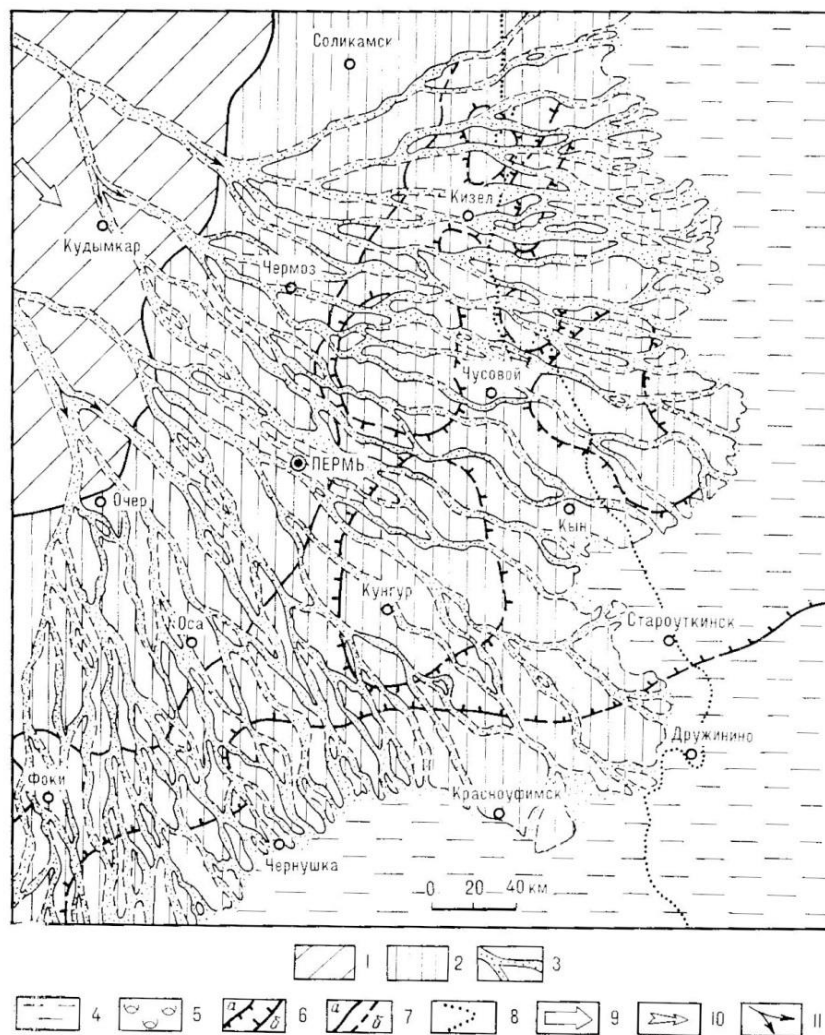


Рис. 3.5. Схематическая палеогеографическая карта времени максимального развития радаевской регрессии (по [143])

Условные обозначения: 1 – низменная денудационная равнина; 2 – низменная аккумулятивная равнина; 3 – речные долины; 4 – прибрежно-морская опресненная зона (подводная часть дельты, заливы, лагуны, косы и др.); 5 – нормально-морская мелководная зона; 6 – границы палеоструктурных элементов: а – достоверные; б – предполагаемые; 7 – границы палеоландшафтов: а – достоверные; б – предполагаемые; 8 – восточная граница современного распространения каменноугольных отложений; 9 – главное направление сноса обломочного материала; 10 – направление речных потоков (по преобладающим наклонам косых слоев в песчаниках); 11 – направления разноса обломочного материала

На отдельных участках их эрозионная деятельность формировала врезы в карбонатные турнейские отложения (рис. 3.6). Некоторые из них достигали 60 м. (район Оверят и Зюкайки). В пониженных зонах прогибов ККС накапливались озерно-болотные, русловые и пойменные образования.

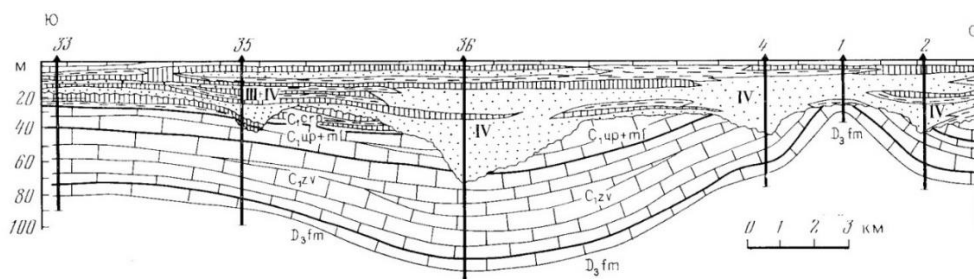


Рис. 3.6. Фациальный профиль визейских терригенных отложений по линии Верещагино-Сива (по [143])

На детальном рис. 3.7 показано развитие песчаников увеличенной мощности на площадях бурения.



Рис. 3.7. Схема песчаников увеличенной толщины малиновского возраста на юго-востоке Пермского края (по данным ПермНИПИнефть)

Суммарная мощность аллювиально-дельтовых ГТС изменяется от первых метров на крайнем северо-западе и в восточной части Предуралья до 85 м в палеопрогибах Камско-Кинельской системы. Здесь общая мощность визейской терригенной толщи достигает 120–140 м, а суммарная мощность эффективных прослоев – 65 м. Закономерности изменения «эффективной» мощности находятся в полном соответствии с характером изменения общей мощности терригенной формации. В разрезе толщи выделяют и коррелируют песчаниково-

алевролитовые пласты. При значащей мощности более 0,4 м максимальное их количество может достигать 18. Наиболее изученными из них являются Тл1а, Тл1б, Тл1в, Тл2а, Тл2б, Бб1, Бб2, Мл. Благодаря латеральной и вертикальной литологической разнородности толщины пластов и их количество не постоянны даже в пределах отдельного месторождения или разведочной площади.

При значащей мощности более 0,4 м максимальное их количество может достигать 18. Наибольшее число проницаемых пластов (от 8 до 18) отмечается в прогибах Камско-Кинельской системы и на северном склоне Башкирского свода.

Пласт Мл сложен песчаниками мелко- средне- и крупнозернистыми, отсортированными, слабосцементированными. Коллекторские свойства данного пласта достаточно высоки, так, пористость нефтенасыщенных пород изменяется от 12 до 24 %, а проницаемость – от 0,158 до 1,765 мкм². Наилучшие фильтрационно-емкостные свойства пласта установлены в юго-западной части региона (Мало-Усинское месторождение), от которой к северу и востоку отмечается их постепенное ухудшение. Максимальная эффективная нефтенасыщенная толщина (6,4 м) отмечена на Губановской площади.

Бобриковские пласты Бб₂ и Бб₁ представлены преимущественно песчаниками кварцевыми, серыми и светло-серыми, слабо- и среднесцементированными с глинистым и кальцитовым цементом [171]. Их фильтрационно-емкостные свойства приблизительно одинаковые, однако на отдельных площадях коллекторские характеристики пласта Бб₂ несколько выше, чем Бб₁. В целом, открытая пористость варьирует от 12 до 22 %, а проницаемость – от 0,012 до 1,163 мкм². Пласты Тл₂ и Тл₁ представлены переслаиванием аргиллитов с алевролитами и песчаниками неравномерно глинистыми и известковистыми, преимущественно мелкозернистыми [172]. Наилучшими коллекторскими свойствами тульские пласты охарактеризованы в юго-западной части Пермского края (пористость – 0,23 %, проницаемость – 0,825 мкм², Ножовское месторождение).

Проницаемость отложений комплекса по гидродинамическим исследованиям и по данным исследования керн представлена в табл. 3.5. Характерны низкие значения этой величины для водонасыщенных отложений визейского возраста в Предуральском прогибе, а также на Башкирском своде. В целом, емкостные свойства пород закономерно уменьшаются с глубиной.

По данным исследования керн максимальная пористость песчаников составляет 30 %, алевролитов – 19 %, а проницаемость – 3,5 мкм² и $9,5 \times 10^{-1}$ мкм² соответственно. Наиболее характерными значениями пористости и проницаемости песчаниково-алевролитовой толщи являются величины 10–20 % и 1×10^{-2} – 5×10^{-1} мкм².

Широкий диапазон изменения проницаемости наблюдается в пределах Бымско-Кунгурской впадины. В Предуральском прогибе скважины, вскрывшие

водонасыщенные интервалы в визейских терригенных отложениях, отличаются более низкими коэффициентами продуктивности, чем в платформенной части Пермского края. На фоне общего ухудшения пористости пород с запада на восток при приближении к складчатому Уралу в данном комплексе может наблюдаться некоторая компенсация ухудшения коллекторских свойств пород за счет развития трещиноватости.

Субэндогенные среды характерны для «неэффективной» части визейских терригенных отложений. По литологическому составу здесь преобладают глинистые песчаники, алевролиты, аргиллиты и карбонатные породы озерно-болотного, лагунно-болотного, прибрежного и нормально-морского образования. Их отличают невысокая первичная седиментационная пористость (до 10 %) и низкий фон проницаемости. Для этих сред характерна невысокая первичная седиментационная пористость (до 10 %) и низкая проницаемость ($n \times 10^{-5}$ – $n \times 10^{-3}$ мкм² – по данным исследования керн). При гидродинамических исследованиях скважин субэндогенные подтипы геофильтрационных сред часто проявляют себя как «сухие» объекты. Наибольшая доля последних характерна для Камского свода и для структур Предуральского прогиба (табл. 3.6).

Водообильность визейских терригенных отложений по результатам испытания скважин отражает диаграмма (рис. 3.1).

Анализ карт прогноза свойств коллекторов визейской терригенной формации показывает, что наиболее проницаемые зоны каждого из горизонтов толщи соответствуют внутренним частям прогибов ККС. В восточном направлении, в сторону Предуральского прогиба, емкостные и фильтрационные свойства терригенных отложений ухудшаются в соответствии с общим погружением северо-восточной части платформы. Территорию Предуральского прогиба можно рассматривать как зону развития трещинных субэндогенных ГФС. Гранулярный подтип среды определяет геофильтрационные особенности терригенных отложений только в центральной и южной части Среднего Предуралья.

На основе схематических карт прогноза коллекторов радаевского, бобриковского и тульского горизонтов составлена схематическая карта суммарной водопроводимости визейской терригенной формации (рис. 3.8). Величины водопроводимости, как правило, соответствуют первым единицам м²/сут. Во внутренних частях прогибов Камско-Кинельской системы она увеличивается до 20 м²/сут, а на участках эрозионных врезов – до 30 м²/сут. В восточном направлении, в сторону Предуральского прогиба и современного Урала, водопроводимость снижается до минимальных величин. В этом же направлении значительно возрастает встречаемость «сухих» объектов. Их доля от общего числа гидродинамических испытаний увеличивается с 10 (на платформе) до 41 % в Предуральском прогибе.

Основные закономерности строения толщи и ее геофильтрационных свойств определяются следующим.

Во-первых, ритмичное (циклическое строение разреза и, вероятно, связанная с этим тенденция ухудшения проницаемости от нижней (регрессивной) части цикла к средней (переходной) и верхней (трансгрессивной). Таким образом, на уровне макроцикла (вся терригенная толща) это определяет формирование проводящей системы и верхнего (тульского) регионального флюидоупора; на уровне мезоциклов – формирование проводящих пластов (водоносных горизонтов) и внутрикомплексных зональных водоупоров и покрышек, а на уровне элементарных циклов – локальных проницаемых и слабопроницаемых пластов и слоев.

Во-вторых, развитие регионально ориентированной системы палеодолин (аллювиально-дельтовые ГФС) и междуречий (субэндогенные ГФС), которые образовались в эпохи максимальных регрессий. Такая «упаковка» ГФС формирует региональную геофильтрационную анизотропию визейской терригенной формации (Ксз-юв >> Ксв-юз). В нефтяной геологии эти образования рассматриваются как «песчаники увеличенной мощности» и как «каналы вторичной миграции» углеводородов (рис. 3.7).

В-третьих, на условия осадконакопления визейской терригенной толщи активно влиял структурно-тектонический фактор. Мощность аллювиальных осадков увеличивается на участках пересечения палеодолин с зонами прогибов ККС и уменьшается в пределах палеоподнятий, где установлено присутствие неполных циклов, представленных одними аллювиальными пачками небольшой мощности (2–10 м). Таким образом, с палеопрогибами могут быть связаны зоны с повышенной латеральной проницаемостью комплекса (по направлению СЗ-ЮВ) и сравнительно низкой вертикальной проницаемостью за счет циклического строения толщи. На палеоподнятиях, в связи с повышенной эрозионной деятельностью палеорек, возможно преобладание в разрезе аллювиальных отложений и, как следствие, увеличение внутрикомплексной проницаемости (вертикальной) проницаемости разреза.

Комплекс перекрыт региональным флюидоупором – аргиллитово-алевролитовой и известняковой толщей верхней части тульского горизонта толщиной от нескольких метров в платформенной части до 25 м в Предуральском прогибе. В верхней части тульского горизонта – аргиллиты, алевритистые, известковистые, тонкослоистые, в меньшей степени алевролиты глинистые и известняки неравномерно глинистые и алевритистые. Пористость этих отложений не превышает 4 %, а проницаемость оценивается экспертно величиной менее 10^{-5} – 10^{-4} мкм².

Таблица 3.6

Характеристика емкостных и фильтрационных свойств водонасыщенных пород ниже-средневизейского ГНВК

Тектонический регион	Литология	Пористость, % <u>диапазон</u> характерные значения	Проницаемость, мкм ²		Доля «сухих» объектов, %
			по гидродинамическим исследованиям <u>диапазон</u> характерные значения	по исследованиям керна <u>диапазон</u> характерные значения	
Камский свод	Песчаники, алевролиты	–	$\frac{6 \times 10^{-4} - 8.2 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-2}}$	–	50
Верхнекамская впадина	Песчаники, алевролиты	9,3–26.4	$\frac{1.2 \times 10^{-3} - 9.7 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-2}}$	$\frac{1 \times 10^{-4} - 3.3 \times 10^{-1}}{=}$	14
Висимская моноклиналь	Песчаники, алевролиты	10.1–17.1	$\frac{1.3 \times 10^{-4} - 2.1 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-2}}$	$\frac{9.4 \times 10^{-3} - 7.5 \times 10^{-1}}{=}$	19
Пермский свод	Песчаники, алевролиты	11.4–20.5	$\frac{2.0 \times 10^{-4} - 1.7 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-2}}$	$\frac{1.9 \times 10^{-3} - 7.1 \times 10^{-1}}{=}$	5
Бымско-Кунгурская моноклиналь	Песчаники, алевролиты	11.5–19.5	$\frac{2.8 \times 10^{-4} - 6.3 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-2}}$	$\frac{2.5 \times 10^{-3} - 1.5 \times 10^{-1}}{=}$	13
Башкирский свод (запад)	Песчаники, алевролиты	1.5–31.1	$\frac{5.0 \times 10^{-4} - 2.8 \times 10^{-3}}{n \times 10^{-4}}$	$\frac{2.5 \times 10^{-4} - 2.4 \times 10^{-3}}{n \times 10^{-4}}$	3
Башкирский свод (восток)	Песчаники, алевролиты	1.4–25.4	$\frac{6.9 \times 10^{-4} - 1.6 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4} - n \times 10^{-2}}$	$\frac{10^{-5} - 3.3 \times 10^{-3}}{2.0 \times 10^{-4}}$	2
Соликамская депрессия (север)	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	0.1–15.0	$\frac{2.7 \times 10^{-3} - 1.5 \times 10^{-1}}{=}$	$\frac{10^{-4} - 2.7 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4}}$	80
Соликамская депрессия (центр)	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	2–17.0	$\frac{2.0 \times 10^{-4} - 1.6 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-4} - n \times 10^{-2}}$	$\frac{4.10^{-3} - 3.0 \times 10^{-1}}{=}$	66
Соликамская депрессия (юг)	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	0.5–16.0	$\frac{1.1 \times 10^{-3} - 5.3 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-2}}$	$\frac{10^{-4} - 1.5 \times 10^{-1}}{-}$	57
Косьвинско-Чусовская седловина	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	10–12.5	$\frac{3.0 \times 10^{-5} - 1.7 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3}}$	$\frac{5.6 \times 10^{-2} - 10^{-1}}{=}$	48
Юрюзано-Сылвенская депрессия	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	–	$\frac{4.8 \times 10^{-5} - 1.1 \times 10^{-2}}{-}$	–	61

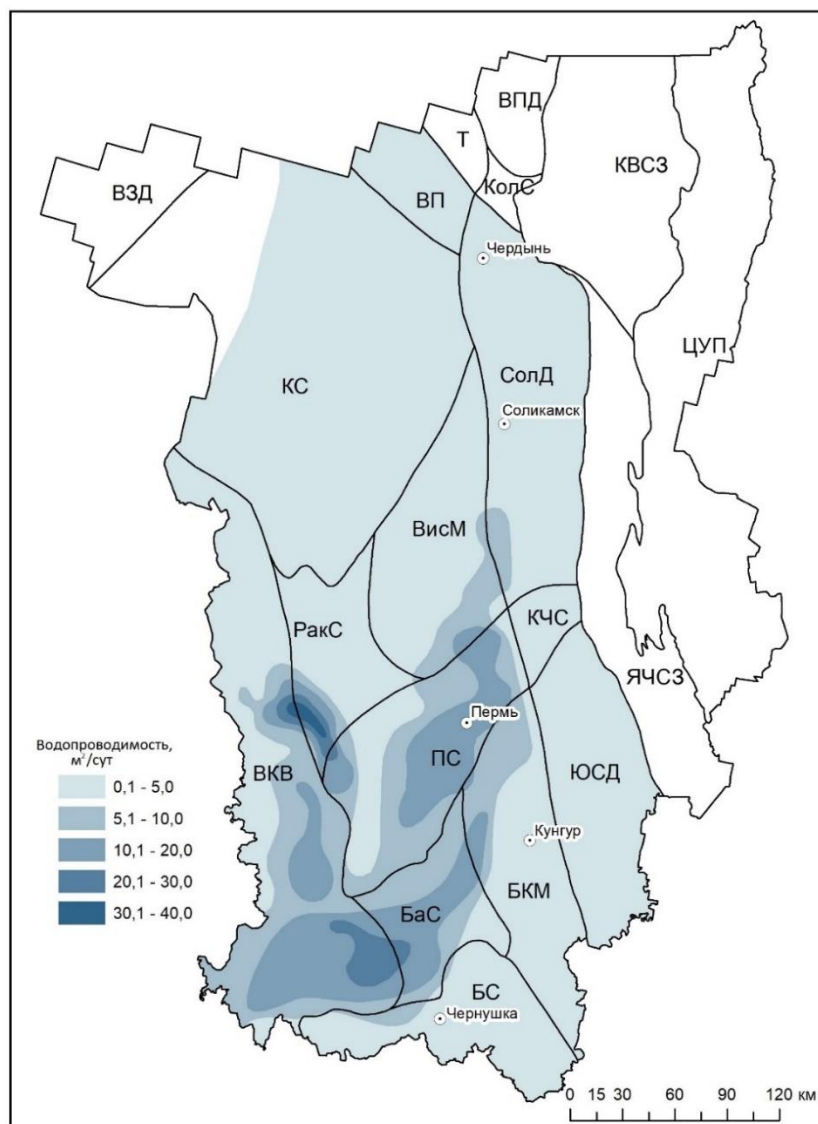


Рис. 3.8. Схематическая карта прогнозной водопроницаемости нижне-средневизейского ГНВК

3.5. Верхневизейско-башкирский карбонатный ГНВК

Геофильтрационные среды комплекса представлены седиментационно-гранулярным, седиментационно-трещинным и карстовым типами. Наиболее характерными являются гранулярно-обломочные, палеокарстовые и субэндогенные их подтипы. Первые два из них характерны для эффективной части карбонатной толщи, где образуют проницаемые пласты и зоны, а вторые – для слабопроницаемой (неэффективной) части разреза.

Башкирские отложения на территории Среднего Предуралья представлены практически одной карбонатной мелководной литофациальной зоной [68]. Кратковременные перерывы осадконакопления в башкирский век проявлялись локальными участками на сводах консолидационных поднятий [95].

На этапе общей корреляции для расчленения башкирско-намюрской толщи Г.А.Максимовичем, В.Н.Быковым и др. [117] предложен оптимальный комплекс показателей: 1) признаки кратковременных перерывов осадконакопления или положения вблизи уровня моря; 2) распространенность коллектора; 3) число проницаемых зон с повышенной пористостью. Кроме того, в закарстованном массиве необходимо учитывать следующие элементы корреляции: проницаемая зона, плоскость напластования, поверхность карстового рельефа, горизонтальная плоскость [30]. Следует отметить, что применение этой методики требует высокой плотности вскрытия палеокарстового горизонта, что достигается только на нефтеносных структурах и весьма ограничено для полигонов подземного захоронения.

В результате комплексного изучения серпуховско-башкирского разреза В.Н.Быковым [31] установлено циклическое строение карбонатной толщи, которая сверху вниз по разрезу может быть подразделена на три части: верхнюю (известняки башкирского яруса), среднюю (известняки протвинского горизонта) и нижнюю (вторичные доломиты серпуховского яруса).

Известняки башкирского яруса (циклы X, IX) представлены частым чередованием поровых коллекторов, переслаивающихся с глинистыми разностями пород. В подошве башкирского яруса отмечены прослои конгломератов и брекчий, образовавшихся при размыве нижележащих пород во время протвинского перерыва в осадконакоплении [31]. В башкирском ярусе гранулярно-обломочные среды представляют биоморфные (фораминифера-водорослевые) известняки. Их максимальная пористость может составлять 28 %, а проницаемость – 1.8 мкм^2 .

В башкирских отложениях хорошо изучена система проницаемых пластов Бш, расположенная в верхней части яруса. Проницаемая система имеет региональное распространение и представлена органогенными, органогенно-детритовыми, детритово-сгустковыми известняками и известняковыми песчаниками. Мощность проницаемых элементов изменяется от 8 до 37 м. В средней и нижней частях башкирского яруса выделяются проницаемые пропластки мощностью от 2 до 5 м. Большая часть эффективного разреза башкирского яруса представлена гранулярно-обломочными фильтрационными средами. Плановая неоднородность каждого проницаемого пласта связана с развитием сред субэндогенного и палеокарстового подтипов и определяет широкий диапазон изменения пористости (6.3–28 %) и проницаемости (менее $\text{px}10^{-4}$ – 1.8 мкм^2) отложений.

На ряде нефтяных месторождений в разрезе башкирского яруса прослежены три «карстовые зоны» – Бш1, Бш2 и Бш3 [35]. В плане наиболее закарстованные породы в каждой из зон приурочены преимущественно к сводовой части

поднятий. По мнению авторов работ [35; 63], башкирские карстовые зоны могут быть отнесены к региональным коллекторам.

В соответствии с представлениями [174] в башкирских отложениях Среднего Предуралья в плане может быть выделено несколько зон с различным качеством пород-коллекторов. Зона высоких коллекторских свойств (пористость до 20 %, проницаемость до 1×10^{-1} мкм²) развита в южной части Среднего Предуралья и центральной части Висимской моноклинали, причем наиболее высокие коллекторские свойства установлены над бортовыми зонами погребенных прогибов ККСП. Зона хороших коллекторских свойств (пористость – 15–20 %, Кпр 5×10^{-2} – 1×10^{-1} мкм²) характерна для центральной части Среднего Предуралья. В полосе, примыкающей к границе северного борта прогибов ККСП и в узкой полосе вдоль границы Предуральского прогиба, развита зона средних коллекторских свойств (n- 10–15 %, Кпр 5×10^{-2} – 1×10^{-1} мкм²). Зона низких и очень низких коллекторских свойств (n- 3–10 %, Кпр менее 10^{-4} мкм²) – восточная часть Среднего Предуралья (Предуральский прогиб), однако на участках ККСП отмечается увеличение пористости до 11–20 %, а проницаемости до 2×10^{-2} мкм².

В средней части разреза окско-серпуховской толщи, по данным [44], в центральных и северных районах Среднего Предуралья прослеживается региональная проницаемая зона мощностью 60–120 м. В южной части региона выделяются две проницаемые зоны. Мощность верхней составляет 37 м, а нижней – 20–40 м. Они разделены пачкой плотных пород толщиной до 70 м. Каждая из зон состоит из нескольких проницаемых пластов, представленных детритовыми, детритово-форамениферовыми, микро- и тонкозернистыми известняками и мелкозернистыми песчаниковидными доломитами [67]. Пористость гранулярно-обломочных сред, представленных доломитами и доломитизированными известняками, может достигать 24 %.

Необходимо отметить, что эти среды отличаются значительной фильтрационной неоднородностью. Ее формирует частое замещение проницаемых пластов плотными породами (субэндогенные типы ГФС) с пористостью не более 6–10 % и проницаемостью $n \times 10^{-4}$ – $n \times 10^{-2}$ мкм². На локальных участках могут быть развиты фильтрационные среды палеокарстового типа, хорошо прослеживающиеся при интерпретации промыслово-геофизических данных.

В серпуховском ярусе отложения протвинского горизонта представлены мелководной известняковой литофациальной зоной. Они соответствуют VIII и IX циклам осадконакопления и отличаются интенсивным развитием вторичных процессов, формирующих емкость (выщелачивание, доломитизация) и фильтрационные свойства пород (трещиноватость, стилолитизация). Регрессивная пачка IX цикла сложена сильно трещиноватыми пористо-кавернозными породами [31].

Проницаемый пласт протвинского горизонта представлен органогенно-детритовыми (полидетритовыми) и детритово-сгустковыми и форамениферовыми известняками [67]. Он состоит из одного или двух проницаемых пропластков, разделенных между собой слабопроницаемыми породами мощностью 1–5 м. При общем преобладании гранулярно-обломочных сред отмечается замещение проницаемых отложений слабопроницаемыми породами (субэндогенные среды). Высокий диапазон пористости (6,3–25 %) и проницаемости ($nx10^{-4} - 2x10^{-1}$ мкм²) пласта определяют значительную фильтрационную неоднородность.

Для протвинских отложений характерно развитие локальных палеокарстовых фильтрационных сред. Благоприятные условия для их формирования создавали ограниченные области питания метеорных вод, пониженные градиенты наклона слоев (палеопрогибы компенсированы), а также общая слабая расчлененность разреза [31].

В.Н.Быков, Л.Ю.Данилова и др. [33; 35] на Осинском и Ножовском месторождениях выделяют «намюрскую карстовую зону». Последняя также была прослежена на Шумовском месторождении [121]. Участки развития палеокарстовых фильтрационных сред отличаются сложным строением полостного пространства. В них присутствуют как первичные поры и поры эпигенетической перекристаллизации, так и стилолиты, трещины, каверны (1–2 мм) и пещеристые образования. О локальном характере распространения палеокарстовых сред свидетельствует тот факт, что приемистость нагнетательных скважин при закачке воды в эти зоны резко падает во времени [35].

Отложения нижней части серпуховско-башкирской карбонатной толщи (окский надгоризонт) относятся к I–VII циклам осадконакопления и в значительной степени отличаются от вышележащей части разреза, поскольку представлены в основном вторичными доломитами [31]. По предположению В.Н.Быкова, их образование происходило в зоне палеогипергенеза, под толщей вышележащих пород, которые были размыты во время протвинского перерыва осадконакопления. Процесс доломитизации обеспечивался проникновением карстовых вод в нижележащие серпуховские отложения. Вторичные доломиты серпуховского яруса отличаются высокими прочностными свойствами с преимущественно каверно-поровым типом коллектора [31].

Следует отметить, что фильтрационная неоднородность верхневизейско-башкирских отложений в значительной степени усиливается многообразными эпигенетическими процессами дискретного проявления [30].

С.А.Фроловым (1976) установлен факт увеличения эффективной мощности этих отложений в зонах прогибов Камско-Кинельской системы. В сводовых частях локальных и средних структур максимальная эффективная мощность может

достигать 120–165 м. Доля проницаемой части разреза от общей мощности комплекса на платформе составляет 32–38 %, а в прогибе – 23–33 %.

Существенная роль в формировании геофильтрационных сред карбонатных пород (особенно слабопроницаемых) принадлежит эффективным тектоническим трещинам и стилолитам. Средняя трещинная пористость на два порядка ниже гранулярной пористости и составляет 0.06–0.12 %. Средняя трещинная проницаемость составляет 5×10^{-3} – 3×10^{-2} мкм² при средней поровой проницаемости 5×10^{-2} – 2×10^{-1} мкм² [40]. По данным [171; 207; 208] трещинная проницаемость башкирских известняков в платформенной части достигает 8×10^{-2} мкм², а в Предуральском прогибе возрастает до 3.4×10^{-1} мкм². По мнению В.Н.Викторина Н.А.Лыкова [40] система трещин состоит не из одиночных трещин большой раскрытости, а из множества часто расположенных трещин с раскрытостью от единиц до нескольких десятков микрометров. Раскрытость трещин меняется по высоте и длине, вследствие чего они обладают относительно невысокой проницаемостью. Большинство трещин не выходит за пределы однородных по литологии слоев или пластов [205].

Б.А.Булдаковым и Л.А.Спириным [27] проанализированы петрофизические свойства в пределах палеоподнятий с учетом планетарной трещиноватости. Ими построена петрофизическая модель серпуховско-башкирской толщи Соликамско-Березниковского района, которая показывает относительно упорядоченную, но вместе с тем, высокую геофильтрационную неоднородность толщи. По мнению В.И.Дюнина и В.И.Корзухина, породы глубоких горизонтов обладают преимущественно трещинной проницаемостью [70].

Важнейшим показателем развития высокочемких палеокарстовых сред являются зоны поглощений промывочной жидкости при бурении скважин. Распространение поглощений по стратиграфическим элементам представлено на рис. 3.9, а интенсивность поглощений в табл. 3.7. Анализ данных рисунка и таблицы показал следующее.

1. Наибольшая встречаемость поглощений отмечается в окских и серпуховских отложениях (более 70 % случаев). Характерно, что такая тенденция отмечается во всех крупных геоструктурах.

2. Наибольшее число поглощений отмечено в сводовых частях структур в Верхнекамской впадине (около 41 % случаев), на Башкирском своде (около 22 %), в Соликамской депрессии (около 15 %) и на Пермском своде (около 15 %).

3. Преобладают поглощения с интенсивностью менее 30 % м³/час. Наибольшая доля высокоинтенсивных и полных поглощений характерна для Соликамской депрессии и Бымско-Кунгурской впадины.

Водообильность верхневизейско-башкирского комплекса по результатам испытания скважин характеризует диаграмма (рис. 3.1).

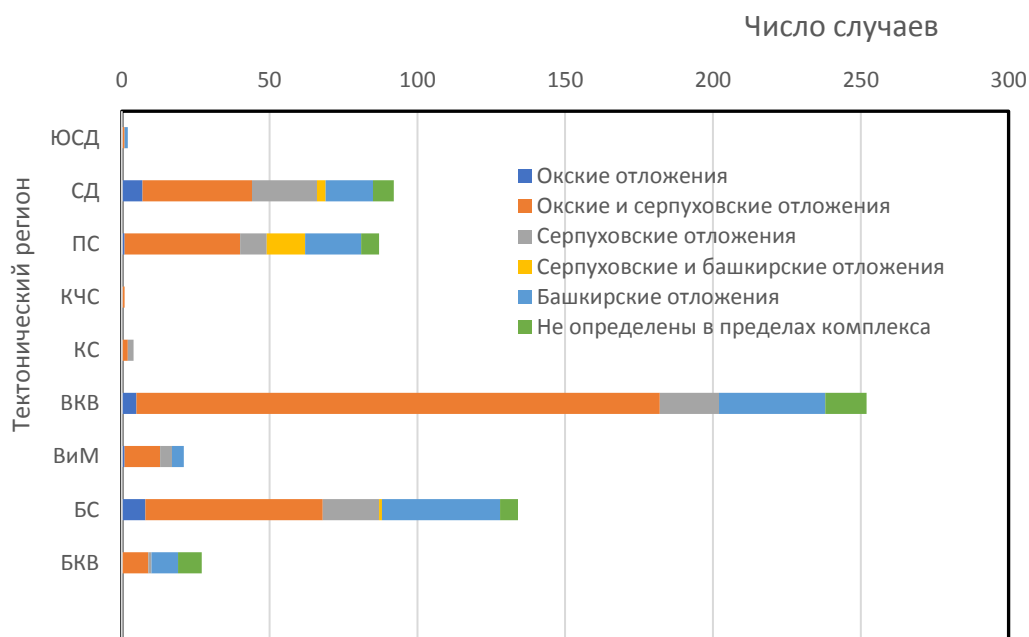


Рис. 3.9. Распределение числа поглощений по тектоническим регионам и стратиграфическим элементам верхневизейско-башкирского ГНБК

Условные обозначения: КС – Камский свод; ВКВ – Верхнекамская впадина; ВиМ – Висимская моноклираль; ПС – Пермский свод; БКВ – Бымско-Кунгурская впадина; БС – Башкирский свод; СД – Соликамская депрессия; КЧС – Косьюинско-Чусовская седловина; ЮСД – Юрюзано-Сылвенская депрессия

При опробовании на приток палеокарстовых зон дебиты скважин могут превышать 1000 м³/сут (Григорьевский участок). Значительный приток воды был получен при опробовании этих отложений на Павловской площади, где через открытый забой пластоиспытателя приток составил 390 м³/сут при понижении уровня на 290 м от устья. В остальных случаях (не поглощающие интервалы) притоки пластовых вод редко превышали нескольких десятков м³/сут. При обработке призабойной зоны соляной кислотой производительность интервала может возрасти в 2–4 раза.

Коллекторские и геофильтрационные свойства водоносных пород верхневизейско-башкирского ГНБК представлены в табл. 3.8. Для верхневизейско-башкирского ГНБК отмечается тенденция ухудшения фильтрационных свойств в восточном направлении. Максимальная встречаемость «сухих» объектов при испытании скважин отмечается на Бымско-Кунгурской моноклинали, в восточной части Башкирского свода и во всех структурах Предуральяского прогиба (табл. 3.8).

На основе схематических карт прогноза коллекторов серпуховских и башкирских отложений составлена схематическая карта суммарной водопроница-

сти комплекса (рис. 3.10). Величины водопроницаемости, как правило, соответствуют первым единицам $\text{м}^2/\text{сут}$ и на большей части территории не превышают $5 \text{ м}^2/\text{сут}$. В соответствии с мощностью и фильтрационными свойствами пород эффективной части комплекса максимальные величины водопроницаемости ($10\text{--}40 \text{ м}^2/\text{сут}$) характерны для юго-западной части Среднего Предуралья. Общая тенденция снижения водопроницаемости отмечается в восточном и северо-восточном направлениях в связи с региональным погружением отложений. В этой части региона значительно возрастает общее количество «сухих» объектов. На территории Предуральского прогиба она не превышает $0.1\text{--}3.5 \text{ м}^2/\text{сут}$. В этом же направлении значительно возрастает встречаемость «сухих» объектов (табл. 3.7).

Комплекс перекрыт региональным верейско-башкирским флюидоупором. В верхней части башкирского яруса он представлен неяснослоистыми, часто кремневыми и глинистыми известняками, а в нижней части верейских отложений – аргиллитами неравномерно известковистыми, алевролитистыми и тонкослоистыми. Толщина флюидоупора от нескольких до $30\text{--}35 \text{ м}$, а фильтрационные характеристики соответствуют субэндогенным средам – пористость не превышает $3\text{--}4 \%$, а проницаемость оценивается экспертно величиной менее $10^{-5}\text{--}10^{-4} \text{ мкм}^2$.

Таблица 3.7

Распределение интенсивности поглощений бурового раствора при проходке скважинами пород верхневизейско-башкирского ГНВК

Тектонический регион	Количество гидродинамических исследований	Встречаемость поглощений бурового раствора с различной интенсивностью, %				
		Интенсивность, $\text{м}^3/\text{час}$			Частичное	Полное, катастрофическое
		0–30	30–60	60–90		
Камский свод	3	66,7	33,3	–	–	–
Верхнекамская впадина	257	72,6	15,7	7,6	1,8	2,3
Висимская моноклираль	17	35,3	35,3	5,9	17,6	5,9
Пермский свод	63	41,7	8,3	3,3	45,0	1,7
Бымско-Кунгурская моноклираль	28	39,3	10,7	–	32,1	17,9
Соликамская депрессия (север)	12	68,3	16,7	25,0	–	–
Соликамская депрессия (восток)	29	54,5	9,1	18,2	–	18,2
СД-3 Соликамская депрессия (юг)	65	52,3	1,5	23,1	10,8	12,3
Башкирский свод (запад)	35	52,6	11,8	1,5	30,4	3,7
Башкирский свод (восток)	12	80	–	–	20	–
Передовые складки Урала	3	–	–	–	–	100

Таблица 3.8

**Характеристика емкостных и фильтрационных свойств водонасыщенных пород
верхневизейско-башкирского ГНБК**

Тектонический регион	Литология	Пори- стость, % <u>диапазон</u> характерные значения	Проницаемость, мкм ²		Доля «сухих» объектов, %
			по гидродинамиче- ским исследова- ниям <u>диапазон</u> характерные значе- ния	по исследованиям керна <u>диапазон</u> характерные значе- ния	
Камский свод	Известняки, аргиллиты, доломиты; на северо-западе – известковистые аргиллиты	1,3–20,6	$\frac{3 \times 10^{-3} - 5,5 \times 10^{-2}}{-}$	$\frac{<10^{-4} - 1,2 \times 10^{-2}}{<10^{-4}}$	22
Верхнекамская впадина	На севере- переслаивание, известняков, доломитов, аргиллитов; на юге- известняки, доломитизированные известняки	0,9–23,2	$\frac{1,3 \times 10^{-3} - 2,1 \times 10^{-1}}{4 \times 10^{-3} - 1,1 \times 10^{-2}}$	$\frac{2 \times 10^{-4} - 9 \times 10^{-1}}{<10^{-4}}$	7
Висимская моноклиналь	Переслаивание доломитов и аргиллитов, известняки	2,4–19,9	$\frac{9,9 \times 10^{-4} - 1,7 \times 10^{-1}}{-}$	$\frac{4 \times 10^{-4} - 1,9 \times 10^{-1}}{<10^{-4}}$	12
Пермский свод	Известняки, доломиты, доломитизированные известняки; переслаивание доломитов и известняков	0,8–26,7	$\frac{1,8 \times 10^{-5} - 3 \times 10^{-2}}{4,7 \times 10^{-3} - 1,8 \times 10^{-2}}$	$\frac{10^{-5} - 2,5 \times 10^{-1}}{<10^{-4}}$	30
Башкирский свод (запад)	Известняки, доломиты, доломитизированные известняки	0,7–21,2	$\frac{1,1 \times 10^{-3} - 5,2 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3}}$	$\frac{10^{-6} - 2,5 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-2} - n \times 10^{-1}}$	15
Башкирский свод (восток)	Известняки, доломиты, доломитизированные известняки; мм	0,7–24,4	$\frac{1,1 \times 10^{-4} - 3,8 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3} - n \times 10^{-2}}$	$\frac{<10^{-6} - 4,4 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-2} - n \times 10^{-1}}$	43
Соликамская депрессия (север)	Аргиллиты, доломиты, известняки, брекчии	$\frac{0,1 - 17,2}{<4}$	$\frac{6,7 \times 10^{-4} - 8,6 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-2}}$	$\frac{6 \times 10^{-6} - 6 \times 10^{-2}}{<10^{-4}}$	47
Соликамская депрессия (центр)	Аргиллиты, доломиты, известняки; брекчии, доломитизированные известняки	$\frac{1,0 - 18,1}{<4}$	$\frac{6,8 \times 10^{-4} - 2 \times 10^{-2}}{n \times 10^{-3}}$	$\frac{4 \times 10^{-5} - 1,1 \times 10^{-1}}{<10^{-4}}$	39
Соликамская депрессия (юг)	Восток аргиллиты, доломиты, известняки; запад- аргиллиты, доломиты	$\frac{0,6 - 17,2}{2-4}$	$\frac{10^{-4} - 1,5 \times 10^{-1}}{n \times 10^{-3}}$	$\frac{7 \times 10^{-6} - 1,8 \times 10^{-1}}{<10^{-4}}$	56
Косьвинско-Чусовская седловина	Доломитизированные известняки, переслаивание доломитов и известняков, аргиллиты	0,8–14,5	$\frac{7,7 \times 10^{-4} - 10^{-3}}{-}$	$\frac{4 \times 10^{-6} - 10^{-4}}{<10^{-4}}$	49
Юрюзано-Сылвенская депрессия	Доломитизированные известняки, переслаивание доломитов и известняков, аргиллиты, кремнеземные известняки	0,3–15,4	$\frac{7,4 \times 10^{-4} - 3,1 \times 10^{-3}}{1,1 \times 10^{-3} - 9,9 \times 10^{-3}}$	$\frac{0,4 \times 10^{-6} - 9,2 \times 10^{-2}}{<10^{-4}}$	34.3

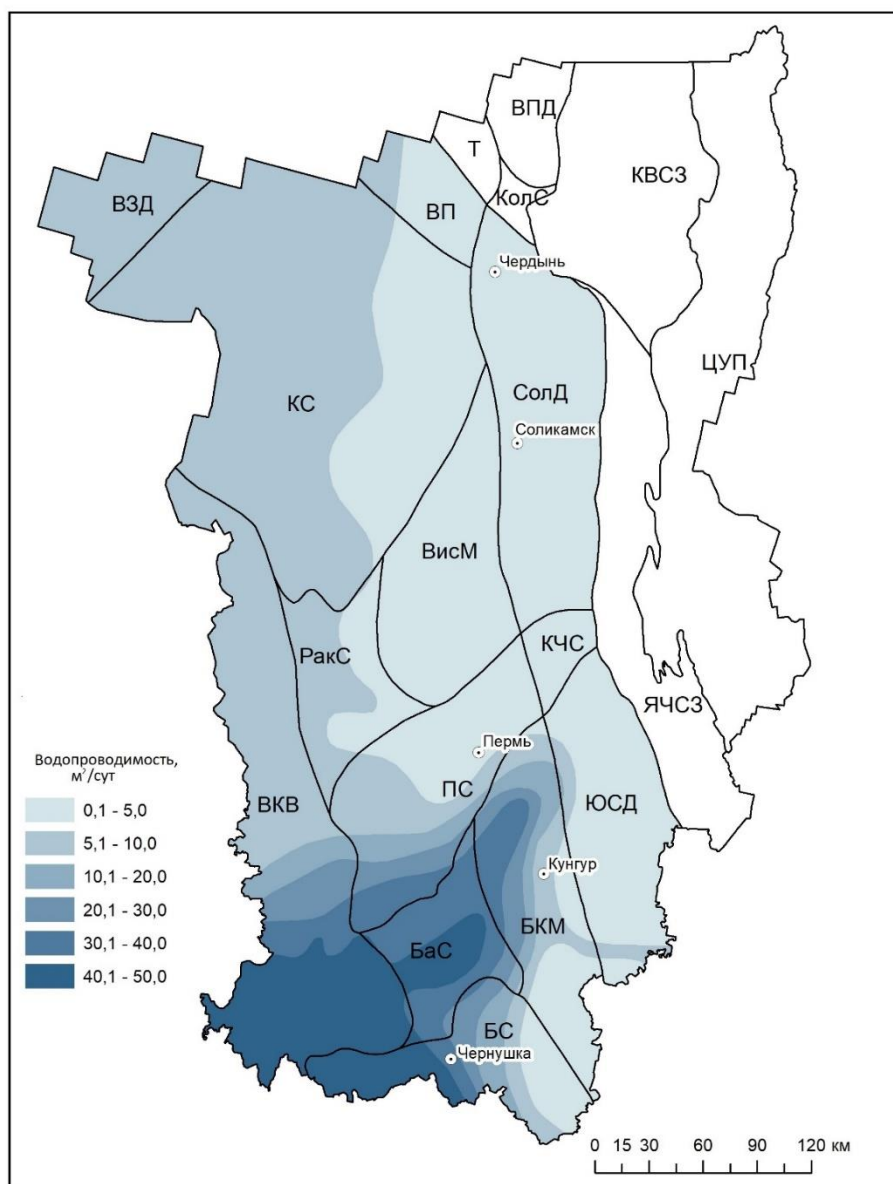


Рис. 3.10. Схематическая карта прогнозной водопроницаемости верхневизейско-башкирского ГНБК

3.6. Московский терригенно-карбонатный ГНБК

Московский газонефтеводоносный комплекс представлен карбонатно-терригенными породами верейского, каширского, подольского и мячковского горизонтов. На большей части территории Среднего Предуралья образование верейских и каширских отложений происходило в мелководно-морских условиях [175].

Отложения верейского горизонта развиты почти на всей территории Среднего Предуралья за исключением района Ксенофонтово. Они сложены известняками, аргиллитами, редкими маломощными прослоями доломитов и алевролитов. В единичных скважинах (Павловская площадь) в верхней части горизонта

отмечены песчаники, очень редко встречаются прослойки мергеля. Среди известняков преобладают органогенные, реже микрокристаллические, наблюдаются известняки неравномерно-глинистые и алевритистые, иногда доломитизированные. Примеси в известняках могут составлять до 45–50 %. Для аргиллитов характерна известковистость, горизонтальная слоистость и обилие фауны, образующих иногда послойные скопления. В верейских отложениях выделяется пять проницаемых пластов (B5, B4, B3, B2 и B1). Коллекторами являются гранулярно-обломочные геофильтрационные среды, представленные органогенными известняками и микрозернистыми доломитами. Коллекторские свойства пластов невыдержанны и резко изменяются по разрезу, так, средняя пористость варьирует от 1,5 до 11,4 %, проницаемость в единичных образцах достигает 2 мкм². Лучшими коллекторскими свойствами обладают биоморфные разности, сложенные раковинками фораминифер и реже криноидеями. Пористость этих известняков достигает до 28 %. Доломиты верейского горизонта обладают довольно высокой пористостью за счет своей кавернозности. Она достигает 21,8 % (Батырбайское месторождение). Однако проницаемость не превышает 0,01–0,015 мкм² [44]. Для верейских отложений отмечается улучшение коллекторских свойств с севера на юг и с востока на запад. Так, в северных районах величина открытой пористости не превышает 15 %, а проницаемости – 0,05 мкм² (Уньвинское месторождение). Причина ухудшения коллекторских свойств – вторичные кальцитизация и доломитизация.

На территории Пермского свода и Бымско-Кунгурской впадины пористость коллекторов может достигать 16 %, а проницаемость – 0,35 мкм². Лучшими свойствами коллекторы верейских отложений обладают на площади Башкирского и южной части Верхнекамской впадины, где значения пористости часто приближаются к 19 %, а проницаемость достигает 1,3 мкм² (Аптугайское месторождение).

Каширско-гжельские отложения развиты на всей территории Среднего Предуралья. Каширский горизонт представлен известняками и доломитами, причем известняки преобладают. Известняки плотные, в отдельных участках доломитизированные, сульфатизированные. Доломиты известковистые, иногда слабо глинистые. Аргиллиты отличаются слоистостью и наличием ископаемой фауны. В северной части Кизеловского района отмечен аргиллитовый состав горизонта. Мощность каширского горизонта изменяется от 40 до 50 м.

Отложения подольского и мячковского горизонтов представлены известняками и доломитами в равных соотношениях. На северо-западе Пермского края в разрезе преобладают доломиты, кроме того, в виде очень тонких прослоев встречаются аргиллиты. Особенностью известняков подольского горизонта являются редкие включения, а иногда и целые линзы кремня. Мощность подольско-мячковских отложений изменяется от 150 до 200 м.

В каширско-гжельских отложениях выделяется четыре проницаемых пласта: каширские – К1 и К0, подольский – Пд и мячковский – Мч.

Коллекторами каширских пластов являются известняки и доломиты, по составу и структуре мало отличающиеся от верейских, но более тонкопористые и менее проницаемые. Пористость каширских биоморфных известняков не превышает 22 %, проницаемость – $0,3 \text{ мкм}^2$. Доломиты каширских пластов в разной степени известковистые и глинистые. Пористость глинистых доломитов изменяется от 4 до 15 %, а проницаемость не превышает $0,0001 \text{ мкм}^2$. Доломиты не глинистые имеют пористость до 29 % [44], но они не обладают высокой проницаемостью ($0,025 \text{ мкм}^2$), что обусловлено очень малым размером пор.

Коллекторами в подольском пласте (Пд) являются доломиты и органогенные известняки. Доломиты играют основное значение, а известняки – подчиненное. Пористость доломитов выше, чем у известняков, и изменяется в широких пределах – от 1,0 до 29,4 % (Батырбайское месторождение), но проницаемость низкая. Ангидритизированные доломиты имеют более низкую пористость, не превышающую 10 %, проницаемость редко превышает $0,005 \text{ мкм}^2$. Пористость известняков варьирует от 0,2 до 26,6 %, чаще 7–22 %, проницаемость от $0,0001$ до $0,131 \text{ мкм}^2$, чаще $0,001$ – $0,01 \text{ мкм}^2$.

Мячковский пласт Мч представлен органогенными, органогенно-детритовыми и детритовыми известняками и доломитами. Пористость известняков изменяется от 0,6 до 12 %, максимальная пористость доломитов – 21,6 %. В разрезе верхнего карбона в платформенных районах края пока не выделено каких-либо выдержанных проницаемых зон, но многочисленные нефтегазопроявления свидетельствуют о наличии пористых и проницаемых пачек.

Геофильтрационные среды комплекса представлены всеми подтипами. Коллекторские свойства пород, отличающиеся большой изменчивостью, отражены в табл. 3.9. Для верейского горизонта характерны коллекторы порового и трещинно-порового типов. Они представлены известняками, доломитами и известковистыми песчаниками. Высокая пористость и проницаемость отмечается на Пермском, Башкирском сводах и в Верхнекамской впадине. На Косьвинско-Чусовской седловине и в южной части Юрюзано-Сылвенской депрессии выделяются зоны отсутствия коллекторов. В Соликамской депрессии фильтрационные характеристики пород изучены плохо.

В разрезе пород московского комплекса установлены три континентальных перерыва в осадконакоплении, датированных послемячковским, послеподольским и послекаширским временем. С ними связано формирование палеокарстовых геофильтрационных сред.

Водообильность пород комплекса неравномерна, что связано с изменчивостью коллекторских свойств (рис. 3.1). Распределение коэффициентов продуктивности скважин соответствует распределению коэффициентов пористости и проницаемости.

Коэффициенты продуктивности скважин изменяются в широком диапазоне в зависимости от их структурно-тектонического положения (табл. 3.8). Наиболее продуктивные скважины располагаются в Верхнекамской впадине (скв. 52 Соколовской площади, скв. 27 и 57 Ножовской площади), на Пермском своде (скв. 225 Козубаевской площади) и на Башкирском своде (скв. 176 Чернушинской площади).

В московском комплексе «сухие» объекты составляют около 52 % от всего объема гидродинамических испытаний скважин. Чаше они встречаются в восточной части Пермского края. Наиболее «сухими» являются породы в Соликамской депрессии, на Башкирском своде и в Бымско-Кунгурской впадине. По данным С.А. Фролова (1979), эффективная мощность московского яруса увеличивается в южном и западном направлениях.

Между московским и верхнекаменноугольно-нижнепермским газонефтеводоносными комплексами нет регионального флюидоупора. Они разделены верхнеподольскими плотными и нижнемячковскими мелкозернистыми известняками и доломитами. Распространение, мощность и фильтрационные свойства этого относительного флюидоупора в настоящее время изучены недостаточно полно.

3.7. Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный ГНБК

Геофильтрационные среды комплекса представлены всеми подтипами, соответствующими литолого-фациальному строению верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений [20; 141].

Породы верхнекаменноугольного отдела, слагающие нижнюю треть характеризуемого ГНБК, широко распространены в пермском Прикамье. Они представлены преимущественно известняками и доломитами нормальных морских фаций. Местами они могут иметь включения гипса, ангидрита и окремнелых карбонатов. Наряду с доломитовым, известняково-доломитовым и известняковым разрезами карбонатного типа, в пределах восточной части Пермского края, установлены терригенно-карбонатный и терригенный типы разреза верхнекаменноугольных отложений. Естественно, что установленные литофациальные условия формирования верхнекаменноугольных отложений должны определять современную гидрогеологическую обстановку по площади их развития. Нижняя часть комплекса практически не изучена, в виду отсутствия реальных перспектив их нефтеносности.

Таблица 3.9

**Характеристика емкостных и фильтрационных свойств
водонасыщенных пород московского ГНВК**

Тектонический регион	Литология	Пористость, % <u>диапазон</u> характерные значения	Проницаемость, мкм ²		Доля «сухих» объектов, %
			по гидродинамическим исследованиям <u>диапазон</u> характерные значения	по исследованиям керна <u>диапазон</u> характерные значения	
Камский свод	Известняки	–	$3,7 \times 10^{-4} - 6,2 \times 10^{-3}$ –	–	79
Верхнекамская впадина	Известняки, аргиллиты	$0,21 - 29$ $0,23 - 17$	$9,9 \times 10^{-4} - 9,5 \times 10^{-3}$ $3,5 \times 10^{-3}$	$8 \times 10^{-6} - 8,4 \times 10^{-1}$ $n \times 10^{-2}$	19
Висимская моноклиналь	Известняки, аргиллиты	$1,4 - 17,3$ $12 - 15,6$	$1,8 \times 10^{-5} - 3,2 \times 10^{-3}$ $n \times 10^{-4} - n \times 10^{-3}$	$5 \times 10^{-5} - 2,5 \times 10^{-2}$ $n \times 10^{-3}$	50
Пермский свод	Известняки, аргиллиты	$0,5 - 15,4$ $3,7 - 15,4$	$7,8 \times 10^{-5} - 3,3 \times 10^{-3}$ $n \times 10^{-3}$	$4 \times 10^{-5} - 6,1 \times 10^{-2}$ $n \times 10^{-2}$	16
Бымско-Кунгурская моноклиналь	Известняки, аргиллиты	$8,8 - 17,1$ $11,9 - 12,6$	$2,8 \times 10^{-5} - 1,1 \times 10^{-1}$ $n \times 10^{-4} - n \times 10^{-3}$	$6 \times 10^{-5} - 6 \times 10^{-2}$ $n \times 10^{-3}$	63
Башкирский свод (запад)	Известняки, аргиллиты	$1,7 - 30,6$ –	$1,1 \times 10^{-5} - 1,4 \times 10^{-1}$ $n \times 10^{-4}$	$10^{-5} - 9,4 \times 10^{-2}$ $n \times 10^{-2}$	44
Башкирский свод (восток)	Известняки, аргиллиты	$0,5 - 94$ –	$16,1 \times 10^{-4} - 1,8 \times 10^{-2}$ $n \times 10^{-3}$	$10^{-5} - 6,5 \times 10^{-1}$ $n \times 10^{-2}$	80
Соликамская депрессия (север)	Известняки, аргиллиты	–	$6,9 \times 10^{-5} - 2,1 \times 10^{-3}$ $n \times 10^{-4}$	–	35
Соликамская депрессия (центр)	Известняки, доломиты	$0,8 - 23,6$ –	$1,4 \times 10^{-5} - 6 \times 10^{-3}$ $n \times 10^{-3}$	$4 \times 10^{-5} - 1,2 \times 10^{-2}$ –	77
Соликамская депрессия (юг)	Известняки, аргиллиты	$1,0 - 9,2$ –	$4,1 \times 10^{-4} - 2,3 \times 10^{-3}$ –	$6 \times 10^{-5} - 1,7 \times 10^{-3}$ –	79
Юрюзано-Сылвенская депрессия	Известняки, аргиллиты	–	$1,9 \times 10^{-4} - 1,4 \times 10^{-2}$ –	–	87

Нижнепермские отложения представлены всеми ярусами с характерным субмеридиональным расположением основных литофациальных зон [20; 141], а также преобладанием карбонатных пород в западной части Предуралья прогиба. В восточной части этой структуры раннепермские карбонатные отложения замещены обломочными породами. В переходной сравнительно узкой зоне от карбонатных к обломочным фациям развиты сакмарско-артинские рифы.

В ассельских отложениях, распространенных повсеместно, выделено пять типов разреза, последовательно сменяющих друг друга с запада на восток: доломитовый, известняково-доломитовый, известняковый нормально слоистый, известняковый массивный (рифовый), глинисто-песчаниковый. Мощность яруса постепенно увеличивается в восточном направлении. Доломитовый тип разреза развит в западных районах платформенной части Пермского края. Он представлен известковистыми доломитами, мощностью от 50 до 70 м. Восточнее этот тип сменяется известняково-доломитовым: известняками с прослоями и пачками доломитов. Мощность разреза – 60–150 м.

В Предуральском прогибе до полосы распространения рифогенных известняков развит нормально-слоистый известняковый тип разреза. Он представлен

известняками, прослоями доломитизированными, органогенными. Мощность этого типа разреза – 150–180 м.

Известняковый рифогенный тип разреза в Юрюзано-Сылвенской депрессии, представленный дуванскими рифами с массивными органогенными известняками, имеет мощность от 150 до 300 м.

Глинисто-песчаниковый разрез ассельских отложений развит восточнее дуванских рифов. Он представлен флишевыми отложениями. Это чередующиеся ритмы осадконакопления, сложенные глинистыми известняками, аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Доля песчаников увеличивается в восточном направлении. Местами здесь появляются прослои мелкогалечникового конгломерата. Мощность такого типа разреза варьирует от 200 до 250 м.

В отложениях ассельского яруса (пласт Ас) пористость пород изменяется от 7 до 14 %, а проницаемость составляет 0,0003–0,006 мкм². В восточном направлении пористость постепенно снижается до 1 % и проницаемость составляет лишь доли мкм². Но благодаря значительному увеличению трещиноватости в этом же направлении, происходит некоторая компенсация ухудшения коллекторских свойств.

В толще сакмарских отложений выделено пять типов разреза, также последовательно сменяющихся с запада на восток: доломитовый, известняково-доломитовый, известняковый, рифогенный, терригенно-карбонатный. В платформенной части развиты первые три типа разрезов. Доломитовый тип распространен в западной части Пермского края. Нижняя часть разреза представлена доломитами, верхняя – известковистыми доломитами. Мощность разреза 100–120 м. Восточнее развит известняково-доломитовый тип разреза, в котором соотношение известняков и доломитов непостоянно. Толщина такого разреза – 100–120 м.

Известняковый разрез сакмарских отложений развит на восточном краю платформы и в депрессии в западных частях Предуральяского прогиба. Он представлен известняками органогенно-обломочными, слоистыми с включениями кремня. Мощность разреза изменяется от 150 до 450 м.

Рифогенный тип разреза выделен условно в Юрюзано-Сылвенской депрессии в узкой меридиональной полосе, протянувшейся от широты г. Красноуфимска на юге до широты г. Чусового на севере, терригенно-карбонатный комплекс сакмарских пород установлен восточнее полосы рифогенных осадков. Это флиш с ритмично чередующимися глинистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами с редкими прослоями мелкогалечных конгломератов. Известняки встречаются в нижней части разреза. Отмечено возрастание доли грубообломочного материала при приближении к Уралу. Мощность флишевого типа разреза P1s достигает 200 м.

Геофилтрационными средами сакмарского яруса служат мощные толщи доломитизированных, органогенных и органогенно-детритовых известняков

(пласт С_м). Пористость известняков изменяется от 7,2 до 22,2 %, значения проницаемости варьируют от долей до десятков и сотен миллидарси. В платформенной части края распространены, в основном, коллекторы низко- и среднепористые. Среднепористые коллекторы Верхнекамской впадины и Бымско-Кунгурской моноклинали приурочены к бортовым частям Камско-Кинельской системы прогибов. Средние значения пористости здесь составляют 10,3 – 12,3 % [141].

В Среднем Предуралье выделено семь типов разреза пород артинского яруса, последовательно сменяющихся с запада на восток: ангидритовый, ангидритово-доломитовый, известняково-доломитовый, доломитово-известняковый рифовый, глинисто-карбонатный, карбонатно-терригенный. Ангидритовый тип разреза развит вдоль юго-западной границы Пермского края, он сложен ангидритами с прослоями доломитов. Мощность разреза – 20–50 м. Восточнее в неширокой субмеридиональной полосе развит ангидритово-доломитовый тип, в котором доломитовые прослои составляют около 50 % толщины разреза, которая изменяется от 30 до 80 м. Далее на восток прослеживается расширенная полоса распространения известняково-доломитовых пород, в которой известняки занимают подчиненное положение. Мощность карбонатных пород в этой полосе увеличивается к востоку от 40–50 до 100–120 м. Восточнее известняково-доломитовый тип разреза постепенно переходит в доломитово-известняковый. При этом содержание известняков в разрезе возрастает. Они становятся преобладающей породой.

Рифовый тип разреза широко распространен в краевой части платформы. Артинские рифы представлены массивными органогенными известняками и доломитами, межрифовые фации – слабопроницаемыми глинисто-детритовыми известняками и мергелями. Мощность отложений достигает 250–300 м.

Глинисто-карбонатный тип разреза характерен для западной части Предуральского прогиба. Нижняя часть такого разреза сложена нормально-слоистыми известняками, а верхняя – глинистыми известняками и мергелями. Мощность разреза изменяется от 200 до 300 м.

В центральной части краевого прогиба разрез артинских отложений состоит из терригенно-карбонатных и терригенных пород. Терригенно-карбонатные отложения флишевого типа сложены, в основном, песчаниками, переслаивающимися с аргиллитами, алевролитами и алевролитистыми известняками. Они постепенно замещаются грубообломочными терригенными отложениями молассового типа, которые представлены конгломератами с прослоями гравелистов, песчаников, алевролитов, аргиллитов и глинистых известняков. Мощность флишевых и молассовых разрезов изменяется от 400 до 2000 м.

Эффективными геофильтрационными средами в артинском ярусе являются доломиты серые, равномерно пористые, известковистые и глинистые, участками кавернозные и трещиноватые (пласт А). Их пористость изменяется от

4,8 до 30 % (Верхнекамская впадина) и 8,9–32,5 % (Башкирский свод) [141]. Проницаемость колеблется от 0,0001 до 0,065 мкм² (Копальнинское месторождение). Преимущественно в платформенной части развиты среднепористые коллекторы, участки с повышенными значениями пористости приурочены к центральной и бортовым частям ККСП. Диапазон изменения коллекторских свойств сакмарско-артинских отложений на территории Предуральяского краевого прогиба невелик, так, пористость нефтенасыщенных карбонатов изменяется от 8 до 10 %, а проницаемость – от 0,016 до 0,106 мкм². Для Предуральяского прогиба характерна высокая доля «сухих» объектов (табл. 3.9).

Породы кунгурского яруса в пределах Пермского края распространены почти повсеместно. Они подразделяются на филипповский и иренский горизонты. Мощность филипповских отложений в платформенной части увеличивается постепенно. Она резко возрастает на западном борту Предуральяского прогиба. Мощность изменяется от 0 на западной границе края до 750 м – в осевых частях Соликамской и Юрюзано-Сылвенской депрессии. Относительное уменьшение мощности иренских пород отмечено на зональных поднятиях. Нефтегазобитуминозность кунгурских и надкунгурских отложений свидетельствует о развитии каналов вертикальной миграции флюидов (приразломный подтип ГФС) [19; 225].

Иренские отложения представлены шестью типами разрезов: сульфатно-карбонатным, «классическим» карбонатно-сульфатным, карбонатно-сульфатным, глинисто-сульфатно-галогенным, сульфатно-глинистым, сульфатно-глинисто-песчаниковым.

Первые три разреза, последовательно сменяющие друг друга в восточном направлении, слагают полосы субмеридионального простирания. Они состоят из доломитов и ангидритов в различных соотношениях. Мощности их составляют соответственно около 60, 200 и более 300 м. Глинисто-сульфатно-галогенный тип разреза развит только в Соликамской депрессии и представлен ангидритами, известняками, каменными и калийными солями, доломитами. Мощность такого разреза превышает 500 м.

Породы иренского горизонта слагают в Пермском Прикамье региональный кунгурский флюидоупор, предохраняющий палеозойские газонефтеводоносные комплексы от разрушающего воздействия экзогенных геологических процессов.

Для Предуральяского прогиба характерен сульфатно-глинистый тип разреза, представленный ангидритами, доломитами, мергелями, песчаниками, каменной солью и глинами мощностью 530 м, а также сульфатно-глинисто-песчаниковый тип разреза, который сложен переслаивающимися ангидритами, алевролитами, каменной солью, песчаниками, глинами, доломитами и мергелями.

В платформенной части Среднего Предуралья геофильтрационными средами служат пористые и кавернозные доломиты туйской пачки иренского гори-

зонта и пористые прослои доломитов и известняков низов иренского и филипповского горизонтов. Открытая пористость изменяется от 3 до 22 %, проницаемость – от десятых долей до нескольких десятков миллидарси. Коллекторские свойства отложений кунгурского яруса настолько изменчивы, что в их распределении трудно установить какую-то закономерность в региональном плане.

Суммарная эффективная мощность водонасыщенных слоев в западной части Башкирского свода изменяется от 67 до 176,5 м при средней величине 108,6 м. На севере Соликамской депрессии этот показатель находится в пределах 46–99 м при среднем значении 70,5 м. В Березниковском гидрогеологическом районе на Логовской площади эффективная мощность нижнепермских водоносных пород варьирует от 57 до 120 м при средней величине 95 м.

Водообильность верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений по результатам испытания скважин характеризует диаграмма (рис. 3.1). Коллекторские свойства пород верхнекаменноугольно-нижнепермского ГНБК представлены в табл. 3.10.

Комплекс перекрыт кунгурским региональным флюидоупором, для которого характерно закономерное последовательное замещение с запада на восток карбонатно-сульфатных, сульфатно-карбонатно-глинистых с прослоями солей до сульфатно-терригенных отложений иренского горизонта. Наиболее надежным флюидоупором являются сульфатно-глинисто-галогенные породы этого горизонта, распространенные в центральной части Соликамской депрессии. В восточной части Башкирского свода, на Ксенофонтово-Колвинской седловине иренские отложения отсутствуют. В платформенной части территории мощность кунгурского флюидоупора возрастает от 25 м на западной границе Пермского края до 250 м. В Предуральском прогибе на Верхнекамском месторождении калийных солей она достигает максимума – 650–700 м.

В заключении настоящего раздела следует отметить следующее.

1. Протерозойские и палеозойские отложения Среднего Предуралья представлены гранулярными, трещинными и карстовыми типами геофильтрационных сред.

2. Наиболее широко распространены слабопроницаемые субэндогенные подтипы трещинных и карстовых сред. Они представляют значительную «неэффективную» часть разреза палеозойских газонефтеводоносных комплексов, составляют 75–85 % их мощности и определяют общую низкую региональную проницаемость глубоких элементов разреза Среднего Предуралья. Палеокарстовые, гранулярно-обломочные и аллювиальные подтипы сред характерны только для «эффективных» интервалов разреза.

3. Практически все проницаемые пласты весьма неоднородны. Они часто замещаются плотными породами, характерными для субэндогенных подтипов геофильтрационных сред. В связи с этим, палеокарстовые, гранулярно-обломоч-

ные и аллювиальные среды (проницаемые пласты) имеют зональное, реже региональное распространение. Существенная неоднородность фильтрационных и емкостных свойств приводит к формированию различно ориентированных в пространстве слабопроницаемых и непроницаемых границ, т.е. формированию пластово-блокового строения глубоких горизонтов [70].

4. Пространственная упаковка «стратифицированных» геофильтрационных сред определяет слоистую неоднородность и анизотропию (Клат > Квер) палеозойского разреза. Вместе с тем, современная геологическая изученность региона позволяет предполагать наличие многочисленных участков и зон развития «нестратифицированных» сред (складчатые и приразломный подтипы [47], генетически связанные с зонами неотектонической трещиноватости и контрастными локальными структурами. В пределах таких участков предполагается резкая фильтрационная анизотропия разреза (Квер >>Клат). Высокая неоднородность фильтрационных и емкостных свойств отложений приводит к формированию сложно ориентированных в пространстве непроницаемых границ. Неоднородность «эффективной» части глубоких горизонтов в сочетании с участками развития «нестратифицированных сред» формирует слоисто-блоковую геофильтрационную структуру палеозойских отложений региона. Это необходимо рассматривать в качестве одной из главных региональных геофильтрационных особенностей газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья.

5. Особенность палеозойских отложений определяется уменьшением водопроводимости газонефтеводоносных комплексов по направлению от внутренней области бассейна к Предуральскому прогибу, в соответствии с общим восточным погружением осадочных формирований. В платформенной части Среднего Предуралья увеличение водопроводимости каждого из комплексов связано с внутренним структурным планом региона: для нижне-средневизейских отложений – с прогибами Камско-Кинельской системы и эрозионными врезами, для верхнедевонско-турнейских отложений и верхневизейско-башкирских отложений с бортовыми закарстованными зонами прогибов и тектоническими структурами высоких порядков.

6. Слоисто-блоковая геофильтрационная неоднородность палеозойских отложений, общее снижение их водопроводимости в направлении восточной периферии бассейна и структурно-закрытый тип последней ставит под сомнение формирование широкомасштабного латерального движения подземных вод. В этих условиях можно предполагать существование сложных пространственных нестационарных структур потоков глубокозалегающих подземных вод.

Таблица 3.10

Характеристика емкостных и фильтрационных свойств водонасыщенных пород верхнекаменноугольно-нижнепермского ГНВК

Тектони-ческий регион	Воз-раст	Тип разреза	Пори-стость, % <u>диапазон</u> характер-ные значе-ния	Коэффициент проницаемости, мкм ²		Доля «су-хих» объек-тов, %
				по гидродинами-ческим исследова-ниям	по исследова-ниям керна	
Вычегод-ский прогиб	P _{1a}	Глинисто-карбонатн.	—	5,6x10 ⁻⁴	—	—
Камский свод	P _{1a}	Карбонатн.	—	9,2x10 ⁻⁴ – 7,5x10 ⁻³	—	18
		Глинисто-карбонатн.	—			
	P _{1s+as}	—	—	1,2x10 ⁻⁴ – 4,6x10 ⁻²	—	
Верхнекам-ская впа-дина	P _{1s+as} ; C ₃		—	1,5x10 ⁻³ – 9,4x10 ⁻³	—	—
Висимская монокли-наль	P _{1kg}	—	—	9,1x10 ⁻⁴	—	32
	P _{1a}	Карбонатн.	—	1,9x10 ⁻⁴ – 4,8x10 ⁻³	—	
	P _{1s+as}	—	—	3,67–195	—	
Пермский свод	P _{1kg}	—	—	8,1x10 ⁻³	—	—
	P _{1a}	Карбонатн.	—	4x10 ⁻³	—	
Бымско-Кунгурская монокли-наль	P _{1a}	Карбонатн.	—	1,5x10 ⁻⁵ – 2,4x10 ⁻³	—	12
	P _{1s+as}	—	—	1,1x10 ⁻⁴ – 1,6x10 ⁻²	—	
Косьвинско-Чусовская седловина	P _{1a}	Глинисто-карбонатн.	0,5–13,3	6,7x10 ⁻⁵ – 5,5x10 ⁻⁴	2x10 ⁻⁵ – 8,1x10 ⁻³	61
		Карбонат.-обломочн.	—	2,5x10 ⁻¹	—	
	P _{1s+as}	—	0,2–15,4	2,1x10 ⁻⁴ – 1,6x10 ⁻³	9x10 ⁻⁵ – 3,1x10 ⁻²	
Юрюзано-Сылвенская депрессия	P _{1a}	Глинисто-карбонатн.	1,4–13,8	8,1x10 ⁻⁵ – 5,9x10 ⁻²	5x10 ⁻⁵ – 1,4x10 ⁻²	28
		Карбонат.-обломочн.	0–11,5	10 ⁻³ – 6x10 ⁻²	10 ⁻³ – 6,1x10 ⁻³	
	P _{1s+as}	—	0,1–2,-0,1	2,9x10 ⁻⁵ – 5,8x10 ⁻²	5x10 ⁻⁵ – 2,6x10 ⁻³	
Передовые складки Урала	P _{1a}	—	—	4,9x10 ⁻⁴ – 1,7x10 ⁻¹	—	—
	P _{1s+as}	—	—	2,8x10 ⁻⁴	—	

4. ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГНВК

4.1. Пластовые давления

Наиболее общие гидродинамические особенности ГНВК заключаются в гидростатическом изменении пластовых давлений с глубиной, что свидетельствует о гидравлическом единстве всего водонасыщенного разреза [56]. Величина отношения начального пластового давления к условному гидростатическому наиболее часто составляет 0,90–1,10. Аномально высокие начальные пластовые давления для региона не характерны. Идентификация низких и аномально низких давлений весьма затруднительна: кроме природных факторов возможности их образования, существует значительная вероятность технического недовосстановления давления в процессе испытаний скважин.

Уравнения связи давлений с абсолютной и относительной глубиной имеют высокие коэффициенты корреляции. Комплекс таких уравнений по тектоническим регионам, зонам нефтегазонакопления и площадям Среднего Предуралья представлен в табл. 4.1 и 4.2. Аналогичные примеры имеются и по другим районам Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна [69; 148; 226].

При построении потенциалометрических карт палеозойских ГНВК использовано около 2300 данных по измерению пластовых давлений при гидродинамических исследованиях поисковых и разведочных скважин в период интенсивных геологоразведочных работ в Среднем Предуралье (рис. 1.2). В качестве методов расчета «движущих сил фильтрации» [61] рассматривались различные методические способы: давлений на срезах, сопоставления пьезограмм по группе скважин, расчет векторов «фильтрационной силы» и многочисленные методы приведения давлений к единой плоскости сравнения. В условиях пространственной неоднородности пластовых вод по плотности при расчете приведенных давлений предложено большое число разнообразных методик. Их критический обзор выполняли Е.Ф.Станкевич [160], Г.Б.Якобсон [210; 211], А.Е.Гуревич [61] и др.

Ключевым вопросом приведения пластовых давлений (напоров) к единой плоскости сравнения является характер распределения плотности по глубине. Изучение плотности рассолов палеозойских ГНВК Среднего Предуралья показал, что интервал величин плотности рассолов в диапазоне 1,15–1,12 г/см³ является характерным для всех глубин в платформенной части региона, причем модальные значения соответствуют величине 1,175 г/см³ (рис. 4.1). В Предуральском прогибе распределение плотности по глубине имеет более сложный характер в связи с наличием гидрогеохимических аномалий в верхнедевонско-турнейских отложениях в северо-восточной части Соликамской депрессии (Гежское месторождение, Кисловская площадь и др.), где на глубине от 2 000 до 2 500 м

установлены конденсационные воды с пониженной минерализацией [149; 150; 151; 214].

Опыт построения потенциалометрических схем в ПермНИПИнефть показал, что для Среднего Предуралья целесообразно использовать наиболее простой способ приведения пластовых давлений с учетом модальной плотности рассолов – $1,175 \text{ г/см}^3$ [136; 137; 218; 219]. Для всех ГНВК выбрана единая плоскость сравнения минус 1 500 м. При данных параметрах расчетов возможно построение потенциалометрических схем с обеспеченным сечением изобар 0,25-0,5 МПа.

Потенциалометрические карты палеозойских ГНВК представлены на рис. 4.2–4.7. Анализ построений показал, что для всех комплексов отмечается высокая пьезометрическая неоднородность, проявляющаяся в виде чередования относительно локальных пьезомаксимумов и пьезоминимумов на фоне более обширного поля средних величин (17,5–19,0) приведенных давлений. Такой характер распределения приведенных давлений является типичным для гидрогеологического этажа местного глубокого стока [47].

Пьезомаксимумам соответствуют приведенные давления от 19 МПа и выше.

В трех верхних комплексах, верхнекаменноугольно-нижнепермском, московском и верхневизейско-башкирском отмечается тенденция развития пьезомаксимумов в юго-восточной части территории (рис. 4.5–4.7). Можно предположить, что данные пьезоаномалии имеют сквозной характер и могут быть связаны с современными областями питания. В московском комплексе пьезомаксимум установлен также в северной части Бабкинской впадины (рис. 4.6). Для нижних комплексов контрастные пьезомаксимумы отмечаются в нижне-средневизейском комплексе на границе Пермского свода и Висимской моноклинали (рис. 4.4), а также в верхнедевонско-турнейских отложениях в восточной зоне Бымско-Кунгурской моноклинали (рис. 4.3).

В девонском терригенном комплексе установлены два контрастных, хотя и необширных, пьезоминимума: на границе Висимской моноклинали и Соликамской депрессии и на границе Верхнекамской впадины и Бабкинской седловины (рис. 4.2). Менее контрастные пьезомаксимумы (18,0–18,5 МПа) отмечаются в каждом из комплексов.

Пьезоминимумам соответствуют зоны приведенных давлений ниже 16,0 МПа. Достаточно обширные контрастные зоны пьезоминимумов отмечены в верхнекаменноугольно-нижнепермском и московском ГНВК. В первом из них они развиты в центральной части Соликамской депрессии и по ограниченным данным на границе Бымско-Кунгурской впадины и Юрюзано-Сылвенской депрессии (рис. 4.7). В московском комплексе обширная зона низких приведенных давлений установлена в Висимской моноклинали и в северной части Соликам-

ской депрессии (рис. 4.6). Здесь не исключается проявление реликтовых пластовых давлений, сохранившихся в условиях весьма низкопроницаемых сред. В верхневизейско-башкирском комплексе контрастные пьезоаномалии не зафиксированы – пьезоминимумы характеризуются уровнем не ниже 17 МПа и близки к фоновым показателям.

Более обширные пьезоаномалии низких приведенных давлений отмечаются в трех нижележащих комплексах. В ниже-средневизейском и верхнедевонско-турнейском ГНБК они характерны для северной и восточной частей региона. Наиболее «глубокими» пьезоминимумами отличается Предуральский прогиб (рис. 4.3 и 4.4). Для девонского терригенного комплекса обширная зона пониженных пластовых давлений отмечается в восточных и южных районах Среднего Предуралья. Пьезометрическая депрессия установлена также в северо-восточной части Пермского свода (рис. 4.2).

Гидродинамические условия на верхней границе кристаллического фундамента в северо-восточных районах Волго-Уральской НГП практически не изучались. Здесь необходимо обратить внимание на результаты исследований пород фундамента в соседних регионах. В скв. Миннибаевская-20000 приведенное пластовое в скважине приблизительно на 4 МПа ниже, чем в базальных отложениях палеозоя. Тенденцию уменьшения гидродинамического потенциала в направлении от палеозойских к бавлинским отложениям на ряде площадей Волго-Уральской НГП указывал М.И.Зайдельсон [77]. Аналогичные факты имеются и по другим регионам. [4; 83; 84; 115]. Формирование таких гидродинамических аномалий (АНПД) может быть связано с активными «реакционными объемами» или «зонами разуплотнения.

Пластовые давления рефейско-вендской гидрогеологической серии изменяются от 23,77 МПа до 25,93 МПа, а градиенты давлений – от 0,99 МПа/100м до 1,11 МПа/100м. В изученной части разреза отмечается отчетливый «гидростатический» тренд изменения давлений с глубиной (рис. 4.8), что может оцениваться как возможность гидродинамической связи с вышележащим палеозойским комплексом пород. В связи с вышесказанным, можно предположить, что формирование глубинного водообмена в рифейско-вендских отложениях предопределено как слоисто-блоковой геофильтрационной структурой разреза, так и нестационарными граничными условиями в прикровельной зоне фундамента. Выполнить количественные оценки стока в этих отложениях в настоящее время не представляется возможным.

Таблица 4.1

**Зависимости величин начального пластового давления
от глубины их залегания палеозойских отложений**

Площадь, месторождение, зона	Количество из- мерений	Зависимость давления Р (МПа) от относительной глубины Н (м) или от абсолютной глу- бины А (м)	Коэффициент корреляции
1	2	3	4
Камский свод			
Долдинская, Пильвенская, Бондюжская, Черд. пр. скв. 510	59	$P=0,0108H-0,463$ $P=-0,0108A+1,234$	0,99 -0,99
Щекинская, Н.-Чураковская	10	$P=0,0097H-1,135$ $P=-0,0098A+2,871$	0,98 -0,98
Верхнекамская впадина			
Соколовская	15	$P=0,0113H-1,621$ $P=-0,011A-0,02$	0,99 -0,98
Ножовская	141	$P=0,011H-0,908$ $P=-0,0111A+0,635$	0,97 -0,98
Андреевская, Тюндюкская, Кирилловская, Ку- стовская, Дубровская	54	$P=0,0105H-0,276$ $P=-0,0109A+1,032$	0,98 -0,99
Злодаревская, Чайковская	48	$P=0,0108H-0,088$ $P=-0,0107A+1,428$	0,98 -0,98
Москудинская, Кудрявцевская	29	$P=0,0105H-0,464$ $P=-0,0105A+1,347$	0,99 -0,99
Висимская впадина			
Иньвенская, Назаровская, Тукачевская	26	$P=0,0116H-1,550$ $P=-0,0116A+0,235$	0,98 -0,99
Слудская, Русаковская, Васильевская	32	$P=0,0099H+0,225$ $P=-0,0104A+1,766$	0,91 -0,89
Липовская, Висимская	25	$P=0,011H-1,243$ $P=-0,0112A+0,789$	0,98 -0,99
Пермский свод			
Зоринская, Кизимская, Сенькинская, Красно- камская	61	$P=0,0100H+0,115$ $P=-0,0105A+1,244$	0,96 -0,97
Ленвинская, Кухтымская	6	$P=0,009H+0,937$ $P=-0,0106A+1,319$	0,99 -0,99
Баклановская, Козубаевская, Елымовская, Югокамская	98	$P=0,0107H-1,449$ $P=-0,011A+0,874$	0,97 -0,97
Быско-Кунгурская впадина			
Шуртанская, Мосинская, Дороховская, Алты- новская, Поляковская	297	$P=0,0110H-1,904$ $P=-0,011A+1,056$	0,98 -0,98
Кокуйская, Губановская, Кулигинская, Ленская, Красносельская	161	$P=0,0103H-0,218$ $P=-0,0106A+1,441$	0,98 -0,98
Обливская, Лазуковская, Зуятская, Ку- куштанская, Курашимская, Ильичевская	139	$P=0,0109H-1,307$ $P=-0,011A+0,791$	0,98 -0,99
Туркинская, Ю.-Калининская, Чекурская, Тулвинская	97	$P=0,0108H-1,821$ $P=-0,011A+0,966$	0,98 -0,99

Продолжение табл. 4.1

Площадь, месторождение, зона	Количество измерений	Зависимость давления Р (МПа) от относительной глубины Н (м) или от абсолютной глубины А (м)	Коэффициент корреляции
Башкирский свод			
Гондырьская, Гож.-Шагиртская, Краснор.-Куединская, Утулгинская	41	$P=0,0106H-0,489$ $P=-0,0103A+1,682$	0,98 -0,98
Батырбайская, Качинская	39	$P=0,0113H-1,807$ $P=-0,0109A+1,180$	0,98 -0,98
Калмиярская, Гривинская	74	$P=0,0105H-0,653$ $P=-0,011A+0,925$	0,99 -0,99
Павловская, Этышская, Чернушинская, Карао-морская, Капканская,	115	$P=0,0102H-0,087$ $P=-0,0103A+1,648$	0,98 -0,98
Аспинская, Таныпская	10	$P=0,0095H-1,028$ $P=-0,009A+3,451$	0,99 -0,99
Чайкинская, Бикбайская, Тартинская, Курбатов-ская	85	$P=0,0107H-1,007$ $P=-0,0106A+1,5$	0,99 -0,98
Жуковская, Семинская, Енапаевская, С.-Бартымская	114	$P=0,0098H-0,016$ $P=-0,0101A+2,053$	0,98 -0,98
Тавдинская, Тураевская	53	$P=0,0107H-1,16$ $P=-0,011A+1,109$	0,99 -0,99
Соликамская депрессия			
Кисловская, Песчанковская, Гежская, Язьвин-ская, Северная, Маговская, Талицкий пр., В.-Со-ликамская	137	$P=0,0095H-1,091$ $P=-0,0097A+2,596$	0,97 -0,97
Искорская, Знаменская, Иважинская	57	$P=0,0109H-0,922$ $P=-0,0109A+0,952$	0,99 -0,99
Лызовская, Кольчугская	85	$P=0,0112H-1,313$ $P=-0,0112A+0,507$	0,99 -0,98
Логовская, Боровицкий пр., Низовский пр.	30	$P=0,0106H-0,032$ $P=-0,0107A+1,484$	0,98 -0,98
Дуринская	37	$P=0,0104H-0,006$ $P=-0,0103A+1,874$	0,92 -0,93
Уньвинская, Тунеговская	44	$P=0,0107H-0,144$ $P=-0,0108A+1,6$	0,96 -0,97
Пихтовая, Игумский пр.	14	$P=0,0100H+0,648$ $P=-0,0102A+2,173$	0,98 -0,99
Аномальные объекты Соликамской депрессии	47	$P=0,0085H-2,917$ $P=-0,0089A-1,635$	0,84 -0,85

Окончание табл. 4.1

Площадь, месторождение, зона	Количество измерений	Зависимость давления Р (МПа) от относительной глубины Н (м) или от абсолютной глубины А (м)	Коэффициент корреляции
Косьвинско-Чусовская седловина			
Тиховская, Ольховская, Боташатская	28	$P=0,0103H-1,953$ $P=-0,0113A+0,529$	0,99 -0,99
Голубятская, В.-Мутнинская	46	$P=0,0111H-1,139$ $P=-0,0109A+1,545$	0,98 -0,99
Юрюзано-Сылвенская депрессия			
Чусовская, Луживская, Валежинская, Усьвинская, Лысвенская	72	$P=0,0105H-0,126$ $P=-0,011A+1,063$	0,96 -0,98

Таблица 4.2

**Зависимость начальных пластовых давлений от глубины
(по зонам нефтегазонакопления)**

Зоны нефтегазонакопления	Количество измерений давления	Уравнение связи давления (Р, МПа) с глубиной (Н, м)	Коэффициент корреляции, r
Кудымкарско-Гайнинская потенциальная система зон нефтегазонакопления	36	$P = 0,09858 H + 8,3564$	0,96
Верхнекамская	17	$P = 0,1826 H - 24,61$	0,99
Ракшинская	13	$P = 0,11935 H - 24,67$	0,99
Западно-Висимская	41	$P = 0,12336 H - 32,62$	0,97
Пермская	30	$P = 0,10554 H - 8,393$	0,969
Ножовская	153	$P = 0,10879 H - 8,454$	0,953
Лобановская	137	$P = 0,10197 H - 3,881$	0,929
Васильевско-Межевская	115	$P = 0,09919 H + 0,82294$	0,952
Майкорско-Касибская	116	$P = 0,11365 H - 14,41$	0,949
Бондюжская	170	$P = 0,11299 H - 4,25$	0,958
Малиновская	21	$P = 0,11246 H - 8,347$	0,99
Северо-Шалымская	16	$P = 0,11698 H - 14,31$	0,964
Северо-Калининская	74	$P = 0,10824 H - 14,27$	0,982
Добрянско-Касибская	112	$P = 0,10748 H - 4,685$	0,967
Яринская	103	$P = 0,1105 H - 10,89$	0,98
Центрально-Соликамская	199	$P = 0,10543 H + 9,0684$	0,957
Северо-Соликамская	176	$P = 0,0958 H + 12,424$	0,971
Верхнепечорская	30	$P = 0,11037 H - 9,793$	0,99
Центрально-Шалымская	94	$P = 0,10618 H - 4,796$	0,95
Центрально-Калининская	54	$P = 0,11090 H - 11,47$	0,97
Кизеловская	10	$P = 0,12053 H - 25,6$	0,99

Площадь, месторождение, зона	Количество измерений	Зависимость давления Р (МПа) от относительной глубины Н (м) или от абсолютной глубины А (м)	Коэффициент корреляции
Южно-Шалымская	104	$P = 0,10166 H + 4,4432$	0,96
Восточно-Калининская	306	$P = 0,10787 H - 10,66$	0,969
Москудьянская	45	$P = 0,10549 H - 5,452$	0,972
Куедино-Чернушинская	354	$P = 0,10571 H - 8,087$	0,93
Веслянская	158	$P = 0,10351 H - 3,918$	0,92
Атерско-Высоковский	398	$P = 0,10987 H - 6,876$	0,959
Бруснянско-Лысьвенский	37	$P = 0,10603 H - 33,93$	0,994

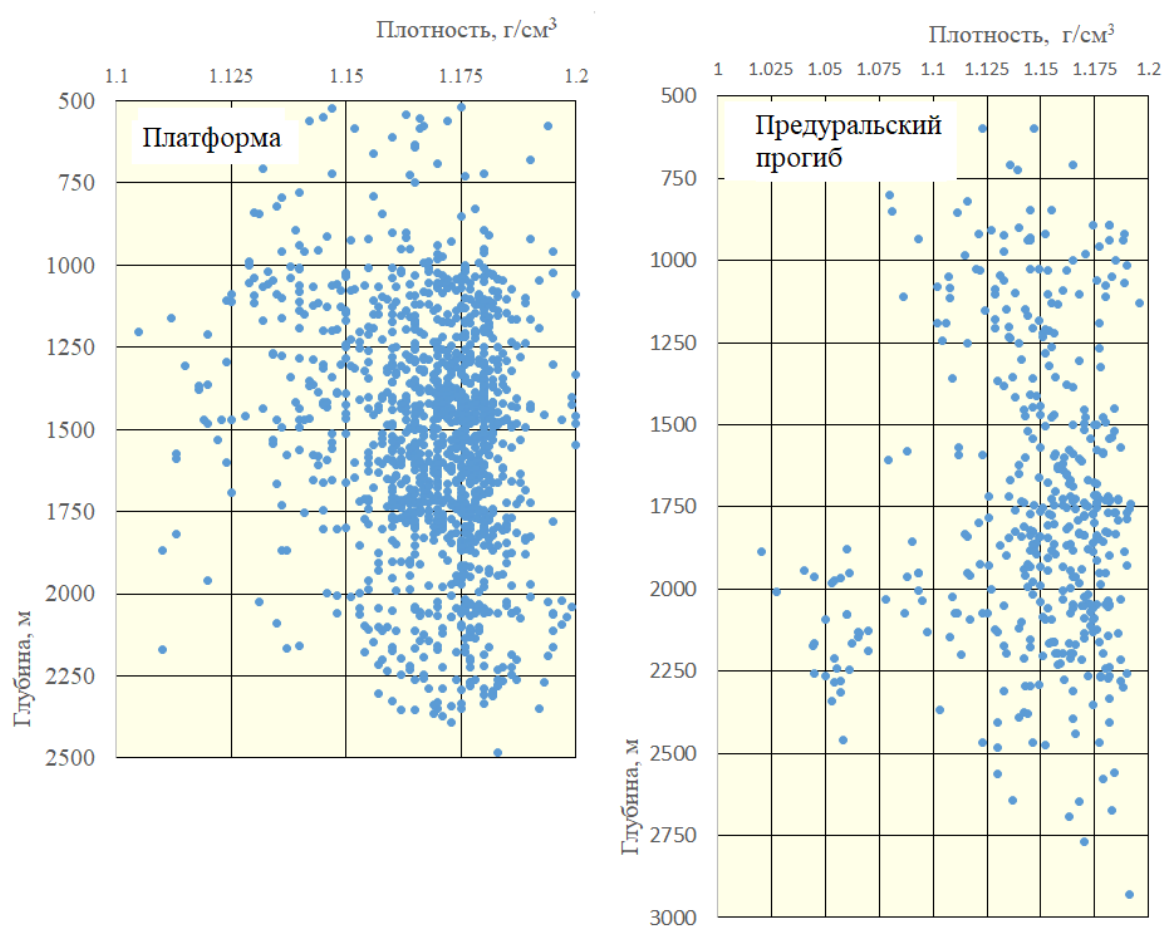


Рис. 4.1. Распределение плотности рассолов по глубине в палеозойских отложениях Среднего Предуралья

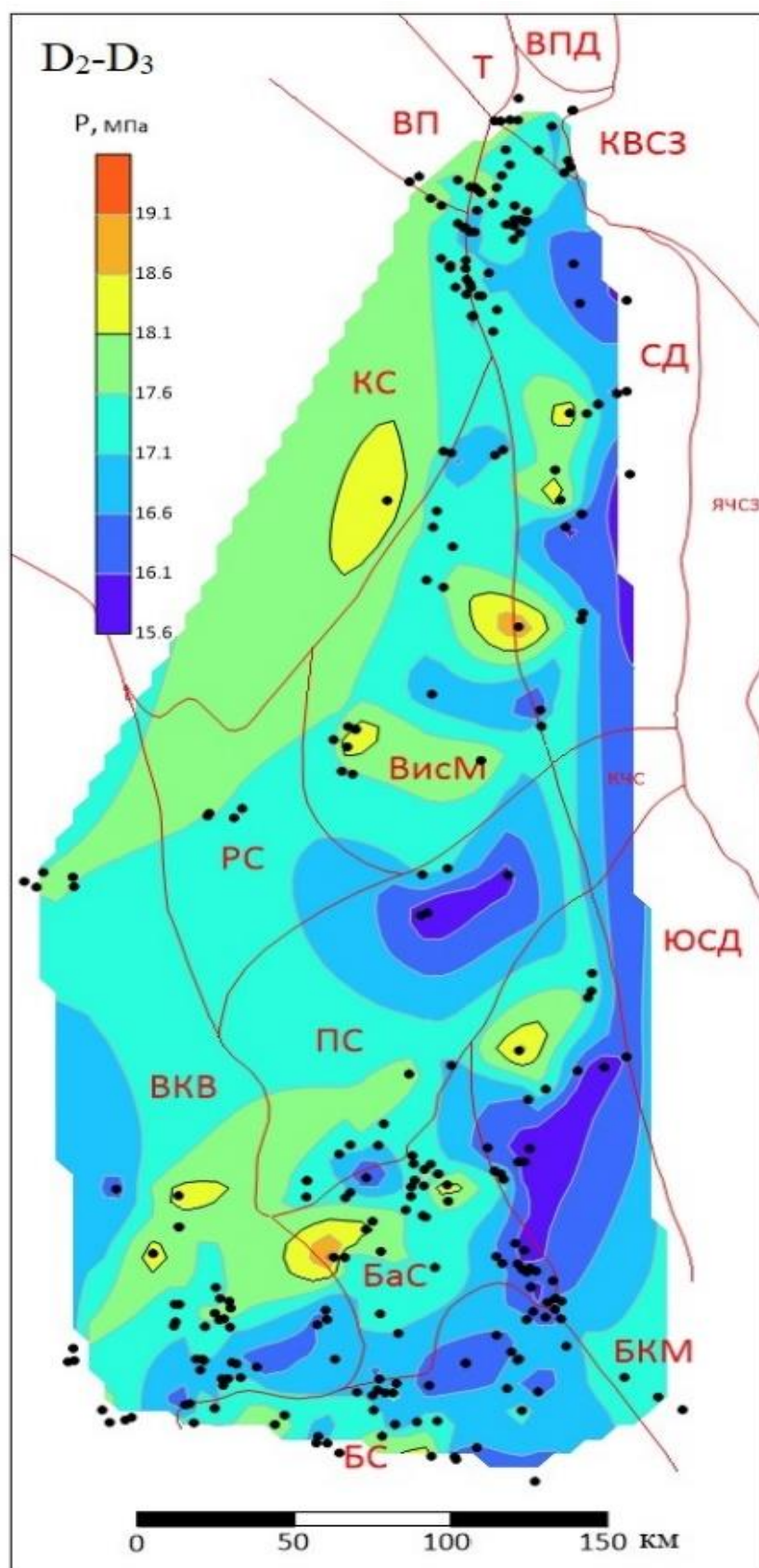


Рис. 4.2. Схематическая потенциалометрическая карта средне-верхнедевонского терригенного ГНБК

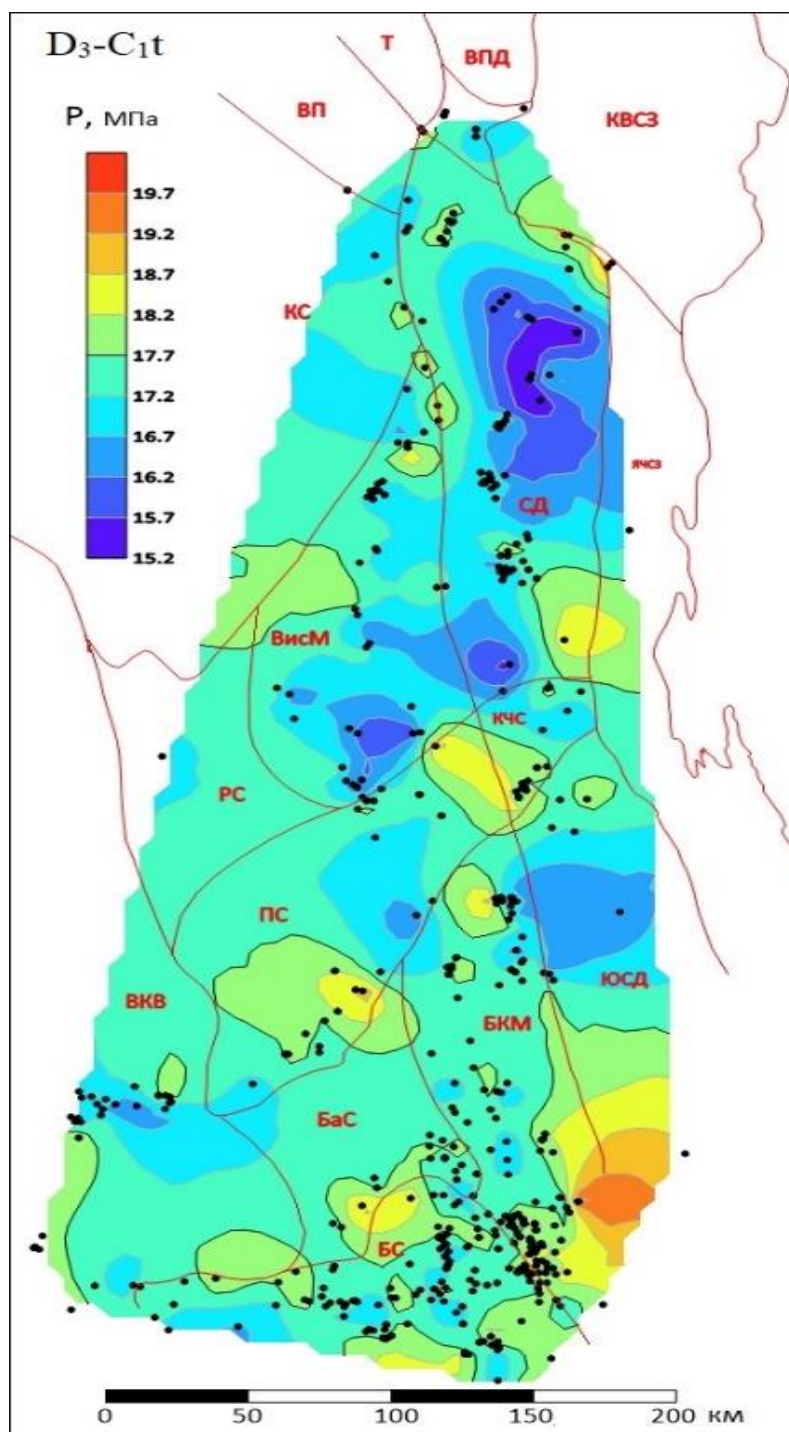


Рис. 4.3. Схематическая потенциалометрическая карта верхнедевонско-турнейского карбонатного ГНВК

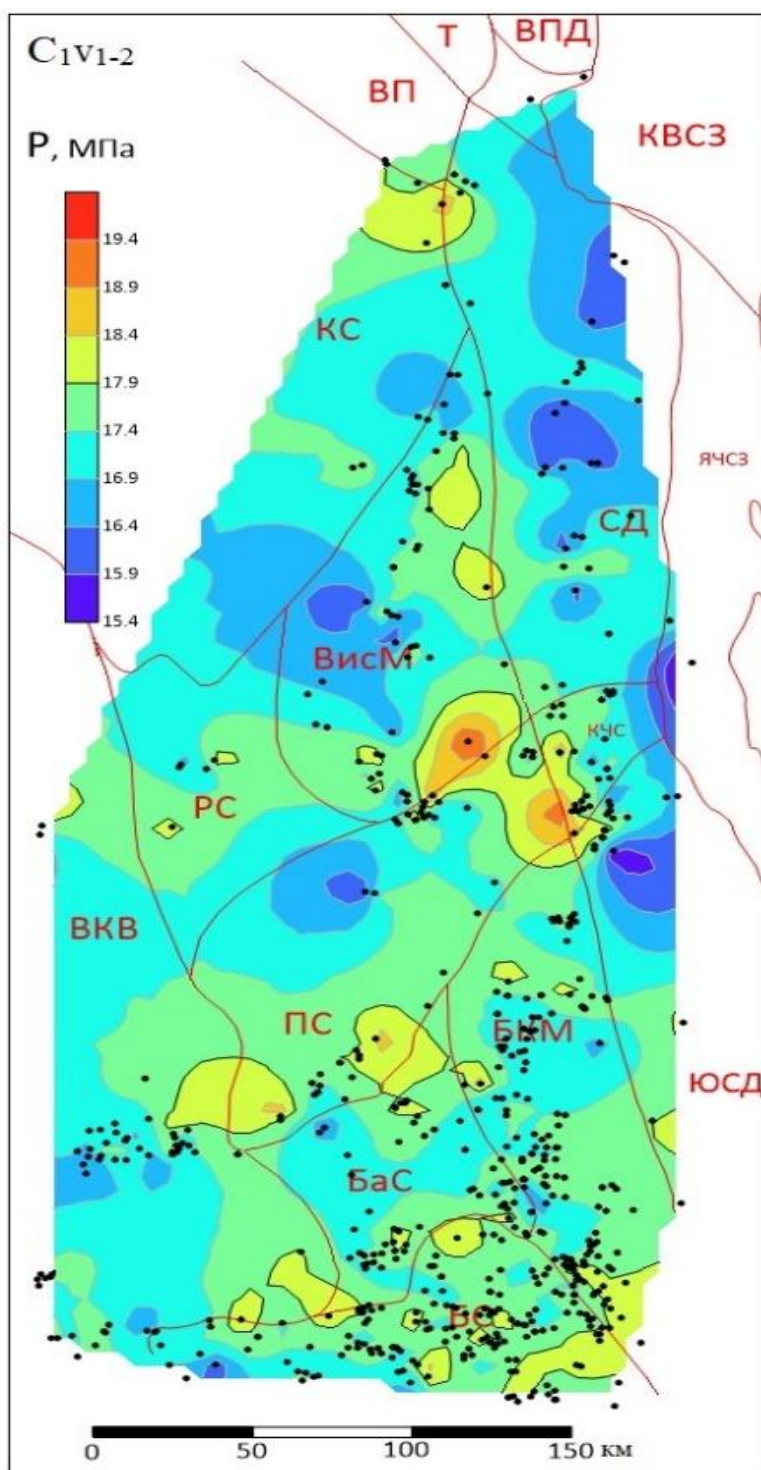


Рис. 4.4. Схематическая потенциалометрическая карта нижне-средневизейского терригенного ГНБК

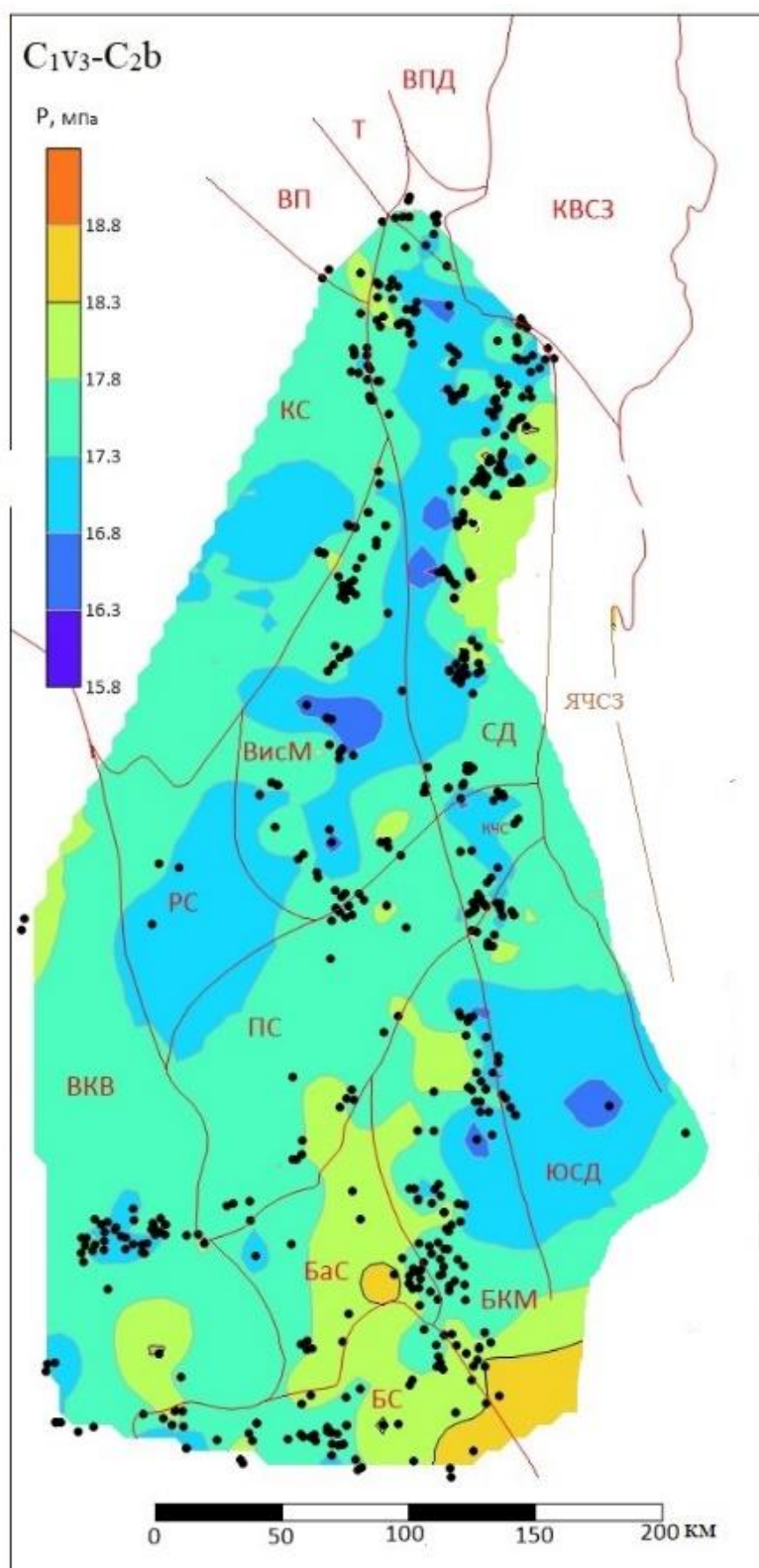


Рис. 4.5. Схематическая потенциалометрическая карта верхневизейско-башкирского терригенного ГНБК

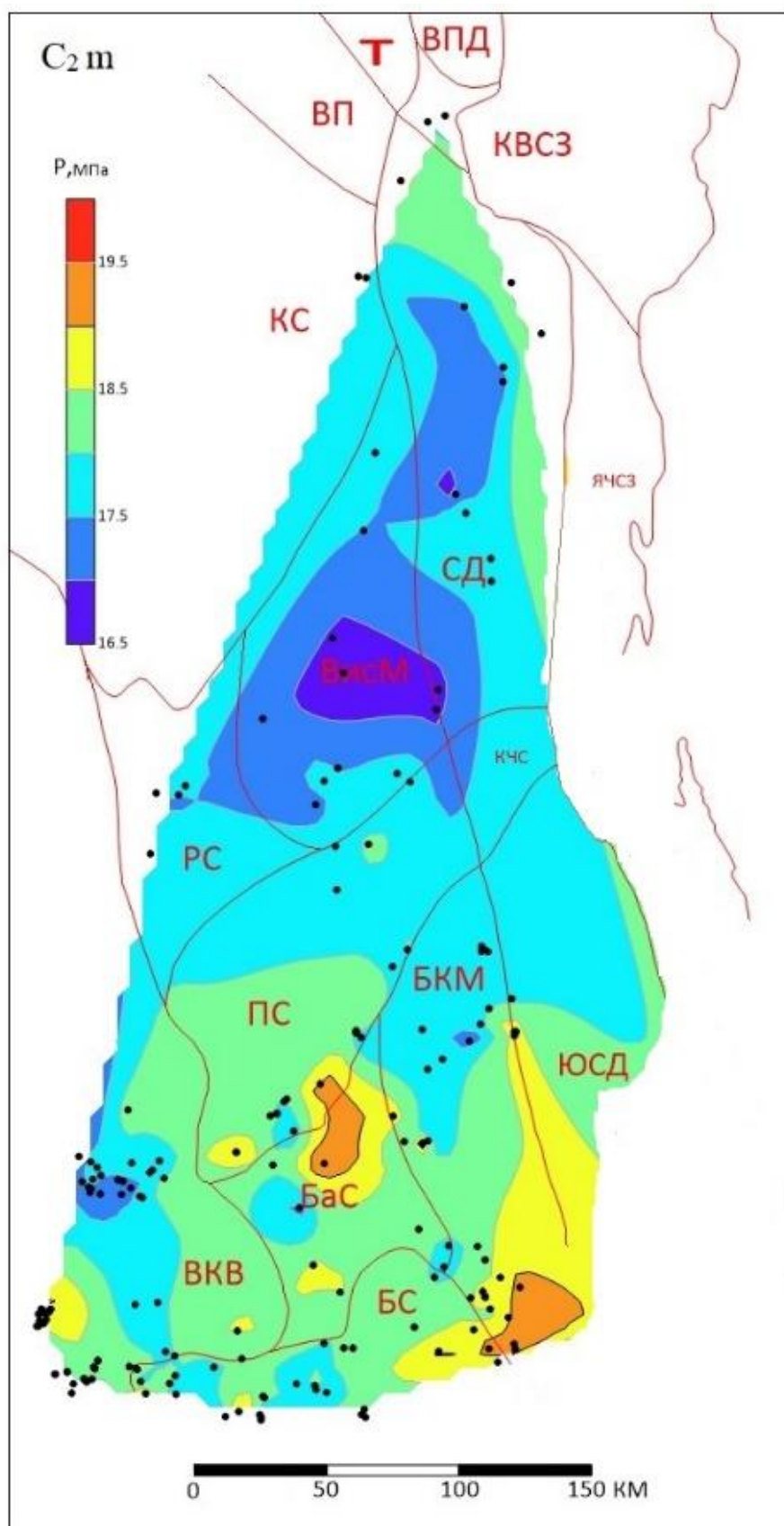


Рис. 4.6. Схематическая потенциалометрическая карта московского терригенно-карбонатного ГНБК

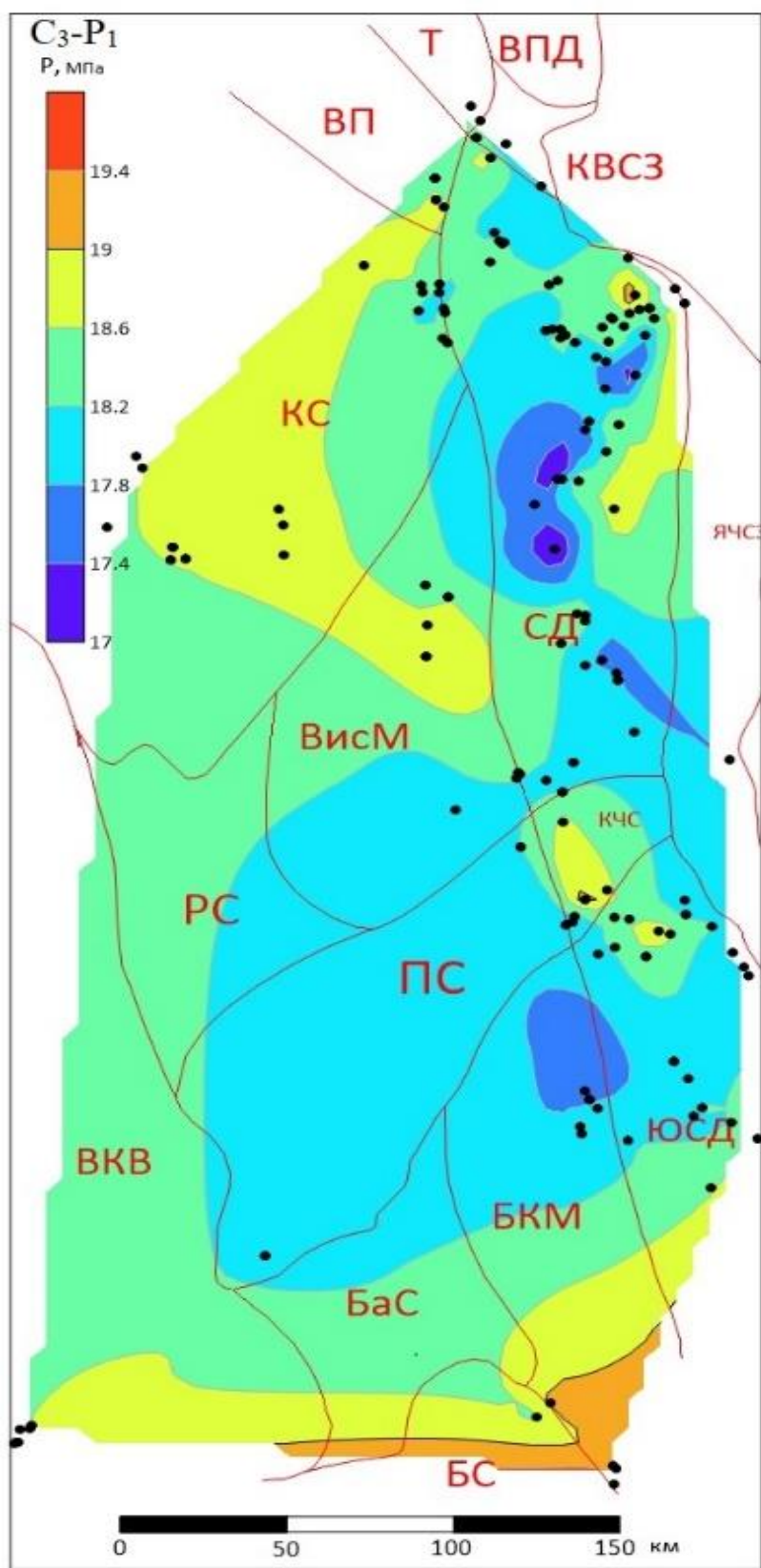


Рис. 4.7. Схематическая потенциалометрическая карта верхнекаменноугольно-нижнепермского карбонатного ГНВК

4.2. Геотермические условия

Изучению геотермических условий Среднего Предуралья посвящены работы Г.А.Максимовича, И.Н.Шестова, А.В.Шурубора, Ю.А.Жукова, Г.К.Михайлова, А.А.Ваганова и др. исследователей (см. табл. 1.1).

Особенности теплопроводности разреза Среднего Предуралья связаны, во-первых, с доминированием карбонатных пород, с величинами средней теплопроводности в диапазоне 2–3 Вт/(м.К), а также с развитием в Предуральском прогибе мощной галогенной формации кунгурского яруса, с теплопроводностью каменной соли 1,7–5,5 Вт/(м.К) при среднем значении 3,6 Вт/(м.К), а для ангидрита – 2,5–5,8 Вт/(м.К). Оценка теплопроводности массива горных пород, геологических тел, зон повышенной трещиноватости и дизъюнктивов может заметно отличаться от идентификации по единичному литологическому показателю [59].

Для Среднего Предуралья характерно слабое проявление геотермической активности недр, о чем свидетельствуют высокая теплопроводность разреза (особенно в восточной части региона), низкие величины геотермических градиентов (рис. 4.4) и специальные исследования тепловых потоков как важнейшей характеристики энергетического состояния и процессов в глубоких недрах.

В зависимости от качества исходных данных, методики исследований и представлений авторов, количественные оценки теплового потока могут отличаться. Так, восточная окраина Русской платформы в примыкании к Уралу характеризуется В.А.Щаповым [206] как зона со значениями теплового потока 35–40 мВт/м². Более высокие значения теплового потока для восточной окраины платформы, Предуральского прогиба и Западно-Уральской внешней зоны складчатости представлены в работах И.В.Головановой [58; 59; 60]. Современное распределение тепловых потоков для Среднего Предуралья оценивается величинами 40–50 мВт/м². Для сравнения: в Зауралье, в Западно-Сибирском бассейне, тепловые потоки оцениваются величинами 60–70 мВт/м² и выше [60].

Геотермические условия рифейских и вендских отложений на глубинах до 2600 м находятся в пределах до 56 °С (рис. 4.8). Температура возрастает с глубиной с геотермическим градиентом от 1,44 °С/100 м до 2,05 °С/100 м, что соответствует условиям в вышележащем палеозойском разрезе [224]. Пластовые температуры в палеозойских отложениях по геотектоническим регионам Среднего Предуралья представлены в таблице 4.3. Отчетливая связь прослеживается в изменении температуры с глубиной. Уравнения имеют высокие коэффициенты корреляции (рис. 4.9). Фактически такие же условия и тенденции прослеживаются в западных районах Предуралья на территории Удмуртии [226].

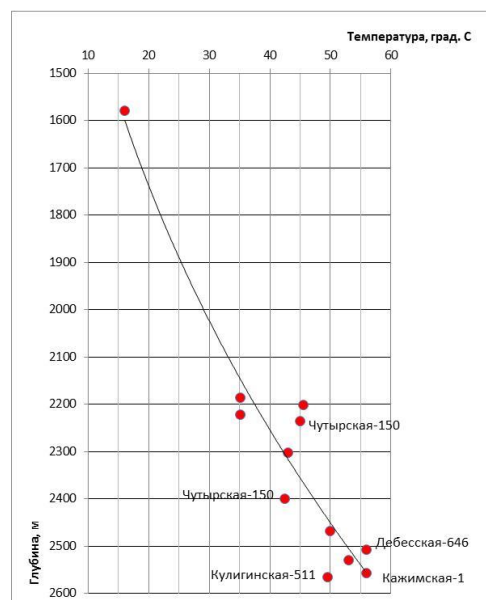
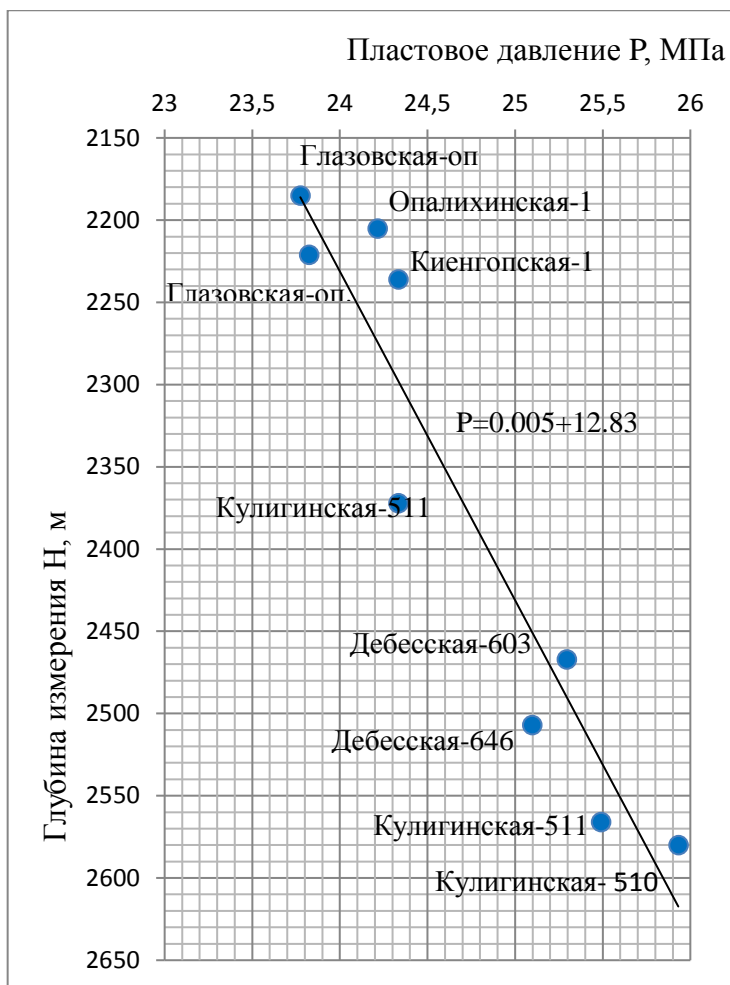


Рис. 4.8. Термодинамические условия рифейских и вендских отложений [224]

Таблица 4.3

**Пластовые температуры по геотектоническим регионам
Среднего Предуралья**

Тектонический регион	Пластовая температура, °С (измеренная)					
	Комплекс C3–P1	Комплекс C _{2m}	Комплекс C _{1v3} –C _{2b}	Комплекс C _{1v1-2}	Комплекс D ₃ –C _{1t}	Комплекс D ₂ –D ₃
Камский свод	–	–	22,5–26	25–26	29,7	31–32
Верхнекамская впадина	13,0–15,5 (Андреевское)	20–28	20–26,8	26–34	23,5–33	40–62
Висимская монокилиналь	12,0–23,0 (Васильевское)	23	18,5–27,5	22–36	32	–
Пермский свод	19,5 (Яринское)	18,0–26,5	18–23,5	22–31	25–31	29–42
Ракшинская седловина	–	–	24–25	–	–	–
Бымско-Кунгурская впадина	–	14–26	21–31	22,5–32	23,5–43	38–50
Башкирский свод (запад)	–	14–24	18,5–24	22–32	31–35	27,5–43
Башкирский свод (восток)	–	19–20	19–32	25–32	20–42	38–40
Соликамская депрессия (север)	19,1–19,3 (Гежская)	–	22,5–32	30–33	27,2–52	28
Соликамская депрессия (северо-запад)	–	–	14–23	–	–	–
Соликамская депрессия (центр)	15,7–2,0 (Дуринская, Бежская)	26	21–43	–	–	38–38,5
Косьвинско-Чусовская седловина	15,0 (Ульяновская)	–	24,8	–	29–31	–
Юрюзано-Сылвенская депрессия	19,5–35,7 (Копальнино, Лысьвенская)	–	20	–	42	–

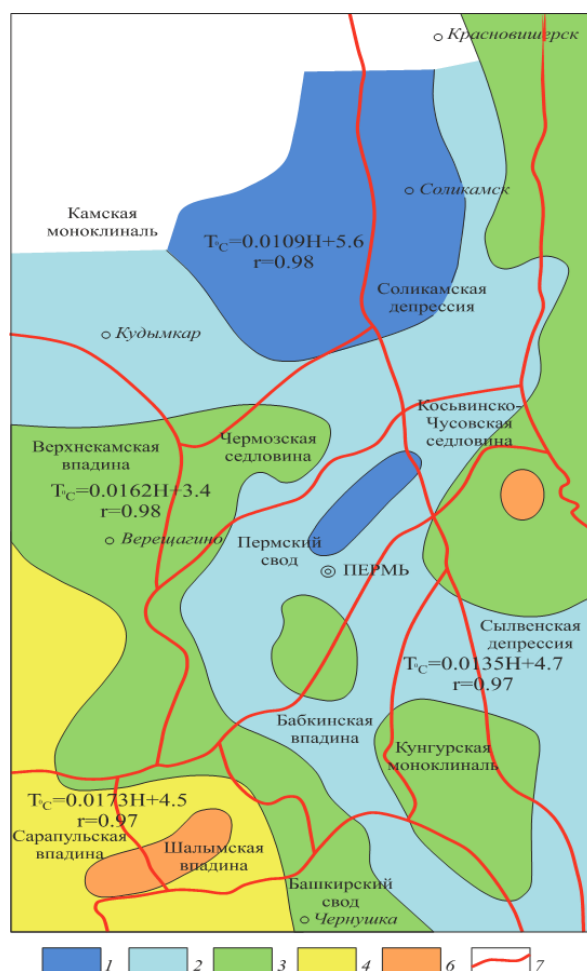


Рис. 4.9. Схематическая карта геотермического районирования Среднего Предуралья (по [127])

Условные обозначения: зоны геотермических градиентов в палеозойских отложениях (°C/100м):
1 – менее 1,3; 2 – 1,3–1,5; 3 – 1,5–1,7; 4 – 1,7–2,0; 5 – более 2,0; 7 – границы тектонических структур

4.3. Современные представления о структуре глубинного стока

Вопросам изучения динамики подземных вод глубокозалегающих горизонтов Волго-Уральской антеклизы посвящены работы Н.К.Игнатовича [88; 89], А.И.Силина-Бекчурина [157; 158], В.А.Кротовой [105; 106; 107], А.Т.Печерина [144], Г.П.Якобсона [210], М.И.Зайдельсона [76], Е.Ф.Станкевича [159; 160; 161], В.А.Всеволожского и др. [47; 49; 50; 51], Э.М.Пуркиной [155] и др. исследователей. В Среднем Предуралье гидродинамику глубоких горизонтов изучали И.Н.Шестов и А.В.Шурубор [199], Г.К.Михайлов с соавторами [124; 135; 137], Ю.А.Яковлев [218; 219; 223; 228], О.А. Богатырева [21].

Как правило, большинство исследований выполнялось на основе представлений о существовании трансбассейновых потоков (мегапотоков) подземных вод. С этих позиций оценивались основные гидравлические границы бассейна – области питания и разгрузки и интерпретировались фактические пьезометрические и другие данные.

Впервые понятие о региональном потоке подземных вод было введено Н.К.Игнатовичем [89] при изучении гидрогеологических особенностей Русской платформы. Им отмечено, «...что наличие глубокого Предуральского прогиба с весьма мощными нижнепермскими отложениями обуславливает то, что западный склон Урала не имеет активного влияния на формирование водоносности девонских и каменноугольных отложений платформы» [89]. Водообмен пермских и каменноугольных отложений предполагался только в пределах северо-восточной части Башкирского свода (Уфимское плато).

А.И.Силин-Бекчурин [157; 158] рассмотрел условия движения рассолов в палеозойских комплексах восточной части Волго-Уральской антеклизы и Предуральском прогибе. В качестве основной области питания им рассматривались передовые складки Урала. По мнению А.И.Силина-Бекчурина, прямая инфильтрация осуществляется выше кунгурской сульфатно-галогенной толщи, а ниже нее происходит отжимание вод из Предуральского прогиба. В качестве дополнительных областей питания предполагались крупные структуры – Токмовский свод, северная часть Татарского и Уфимское плато. Диапазонная оценка скоростей фильтрации для верейского горизонта показала величины порядка 0,15–16 м/год. Весьма актуальными являются представления А.И.Силина-Бекчурина о сложном характере движения глубокозалегающих подземных вод, обусловленном литологической неоднородностью, наличием структурных барьеров и др. причинами.

В работах В.А.Кротовой [105; 106; 107] Урал признается главной областью питания палеозойских комплексов на востоке Русской платформы. Вместе с тем отмечается, что Предуральский прогиб ослабляет воздействие уральского стока и поэтому его влияние следует считать особенностью геологического строения периферии бассейна. На территории Среднего Предуралья благоприятным участком питания вод девона и карбона со стороны Урала рассматривался район Косьвинско-Чусовской седловины. В качестве дополнительных (местных) областей питания предполагались внутриплатформенные возвышенности и геоморфологически выраженные своды структур I и II и III порядков (Башкирский, Татарский, Камский). Главной областью стока и разгрузки подземных вод Волго-Уральской антеклизы рассматривалась Прикаспийская впадина, а местными областями дренирования – долины крупных рек (Волги, Камы) и их притоков. Зона развития прогибов Камско-Кинельской системы оценивалась как специфическая область разгрузки подземных вод ниже-средневизейского комплекса. Такие представления нашли отражение в мелкомасштабных пьезометрических схемах. По мнению В.А.Кротовой, для Волго-Уральского бассейна характерно общее южное падение напоров, которое в значительной степени осложняется местными пьезоаномалиями. Для палеозойских отложений Среднего Предуралья на основе ограниченного фактического материала предполагался западный и юго-западный региональный наклон пьезометрической поверхности.

А.Т.Печерин [144] считает, что роль складчатого обрамления платформы (Урал и Тиман) в формировании подземных вод бассейна незначительна. Основные области питания находятся на западе и северо-западе бассейна в пределах его внутренних структур. Автором указывается на возможность значительного вертикального водообмена и существование нисходящих перетоков, общее снижение напоров в сторону прогибов Камско-Кинельской системы, приуроченность пьезоаномалий к зонам тектонических нарушений и одинаковую интенсивность движения подземных вод во всех палеозойских комплексах. Для отдельных участков Среднего Предуралья оценивалась скорость фильтрации вод визейских терригенных отложений: она составила от 0,4 до 26 см/год. А.Т.Печерин справедливо отмечает, что монотонное региональное падение напоров («пьезоноклинали») свидетельствует о недостатке фактических данных. В этом отношении Среднее Предуралье рассматривается им как малоинформативный регион. Приведенные напоры рассчитывались по методике С.С.Бондаренко.

Работы Г.П.Якобсона [210; 211] посвящены палеогидрогеологическим условиям и современной гидродинамике палеозойских отложений Русской платформы. Главной областью современного питания на северо-востоке Волго-Уральского бассейна им рассматривается Коми-Пермяцкий свод. Западный склон Урала считается областью создания напора только для краевых зон восточной части платформы. Дополнительное питание отмечается также на северо-восточных склонах Пермского и Башкирского сводов.

Основная область разгрузки подземных вод предполагается Г.П.Якобсоном в Прикаспийской впадине. Отмечается, что в пределах области стока падение напоров имеет сложный характер. Это объясняется различием гидродинамических режимов отдельных участков. В соответствии с представлениями Г.П.Якобсона действительные скорости движения вод изменяются в широких пределах. Так, для средне-верхнедевонского комплекса по линии Глазов-Краснокамск она оценивается в 3 см/год, а в районе Куединского пьезомаксимума действительная скорость составляет 326,9 см/год. Наиболее детальная пьезометрическая карта составлена Г.П.Якобсоном для нижнекаменноугольного водоносно-водоупорного комплекса. Весьма характерно, что на фоне дифференцированной пьезометрической поверхности, хорошо изученной центральной части Волго-Уральского бассейна, отчетливые «пьезоноклинали» проявляются только в северных и северо-западных районах, отличающихся меньшей плотностью опробования. При построении пьезометрических схем использовалась специальная методика приведения с предварительной статистической обработкой данных о характере изменения плотности пластовых вод с глубиной.

Э.М.Пуркина [155], анализируя современные гидродинамические особенности восточной части Волго-Уральского бассейна, приходит к выводу о ведущей

роли уральского стока в формировании современной гидродинамической обстановки среднекаменноугольно-нижнепермских отложений и постепенном снижении его влияния (вплоть до полного отсутствия) для среднекаменноугольных и более древних отложений. Стратиграфически дифференцируется и роль местных (скрытых) областей питания и разгрузки (Пермский и Башкирский своды и др.). Отмечается, что на общем фоне снижения напоров в области стока выделяются участки с аномальными (высокими и низкими) напорами. Одни из них связываются с литологической изменчивостью разреза («запечатанные» воды), другие – с вертикальными перетоками различных знаков.

И.Н.Шестов и А.В.Шурубор [199], рассматривая гидрогеологические условия палеозойских отложений Предуральяского прогиба и передовых складок Урала, считают, что современные условия фильтрации вод с Урала на платформу сильно затруднены за счет значительного уплотнения пород в прогибе. Они справедливо отмечают, что выходы пород девона и карбона на западном склоне Урала, при наличии надвигов и сбросов, в большей части случаев не имеют прямой гидравлической связи с их аналогами на платформе, а слабое проявление Урала как области питания может определяться только медленным стоком вод из структур Предуральяского прогиба на платформу под влиянием геостатического давления, возникшего при блоковых подвижках складчатой зоны в мезозойское и четвертичное время. К аналогичным выводам приходит и В.Г.Попов [80], анализируя геологическую периферию Волго-Уральского бассейна в Башкирском Предуралье.

И.Н.Шестовым и А.В.Шурубором составлена «Схема направления возможного движения вод яснополянских отложений» на основе пьезометрических измерений в 24 скважинах Среднего Предуралья. На схеме отмечено региональное (зональное) снижение приведенных напоров в сторону долины р.Камы. Максимальный приведенный уровень (+40 м) установлен в южной части Косьвинско-Чусовской седловины, а минимальный (0 м) – в районе г.Ижевска. Приведение напоров (уровней) к плоскости сравнения -1 500м выполнялось с учетом средней плотности пластовых вод $-1,178 \text{ г/см}^3$.

Представления о широкомасштабном латеральном движении подземных вод Волго-Уральского бассейна разделяют не все исследователи. Так, Е.Ф.Станкевич [159; 161] ставит под сомнение выделение внутрибассейновых областей питания, поскольку они по большей части находятся в пределах территорий с незначительным модулем и коэффициентом подземного стока. Им отмечается, что движение подземных вод в глубоких горизонтах имеет местную направленность и возникает при колебательных тектонических движениях, а долины р. Камы и Волги не оказывают дренирующего влияния на нижнекаменноугольные и более древние отложения [159; 161]. Различия пьезометрических схем

Волго-Уральского бассейна Е.Ф.Станкевич справедливо объясняет несовершенством методик гидродинамических расчетов и произвольным отбором фактических данных.

Позднее это подтвердилось путем построения детальных пьезометрических карт палеозойских ГНБК Среднего Придуралья. Установлено, что местный пьезометрический план весьма дифференцирован во всех комплексах. Составленные в ПермНИПИнефть под руководством Г.К.Михайлова и автора настоящей монографии карты представлены в фондовых отчетах о научно-исследовательских работах, а их мелкомасштабные аналоги в диссертационной работе [218].

Весьма актуальными на современном этапе изучения глубинной гидродинамики, в том числе и для Среднего Придуралья, остаются работы М.И.Зайдельсона [76; 77], а также обобщения коллектива авторов монографии «Гидрогеологические условия» [56]. Наиболее важными из них являются следующие.

1. Региональные пьезометрические схемы отражают структуру бассейна только в периферийных районах. В пределах платформенной части связь с внешними областями питания и дренирования весьма ограничена, т.е. не соблюдается основной постулат классического артезианского бассейна.

2. Геоструктуры как положительные, так и отрицательные, не оказывают заметного влияния на конфигурацию пьезометрической поверхности.

3. Происхождение внутренних аномалий определяется вертикальным водообменом, причем тенденция к вертикальному движению подземных вод существенно активнее, чем к горизонтальному. Не исключается существенная роль неотектонических процессов в формировании пьезометрической неоднородности.

4. Главными потенциальными зонами внутренней разгрузки глубинных вод являются долины крупных рек (Волги, Камы, Белой). Очаги разгрузки приурочены к участкам повышенной тектонической нарушенности и фиксируются гидрогеохимическими аномалиями (в т.ч. куполами минерализованных вод в долинах рек).

5. Водонапорная система палеозойского продуктивного комплекса Волго-Уральской области имеет блоковое строение. Современный фильтрационный водообмен осуществляется только в пределах отдельных блоков, границы которых совпадают с крупными тектоническими нарушениями.

6. В соответствии с низкими величинами латеральных напорных градиентов ($0,5 \times 10^{-4}$ – 2×10^{-4}) и представлениями о нижнем пределе применимости закона Дарси мелкомасштабные региональные пьезометрические схемы предлагается рассматривать только как потенциалометрические поверхности. Их нельзя механически использовать для расчета интенсивности водообмена.

В.А.Всеволожский [47; 48; 49] в пределах артезианских бассейнов платформенного типа предлагает выделять три гидрогеологических этажа: местного стока (I); регионального стока (II) и местного глубокого стока (III). К последнему

отнесены глубокозалегающие элементы разреза внутренней области бассейна, изолированные от современной поверхности регионально выдержанными толщами слабопроницаемых пород. Водоносные комплексы этого этажа отличаются резко ослабленным латеральным притоком из краевой зоны бассейна, низкими величинами «региональных» напорных градиентов (10^{-3} – 10^{-4}) и слоисто-блоковой геофильтрационной неоднородностью отложений с наличием многочисленных зон, обладающих повышенной субвертикальной проницаемостью разреза (Кварт>>Клатер). В этих условиях формируются преимущественно местные (межструктурные, межблоковые) направления их движения, которые фиксируются даже на мелкомасштабных пьезометрических схемах. Расчеты темпов водообмена могут быть проведены только на основе суммарных объемов геологических запасов подземных вод и удельных (на единицу площади) величин разгрузки.

Представления о местной и преимущественно вертикальной современной миграции глубокозалегающих подземных вод содержатся также в работах А.Е.Гуревича [61], Л.Н.Капченко [93,], А.Я.Гаева и А.С.Хоментовского [55] и др. исследователей.

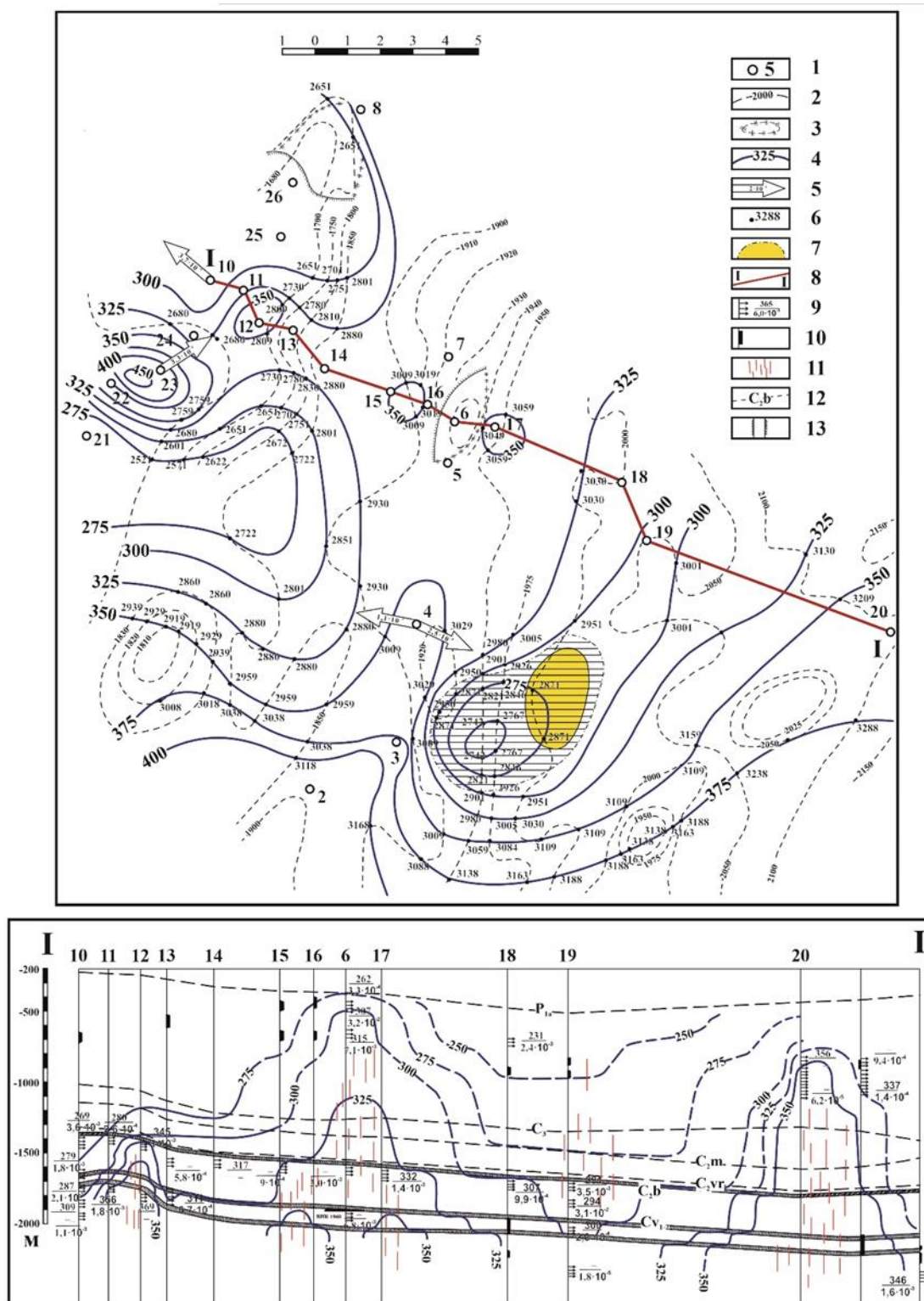
Исследованиями ПермНИПИнефть установлено, что общая дифференцированность пьезометрического поля глубоких горизонтов увеличивается с глубиной. Встречаемость пьезомаксимумов (напор более 350м) в окско-серпуховско-башкирском комплексе составляет 3 % от общего количества пьезометрических наблюдений. В нижне-средневизейском встречаемость аномалий повышается до 6 %, а в верхнедевонско-турнейском – до 8 %. Величины напоров, превышающие 500 м, вообще характерны только для нижнего из изученных комплексов. По соотношению напоров в вертикальной плоскости отмечена тенденция к межкомплексным перетокам различного знака. Анализ 120 пьезограмм показал, что при уровне значимости перепада напоров не менее 25 м общее преобладание тенденции к восходящему движению подземных вод на фоне нисходящих потоков и их отсутствия проявляется довольно отчетливо. Величины градиентов приведенных напоров по вертикали изменяются от $1.9 \cdot 10^{-3}$ до $7.9 \cdot 10^{-1}$.

Мелкий масштаб региональных пьезометрических схем, а также их потенциалометрический характер не позволяют выполнять надежное пространственное прослеживание пьезоаномалий в смежных комплексах. Поэтому детальное изучение местных структур глубинных потоков целесообразно выполнять на локальных участках с повышенной плотностью гидродинамических измерений. Примером детальных исследований структуры потоков являются построения пьезометрических схем и профиля на Луживском участке, расположенном на границе Косьвинско-Чусовской седловины и Юрюзано-Сылвенской депрессии. Для участка характерна сложная морфология пьезометрического поля с локальными структурами – четырьмя контрастными сквозными пьезомаксимумами

(рис. 4.10). Предполагается, что эти пьезометрические аномалии связаны с активным тектоно-гидравлическим воздействием глубоких недр. Аналогичные построения выполнены для Чердынского и Дороховского участков [218; 223].

На территории Среднего Предуралья косвенными показателями значительных по масштабам вертикального межкомплексного водообмена являются многочисленные гидрогеологические аномалии: возраст вод на ряде площадей (Тартинская, Осокинская, Мазунинская, Оверятская, Краснокамская и др.) древнее водовмещающих пород; в большинстве случаев «возрастные» аномалии вод отмечены на площадях, расположенных в бортовых зонах палеопрогибов Камско-Кинельской системы; пласты среднего карбона и нижней перми могут содержать воды более молодые, чем вмещающие породы. Коллективом авторов работы [78] установлены многочисленные аномалии минерализации подземных вод и содержания в них йода, брома, бора и аммония на участках с прогнозной анизотропией проницаемости по керну ($K_{\text{верт}} > K_{\text{гориз}}$). Другим важным показателем гидродинамического единства палеозойских отложений Среднего Предуралья (особенно в историческом плане) является стратиграфический диапазон нефтегазоносности разреза. Размещение общего количества залежей углеводородов в палеозойских отложениях свидетельствует о формировании нефтегазоносности среднего карбона за счет вертикальной миграции флюидов. Это подтверждается несоответствием больших запасов нефти и газа среднего карбона скромным нефтематеринским возможностям этих пород; наличием крупных массивных залежей нефти с едиными для башкирских, серпуховских и даже верхневизейских отложений водонефтяных контактов и сходством многих физико-химических свойств среднекаменноугольных нефтей и пластовых вод, и их геохимическое единство с флюидами нижнего карбона [172].

Первоначальные представления о динамике подземных вод глубоких горизонтов Среднего Предуралья формировались на основе построения и анализа пьезометрических карт и схем. Как отмечает А.В.Всеволожский [47], «...сама картина распределения напоров (карты, схемы) является лишь моделью результата процесса, вернее, совокупности процессов движения подземных вод в пластовой системе бассейна. Расшифровка такой модели без учета совместного влияния многих процессов, а также изменения во времени и пространстве свойств фильтрационной среды, граничных условий и т.д. неизбежно приводит к неполным, а в ряде случаев к неверным представлениям». Основными принципами построения моделей являются: схема движения вод с перетеканием; выделение гидрогеологических этажей стока и разделяющих толщ; учет геофильтрационной неоднородности и анизотропии, учет граничных условий на структурных (боковых), верхней и нижней границах бассейна.



Следует отметить, что в последние десятилетия многие гидрогеологи отметили важность изучения вопросов водообмена осадочного чехла и фундамента за счет изменения напряженного состояния среды. Так, Ю.И.Яковлев и Р.Г.Семашев [234; 235] по результатам изучения подсолевого верхнекембрийского комплекса Непско-Ботуобинской нефтеносной области, предложили гипотезу образования аномально низких пластовых давлений и обосновали выделение водонапорных систем «депресссионного» типа. Выполненные ими расчеты показали, что при реальном диапазоне упругости водонапорных систем $((3-5) \times 10^{-6})$ наблюдаемые низкие пластовые давления могут образовываться при дренировании фундаментом лишь нескольких сотых долей процента объема пластовых флюидов.

В.И.Дюнин и В.И.Корзун [70] достаточно категорично утверждают, что «...региональные потоки в глубоких горизонтах нефтегазоносных бассейнов в принципе существовать не могут ...». Отмечается также, что подземный сток, сформированный на периферии бассейна, разгружается в краевой зоне структуры. Глубокие водоносные (нефтеводоносные) горизонты представляют собой систему пластово-блокового строения с отсутствием или весьма слабой гидродинамической связью между собой, и отличительной особенностью глубоких горизонтов является преимущественно вертикальная миграция. Авторы работы [70] отмечают, что формирование флюидов зоны весьма затрудненного водообмена можно представить в виде пульсационно-флюидогеотермодинамической модели.

«Управляющая» роль глубинных тектоно-гидравлических факторов отмечается также в работе А.Я.Гаева и А.С.Хоментовского [55]. По их мнению, «...механизм растягивания и раздвигания отдельных блоков земной коры, приводящий к формированию, развитию и закрытию тектонической трещиноватости и имеющий пульсационный, колебательно-толчковый характер, одновременно служит мощным гидродинамическим (гидравлическим) механизмом всасывания флюидов из осадочного чехла в открывающиеся трещины фундамента на одних участках и выталкивания их из трещин фундамента в осадочный чехол на других». Активность «дыхания» недр подтверждается эффектом Вартамяна-Куликова – явлением формирования гидрогеодеформационного поля Земли [38]. Для Среднего Предуралья весьма показательным является достаточно высокая сейсмичность региона.

Тектоно-гидравлическое [55] или пульсационно-флюидогеотермодинамическое [70] влияние глубинных процессов может быть проиллюстрировано в общем виде на достаточно простых стационарных моделях. Примеры реализации факторно-диапазонных моделей Западно-Сибирского и Волго-Камского артезианских бассейнов представлены в работах [49; 50; 51]. На аналогичных принципах реализована в стационарной постановке тестовая (экспертная) профильная

гидродинамическая модель Среднего Предуралья [218], учитывающая следующие особенности региона (рис. 4.6).

1. Модель включает три этажа стока: местного (I), регионального (II) и местного глубокого (III) [50; 51].

2. Широкое развитие кунгурской галогенной формации. В Предуральском прогибе эти отложения рассматриваются как абсолютный водоупор, а в платформенной части региона их водопроницаемость, по-видимому, не превышает $n \times 10^{-5}$ – $n \times 10^{-6}$ м/сут. Эти отложения резко разобщают палеозойский разрез.

3. Тестовое допущение, что верейская карбонатно-терригенная толща выполняет роль регионального флюидоупора (K_f не более $n \times 10^{-5}$ м/сут), разделяющего этажи регионального и местного глубокого стока.

4. Структурно-закрытый тип периферии бассейна и наличие в краевой зоне слабопроницаемого артинского терригенного «клина» (урминские отложения) с коэффициентом фильтрации $n \times 10^{-5}$ м/сут).

5. Доминирующее развитие в разрезе субэндогенных сред с водопроницаемостью не выше $n \times 10^{-3}$ – $n \times 10^{-4}$ м/сут, а также региональное снижение водопроницаемости «эффективных» латеральных элементов разреза от внутренней области бассейна к его восточной периферии.

6. Общую геофильтрационную анизотропию слоистого разреза ($K_{лат} > K_{вер}$) и весьма вероятное резкое увеличение вертикальной проницаемости разреза (вплоть до $K_{вер} \gg K_{лат}$) на локальных участках в пределах ослабленных и неотектонически активных зон.

7. Граничные условия модели: на верхней гидродинамической границе принято условие постоянного напора ($H=f(x,y)$, где x и y – координаты точки), величины которого определены положением свободного уровня грунтовых и поверхностных вод; на восточной границе бассейна задано условие постоянства расхода ($Q=const$) для I и II гидрогеологических этажей. Для III этажа эта граница принимается условно слабопроницаемой с учетом структурно-закрытого типа периферии Волго-Камского бассейна [92]. Западная граница профильной модели задана условием «полного» дренирования в пределах долины р.Камы и в силу симметрии потока, направленного к ней, рассматривается как непроницаемая. Нижняя граница бассейна в тестовой постановке экспертно проведена по разделу палеозойских и рифейско-вендских отложений с локальным глубинным питанием не более $n \times 10^{-4}$ л/с км².

Сетка модели включала 240 узловых точек. Результаты решения представлены в относительных единицах (% напора): в области питания -100 %, в пределах первой региональной дрены – 0 %. На рисунке 4.11 представлен один из многочисленных тестовых факторно-диапазонных вариантов моделирования с уче-

том тектоно-гидродинамического воздействия условной нижней границы бассейна в виде очагового питания и дренирования с интенсивностью $n \times 10^{-3} - n \times 10^{-4}$ л/с км². На модели получено распределение напоров, соответствующее региональному стоку (II этаж) выше верейских отложений и «местной» направленности глубинного стока в III этаже.

В заключение следует отметить следующее.

1. Для палеозойского и протерозойского разреза Среднего Предуралья установлен гидростатический характер изменения пластовых давлений с глубиной. Представленные в разделе зависимости давлений и температур от глубины залегания обеспечивают достаточно высокую точность термодинамического прогноза.

2. Анализ региональных и локальных пьезометрических (потенциалометрических) схем показывает, что для нефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья характерна местная структура глубинного стока. В связи с этим, все газонефтеводоносные комплексы следует относить к III гидрогеологическому этажу по классификации В.А.Всеволожского [47]. Фактическое пространственное распределение приведенных пластовых давлений не дает оснований для выделения региональных областей питания и разгрузки. Для региона характерна морфологическая однотипность структуры потоков на периферийных и внутриплатформенных участках, в зонах полного развития регионального кунгурского сульфатно-галогенного водоупора и его отсутствия.

3. При построении регионально (принципиальной) гидродинамической модели необходимо учитывать как энергетическое влияние верхней гидравлической границы бассейна, так и воздействие глубинных нестационарных тектоно-гидравлических факторов, проявляющихся в осадочном чехле в виде очагового питания и «дренирования» с прогнозной интенсивностью $10^{-2} - 10^{-3}$ л/(с × км²).

4. Для этажа местного глубокого стока характерна резкая изменчивость величин градиентов напора: латеральных – от $n \times 10^{-5}$ до $n \times 10^{-1}$, а вертикальных от $n \times 10^{-3}$ до $n \times 10^{-1}$. Слоисто-блоковая геофильтрационная неоднородность разреза определяет существование как слабопроточных зон («сухих» объектов с проницаемостью $K=0$), так и участков с относительно активной геофильтрацией.

5. Гидродинамическое единство палеозойских отложений отражает тенденция к «нивелировке» химического состава глубинных вод. В то же время при сочетании «нестратифицированных» геофильтрационных сред с энергетикой глубинного разреза вполне закономерно формирование сквозных гидрогеохимических аномалий.

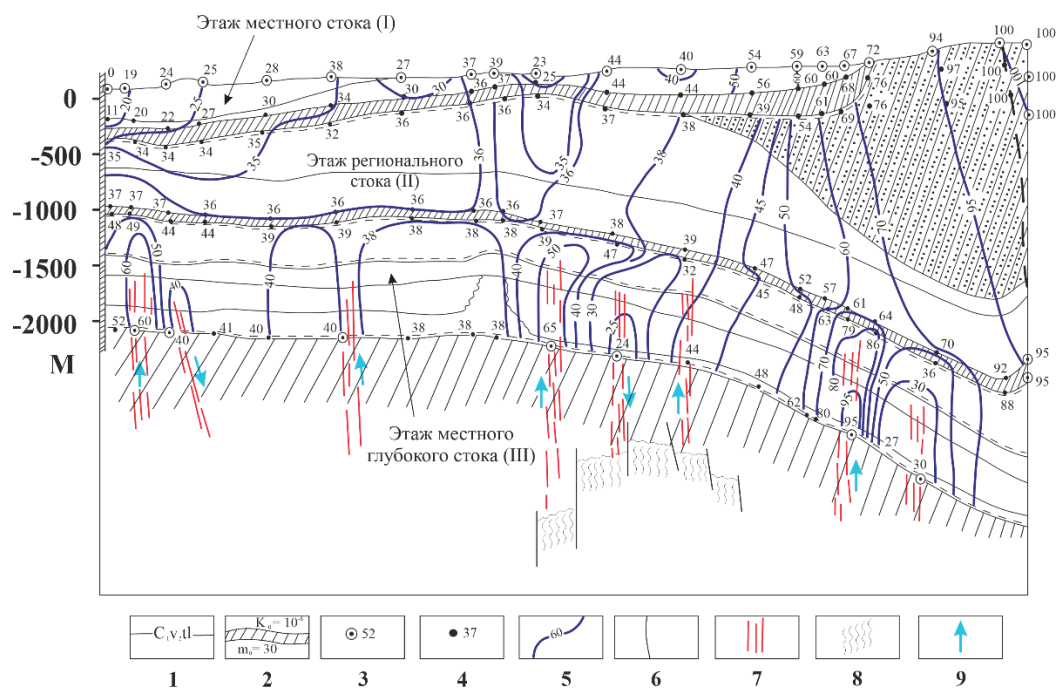


Рис. 4.11. Тестовый вариант факторно-диапазонной гидродинамической модели Среднего Предуралья (по [218])

5. ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ГНВК

5.1. Этапы палеогидрогеологического развития Среднего Предуралья

На основе анализа палеогеографических, палеотектонических и литолого-фациальных условий И.Н.Шестовым с соавторами [180] в палеозойском разрезе Среднего Предуралья выделено девять гидрогеологических циклов.

Первый гидрогеологический цикл начался в раннебавлинское время, когда со стороны Уральской геосинклинали произошла трансгрессия моря, в бассейне которого накапливались доломиты и, частично, терригенные отложения. Исходя из особенностей карбонатных отложений можно предположить, что море имело повышенную соленость – до 70 г/дм³ [162]. Морские осадки отлагались в слабо-окислительной и преимущественно восстановительной обстановках, на что указывает присутствие сингенетичного пирита.

К окончанию раннебавлинского времени происходит подъем суши. Морской бассейн сохранился только на северо-востоке и юго-востоке территории. Максимальная мощность бавлинских отложений достигает 390 м. Инфильтрационный этап был непродолжительным и закончился в начале позднебавлинского времени.

Второй гидрогеологический цикл начался в позднебавлинское время с трансгрессии моря, охватившей всю территорию Среднего Предуралья. В морском бассейне отлагались в основном терригенные (аргиллиты, алевролиты, песчаники) и, реже, карбонатные породы. В породах на всей территории отмечен сингенетичный пирит, что указывает на восстановительные условия и наличие сульфатредуцирующих бактерий. В конце позднебавлинского времени на отдельных участках установился континентальный режим. В раннедевонское время преобладали континентальные условия. Мощность верхнебавлинских отложений на большей части территории Среднего Предуралья изменяется от 33 м на юге до 900 м – в северной части. Разгрузка подземных вод происходила в районе Уральской геосинклинали, где существовало море.

Третий гидрогеологический цикл пришелся на эйфельское время. Море охватило почти всю центральную часть Среднего Предуралья. Элизионный этап продолжался до начала эйфельского века, когда произошла регрессия моря. Вся территория оказалась в континентальных условиях, существовавших до второй половины живетского века. Море сохранилось только в пределах западного склона Урала. Песчано-глинистые и карбонатные отложения в условиях инфильтрационного этапа были отмыты на значительную глубину от солей морского комплекса. Климатические условия на территории Среднего Предуралья в девонский период были близки к климату современных экваториальных районов [162].

Четвертый гидрогеологический цикл начался с трансгрессии моря в живетское время. Накапливались в основном терригенные прибрежно-морские и морские осадки. На территории Среднего Предуралья суша сохранялась только на севере и юго-востоке. Элизионный этап был непродолжительным и сменился кратким инфильтрационным. В период континентального перерыва часть органического вещества из водоносных пород зоны активного водообмена была вымыта. Подземные воды, кроме того, значительно обогащались органическим веществом за счет поверхностных вод. Предположительно, с учетом климатических условий девонского периода, содержание органического вещества в подземных водах было близко к концентрациям его в подземных водах современных тропических областей.

Пятый гидрогеологический цикл происходил в конце живетского века. Кратковременная трансгрессия моря сменилась континентальными условиями. В зоне интенсивного водообмена формировались воды, по химическому составу близкие к водам современных тропических районов. Процессам выщелачивания подверглись карбонатные породы живетского и эйфельского ярусов, что подтверждается наличием в них карстовых полостей и однообразием химического состава пластовых вод.

Шестой гидрогеологический цикл начался с трансгрессии моря во франском веке. Элизионный этап был длительным и завершился регрессией моря в начале визейского века. Морские условия были характерны для всей территории Среднего Предуралья. Накапливались карбонатные осадки значительной мощности (до 500 м) с прослоями ангидритов, что свидетельствует об изменении условий осадконакопления в результате колебательных тектонических движений. Кроме того, отрицательные тектонические движения способствовали резкому изменению гидродинамических условий. Создавались благоприятные условия для перераспределения органического вещества в ситуации гидрогеологической закрытости недр.

Регрессия моря происходила в визейский век преимущественно в юго-восточном направлении. Так, в малиновское время морские условия сохранились южнее линии г. Лысьва – Воткинск, а в бобриковское – за пределами края. Сток подземных вод в этот период был направлен как в сторону Уральской геосинклинали, так и в южном направлении. Морской солевой комплекс девонских и турнейских карбонатных отложений был отмыт на глубину до 300 м. Интенсивно развивались карстовые процессы, о чем свидетельствуют в этих отложениях катастрофическое поглощение бурового раствора и провалы инструмента. Палеогидрогеологические условия этого времени были благоприятными для формирования высокочемких коллекторов в рифогенных массивах в прибортовой зоне ККСП.

Седьмой гидрогеологический цикл начался в раннетульское время. Седиментационный этап характеризовался морской обстановкой в окско-серпуховское время. Накапливались органогенные известняки, что свидетельствует о нормальной солености воды (до 35 г/дм³).

Мощность карбонатных отложений увеличивается в южном направлении и изменяется от 150 до 400 м. В кратковременный континентальный перерыв в конце серпуховского века отложения были отмыты от солей морского комплекса на глубину 100 – 150 м. Ниже этого уровня в отложениях, вероятно, сохранились метаморфизованные воды окско-серпуховского моря. Эти предположения подтверждаются результатами определения возраста подземных вод и однотипностью солевого состава пластовых вод.

Восьмой гидрогеологический цикл отнесен к башкирскому веку. Трансгрессия моря происходила в северном направлении. Мощность башкирских карбонатных отложений достигает 70–80 м. В период регрессии моря эти отложения были полностью отмыты от морского солевого комплекса. В инфильтрационный этап в карбонатных отложениях башкирского яруса происходили интенсивные карстовые процессы, в результате которых сформировались высокоёмкие коллекторы.

Девятый гидрогеологический цикл начался в московский век и продолжается в настоящее время. На территории края было мелководное море, в котором накапливались терригенные и карбонатные осадки. Присутствие доломитов указывает на повышенную соленость морской воды. В позднекаменноугольный период происходило дальнейшее опускание территории. В начале пермского периода на гидродинамические и гидрогеохимические условия существенное влияние оказали тектонические процессы, связанные с формированием горных массивов Урала. Метаморфизованные рассолы под влиянием геостатического давления отжимались в область пониженных пластовых давлений. Подземные воды в условиях высокой тектонической активности территории были насыщены газами, способствовавшими интенсивному выносу из пород и растворению микро-нефти. Основными путями миграции флюида на платформу были, по-видимому, закарстованные высокочёмкие девонские и каменноугольные карбонатные отложения, а также терригенные породы яснополянского надгоризонта. При оценке условий формирования нефтегазовых залежей необходимо учитывать и роль тектонических разломов на различных этапах гидрогеологической истории. Разломы способствовали перетокам и разгрузке подземных вод. Вместе с водой происходил перенос углеводородов, которые при благоприятных условиях образовывали скопления в ловушках, находящихся на пути движения подземных вод.

Кунгурский век характеризовался развитием лагунных фаций с формированием сульфатных и галогенных отложений. Лагунные условия сохранились и в

позднепермское время. Элизионный этап закончился в конце пермского периода. Инфильтрационный этап начался в мезозойскую эру и продолжается в настоящее время.

Из приведенных палеогидрогеологических данных [180] следует, что на территории Среднего Предуралья была многократная смена седиментационных и инфильтрационных этапов, причем с преобладанием во времени элизионных этапов, что является положительным фактором для нефтегазообразования. В соответствии с генетической классификацией вод [142] в разрезе региона преобладают седиментагенные сингенетические рассолы. Седиментогенные эпигенетические воды представлены рядом гидрогеохимических аномалий в газонефтеводоносных комплексах Среднего Предуралья.

5.2. Минеральный состав пластовых вод

Основные гидрогеохимические закономерности глубокозалегающих палеозойских отложений определяются минерально-геохимическим составом среды (горные породы и седиментационные рассолы) и условиями гидродинамического взаимодействия водоносных горизонтов.

Додевонские отложения. Сведения о гидрогеохимических условиях в архейских и протерозойских отложениях являются уникальной информацией о наиболее глубоких элементах осадочного чехла Восточно-Русского бассейна. Сведения о сравнительном химическом составе рассолов додевонских отложений по данным [224] представлены в табл. 5.1.

В платформенной части изучаемой территории состав рассолов фундамента (коры выветривания) представлен результатами опробования скв. Глазовская-1 (табл. 5.1). Рассол имеет признаки незначительного разбавления, но по общим характеристикам соответствует водам вышележащих интервалов рифея (см. ниже), поскольку при отсутствии флюидоупора, по-видимому, существует единая гидрогеологическая зона разреза.

Более интересная информация по составу вод кристаллических пород получена за пределами изучаемого района в скв. Азнакаевская-22, а также в скв. Миннибаевская- 20000 в Татарстане.

В первой из них, по данным В.А.Кротовой [106], в интервале 1 697–1 700 м (кора выветривания) получены рассолы с минерализацией 275 мг/дм³ с высокой метаморфизацией ($rNa/rCl=0.66$) и практически бессольфатные ($rSO_4 \times 100/ rCl = 0.06$). Состав вод представлен формулой Курлова:

$$M_{275} \frac{Cl 49.98 SO^4_{0.03} HCO^3_{0.01}}{(Na+K) 33.06 Ca 12.92 Mg 4.02}.$$

По данным ряда исследователей [3; 83], подземные воды архейско-протерозойского комплекса близки к водам рифейско-вендских отложений и терригенного девона. Они относятся к хлоркальциевому типу, имеют минерализацию 234–272 г/дм³ и плотность 1.18–1.19 г/см³. Содержание кальция достигает 22–42 г/дм³, а коэффициент метаморфизации составляет 0.4–0.6. В водах содержатся микрокомпоненты йод, бром и аммоний.

Как отмечают авторы работы [84], минеральные рассолы трещиноватой зоны кристаллического фундамента, вскрытые скважиной Минибаевская-20000 (4 700–5 099 м), имеют несколько иной состав: это хлоркальциевые рассолы с минерализацией 287–322 г/дм³, содержание кальция достигает 94 г/дм³, на фоне уменьшения содержания натрия до 11.5 г/дм³ по сравнению с фоновыми значениями (54–74 г/дм³). Из микрокомпонентов в водах содержатся (мг/дм³) йод – от 6.3 до 9.0; бром – от 1606.0 до 1932.7; аммоний – 3.6. Воды содержат почти в 3 раза больше кальция, чем натрия, и минимум магния. В составе водорастворенных органических веществ присутствуют (мг/дм³): органический углерод – от 97.6 до 137.8; углерод битумной фракции – от 0.3 до 0.5 и более; органический азот от 0.02 до 0.2; фенол летучий от 0.1 до 3.9. Кроме того, обнаружен бензол. Они обогащены азотом (до 60–83 %), при газонасыщенности в 390–450 см³/л. Таким образом, исследованные воды из скв. Миннибаевская -20000 фактически являются уникальными рассолами кристаллических пород.

В Большеуральском бассейне пластово-блоковых вод в скв. 8215 на Естюнинском железорудном месторождении под г. Н.Тагилем получены воды с минерализацией 10 г/дм³, относящиеся к хлоркальциевому типу и содержащие йод, бром и аммоний:

$$M_{10,2} \frac{Cl\ 95\ SO_4^{4-3}}{Ca\ 84\ (Na+K)_{14}} J - 1.7, Br - 23\ \text{мг/дм}^3.$$

Рифейские и вендские отложения насыщены рассолами хлоридно-натриево-кальциевого состава с содержанием кальция более 20–25 г/кг (табл. 5.1). Воды, как правило, кислые (pH<5), значительно обогащены бромом (> 700–1 000 мг/кг), причем наблюдается тенденция более высоких концентраций брома в водах вендских отложений на границе выклинивания рифейских толщ, т.е. в полосе отложений, протягивающейся с севера на юг от Соколовской площади на с. Сиву, г. Верещагино, Киенгоп, Батырбай, в основном к границам Камско-Бельского авлакогена. Необходимо отметить, что нефтеносность вендских отложений в этих зонах также более высокая. Характерным для вод являются также очень низкие содержания NH₄ – 0,02–0,10 г/дм³ и HNO₂, а также пониженная сульфатность. Кроме того, содержание брома в пластовых водах комплекса увеличивается пропорционально содержанию кальция (рис. 5.1).

Таблица 5.1

Химический состав подземных вод додевонских отложений Среднего Предуралья

Скважина, регион *)	Возраст	Интервал опробова- ния, м.	pH	Мине- рали- зация, г/л	Содержание ионов, г/дм ³						Содержание микрокомпонен- тов, мг/дм ³				Коэффициенты		
					Cl	SO ₄	HCO ₃	Ca	Mg	Na+K	NH ₄	I	Br	HBO ₂	$\frac{r \text{ Na}}{r \text{ Cl}}$	$\frac{Cl}{Br}$	$\frac{r \text{ SO}_4 \cdot 100}{r \text{ Cl}}$
Глазовская-1, ВКВ	Ar (?)	2 221–2 254	6.7	222	137	0.52	0.04	18.8	2.7	62.9	н.с.	8	601	35	0.7	228	0.2
Чутырская-150, КБА	R	2 236–2 240	5.9	239	148.4	0.33	0.04	17.1	3.6	63.8	81	9.9	638	н.с.	0.73	232	0.16
Бородулинская-1, КБА	R	2 965–2 995	4.0	247	155	0.04	0.04	34.4	4.4	52.6	18	4	1 295	128	0.52	120	0.02
Поломская-1018, КБА	R	2 668–2 678	3.7	245	152.7	0.10	н.с.	21.5	4.6	65.7	н.с.	6.3	834.6	н.с.	0.66	183	0.04
Решетниковская-150, КБА	R	2 236–2 240	6.1	255	157.9	0.43	0.04	18.4	3.9	74	45	10	645	78	0.7	245	0.2
Кулигинская-510, КБА	R+V	2 328–2 656	6.2	230	143.2	0.11	0.02	23.3	3.6	59.4	72	7.6	1 038	40.3	0.64	138	0.06
Бородулинская-1, КБА	V	2 892–2 906	4.7	260	151	0.06	0.04	26.0	3.7	88.9	25	7	1 272	107	0.62	119	0.02
Кулигинская -511, КБА	V	2 566–2 571	4.0	242	150.0	0.11	н.с.	24.7	3.4	62.5	28	6.4	1 145	105	0.64	131	0.06
Соколовская-55, КБА	V	2 651–2 674	5.8	235	146	0.11	0.03	24.3	2.8	61.8	50	9	1 173	68	0.65	125	0.05
Дебесская-603, КБА	V	2 438–2 475	3.2	263	163.1	0.39	н.с.	23.4	3.9	71.6	56	10	864	н.с.	0.68	189	0.18
Дебесская-646, КБА	V	2 507–2 576	4.8	244	151.9	0.15	0.01	25.2	3.5	63.0	89.5	9.9	1 286	45.3	0.64	118	0.07
Дебесская-647, КБА	V	2 465–2 444	5.0	260	162.2	0.19	0.02	26.5	4.2	66.9	68	10.3	1 188	н.с.	0.64	137	0.09
Алтыновская-205, КБА	V	2 500–2 600	н.с.	241	142	0.94	н.с.	19.0	3.9	75.2	н.с.	н.с.	н.с.	н.с.	0.7	н.с.	0.43
Киенгопская-1, КБА	V	2 399–2 405	4.0	263	163.4	0.19	0.02	27.0	3.2	68.9	н.с.	н.с.	1 072	38	0.65	152	0.01
Григорьевская-1, КБА	V	2 267–2305	5.1	257	159	0.41	0.02	23.4	3.6	69.9	38	10	878	48	0.68	181	0.2
Григорьевская-3, КБА	V	2 225–2 250	4.6	263	163.1	0.45	н.с.	22.6	3.7	73.	30	10	869	н.с.	0.69	188	0.2
Григорьевская-5, КБА	V	2 136–2 160	5.0	254	158.0	0.40	0.006	23.0	3.7	69.3	60	11	877	н.с.	0.68	180	0.19
Григорьевская-7, КБА	V	2 242–2 311	5.2	258	160	0.45	н.с.	22.7	3.9	70.5	74	11	940	62	0.68	170	0.21
Батырбайская-7, КБА	R	2 302–23 09	5.2	286	179.8	0.11	0.02	41.1	5.5	59.6	107	9	1 520	38	0.51	118	0.04
Таныпская-1, КБА	R	2 218–2 223	5.0	285	179.2	0.46	0.01	39.5	5.7	60.1	н.с.	4	2 030	н.с.	0.51	88	0.2
Чернушинская-1, КБА	V	2 218–2 223	н.с.	285	179.2	0.46	0.01	39.6	5.8	60.1	н.с.	4	2 030	н.с.	0.52	88	0.19
Искорская-18, Т	V	1 840–1 879	6.4	226	136.9	0.81	0.12	15.2	2.4	70.1	65	9.3	467	16.8	0.76	293	0.44
Искорская-5, Т	V	1 759–1 822	6.3	205	123.9	0.87	0.12	12.0	2.3	65.4	25	8.5	414	29	0.78	299	0.52
Ныробский проф.-158, Т	V	1 544–1 456	6.2	215	128	1.9	0.04	5.3	1.9	77.6	39	3.8	241	21	0.90	530	1.11
Сев.Мыйская-1, КПС	V	2 218–22 23	6.7	234	145	0.16	0.04	25.8	1.4	61.8	н.с.	9	730	н.с.	0.66	199	0.08

*) КБА – Камско-Бельский авлакоген; ККА – Казанско-Кажимский авлакоген; ВКВ – Верхнекамская впадина; СЯС – Сарапульско-Яныбаевская седловина; Т – Тиман; КПС – Коми-Пермяцкий свод; КПВ – Коми-Пермяцкий выступ

Рассолы додевонских отложений в контуре Камско-Бельского авлакогена почти не отличаются по химическому составу и содержанию микрокомпонентов от вод терригенного девона и могут быть отнесены к единой гидрогеохимической группе (кластеру) [215]. Это может свидетельствовать о доминирующей тенденции к вертикальному водообмену (массопереносу) в условиях слоисто-блоковой геофильтрационной макроструктуры.

Вблизи периферии бассейна (напр. Искорская площадь и Ныробский профиль) рассолы вендских отложений сходны с водами палеозойских отложений (табл. 5.1). Они имеют более низкие содержания кальция и брома, меньшую метаморфизацию ($rNa/rCl - 0.76-0.9$) и более высокие содержания сульфат-иона и йода.

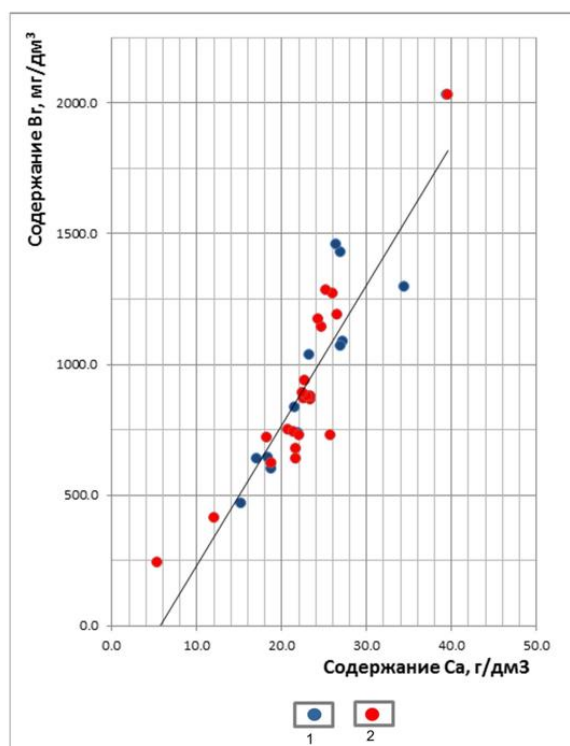


Рис. 5.1. Зависимость содержаний брома и кальция в пластовых водах рифейских и вендских отложений

В Большеуральском сложном бассейне пластово-блоковых и пластовых вод трещинные, трещинно-жильные и трещинно-поровые воды имеют гидрокарбонатно-кальциевый, гидрокарбонатно-натриевый и сульфатно-натриевый состав с $26-511 \text{ мг/дм}^3$. В ряде случаев воды могут быть значительно обогащены радоном [44]. Интерпретация результатов анализа фильтрата, полученного с глубины 5 145 м в Аракаевской параметрической скважине, позволяет сделать предположение о хлоридно-натриевом составе пластовых вод рифейско-вендских отложений. По данным И.С.Грибовой (2012), в водном экстракте порового раствора, извлеченного из образца алевролита 5176п, (открытая пористость 0,68 %) с глубины 5 023,3 м, среди анионов высока доля Cl^- (142 мг/дм^3 или 53 %), карбонат-

иона (81 г/дм^3 , 37 %), в незначительных концентрациях обнаружены фтор и бром (соответственно $0,07$ и $0,04 \text{ мг/дм}^3$), катионы представлены только натрием.

Средне-верхнедевонский терригенный ГНВК. В соответствии с генетической гидрогеохимической классификацией подземных вод К.Е.Питьевой [145] пластовые воды комплекса представлены высокоминерализованными и сильно-метаморфизованными рассолами Cl-Na-Ca , Cl-Na-nCa , Cl-Na-Ca-nMg типов. Статистические характеристики химического состава рассолов по тектоническим регионам Среднего Предуралья представлены в табл. 5.2, а также на рис. 5.2 в виде диаграмм «Тьюки» [164].

Наиболее детально химический состав рассолов комплекса изучен в районе г. Краснокамска, г. Нытвы и с. Григорьевское, где проводились поисково-разведочные работы на промышленные воды для добычи йода и брома.

Такие воды представлены крепкими рассолами хлоридно-натриево-кальциевого состава и содержащими повышенные концентрации (до 12 мг/л) йода и (до 850 мг/л) брома. Рассолы характеризуются повышенной метаморфизацией ($r_{\text{Na}}/r_{\text{Cl}} - 0,67-0,72$). Подземные воды грубозернистых эйфельских отложений являются основным эксплуатационным горизонтом на Краснокамском месторождении промышленных вод.

Анализ исходных данных показал, что главные гидрогеохимические особенности пространственного распространения основных типов рассолов комплекса наиболее полно отражают показатели минерализации, метаморфизации, коэффициента сульфатности, а также содержания Ca и Br [227].

Минерализация подземных вод изменяется от 212 до 287 г/дм . Увеличение минерализации отмечается с севера на юг в соответствии с ухудшением коллекторских свойств пород и увеличением глубины их залегания (рис. 5.3а).

В распределении метаморфизации рассолов комплекса отражаются те же тенденции: наибольшая метаморфизация ($0,50-0,65$) установлена для восточной части Верхнекамской впадины, Бабкинской седловины и Башкирского свода (рис. 5.3б). В северном направлении степень метаморфизации рассолов снижается до величин $0,65-0,78$.

В южном ареале распространения рассолов содержание кальция достигает наибольших региональных значений – от $23\,000$ до более $43\,000 \text{ мг/дм}^3$. Максимальные величины соответствуют территории восточных районов Верхнекамской впадины и, особенно, Башкирского свода (рис. 5.4,а). В северной зоне фоновые содержания кальция снижаются до $13\,000-20\,000 \text{ мг/дм}^3$.

Пространственное распределение содержаний брома соответствует вышеуказанным тенденциям: максимальные концентрации ($1\,500-2\,000 \text{ мг/дм}^3$) характерны для юго-западных районов Верхнекамской впадины, Бабкинской седловины и Башкирского свода, причем зона высоких концентраций брома прослеживается и

южнее, на территории Республики Башкортостан [50; 79; 147]. Южную зону отлмчают наиболее высокие значения коэффициента закрытости недр ($Br \cdot 100/H$). Такие показатели установлены для Башкирского свода, востока Верхнекамской впадины, Бымско-Кунгурской моноклинали и Пермского свода (рис. 5.5). В северной гидрохимической зоне содержание брома снижается до 500–900 мг/дм³ (рис. 5.3,б).

Источником брома в рассолах является, главным образом, органическое вещество тонких фракций иловых отложений, обладающих повышенными поглощительными свойствами по отношению к иону брома [98]. Пути геохимической миграции кальция и брома взаимосвязаны в процессе отжима поровых растворов, содержащих биогенный бром, и последующего концентрирования и метаморфизма пластовых вод за счет обменных реакций при наличии органического вещества в породах комплекса.

Таблица 5.2

**Статистические характеристики состава пластовых рассолов
средне-верхнедевонского ГНВК**

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Верхнекамская впадина							
Минерализация, г/дм³	36	230.26	288.46	255.69	264.91	260.11	15.41
Cl, мг/дм³	36	14 2294.00	18 0775.10	16 2485.00	16 5082.00	162 532.44	9 888.86
SO4 – , мг/дм³	36	25.50	396.70	320.90	396.70	343.68	173.32
HCO3⁻, мг/дм³	28	12.00	366.00	79.00	122.00	96.30	76.20
Ca²⁺, мг/дм³	36	16 909.00	36 617.50	28 247.00	31 042.00	29 827.80	5 559.43
Mg²⁺, мг/дм³	36	3 442.00	5 261.00	4 439.00	4 700.90	4 526.85	550.84
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	36	52 660.72	79 737.03	61 043.31	64 601.98	62 806.16	6 136.93
J, мг/дм³	36	2.10	12.50	8.00	9.10	8.61	1.91
Br, мг/дм³	36	593.00	1 823.60	1 284.40	1 490.00	13 77.54	357.90
B, мг/дм³	36	1.40	35.00	8.60	12.00	10.33	5.98
Быско-Кунгурская впадина							
Минерализация, г/дм³	32	231.72	280.79	254.42	262.50	257.72	16.64
Cl, мг/дм³	32	14 4391.00	17 6295.00	15 8364.00	16 4012.00	16 0780.72	10 559.6
SO4 – , мг/дм³	32	4.90	264.20	143.20	264.20	204.58	189.02
HCO3⁻, мг/дм³	29	12.00	396.60	48.80	85.40	72.38	67.19
Ca²⁺, мг/дм³	32	18 257.00	33 245.00	26 082.00	27 675.00	27 098.01	3 848.92
Mg²⁺, мг/дм³	32	1 101.00	9 617.00	3 770.00	4 564.00	4 171.16	1 261.97
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	32	57 130.79	82 547.23	63 816.61	66 995.71	65 404.65	4 935.06
J, мг/дм³	32	6.80	16.30	10.60	11.50	11.27	2.30
Br, мг/дм³	32	690.00	1631.80	1 186.00	1 325.00	1 258.12	209.74
B, мг/дм³	32	1.50	12.00	6.70	8.10	7.38	2.36
Висимская моноклираль							
Минерализация, г/дм³	4	203.83	259.40	220.25	233.75	229.31	20.35
Cl, мг/дм³	4	126 264.00	160 784.00	136 995.00	153 617.00	142 072.50	12 555.3
SO4 – , мг/дм³	4	59.20	771.10	629.60	771.10	695.83	449.78
HCO3⁻, мг/дм³	4	12.20	183.00	12.20	36.60	67.08	67.66
Ca²⁺, мг/дм³	4	17 049.60	20 810.70	17 948.00	18 615.10	18 605.85	1 388.90
Mg²⁺, мг/дм³	4	2 620.00	4 782.00	3 050.90	4 240.10	3 673.25	872.83
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	4	53 202.88	74 658.28	60 612.75	68 297.83	64 192.94	8 061.83
J, мг/дм³	4	7.40	11.80	8.50	10.80	9.63	1.76
Br, мг/дм³	4	594.70	658.50	619.00	634.00	626.55	23.17
B, мг/дм³	4	5.60	20.50	5.60	8.20	10.05	6.12

Окончание табл. 5.2

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	Окончаниях		
Соликамская депрессия							
Минерализация, г/дм³	23	202.04	285.39	217.35	228.52	223.44	17.95
Cl, мг/дм³	23	122 900.00	1667 32.90	133 617.00	142 019.00	137 668.13	11 310.5
SO4 – , мг/дм³	23	46.00	1504.00	558.80	1504.00	1053.31	1241.54
HCO3⁻ ,мг/дм³	23	6.10	671.00	73.00	170.90	124.45	148.30
Ca²⁺, мг/дм³	23	5 100.00	21 102.00	15 206.00	16 900.00	15 651.75	4 286.69
Mg²⁺, мг/дм³	23	1 800.00	4 383.00	3 086.00	3 498.00	3 281.75	687.81
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	23	541 11.07	79 687.42	63 113.00	68 176.93	65 659.17	6 464.34
J, мг/дм³	23	3.40	19.90	10.60	13.50	12.24	5.30
Br, мг/дм³	23	241.40	809.00	534.00	613.00	565.76	143.46
B, мг/дм³	23	0.90	29.00	4.80	8.60	7.49	6.67<
Башкирский свод							
Минерализация, г/дм³	58	230.43	314.59	268.67	277.26	272.33	20.03
Cl, мг/дм³	58	143 904.00	196 904.00	168 067.00	1737 37.00	170 614.15	12 649.9
SO4 – , мг/дм³	58	25.90	279.00	219.90	279.00	254.57	141.32
HCO3⁻ ,мг/дм³	49	6.10	134.00	54.90	61.00	58.13	30.95
Ca²⁺, мг/дм³	58	17 632.00	49 387.00	34 256.00	36 610.00	35 343.83	5 884.76
Mg²⁺, мг/дм³	58	1 822.00	6 560.20	4 478.00	4 874.00	4 669.03	855.17
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	58	49 795.74	86 622.97	59 701.12	62 612.39	61 397.51	66 14.27
J, мг/дм³	56	3.80	15.90	8.20	9.30	8.77	2.25
Br, мг/дм³	56	164.80	2 309.00	1 474.00	1 666.00	1 556.15	419.79
B, мг/дм³	55	1.10	32.70	7.00	9.40	8.38	5.47
Камский свод							
Минерализация, г/дм³	7	231.77	253.88	235.92	241.63	240.12	6.39
Cl, мг/дм³	7	143 144.00	157 088.00	145 357.00	148 992.00	148 234.29	4 061.59
SO4 – , мг/дм³	7	561.30	733.10	654.20	733.10	684.59	80.25
HCO3⁻ ,мг/дм³	7	30.50	73.20	36.60	42.70	44.50	13.69
Ca²⁺, мг/дм³	7	16 785.70	19 693.30	18 677.00	18 738.00	18 465.43	982.14
Mg²⁺, мг/дм³	7	2 000.00	3 512.00	2691.40	3 218.00	2 911.80	517.52
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	7	67 301.63	73 276.26	68 929.66	70 784.03	69 776.30	1 828.13
J, мг/дм³	7	9.50	13.10	10.60	11.40	11.11	1.22
Br, мг/дм³	7	579.80	697.00	634.00	647.20	637.14	38.12
B, мг/дм³	7	2.40	11.70	2.70	3.70	5.34	3.65
Пермский свод							
Минерализация, г/дм³	35	229.41	276.09	252.55	255.68	253.20	9.71
Cl, мг/дм³	35	14 2566.00	172 000.00	156 946.00	159 141.00	157 247.70	6 009.14
SO4 – , мг/дм³	35	8.20	432.80	392.00	432.80	374.23	199.08
HCO3⁻ ,мг/дм³	22	6.10	183.10	30.50	61.00	46.00	48.56
Ca²⁺, мг/дм³	35	168 25.00	28 473.00	20 996.00	22 379.00	21 763.67	2 570.64
Mg²⁺, мг/дм³	35	2 102.00	4 864.00	3 661.00	3 939.50	3821.90	520.04
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	35	61 296.52	79 714.70	69 112.06	70 991.43	69 961.27	4 256.19
J, мг/дм³	35	6.80	12.00	9.90	10.30	10.05	0.98
Br, мг/дм³	35	573.00	1442.00	836.40	943.00	898.58	219.08
B, мг/дм³	34	4.40	33.00	9.00	11.00	10.46	5.34

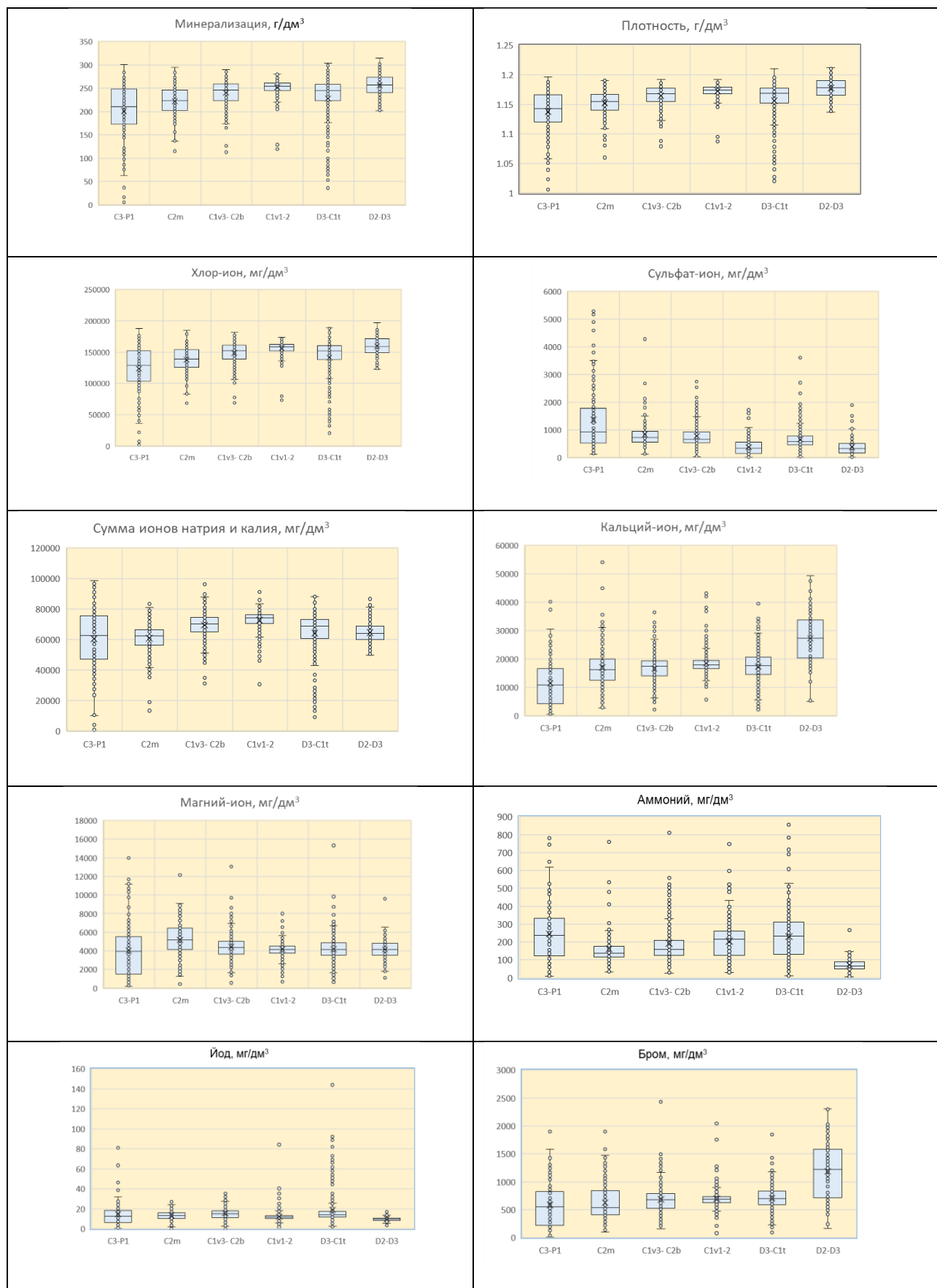


Рис. 5.2. Сопоставление основных физико-химических свойств пластовых вод палеозойских газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья

Между химическими компонентами (бром, хлор и кальций), растворёнными в пластовых водах комплекса, установлены линейные зависимости $Br=0,02155 \cdot Cl-2264$ и $Br=0,04998 \cdot Ca-182,5$ с коэффициентами корреляции в пределах от 0,68 до 0,88, что рассматривается как общность их путей формирования.

Важнейшим показателем благоприятных условий нефтегазоносности комплекса являются низкие значения коэффициента сульфатности ($rSO_4 \cdot 100/rCl$) рассолов. В пределах Среднего Предуралья значение этого параметра изменяется от 0,01 до 0,80, а содержание в водах сульфатного иона – от 5 до 730 г/дм³. Наиболее благоприятные показатели отчетливо установлены для южных геоструктурных элементов – Башкирского свода, Бымско-Кунгурской моноклинали, юго-восточных районов Верхнекамской впадины и Пермского свода (рис. 5.5).

Для вод девонского терригенного комплекса характерно низкое содержание бора, концентрация которого обычно не превышает 12 мг/дм³ (табл. 5.3). Содержание аммония в рассолах комплекса обычно не выше 100 мг/дм³. Некоторое его увеличение отмечается в Соликамской депрессии, где его концентрации возрастают до 140 мг/дм³. Источником поступления аммония в подземные воды является рассеянное органическое вещество.

На основе кластерного анализа в палеозойском разрезе для девонского терригенного комплекса установлена особая гидрохимическая группа – 5 кластер (см. раздел 5.3). Рассолы данного кластера образуют обширный ареал в южной части региона и идентифицируются как «реликтовые рассолы высокой метаморфизации», сохранившиеся в условиях высокой литологической неоднородности и низких латеральных геофильтрационных характеристик разреза, исключающих возможность движения подземных вод по отдельным пластам на значительные расстояния. Этой же зоне соответствуют ареалы:

- современной нефтегазоносности с максимальной плотностью НСР;
- содержания органического вещества ($C_{орг}$) более 0,3 % [64];
- особого геохимического типа газов (III тип) [163];
- гидрогеохимического сходства с водами нижележащей рифейско-вендской серии [224].

Формирование нефтегазоносности в этой зоне, возможно за счет элизионного поступления нефтяных углеводородов из вышележащих отложений на этапе верхнепермско-триасовой интенсивной перестройки структурного плана региона. Возможность такого механизма отмечается в работах [2; 234; 235]. Как следствие инъекций флюидов в девонские терригенные отложения, могут рассматриваться нефтегазопроявления в различной форме, в то время как следы относительно небольших объемов инъекционных вод в емкой системе рассолов комплекса, по-видимому, не сохранились [227].

В северном направлении зона «реликтовых» вод замещается «фоновыми платформенными рассолами», что вполне закономерно в связи с высокой проводимостью разреза в Краснокамско-Чусовской палеовпадине, где обеспечивались геофильтрационные условия для масштабного латерального и межкомплексного водообмена и, как следствие, конвективно-диффузионное «выравнивание» химического состава девонских терригенных и вышележащих отложений и, возможно, разрушение ранее существовавших залежей углеводородов. Весьма вероятно, что низкий современный потенциал нефтегазоносности комплекса в северных территориях связан с высокой «промытостью» девонского терригенного комплекса.

В целом гидрогеологические условия девонских терригенных отложений являются благоприятными для сохранения углеводородных залежей.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный ГНБК. Для комплекса характерны рассолы Cl–Na–Ca, Cl–Na–nCa, реже Cl–Na–Ca–Mg и Cl–Na типов. Рассолы Cl–Na–nCa состава распространены в западной части Среднего Предуралья. В восточном направлении они переходят в Cl–Na–Ca тип, а затем сменяются рассолами Cl–Na–Ca–Mg типа. Последние характерны для Предуральского прогиба.

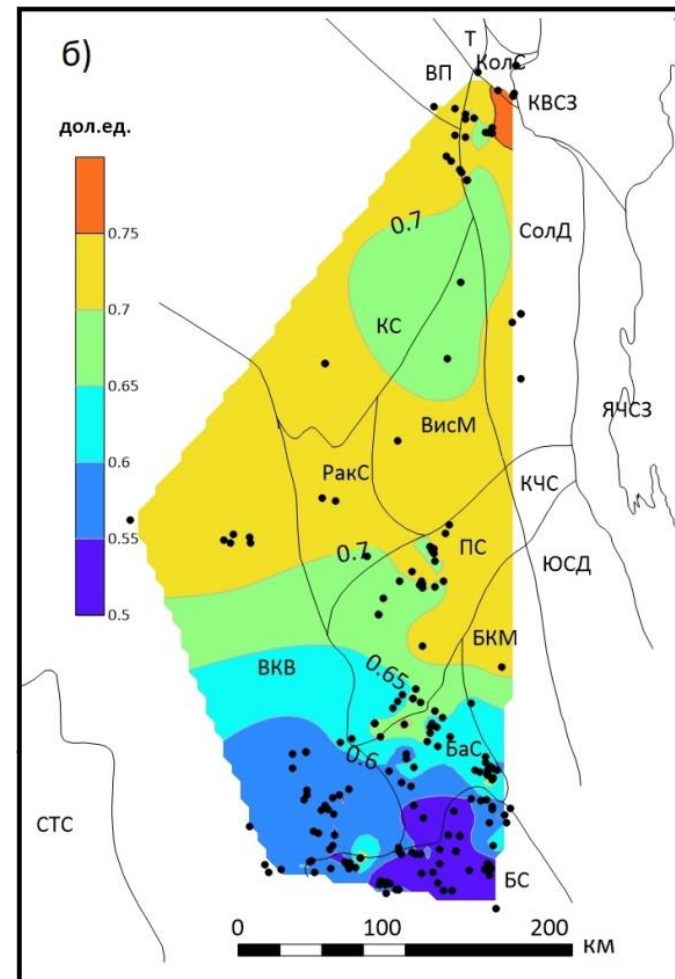
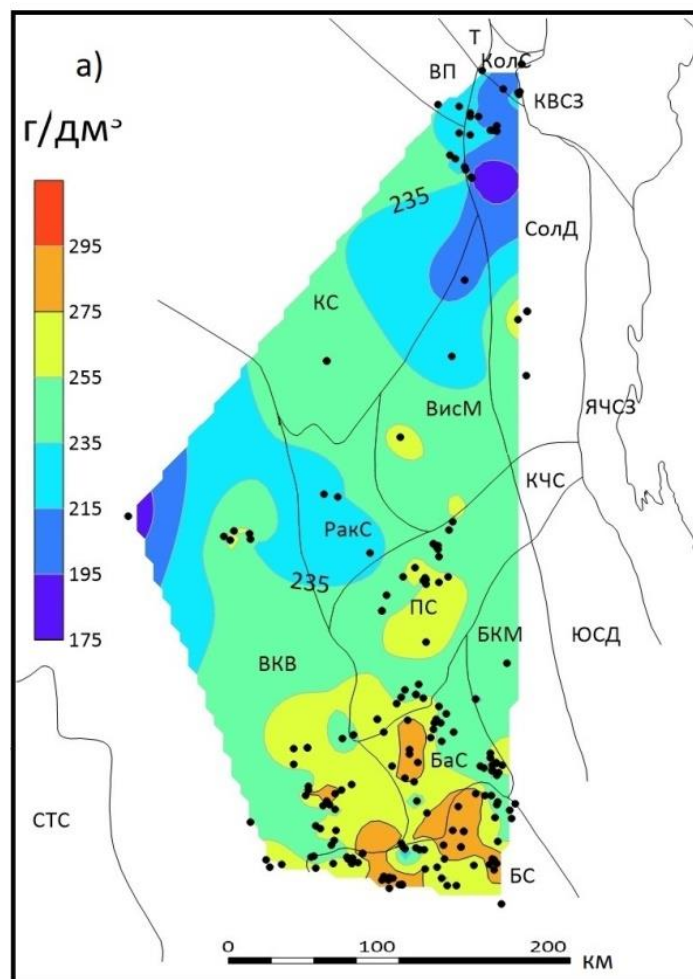


Рис. 5.3. Схематические гидрогеохимические карты девонского терригенного НГК: а) – минерализация; б) – метаморфизация

Геоструктурные элементы: Т – Тиман; КолС – Колвинская седловина; ВП – Вычегодский прогиб; КС – Камский свод; СолД – Соликамская депрессия; КЧС – Косьюинско-Чусовская седловина; ЮСД – Юризано-Сылвенская депрессия; ВисМ – Висимская моноκиналь; РакС – Ракшинская седловина; ПС – Пермский свод; ВКВ – Верхнекамская впадина; БКМ – Быско-Кунгурская моноκиналь; БС – Башкирский свод

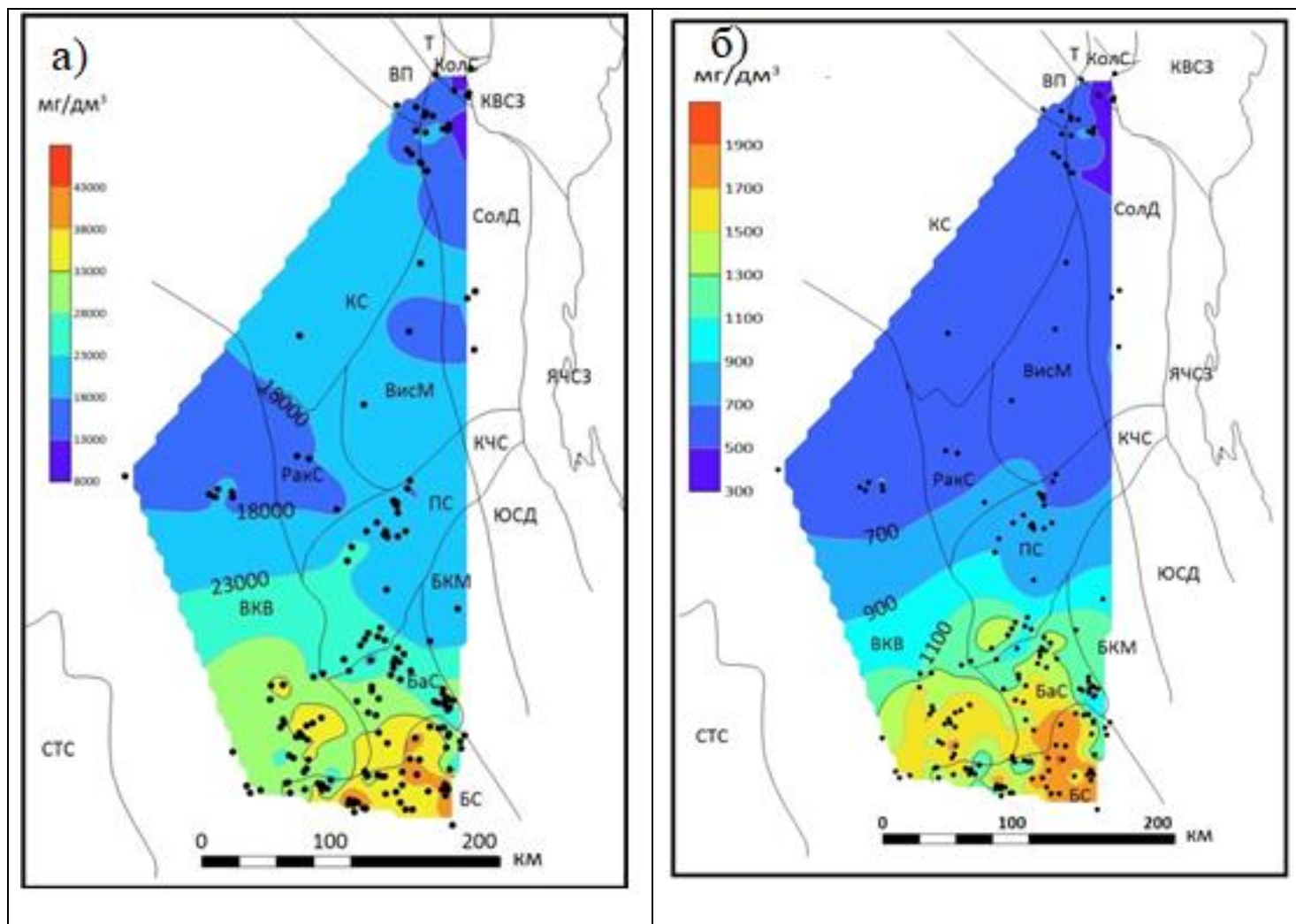


Рис. 5.4. Схематические гидрогеохимические карты девонского терригенного НГК: а) – содержание Са; б – содержание Вг

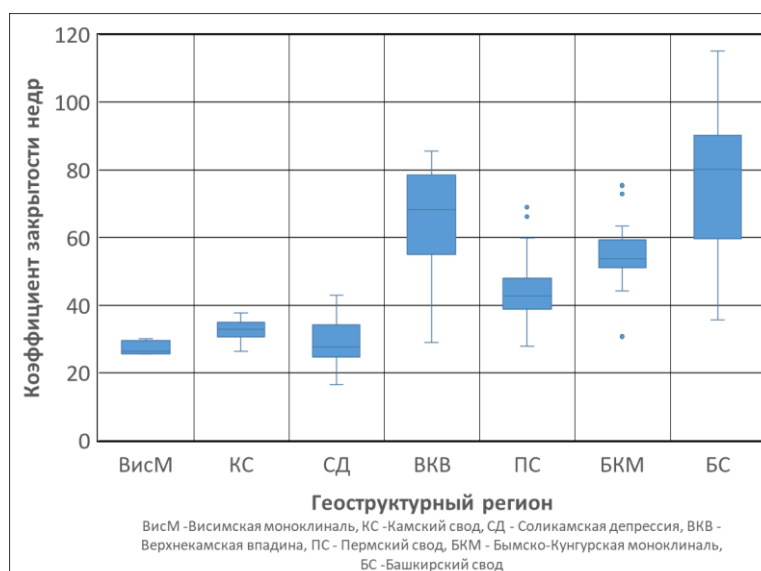


Рис. 5.4. Распределение коэффициента закрытости недр $B_r \times 100/H$ по геоструктурным регионам

По химическому составу воды карбонатного комплекса отличаются от вод нижележащих терригенных отложений девона более низкой минерализацией и метаморфизацией. Общий химический состав пластовых вод D_3-C_{1t} комплекса в различных тектонических регионах Среднего Предуралья представлен в табл. 5.3, а также на рис. 5.2.

Минерализация вод изменяется от 36 до 298 мг/дм³ (рис. 5.6,а). Максимальное значение ее установлено в скв. 32 Камайской площади на борту Предуральского прогиба в зоне повышенной трещиноватости пород, где воды характеризуются очень высокой степенью метаморфизации ($rNa/rCl = 0,58$); высоким содержанием кальция и низкими концентрациями бора. По своему облику они близки к водам терригенного девона.

Высокой минерализацией (270–280 мг/дм³) характеризуются воды южной части Пермской края (рис. 5.6а). На севере и западе области происходит «опреснение» вод. Так, в Кудымкарской скважине минерализация воды составила 243 мг/дм³, в районе с. Ножовки 240–250 мг/дм³.

В северной части Соликамской депрессии южнее широты г. Красновишерска на территории Гежского нефтяного и газоконденсатного месторождения, а также на Кисловской, Северной, Язвинской, Лызовской площадях в толще палеозойских отложений была установлена гидрогеохимическая инверсия (рис. 5.6,в). Инверсии соответствует 4 гидрогеохимическая группа (см. раздел 5.3). Аномалия проявилась в резком уменьшении минерализации пластовых вод комплекса до 36–100 мг/дм³ при одновременном интенсивном росте содержания йода, достигающем 50–144 мг/дм³ (максимальная концентрация йода установлена в скв. Северная-60, в 7–10 раз выше фона). Следует отметить, что для данной аномалии характерны высокие концентрации аммония (рис. 5.6,б). Такие воды связаны с

конденсацией воды из глубинных паро-водяных смесей в мощных рифогенных массивах, главным образом, в верхнедевонско-турнейском комплексе и идентифицируются как конденсатогенные [149; 150; 151; 216]. Такой гидрогеохимический процесс возможен в зонах активизации проводящих глубинных тектонических разломов земной коры. В вышележащих отложениях установлены локальные проявления вод данного типа.

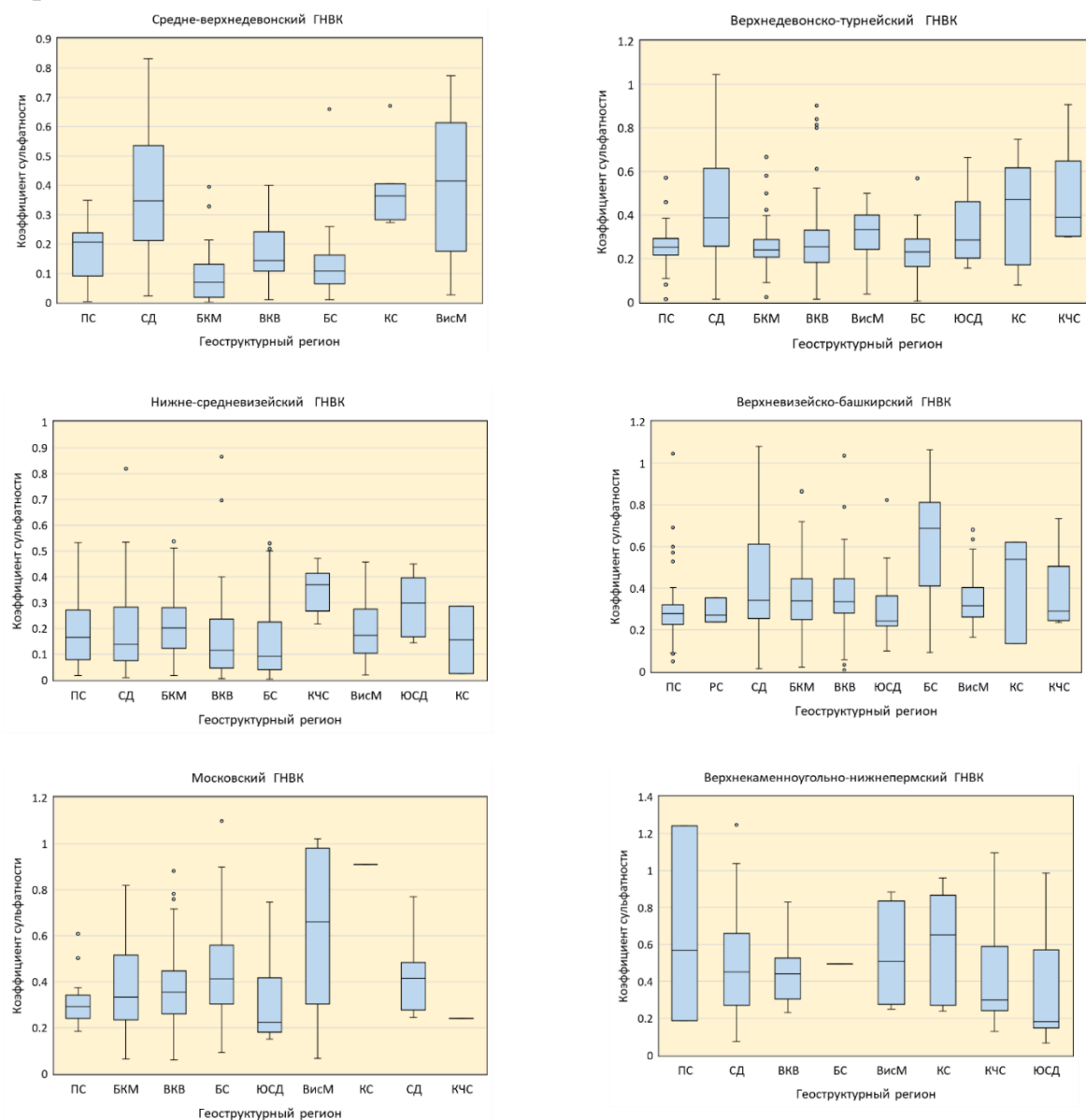


Рис. 5.6. Распределение коэффициента сульфатности $rSO_4 \times 100 / rCl$ по геоструктурным регионам и комплексам

Условные обозначения: ПС – Пермский свод; СД – Соликамская депрессия; БКМ – Бымско-Кунгурская моноκлинал; ВКВ – Верхнекамская впадина; БС – Башкирский свод; ВисМ – Висимская моноκлинал; КС – Камский свод; КЧС – Косьюинско-Чусовская седловина; ЮСД – Юрюзано-Сылвенская депрессия; РС – раκшинская седловина

На большей части территории характерное содержание в водах йода изменяется в диапазонах от 8–10 до 16–20 мг/дм³ (табл. 5.4). Отмечается тенденция

увеличения содержания йода в рассолах комплекса в восточном направлении до 20–35 мг/дм³ (рис. 5.5,в).

Метаморфизация вод изменяется в соответствии с минерализацией. На большей части территории она соответствует фону 0,7–0,75. На юго-востоке Среднего Предуралья коэффициент $r_{Na/rCl}$ обычно меньше 0,7. В центральных регионах развиты воды с коэффициентом метаморфизации ($r_{Na/rCl}$) от 0,70 до 0,75. В Березниковской опорной скважине метаморфизация вод турнейских отложений достигает уже 0,77, хотя они располагаются на глубине более 2 500 м. Для комплекса отчетливо проявляется тенденция возрастания метаморфизации рассолов (рис. 5.6) в восточном направлении по мере увеличения глубины залегания комплекса. Наиболее метаморфизованные рассолы характерны для Бымско-Кунгурской моноклинали и восточной части Башкирского свода. Установлено, что наиболее метаморфизованные воды тяготеют к районам, где в турнейских отложениях развиты легкие нефти.

Сульфатность вод карбонатных отложений выше, чем у вод, насыщающих терригенные породы. Коэффициент сульфатности вод ($r_{SO_4 \cdot 100/rCl}$) в карбонатных девонских отложениях изменяется в широких пределах (рис. 5.5).

Наиболее высокие его значения характерны для структур Предуральского прогиба, а также для Камского свода. Относительно низкой сульфатностью (до 0,4) отличаются воды Бымско-Кунгурской моноклинали, Верхнекамской впадины, Висимской моноклинали и Башкирского свода. Наиболее низкие значения Коэффициента установлены в водах фаменских отложений на Дороховской площади (менее 0,2), что связано с нефтеносностью этих отложений.

Сульфатность вод турнейских отложений в большинстве случаев ниже, чем вод карбонатных отложений девона. Наименьшие значения коэффициента сульфатности ($r_{SO_4 \cdot 100/rCl}$) вод турнейских отложений установлены на Ножовской, Беяевской и Этышской площадях ($r_{SO_4 \cdot 100/rCl}=0,1$). На Ножовской и Этышской площадях открыты залежи высокосернистых нефтей (до 3–4 %), а на Беяевской при испытании получена вода с пленкой окисленной нефти. Возможно, в момент формирования залежей нефти гидрогеологические условия были неблагоприятными, происходило интенсивное микробиологическое окисление нефтей и органического вещества и адсорбция серы из воды нефтью. В настоящее время эти отложения находятся в благоприятных гидрогеологических условиях, и процессы сульфатредукции в них не происходят, о чем свидетельствуют низкие содержания в водах сероводорода (до 5 мг/дм³) и гидрокарбонатного иона (до 80 мг/дм³).

Подземные воды верхнедевонско-турнейского карбонатного водоносного комплекса отличаются от вод нижележащих терригенных отложений девона меньшими концентрациями брома (рис. 5.8,б) и увеличением содержания йода

(рис. 5.8,а), бора, аммония (рис. 5.9,б) и сероводорода. Содержание брома колеблется от 480 до 1 200 мг/дм³ и выше. Максимальные концентрации его приурочены к Веслянско-Мазунинской зоне (рис. 5.8,б), причем для этой же территории характерны наиболее высокие содержания кальция (рис. 5.9,а). В скважине Обливская-73 установлена концентрация брома 1221,6 мг/дм³, а в скважине Кокуйская-140 – 1 174,6 мг/дм³. Снижение концентраций брома происходит в северном (Березники, Кудымкар) и в западном (Ножовка, Глазов) направлениях, т.е. изменение содержания в водах брома связано с изменением степени метаморфизации вод. В Березниковской опорной скважине, несмотря на относительно низкую степень метаморфизации вод ($rNa/rCl = 0,75$) и минимальное содержание брома (480 мг/дм³), концентрация йода оказывается довольно высокой (17 мг/дм³). По-видимому, пути накопления йода и брома в этих водах различны. Содержание бора в водах карбонатных отложений обычно выше, чем терригенных. Так, если в водах терригенного девона концентрации HVO_2 составляют в среднем 20 мг/дм³, то в водах рассматриваемого комплекса его характерное содержание изменяется до 50 – 250 мг/дм³ (табл. 5.3).

Содержание в водах аммония колеблется от 11 до 1166 мг/дм³ (скв. В.-Соликамская-99). Общая тенденция увеличения концентраций данного компонента отчетливо наблюдается в восточном направлении (рис. 5.9, б). Высокие концентрации аммония (300–500 мг/дм³ и более) установлены в водах районов развития промышленных скоплений нефти. В ряде случаев высокое содержание ионов аммония служит прямым гидрохимическим показателем наличия залежей нефтяных углеводородов.

Таблица 5.3

**Статистические характеристики состава пластовых рассолов
верхнедевонско-турнейского ГНБК**

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Верхнекамская впадина							
Минерализация, г/дм³	20	231.25	275.11	249.31	257.66	252.84	11.51
Cl⁻, мг/дм³	20	143 072.00	172 688.00	154 401.00	160 019.00	156 754.45	7 490.24
SO₄²⁻, мг/дм³	20	29.60	568.70	349.00	568.70	456.19	265.94
HCO₃⁻, мг/дм³	17	12.20	524.60	61.20	122.00	118.06	135.06
Ca²⁺, мг/дм³	20	10 788.00	35 683.00	16 511.30	19 132.30	17 467.73	4 490.17
Mg²⁺, мг/дм³	20	3 324.00	5 829.00	4 084.50	4 325.00	4 262.79	684.81
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	20	61 190.84	80 236.96	72 449.98	74 928.17	73 791.47	4 395.56
J, мг/дм³	20	6.00	13.40	10.20	11.60	10.85	2.05
Br, мг/дм³	20	402.00	17 73.00	555.10	693.00	658.53	264.14
B, мг/дм³	20	2.00	191.30	11.00	36.20	27.61	38.36
Юрюзано-Сылвенская депрессия							
Минерализация, г/дм³	9	195.65	256.35	237.68	241.77	229.20	21.84
Cl⁻, мг/дм³	9	121 604.00	160 080.00	148 306.00	150 563.00	143 020.07	13 852.93
SO₄²⁻, мг/дм³	9	337.40	572.80	481.50	572.80	545.70	148.84
HCO₃⁻, мг/дм³	8	49.00	659.00	97.60	268.00	202.06	182.78
Ca²⁺, мг/дм³	9	20 040.00	31 551.00	23 667.00	25 946.00	24 998.04	3 324.42

Продолжение табл. 5.3

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Mg²⁺ , мг/дм ³	9	2 800.00	5 357.00	3 872.00	4 378.00	4 411.68	833.66
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	9	46 750.45	63 005.09	57 747.08	58 983.56	56 047.90	5 571.87
J , мг/дм ³	9	5.90	17.30	9.80	12.90	11.84	4.15
Br , мг/дм ³	9	263.80	1331.00	852.90	1155.00	999.94	293.78
B , мг/дм ³	9	3.80	51.90	15.80	31.00	24.69	14.57

Быско-Кунгурская моноклиналъ

Минерализация , г/дм ³	87	224.90	298.65	249.35	253.75	251.87	13.06
Cl , мг/дм ³	87	139 700.00	187 654.00	154 996.00	158 62.00	156 642.77	8 343.34
SO₄ – ̄ , мг/дм ³	87	45.00	636.40	493.70	636.40	568.21	377.78
HCO₃⁻ , мг/дм ³	83	12.00	744.40	122.00	164.70	140.87	114.00
Ca²⁺ , мг/дм ³	87	2 576.50	32 130.00	20 335.00	21 969.00	21 128.27	4 033.24
Mg²⁺ , мг/дм ³	87	874.20	15 336.00	4 509.00	5 087.00	4 783.59	1 497.84
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	87	53 831.40	88 028.89	67 606.69	69 605.03	6 8611.20	6 216.37
J , мг/дм ³	87	2.00	21.00	13.50	14.40	14.00	2.98
Br , мг/дм ³	87	143.20	1221.60	820.3	884.00	854.45	183.53
B , мг/дм ³	87	8.60	54.60	25.00	27.40	25.55	9.99

Косьвинско-Чусовская седловина

Минерализация , г/дм ³	8	202.51	265.32	222.83	246.86	232.01	22.66
Cl , мг/дм ³	8	123 593.00	165 953.00	137 577.00	152 845.00	143 637.63	14 583.59
SO₄ – ̄ , мг/дм ³	8	532.30	762.90	659.20	762.90	840.63	307.99
HCO₃⁻ , мг/дм ³	8	122.00	524.60	268.00	293.00	305.83	138.90
Ca²⁺ , мг/дм ³	8	12 618.00	25 571.00	15 914.00	19 504.00	18 039.69	3 445.63
Mg²⁺ , мг/дм ³	8	2 231.00	6 722.00	3 478.00	4 350.00	4 238.75	1 216.67
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	8	54 218.10	75 702.86	62 278.55	68 711.31	64 946.82	6 399.14
J , мг/дм ³	8	9.90	27.70	13.10	15.00	14.98	5.14
Br , мг/дм ³	8	580.00	1 297.60	758.00	920.90	837.31	198.67
B , мг/дм ³	8	24.40	250.60	28.00	105.90	75.95	73.34

Бисимская моноклиналъ

Минерализация , г/дм ³	22	223.74	266.59	239.24	246.54	244.80	13.46
Cl , мг/дм ³	22	138 294.00	165 102.00	149 915.00	153 617.00	151 538.63	8 494.81
SO₄ – ̄ , мг/дм ³	22	79.00	734.10	570.20	734.10	657.17	220.56
HCO₃⁻ , мг/дм ³	22	12.20	464.00	103.70	134.20	119.48	95.74
Ca²⁺ , мг/дм ³	22	13 386.00	19 075.60	15 506.00	15 911.00	15 716.37	1 417.31
Mg²⁺ , мг/дм ³	22	3 214.10	5 838.50	4 101.00	4 512.00	4 2295.66	615.31
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	22	66 829.57	79 791.92	71 169.96	73 729.37	72 469.91	4 060.04
J , мг/дм ³	21	5.70	31.70	11.00	13.40	12.20	4.79
Br , мг/дм ³	21	99.90	636.20	518.80	599.00	549.91	118.46
B , мг/дм ³	21	6.80	34.70	13.80	19.00	16.44	6.90

Соликамская депрессия

Минерализация , г/дм ³	144	35.72	285.39	175.46	193.07	182.44	66.44
Cl , мг/дм ³	144	20 519.00	177 585.50	108 233.00	118 859.00	112 710.45	4 1671.8
SO₄ – ̄ , мг/дм ³	144	28.00	950.60	819.70	950.60	882.11	469.82
HCO₃⁻ , мг/дм ³	138	24.40	1220.00	244.00	317.00	285.68	251.19
Ca²⁺ , мг/дм ³	144	2 092.00	43 792.00	12 296.30	14 658.80	1 3471 .35	7 278.16
Mg²⁺ , мг/дм ³	144	657.60	20 688.70	3 136.00	3 745.00	3 424.76	1 970.80
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	144	1 145.73	81 922.70	49 121.31	53 863.65	51 680.28	20 149.6
J , мг/дм ³	141	2.50	144.00	27.50	35.10	31.43	25.14
Br , мг/дм ³	141	92.00	1 079.70	538.00	605.00	567.98	225.50
B , мг/дм ³	138	1.60	272.40	39.90	59.00	50.19	64.13

Башкирский свод

Минерализация , г/дм ³	88	224.20	397.42	253.02	257.32	254.99	13.09
Cl , мг/дм ³	88	139 796.00	189 095.70	157 034.00	160 217.00	158 561.71	8 181.62
SO₄ – ̄ , мг/дм ³	88	7.40	507.00	430.00	507.00	467.05	203.02
HCO₃⁻ , мг/дм ³	85	11.80	939.00	122.00	171.00	150.11	133.79
Ca²⁺ , мг/дм ³	88	11 176.00	38 850.00	18 650.60	20 103.70	19 423.40	3 822.30

Окончание табл. 5.3

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Mg²⁺ , мг/дм ³	88	2 467.00	8 725.40	4 710.50	5 186.50	4 962.07	1 303.49
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	88	55 896.22	88 009.80	70 513.56	72 436.69	71 429.31	5 918.57
J , мг/дм ³	85	2.40	23.20	14.00	15.30	14.67	3.53
Br , мг/дм ³	85	383.80	1 447.10	723.00	790.70	758.00	166.56
B , мг/дм ³	85	2.20	86.10	22.00	26.30	24.10	10.38

Камский свод

Минерализация , г/дм ³	3	188.80	226.79	221.29	226.79	212.29	16.76
Cl , мг/дм ³	3	116 488.00	140 156.00	136 826.00	140 156.00	131 156.67	10 461.0
SO₄ – ²⁻ , мг/дм ³	3	502.00	875.70	875.70	875.70	852.57	277.28
HCO₃⁻ , мг/дм ³	3	98.00	207.40	98.00	122.00	142.47	46.95
Ca²⁺ , мг/дм ³	3	9 591.70	13 006.00	12 562.80	13 006.00	11 720.17	1 515.89
Mg²⁺ , мг/дм ³	3	3 642.00	4 479.00	4 136.20	4 136.20	4 085.73	343.56
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	3	57 311.05	69 361.33	66 338.03	69 361.33	64 336.80	5 118.98
J , мг/дм ³	3	4.70	8.50	7.20	8.50	6.80	1.58
Br , мг/дм ³	3	388.40	457.00	388.40	394.00	413.13	31.10
B , мг/дм ³	3	4.30	7.30	4.30	4.60	5.40	1.35

Пермский свод

Минерализация , г/дм ³	51	219.99	282.47	247.54	254.49	251.04	13.62
Cl , мг/дм ³	51	136 947.00	175 812.00	154 041.00	157 818.00	155 526.38	8 494.54
SO₄ – ²⁻ , мг/дм ³	51	29.60	572.80	490.40	572.80	531.42	184.06
HCO₃⁻ , мг/дм ³	49	6.10	707.60	97.60	152.50	125.19	184.06
Ca²⁺ , мг/дм ³	51	11 733.00	30 600.90	17 078.00	18 665.00	17 867.72	3 056.80
Mg²⁺ , мг/дм ³	51	2 895.00	5 727.00	4 030.00	4 232.00	4 105.70	484.63
Na⁺ + K⁺ , мг/дм ³	51	59999.51	85693.76	71700.36	73796.89	72887.25	4505.33
J , мг/дм ³	51	6.90	24.10	12.00	13.10	12.43	2.90
Br , мг/дм ³	51	526.00	1815.00	674.00	758.80	724.59	187.23
B , мг/дм ³	50	4.90	76.00	21.50	28.50	25.12	13.14

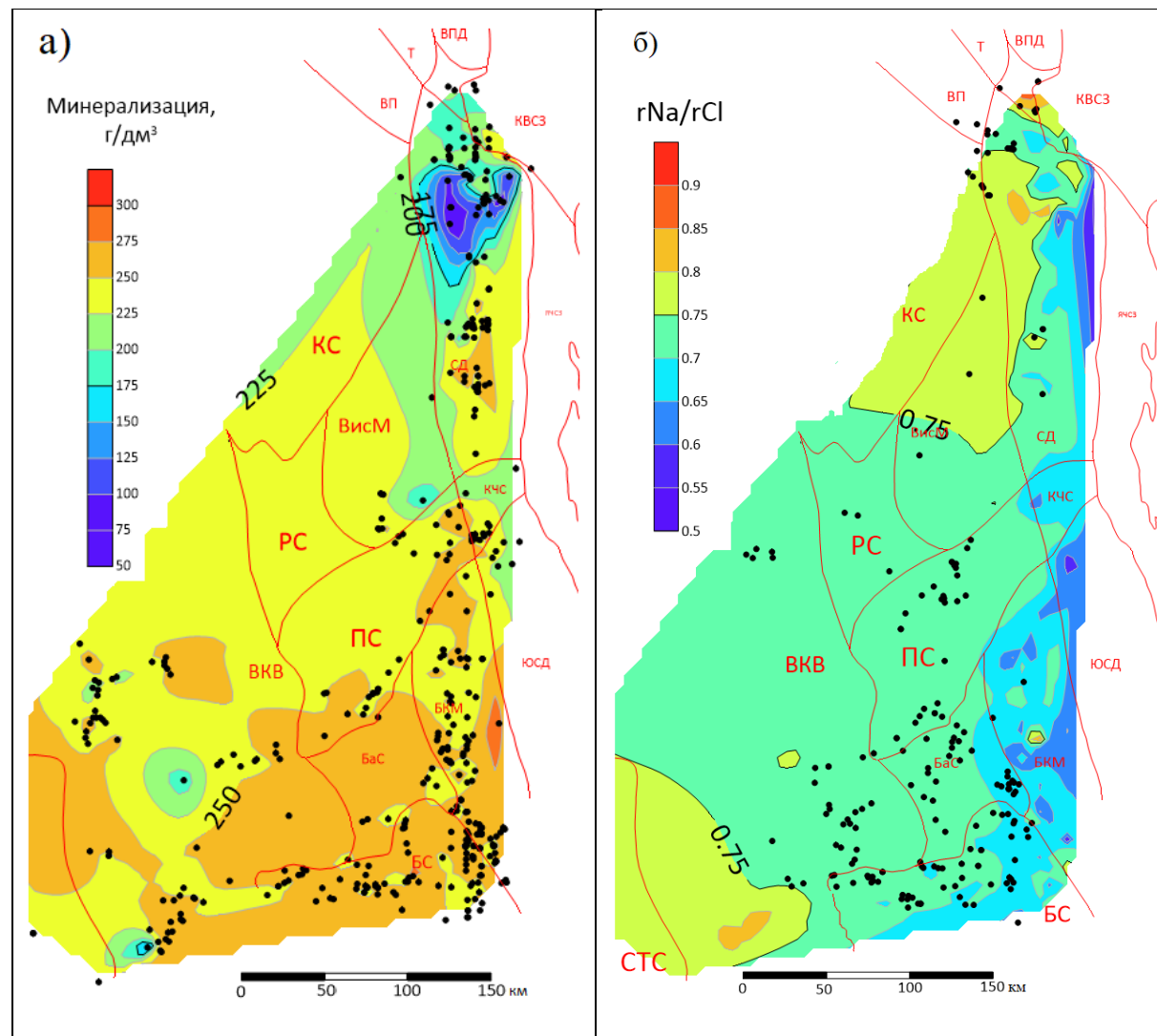


Рис. 5.7. Схематические гидрогеохимические карты верхнедевонско-турнейского ГНБК: а) – минерализация; б) – метаморфизация

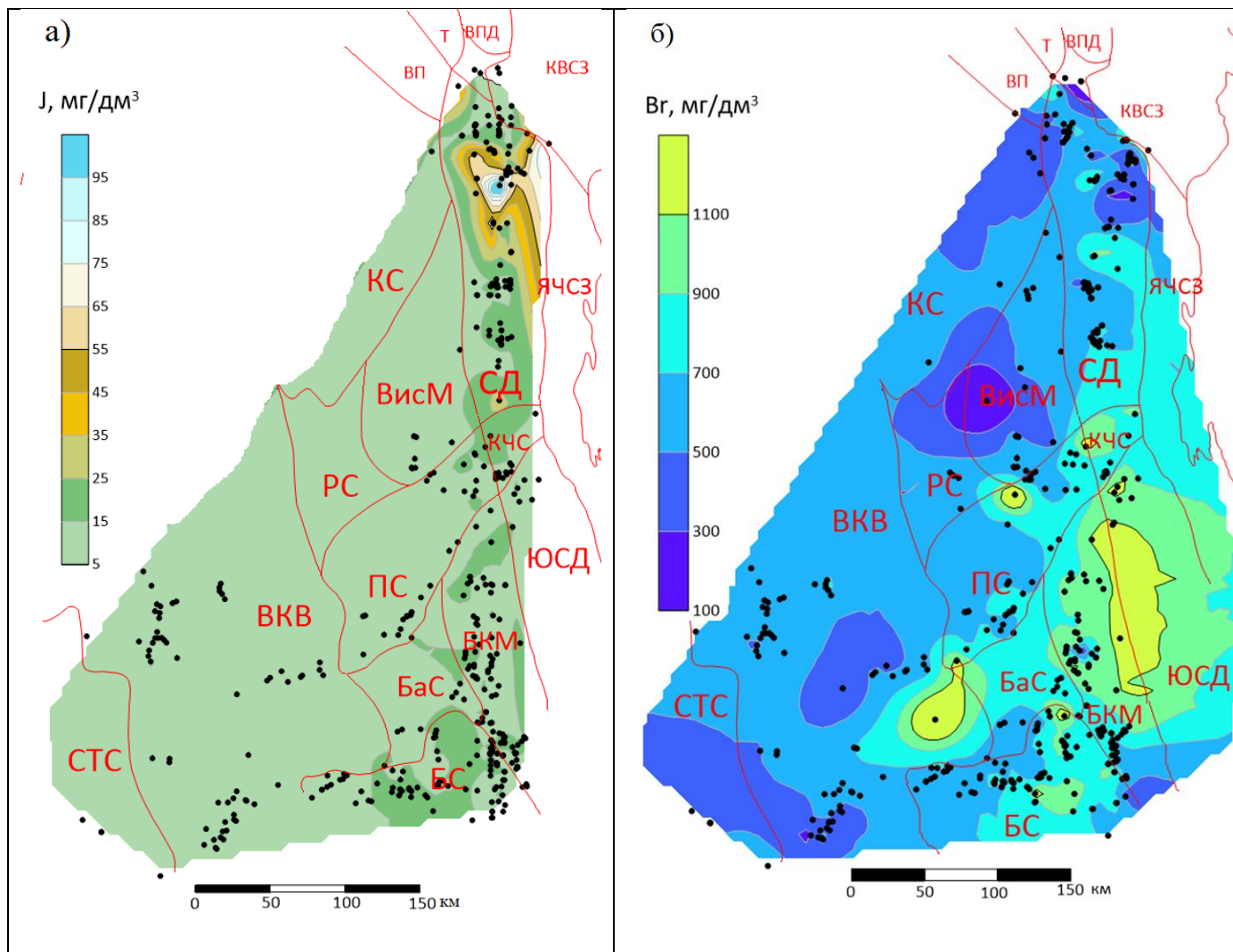


Рис. 5.8. Схематические гидрогеохимические карты верхнедевонско-турнейского ГНВК: а) – содержание I ; б) – содержание Br

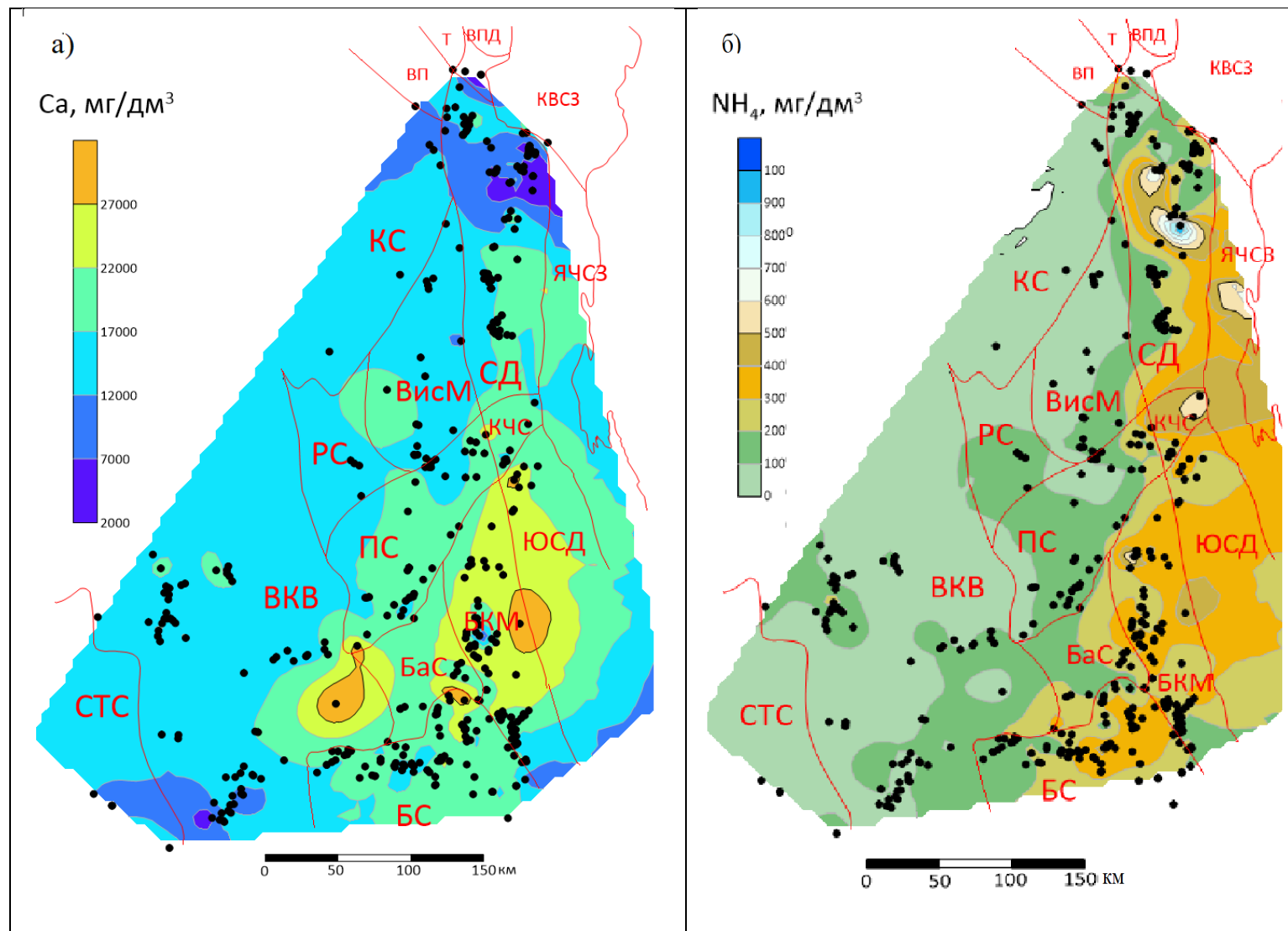


Рис. 5.9. Схематические гидрогеохимические карты распределения кальция (а) и аммония(б) в верхнедевонско-турнейском ГНБК

Для пластовых рассолов верхнедевонско-турнейского комплекса характерны корреляционные связи между основными компонентами (мг/дм³):

$$\text{Br}=0,0216 \cdot \text{Cl}-22,64 \quad r=0,68;$$

$$\text{Br}=0,0499 \cdot \text{Ca}-182,5 \quad r=0,88;$$

$$\text{Cl}=1,3722 \cdot \text{Ca}+122400 \quad r=0,77;$$

$$\text{Mg}=0,06394 \cdot \text{Ca}+2423 \quad r=0,54.$$

Нижне-средневизейский терригенный ГНБК. Пластовые воды комплекса представлены высокоминерализованными хлоркальциевыми рассолами Cl–Na–Ca и Cl–Na–Ca–Mg и Cl–Na–nMg типов. Их статистическая гидрогеохимическая характеристика представлена в табл. 5.4. а также на рис. 5.2.

Минерализация рассолов комплекса изменяется от 215 до 279 г/дм³. Гидрогеохимические поля повышенной минерализации (более 250 г/дм³) характерны для центральной и южной частей региона (рис. 5.10,а). Снижение минерализации до 230–250 г/дм³ отмечается для территорий Верхнекамской впадины, восточной части Бабкинской седловины и южной части Бымско-Кунгурской моноклинали.

На большей части территории коэффициент метаморфизации рассолов комплекса соответствует 0.73–0.78 (рис. 5.10,б). Отчетливо проявляется тенденция повышения метаморфизации в восточном направлении до 0,68–0,48. Наиболее метаморфизованные воды с коэффициентом менее 0.7 распространены на Бымско-Кунгурской моноклинали, Юрюзано-Сулвенской депрессии и на северо-востоке Соликамской депрессии. Значительно меньшую метаморфизацию (0.78–0.83) имеют рассолы в южной части ВКВ и в северной части Соликамской депрессии.

Характерной особенностью вод комплекса является сравнительно низкое содержание сульфат-иона (табл. 5.4). Его верхний предел вероятностного распределения равен 752 мг/дм³. Воды с сульфат-ионами, превышающими этот предел, занимают очень небольшие площади, но развиты во всех тектонических регионах. Коэффициент сульфатности ($r\text{SO}_4 \cdot 100/r\text{Cl}$), как правило, не превышает значение 0,3 (рис. 5.6). Незначительные повышения этого коэффициента отмечаются для КЧС и ЮСД.

Содержание кальция в рассолах комплекса, как правило, 16000–20000 мг/дм³ (табл. 5.4). Аномально высокие концентрации (28000–35000 мг/дм³) установлены в восточной части Бымско-Кунгурской моноклинали (рис. 5.12а).

На территории северной части Висимской моноклинали, юго-западе Верхнекамской впадины и на востоке Башкирского свода отмечается снижение содержания кальция до 6000–12000 мг/дм³).

В рассматриваемом ГНБК широко распространены промышленные йодно-бромные воды. Содержание йода в водах комплекса изменяется в широких пределах (табл. 5.4). В западных районах региона, на территории ВКВ концентрации йода соответствуют 10–15 мг/дм³ (рис. 5.11,а). В центральных и восточных районах Среднего Предуралья содержания йода увеличиваются до 20–25 мг/дм³. Аномальные содержания этого компонента установлены на севере СД, где при испытании скв. Северная-64 получены рассолы с концентрацией йода 84,2 мг/дм³. Не исключается, что это «сквозная» аномалия, т.е. связанная с нижележащим верхнедевонско-турнейским ГНБК.

По характерным содержаниям брома воды комплекса повсеместно относятся к промышленным бромным (табл. 5.4). В западных районах региона концентрации брома 200–500 мг/дм³ (рис. 5.11,б). В восточном направлении на территории Верхнекамской впадины, Пермского свода, Бабкинской седловины, Бымско-Кунгурской моноклинали они увеличиваются до 700–900 мг/дм³. Аномальные содержания брома установлены в достаточно обширной зоне на границе Бымско-Кунгурской моноклинали и Ююязано-Сылвенской депрессии на ряде скважин Зуятской и Комарихинской площадей. В частности, при испытании скв. Зуятская-206 концентрация брома составила 2 046,9 мг/дм³. Аномальные концентрации брома установлены также в Соликамской депрессии (скв. Тунеговская-73 – 1250,8 мг/дм³).

Содержания NH₄ в рассолах комплекса отражает схематическая карта (рис. 5.12,б). В западных и северо-западных районах (ВКВ, ПС, ВисМ и СД) концентрации аммония относительно низкие – 50–150 мг/дм³. На юго-востоке они повышаются до 200–350 мг/дм³, а в пределах аномалии на БКМ достигают 432 мг/дм³ (скв. Елкинская-24). Локальная аномалия аммония (597,6 мг/дм³) установлена в ВКВ в скв. Крюковская-5, на БС (скв. Павловская-18 – 349 мг/дм³) и в СД (скв. Боровицкий профиль-9огн – 529 мг/дм³).

Характерные содержания бора в водах комплекса сравнительно невысоки (табл. 5.4). Максимальные концентрации йода установлены в пробах, полученных при испытании скважин на ВисМ (скв. В.-Васильевская-121 – 238,7 мг/дм³) и в СД (скв. В.-Соликамская-111 – 105 мг/дм³).

По сравнению со смежными комплексами пластовые воды нижне-средневизейских терригенных пород отличаются более равномерным распределением основных компонентов по площади. И только в северо-восточной части Соликамской депрессии (гидрогеологический блок СД-1, при малом объеме исследований) пластовые воды резко выделяются на окружающем фоне более низкой минерализацией. Микрокомпоненты в этих водах сохраняют свои высокие содержания.

Для рассолов комплекса характерна высокая корреляционная связь между содержаниями (мг/дм³) кальция, брома и жёсткостью (Ж):

$$\text{Br}=0,03730*\text{Ca}+13,472 \quad r=0,80;$$

$$\text{Br}=0,03501* \text{Ж}- 89,59 \quad r=0,82;$$

$$\text{Ж}=1,0684*\text{Ca}+112900 \quad r=0,98.$$

В целом, по гидрохимическим показателям в этом нефтеносном комплексе благоприятные условия сохранности залежей существуют практически на всей территории области.

Верхневизейско-башкирский карбонатный ГНБК. В платформенной части региона верхневизейско-башкирские отложения повсеместно насыщены рассолами ClNa , ClNaCa и ClNaMg состава, минерализация которых изменяется от 130 до 280 г/дм³ (табл. 5.5). Основные физико-химические свойства пластовых вод комплекса представлены на рис. 5.2.

Максимальная минерализация вод (260–280 г/дм³) установлена в центральных районах Среднего Предуралья, что соответствует увеличению залегания кровли комплекса до 1200 м, и переходу к застойному гидродинамическому режиму. Отложения находятся в гидрогеологических условиях застойного водного режима. Содержание сероводорода здесь проявляется лишь в отдельных скважинах.

В гидрогеохимическом поле визейско-башкирских карбонатных отложений выделяются две зоны опреснения [192]: на северном склоне Башкирского свода (130–230 г/дм³) и в северо-восточной части Соликамской депрессии (рис. 5.13а) где минерализация снижается до 140–210 г/дм³.

Первая из них расположена на БС, где отложения залегают на глубине около 900 м и минерализация вод снижается до 160–180 г/дм³ [192]. Понижение минерализации вызвано условиями меньшей гидродинамической закрытости, вследствие размыва кунгурской хемогенной толщи, сильной закарстованности карбонатных пород нижней перми в переходной зоне Предуральского прогиба к складчатому Уралу и Башкирскому своду. Здесь создались условия повышенной динамичности подземных вод, способствующие более глубокому проникновению инфильтрационных вод. В подземных водах этих территорий присутствует сероводород, содержание которого достигает 400 мг/дм³. Здесь, в зонах водо-нефтяных контактов, часто наблюдается отложение в трещинах и порах пород вторичных солей кальция в виде кальцита и гипса. Это затрудняет гидродинамическую связь водоносных и нефтенасыщенных пластов. Такие явления отмечены на Павловском, Краснокамском и Северокамском месторождениях.

Таблица 5.4

**Статистические характеристики состава пластовых рассолов
нижне-средневизейского ГНВК**

Параметр	Число опреде лений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стан дартное откло нение
		min	max	min	max		
Верхнекамская впадина							
Минерализация, г/дм³	42	220.15	266.69	241.64	248.71	245.54	13.27
Cl, мг/дм³	42	136 424.00	165 534.00	150 253.00	154 643.00	152 183.87	8 336.82
SO4 – , мг/дм³	42	36.20	427.10	260.90	427.10	353.10	329.96
HCO3⁻, мг/дм³	38	6.00	244.00	61.00	79.30	69.02	49.41
Ca²⁺, мг/дм³	42	10 577.00	19 242.00	15 957.80	16 732.00	16 371.47	1 525.99
Mg²⁺, мг/дм³	42	2 429.60	5 109.90	3 840.20	4 987.00	3 954.78	578.59
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	42	64 658.84	81 127.59	71 511.86	73 417.37	72 614.62	4 292.30
J, мг/дм³	41	3.30	23.00	9.50	11.20	10.45	3.37
Br, мг/дм³	41	355.40	843.00	581.00	613.10	599.20	70.70
B, мг/дм³	41	9.20	36.20	15.00	18.30	16.86	6.40
Юрюзано-Сылвенская депрессия							
Минерализация, г/дм³	8	217.63	270.42	241.77	256.41	248.88	16.09
Cl, мг/дм³	8	135 315.00	169 215.00	150 563.00	159 499.00	154 991.25	10 099.03
SO4 – , мг/дм³	8	314.30	492.90	480.40	492.90	603.54	208.58
HCO3⁻, мг/дм³	8	36.60	457.50	136.90	268.40	201.66	129.55
Ca²⁺, мг/дм³	8	21 319.00	36 861.00	26 433.00	28 040.00	28 110.88	4 925.37
Mg²⁺, мг/дм³	8	3 253.00	5 217.70	40 74.00	4 330.00	4 093.46	633.14
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	8	55 090.22	76 900.50	57 289.18	65 344.02	60 877.68	6 769.60
J, мг/дм³	8	4.60	13.10	9.20	10.80	9.15	2.41
Br, мг/дм³	8	791.00	1277.80	914.40	1059.00	976.05	149.63
B, мг/дм³	8	3.80	17.40	6.90	10.30	8.80	4.48
Бымско-Кунгурская моноклиналь							
Минерализация, г/дм3	157	219.04	279.70	250.24	253.84	252.05	11.54
Cl-, мг/дм3	157	135 512.00	173 755.00	155 598.00	157 620.00	156 517.05	7 356.21
SO4 – -, мг/дм3	157	34.60	446.00	381.00	446.00	412.66	214.67
HCO3-, мг/дм3	146	6.10	634.40	115.90	146.40	131.99	106.50
Ca 2+, мг/дм3	157	11 123.00	43 118.80	19 439.00	20 915.00	20 160.31	4 973.54
Mg2+, мг/дм3	157	1 265.40	7 323.80	4 097.00	4 368.00	4 234.10	877.23
Na+ + K+ , мг/дм3	157	45 938.16	8 5924.38	69 718.68	71 482.84	70 600.78	6 532.95
J, мг/дм3	155	1.90	35.10	11.20	12.20	11.69	3.24
Br, мг/дм3	155	414.40	2 046.90	769.00	836.10	802.29	227.74
B, мг/дм3	154	1.90	107.20	15.50	18.50	16.88	11.26
Косьвинско-Чусовская седловина							
Минерализация, г/дм³	12	214.98	271.18	241.12	253.20	246.94	14.28
Cl, мг/дм³	12	132 904.00	167 612.00	148 761.00	155 886.00	152 653.25	8 821.08
SO4 – , мг/дм³	12	470.00	752.00	732.50	752.00	712.93	150.88
HCO3⁻, мг/дм³	12	6.10	274.50	48.80	98.00	80.56	68.05
Ca²⁺, мг/дм³	12	1 6341.00	24 349.00	18 775.00	21 082.00	20 256.83	2 747.77
Mg²⁺, мг/дм³	12	2 608.00	4 499.00	3 022.70	3 474.00	3 240.63	451.63
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	12	62 504.53	79 627.89	67 401.12	71 607.37	69 991.78	4 770.49
J, мг/дм³	12	7.00	22.80	12.50	16.00	14.74	4.90
Br, мг/дм³	12	586.20	1 060.80	717.60	751.00	790.58	145.54
B, мг/дм³	12	2.10	21.80	7.20	9.60	9.22	6.65

Окончание табл. 5.4

Параметр	Число опреде лений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стан дартное откло нение
		min	max	min	max		
Висимская моноклираль							
Минерализация, г/дм³	42	228.27	272.97	250.75	255.44	252.97	11..31
Cl, мг/дм³	42	139 440.90	169 000.00	154 960.00	158 124.00	156 139.68	7 125.97
SO4 – , мг/дм³	42	38.70	447.00	330.90	447.00	393.52	209.10
HCO3⁻ ,мг/дм³	42	6.10	159.00	48.80	67.10	60.44	39.84
Ca²⁺, мг/дм³	42	13 947.00	20 990.00	15 855.00	16 609.70	16 277.64	1 560.90
Mg²⁺, мг/дм³	42	681.10	6 802.00	3 926.00	4 363.00	4 121.15	867.79
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	42	63 841.69	83 361.13	74 237.19	76 395.23	75 380.40	4 044.49
J, мг/дм³	42	3.20	25.40	10.80	12.70	11.65	3.54
Br, мг/дм³	42	77.90	1 029.20	519.00	618.00	573.48	138.70
B, мг/дм³	41	5.30	238.70	9.20	27.00	20.02	35.89
Соликамская депрессия							
Минерализация, г/дм³	21	119.64	265.08	221.48	246.85	230.79	38.42
Cl, мг/дм³	21	73 016.20	164 782.00	136 388.00	151 485.00	142 954.50	29 930.0
SO4 – , мг/дм³	21	21.40	648.60	325.00	648.60	499.16	509.85
HCO3⁻ ,мг/дм³	20	3.00	597.80	85.40	201.00	141.08	138.81
Ca²⁺, мг/дм³	21	5 615.00	2 4021.20	14 646.00	16 938.00	15 692.05	3 891.29
Mg²⁺, мг/дм³	21	188.00	6 637.70	3 738.40	4 021.00	3 904.36	1 128.93
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	21	30578.85	91154.78	65470.23	73208.79	67601.58	14799.13
J, мг/дм³	20	4.80	84.20	11.50	25.00	17.77	17.53
Br, мг/дм³	20	209.00	1 250.80	520.00	700.00	626.31	243.53
B, мг/дм³	20	2.20	105.00	5.10	14.90	16.65	27.11
Башкирский свод							
Минерализация, г/дм³	177	216.68	279.28	253.92	257.04	255.45	10.84
Cl, мг/дм³	177	135 023.00	173 318.00	157 668.00	158 861.00	158 659.40	6 821.22
SO4 – , мг/дм³	177	9.80	304.50	237.90	304.50	272.52	235.03
HCO3⁻ ,мг/дм³	156	5.90	361.90	61.00	73.20	69.09	57.86
Ca²⁺, мг/дм³	177	11 985.00	38 134.00	18 026.00	18 613.00	18 332.37	2 143.68
Mg²⁺, мг/дм³	177	1 666.00	8 249.30	4 268.00	4 439.00	4 352.36	6 227.87
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	177	52 522.59	81 299.11	73 193.50	74 351.53	73 772.93	3 959.25
J, мг/дм³	176	2.50	20.10	12.40	13.00	12.67	2.31
Br, мг/дм³	176	229.60	863.90	677.00	694.00	685.32	67.30
B, мг/дм³	171	2.40	40.50	15.70	17.20	16.43	5.37
Камский свод							
Минерализация, г/дм³	2	237.35	243.80	237.35	243.80	240.57	3.22
Cl, мг/дм³	2	146900.00	150928.00	146900.00	150928.00	148914.00	2014.00
SO4 – , мг/дм³	2	47.70	584.30	47.70	584.30	316.00	268.30
HCO3⁻ ,мг/дм³	2	24.40	73.20	24.40	73.20	48.80	24.40
Ca²⁺, мг/дм³	2	10468.00	13702.50	10468.00	13702.50	12085.25	1617.25
Mg²⁺, мг/дм³	2	3781.00	4429.50	3781.00	4429.50	4105.25	324.25
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	2	74078.74	76128.94	74078.74	76128.94	75103.84	1025.10
J, мг/дм³	2	2.50	8.50	2.50	8.50	5.50	3.00
Br, мг/дм³	2	427.30	605.00	427.30	605.00	516.15	31.10
B, мг/дм³	2	4.70	7.30	4.30	4.60	5.40	1.35
Пермский свод							
Минерализация, г/дм³	97	230.48	277.49	255.32	258.53	257.06	9.03
Cl, мг/дм³	97	142 865.00	171 461.00	158 270.00	160 397.00	159 298.00	5 595.23
SO4 – , мг/дм³	97	35.40	418.90	342.00	418.90	380.35	228.42
HCO3⁻ ,мг/дм³	92	3.50	378.20	79.30	97.60	88.35	72.52
Ca²⁺, мг/дм³	97	15 609.00	21 695.60	17 824.00	18 193.00	18 020.11	1 138.97
Mg²⁺, мг/дм³	97	935.00	7 998.00	3 852.00	4 106.00	3 992.38	744.31
Na⁺ + K⁺, мг/дм³	97	63 800.82	82 630.88	74 686.26	75 841.31	75 287.01	3 117.09
J, мг/дм³	97	1.70	15.50	10.20	11.00	10.65	2.48
Br, мг/дм³	97	230.90	871.00	672.50	698.00	683.96	72.24
B, мг/дм³	96	3.70	42.50	14.10	17.00	15.52	7.52

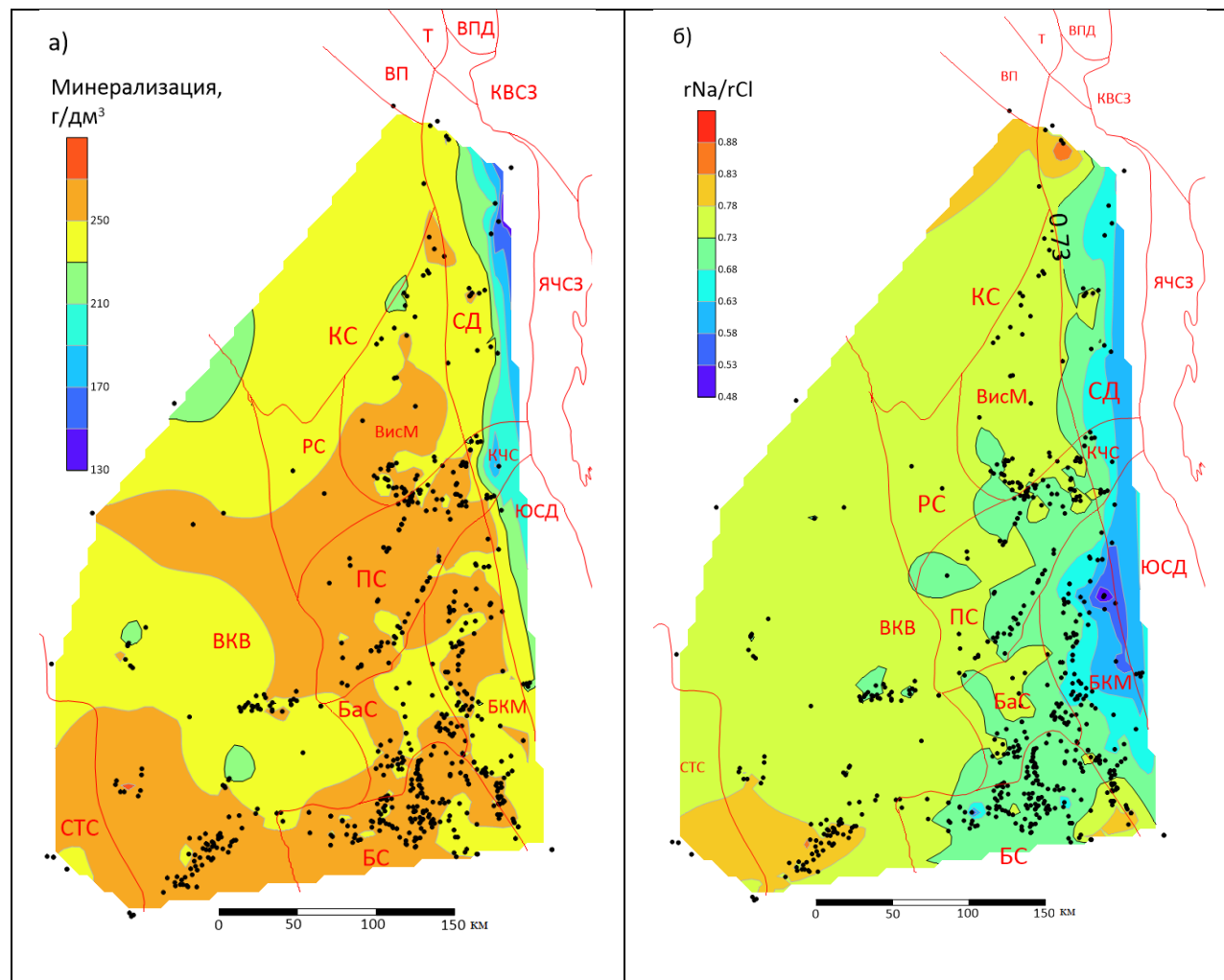


Рис. 5.10. Схематические гидрогеохимические карты ниже-средневизейского ГНВК: а) – минерализация; б) – метаморфизация

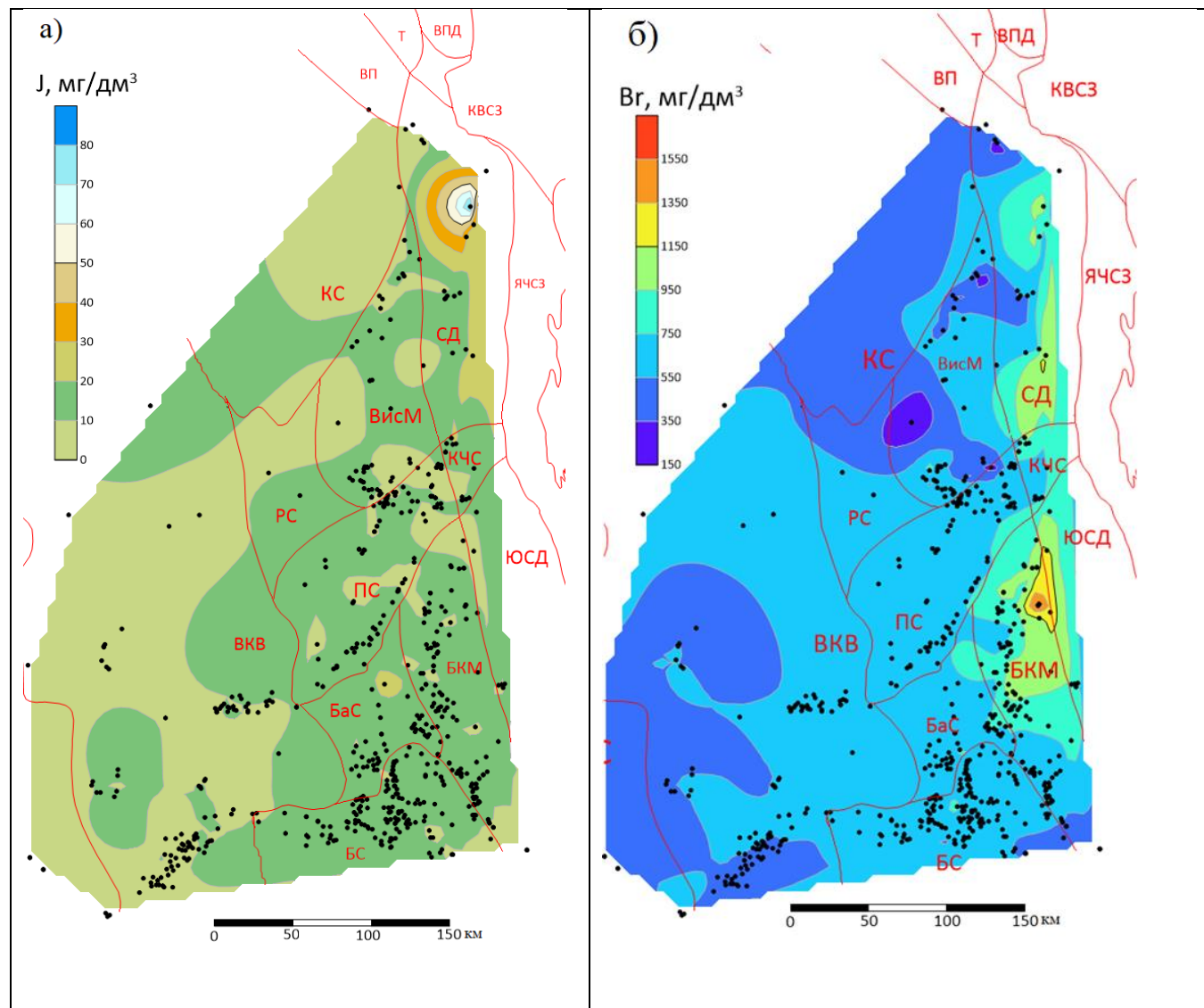


Рис. 5.11. Схематические гидрогеохимические карты ниже-средневизейского ГНВК: а) – содержание I ; б) – содержание Br

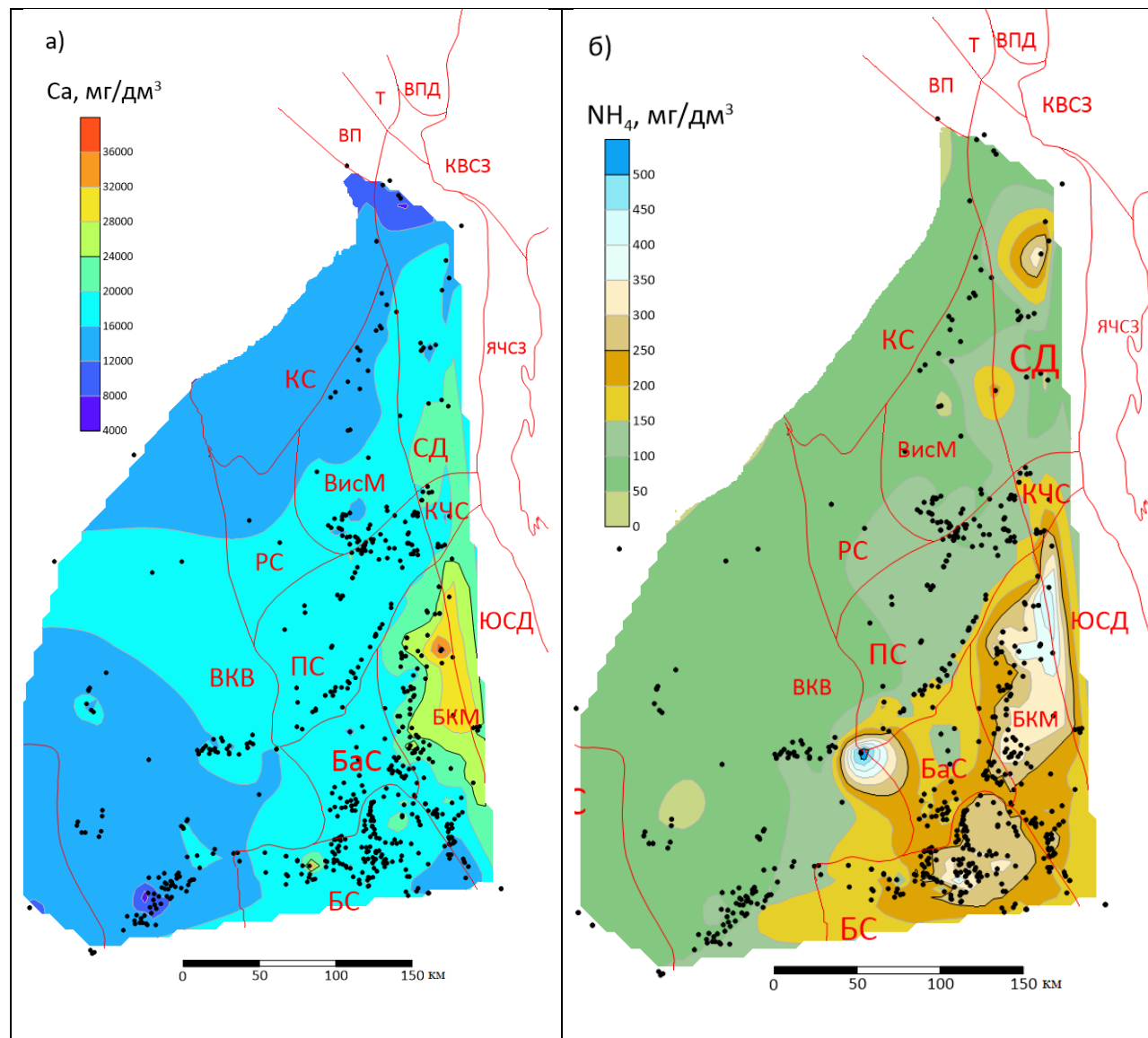


Рис. 5.12. Схематические гидрогеохимические карты распределения кальция (а) и аммония(б) в ниже-средневизейском ГНБК

В районах, расположенных вне отмеченных зон опреснения, сероводород выявляется лишь единичными скважинами, и концентрации его редко превышают 100 мг/дм³. С уменьшением минерализации в водах снижаются содержания кальция (до 10 г/дм³), магния до 2–4 г/дм³, а также микрокомпонентов.

Вторая зона опреснения установлена в северной части Соликамской депрессии. В отличие от вод Башкирского свода здесь воды более обогащены йодом, бромом и бором. Такое распределение содержания микрокомпонентов, вероятно, связано с миграцией вод из рифогенных отложений девона.

Метаморфизация вод (rNa/rCl) на большей части центральной территории региона изменяется от 0,76 до 0,66 (рис. 5.13.б). Пониженная метаморфизация (rNa/rCl 0,76–0,86) вод характерна для территории южной части Пермского края, где сказывается влияние Башкирского свода, как области питания подземных вод, в местах закарстованности кунгурского водоупора, а также северных районах Висимской моноклинали, Соликамской депрессии, на Бабкинской седловине и Башкирском своде. В районах, где воды комплекса имеют минерализацию 240–270 г/дм³ и более, метаморфизация их возрастает до 0,6–0,74). Зона наиболее высокой метаморфизации (0,66–0,56) характерна для вод Соликамской депрессии (Березниковский выступ). В целом, наблюдается повышение метаморфизации вод комплекса в восточном направлении.

Сульфатонасыщенность рассолов рассматривается как благоприятный фактор для выделения нефтеперспективных объектов [201] Коэффициент сульфатности подземных вод комплекса (по $rSO_4 \cdot 100/rCl$) изменяется в значительных пределах от 0,1 до 1,0 и более – и, в целом, он выше, чем в водах нижележащих отложений (рис. 5.6). Наиболее высокие содержания сульфат-иона отмечены на юге области в районе развития вод пониженной минерализации и метаморфизации. Здесь коэффициент сульфатности может быть более 0,9. Однако в отдельных скважинах он может понижаться до 0,22 г/дм³, что, вероятно, вызывается развитием в призабойных зонах восстановительных биохимических процессов, и воды здесь содержат повышенные концентрации сероводорода (до 400 мг/дм³) и гидрокарбонатного иона (350–600 мг/дм³) – продуктов жизнедеятельности сульфатредуцирующих бактерий. Высокий коэффициент сульфатности вод комплекса отмечается также на Камском своде, Соликамской депрессии и Косьвинско-Чусовской седловине. На Башкирском своде и на севере Соликамской депрессии на локальных участках (очагах) содержание сульфат-иона может достигать 2,5–3,0 г/дм³ и более.

Подземные воды комплекса содержат ряд микрокомпонентов, наибольший промышленный интерес из которых представляют йод, бром и бор (рис. 5.2. табл. 5.5).

Содержание йода в подземных водах в западной части исследуемой территории не превышает 5–15 мг/дм³ (рис. 5.14,а). В центральных и восточных районах концентрации возрастают до 15–25 мг/дм³. Наименьшие содержания йода – в зонах «опреснения» пластовых вод комплекса, а наибольшие – в Соликамской депрессии, где встречены «йодные аномалии» в верхнедевонско-турнейском и нижне-средневизейском комплексах. Максимальные концентрации йода, превышающие 30 мг/дм³, отмечены в 15 скважинах, в частности, в скв. Соликамская-47 его содержание составило 39,6 мг/дм³.

Содержание брома в пластовых водах комплекса изменяется от 157 до 2436 мг/дм³. На большей части северо-западных, юго-западных и южных районов диапазон концентраций брома соответствует 200–600 мг/дм³, в центральной части региона – в пределах 600–900 мг/дм³, а в восточных районах – 600–1000 мг/дм³ (рис. 5.14,б).

Аномальные зоны с высокими содержаниями брома установлены в СД, где обширная гидрохимическая зона с содержанием брома более 1 000 мг/дм³ прослежена по 35 скважинам. Максимальная концентрация – 3 436,2 мг/дм³ получена в пробе при испытании скв. Боровицкий проф-608. В ЮСД аномальные содержания брома в рассолах получены в скв. Чусовская-151 – 1 093 мг/дм³ и в скв. Урминская-6 – 1 349 мг/дм³ (рис. 5.14,б).

Содержание кальция в водах комплекса изменяется в отдельных пробах от 2000 мг/дм³ до 32000 мг/дм³ и более (табл. 5.5). Наиболее характерный диапазон для большей части территории 15000–25000 мг/дм³ (рис. 5.15,а). Наиболее низкие содержания кальция (менее 10000 мг/дм³) отмечены на северо-востоке Соликамской депрессии и на Башкирском своде. Максимальные концентрации установлены в ЮСД (скв. Урминская-6 – 32 912,8 мг/дм³) и в СД (скв. Яйвинская-4 – 31 388 мг/дм³).

Содержание бора в пластовых водах характеризуемого ГНВК варьирует в широких пределах: от менее 2,5 до 385 мг/дм³. На большей части изучаемой территории 35–50 мг/дм³. Повышенные содержания этого промышленно ценного элемента отмечены в северной части Соликамской депрессии.

Содержание ионов аммония в водах визейско-башкирского водоносного комплекса обычно не превышает 250 мг/дм³. В платформенной части региона содержание аммония соответствует диапазону 50–150 мг/дм³ (рис. 5.15б), причем в центральной зоне (Пермский свод, Бабкинская седловина) концентрации увеличиваются до 150–200 мг/дм³. Отмечается тенденция увеличения содержания аммония в восточном направлении, где на территории Предуральяского прогиба отмечаются максимальные содержания. В 10 скважинах СД отмечаются содержания аммония более 500 мг/дм³ (максимальное установлено в скв. Чердынский пр.-512 – 812 мг/дм³).

Следует отметить, что концентрации ионов аммония в верхневизейско-башкирском комплексе ниже, чем в водах визейского терригенного ГНВК, однако, в визейско-башкирском комплексе наблюдается соответствие максимальных концентраций аммония минимальным содержаниям азота в газах. По данным И.Н.Шестова, в водах скв. Березниковская-2 и содержание аммония достигает 370 мг/дм³, а азота в водорастворенном газе – 47,5 %, на Верецагинском валу наблюдается изменение содержания аммония от 160–280 мг/дм³ на юге (Очерская площадь) до 50–100 мг/дм³ на севере (Сивинская площадь) при изменении концентрации азота в попутном нефтяном газе от 27 до 41 %. Отклонения в установленной закономерности связаны с наличием зон вертикального перетока или отсутствием благоприятных условий для жизнедеятельности нитрофицирующих бактерий. Так, на Мазунинском месторождении при содержании азота 2 % в газовой шапке и 17 % в водорастворенном газе аммония в водах содержится от 67 до 111 мг/дм³. На Осинском месторождении концентрация аммония в законтурных скважинах изменяется от 150 до 250 мг/дм³ при высоком содержании азота (87–99 %) в водорастворенном газе и в попутных газах (84 %).

Установлены следующие корреляционные связи между основными компонентами (мг/дм³) химического состава пластовых вод верхневизейско-башкирского комплекса:

$$\text{Br}=0,04105*\text{Ca}+14,918 \text{ } r=0,74;$$

$$\text{Br}=1,3778*\text{NH}_4+418,32 \text{ } r=0,59;$$

$$\text{Cl}=2,1447*\text{Ca}+112900 \text{ } r=0,64.$$

В целом, современные гидрогеологические условия залегания комплекса на большей части территории благоприятны для сохранения углеводородных залежей.

Таблица 5.5

**Статистические характеристики состава пластовых рассолов
верхневизейско-башкирского ГНВК**

Параметр	Число опреде- лений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стан- дартное откло- нение
		min	max	min	max		
Верхнекамская впадина							
Минерализация, г/дм ³	45	212.40	271.55	240.64	246.43	243.98	15.18
Cl, мг/дм ³	45	130 234.00	168 490.00	149 292.00	154 130.00	151 323.19	9 670.04
SO ₄ ⁻ , мг/дм ³	45	39.50	745.00	598.30	745.00	674.04	266.56
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	42	6.10	427.00	85.00	128.10	106.06	85.53
Ca ²⁺ , мг/дм ³	45	5 833.20	21 683.00	15 757.80	17 435.00	16 551.99	3 178.85
Mg ²⁺ , мг/дм ³	45	1 956.00	6 895.00	4 429.50	4 888.00	4 668.57	913.89
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	45	58 367.15	82 709.39	69 286.91	72 211.16	10 666.48	5 296.54
J, мг/дм ³	44	2.50	21.10	11.40	13.40	12.57	3.95
Br, мг/дм ³	44	378.20	832.50	590.00	641.10	609.33	108.56
B, мг/дм ³	44	4.60	273.00	21.20	38.10	32.41	39.06
Юрюзано-Сылвенская депрессия							
Минерализация, г/дм ³	23	232.29	278.68	253.08	261.13	255.88	13.29
Cl, мг/дм ³	23	143 967.00	172 448.00	156 662.00	160 372.00	158 418.61	8 386.72
SO ₄ ⁻ , мг/дм ³	23	227.10	751.20	527.40	751.20	641.35	308.40
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	20	24.40	268.00	91.50	122.00	101.89	63.75
Ca ²⁺ , мг/дм ³	23	4 650.00	32 912.80	165 47.00	19 482.00	18 018.38	4 667.24
Mg ²⁺ , мг/дм ³	23	1340.00	7626.00	3722.00	4430.00	4117.14	1048.81
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	23	628 78.30	96 392.87	72 287.00	76 234.47	74 555.06	6 856.50
J, мг/дм ³	23	2.50	34.00	15.30	18.60	16.28	5.98
Br, мг/дм ³	23	291.00	1349.00	670.00	801.00	745.44	193.85
B, мг/дм ³	23	7.00	82.70	23.00	38.30	30.76	20.18
Бымско-Кунгурская моноклираль							
Минерализация, г/дм ³	69	204.21	278.87	237.19	244.29	240.00	18.85
Cl, мг/дм ³	69	124 499.40	172 000.00	146 246.00	151 136.00	148 681.65	12 080.95
SO ₄ ⁻ , мг/дм ³	69	42.00	797.50	681.40	797.50	739.47	260.64
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	69	12.20	500.00	108.60	146.40	127.82	93.66
Ca ²⁺ , мг/дм ³	69	2 083.20	26 200.00	16 206.00	17 485.00	16 604.65	4 214.94
Mg ²⁺ , мг/дм ³	69	654.80	1 3073.00	4 032.00	4 758.60	4 392.70	1 588.13
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	69	52 257.96	86 630.65	68 339.85	70 506.98	69 457.21	5 933.93
J, мг/дм ³	69	4.70	22.70	13.80	14.90	14.11	3.60
Br, мг/дм ³	69	312.00	1002.70	626.20	680.00	645.13	152.37
B, мг/дм ³	67	11.00	148.20	25.10	33.10	29.16	18.17
Косьвинско-Чусовская седловина							
Минерализация, г/дм ³	12	217.80	275.51	248.35	252.66	248.30	18.92
Cl, мг/дм ³	12	133 754.00	170 444.00	150 742.00	156 462.00	153 202.42	12 021.35
SO ₄ ⁻ , мг/дм ³	12	497.80	689.00	571.20	689.00	719.78	276.97
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	12	18.00	464.00	48.80	146.10	106.78	115.35
Ca ²⁺ , мг/дм ³	12	5 457.00	18 608.00	14 036.00	17 210.00	15 415.48	3 512.20
Mg ²⁺ , мг/дм ³	12	2 375.00	4 639.00	3 167.60	3 866.00	3 576.97	747.88
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	12	63 381.78	87 734.85	73 398.22	78 857.89	75 278.78	6 683.58
J, мг/дм ³	12	8.90	19.50	14.80	17.30	16.00	2.71
Br, мг/дм ³	12	354.00	1016.90	618.90	775.00	708.52	164.71
B, мг/дм ³	12	12.60	146.00	14.00	53.00	33.46	36.09

Окончание табл. 5.5

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Висимская моноклираль							
Минерализация, г/дм ³	33	208.72	270.84	245.01	252.64	248.95	15.69
Cl, мг/дм ³	33	128 983.00	167 557.00	151 626.00	157 290.00	154 239.50	9 998.03
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	33	355.50	733.30	653.50	733.30	690.19	170.72
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	33	12.20	811.00	73.00	146.40	115.89	144.80
Ca ²⁺ , мг/дм ³	33	9 071.10	22 481.00	16 418.00	18 064.00	17 300.18	2 745.29
Mg ²⁺ , мг/дм ³	33	29 22.20	6 024.20	4 186.40	4 600.60	4 413.88	694.37
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	33	60 328.66	78 996.31	71 553.88	735 58.39	72 195.18	4 662.17
J, мг/дм ³	31	9.10	21.60	14.80	16.60	15.81	2.93
Br, мг/дм ³	32	286.40	1 054.90	643.90	720.90	681.18	119.65
B, мг/дм ³	32	5.50	176.00	22.00	35.30	33.90	37.12
Соликамская депрессия							
Минерализация, г/дм ³	87	113.08	284.95	226.46	235.89	231.40	28.34
Cl, мг/дм ³	87	68 882.00	176 264.00	140 408.00	146 299.00	143 387.00	18 053.98
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	87	28.00	933.00	770.20	933.00	858.60	446.70
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	85	18.30	683.00	189.00	237.00	210.52	126.35
Ca ²⁺ , мг/дм ³	87	5 034.00	31 388.00	16 956.00	18 739.00	17 554.00	5 790.01
Mg ²⁺ , мг/дм ³	87	768.80	6 468.80	4 240.00	4 661.00	44 17.36	1 194.87
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	87	31 171.72	89 625.27	633 53.91	66 474.80	64 974.16	9 443.61
J, мг/дм ³	85	3.20	39.60	19.70	23.30	21.42	9.72
Br, мг/дм ³	85	157.00	2 436.00	825.80	971.00	892.34	398.30
B, мг/дм ³	85	2.50	385.00	141.00	182.60	159.08	115.61
Башкирский свод							
Минерализация, г/дм ³	45	165.85	255.85	198.34	208.91	204.35	21.48
Cl, мг/дм ³	45	100 900.00	157 158.00	124 665.00	128 368.00	125 381.76	13 688.91
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	45	189.30	1392.20	1095.00	1392.20	1251.76	574.22
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	43	6.10	427.00	134.20	162.30	156.15	105.88
Ca ²⁺ , мг/дм ³	45	5 343.80	21 360.00	8 914.20	10 461.00	9 961.16	3 623.32
Mg ²⁺ , мг/дм ³	45	1 474.00	5 696.00	3 037.00	3 516.00	3 283.44	942.22
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	45	45 230.08	78 189.98	62 670.50	65 846.12	64 321.32	7 168.68
J, мг/дм ³	44	6.20	15.30	9.50	10.50	10.03	1.85
Br, мг/дм ³	45	213.10	589.80	333.60	366.70	351.98	71.33
B, мг/дм ³	43	11.00	57.40	30.70	32.80	31.11	9.17
Камский свод							
Минерализация, г/дм ³	4	185.99	246.24	214.95	221.14	217.08	21.43
Cl, мг/дм ³	4	112 974.00	152 951.00	131 682.00	136 521.00	133 475.00	141 90.28
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	4	274.80	1108.60	995.60	1 108.60	1 025.38	514.09
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	3	48.80	231.80	134.20	134.20	138.27	74.76
Ca ²⁺ , мг/дм ³	4	7 358.30	149 30.00	9 420.40	14 150.00	11 464.68	3 172.57
Mg ²⁺ , мг/дм ³	4	2 220.10	4 364.20	2 733.30	3 773.00	3 272.65	842.70
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	4	61 511.91	74 695.32	64 790.01	69 961.50	67 739.68	5 020.04
J, мг/дм ³	4	6.90	15.20	9.90	14.40	11.60	3.38
Br, мг/дм ³	4	235.40	650.80	380.00	630.00	474.05	174.18
B, мг/дм ³	4	11.10	142.60	11.10	27.30	51.75	52.84
Пермский свод							
Минерализация, г/дм ³	92	228.88	289.30	254.78	259.21	257.04	12.47
Cl, мг/дм ³	92	142 437.00	181 586.00	158 080.00	160 988.00	159 641.23	7 739.85
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	92	106.00	645.90	561.20	645.90	600.92	226.15
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	88	6.10	628.90	97.60	134.20	119.59	109.72
Ca ²⁺ , мг/дм ³	92	6 889.00	36 414.00	17 605.00	18 883.00	18 240.73	3 274.71
Mg ²⁺ , мг/дм ³	92	567.60	9 703.00	4 720.00	5 275.00	5 026.52	1 526.69
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	92	48 603.51	101 804.24	72 093.16	74 746.97	73 416.71	7 078.33
J, мг/дм ³	76	2.50	20.00	13.80	14.80	14.33	2.69
Br, мг/дм ³	76	305.60	1045.30	703.60	758.90	732.25	129.70
B, мг/дм ³	73	8.00	153.50	33.00	47.00	40.23	32.88

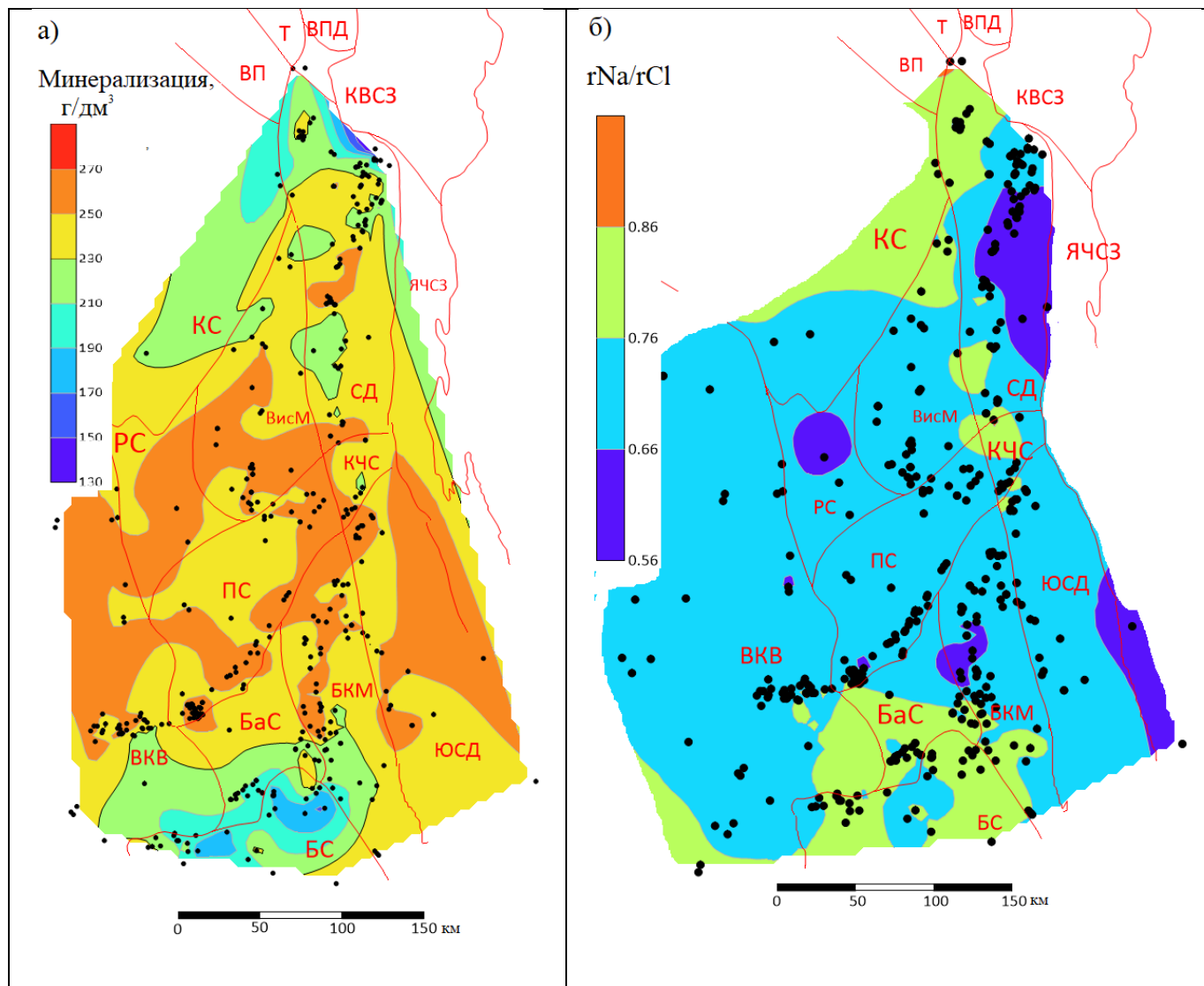


Рис. 5.13. Схематические гидрогеохимические карты верхневизейско-башкирского ГНВК: а) – минерализация; б) – метаморфизация

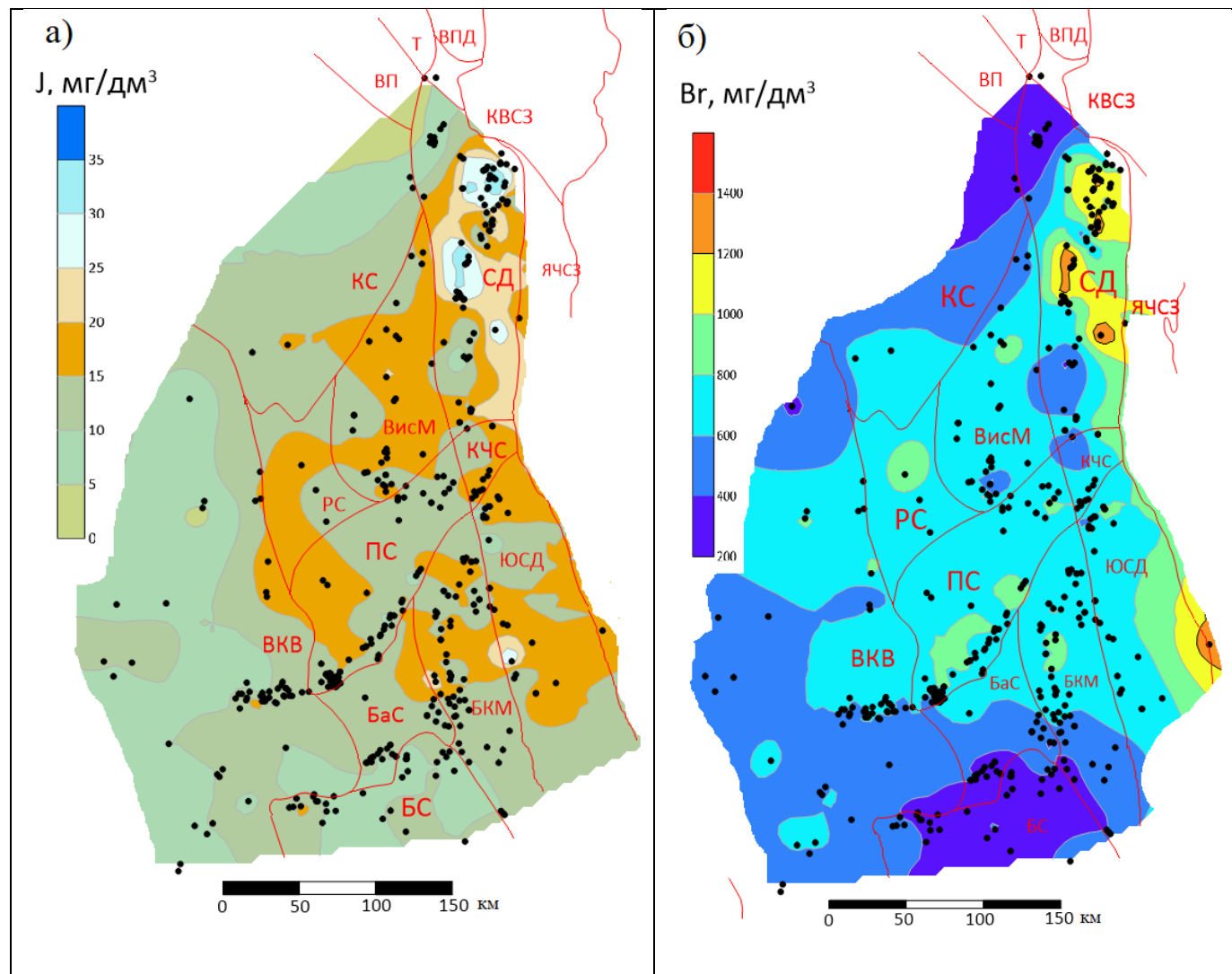


Рис. 5.14. Схематические гидрогеохимические карты верхневизейско-башкирского ГНВК: а) – содержание J; б) – содержание Br

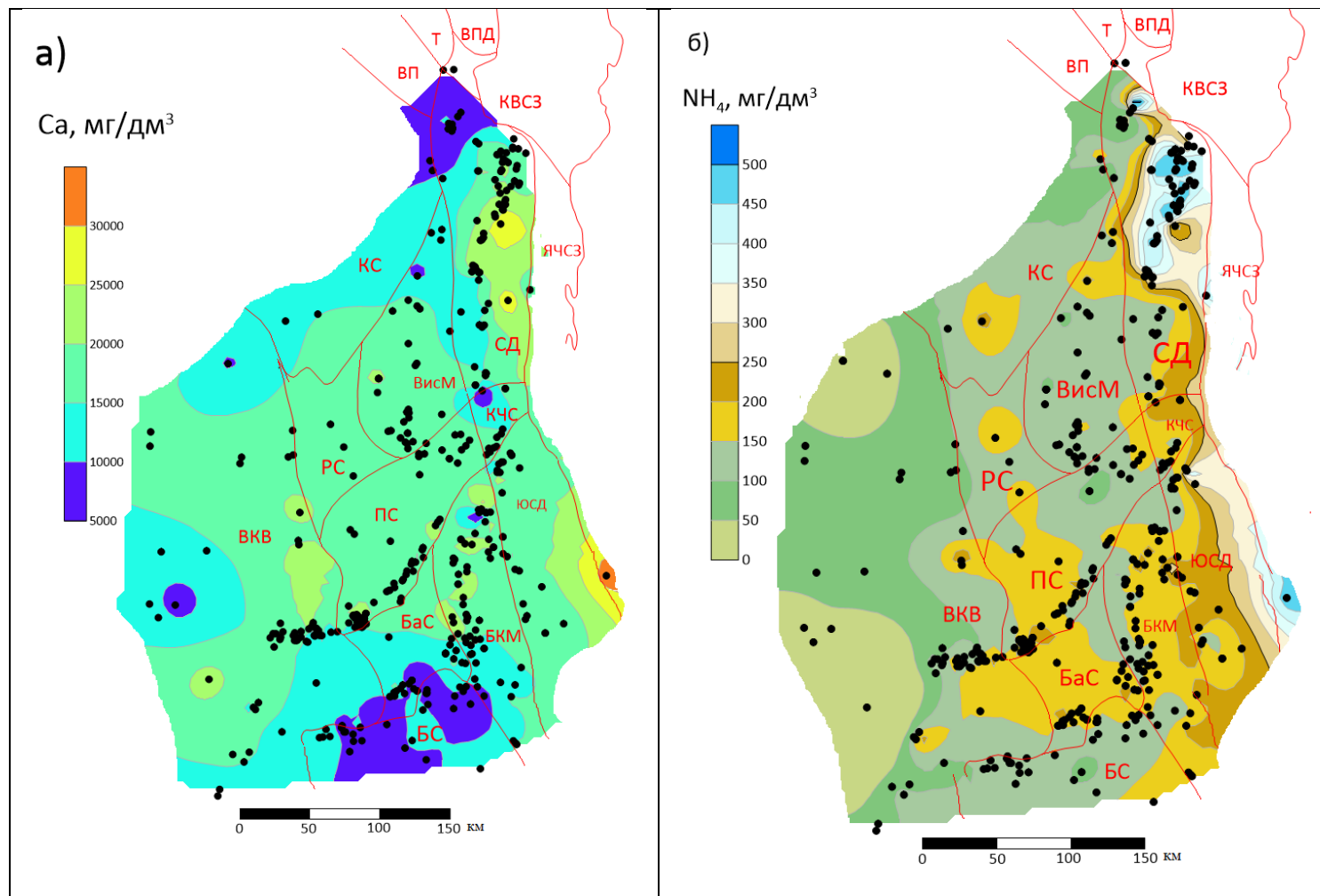


Рис. 5.15. Схематические гидрогеохимические карты распределения кальция (а) и аммония(б) в верхневизейско-башкирском ГНВК

Московский терригенно-карбонатный ГНВК. Для комплекса характерна меньшая степень изученности по сравнению с нижележащими ГНВК, особенно в северной части Среднего Предуралья. Воды комплекса представлены в основном высокоминерализованными и высокометаморфизованными рассолами Cl-Na-Ca и Cl-Na-nCa типов. Статистическая гидрохимическая характеристика пластовых вод московского газонефтеводоносного комплекса представлена в табл. 5.6, а также на рис. 5.2.

В гидрохимическом отношении воды комплекса на территориях Косьвинско-Чусовской седловины, Юрюзано-Сылвенской депрессии, Соликамской депрессии и Камского свода изучены недостаточно полно. Поэтому приведенные для них значения содержаний гидрохимических компонентов достаточно условны.

В центральной зоне региона пластовые воды комплекса имеют минерализацию 240–260 г/дм³ (рис. 5.16,а). Выделяется две зоны вод комплекса – на юге, в районе Башкирского свода, и на севере в Соликамской депрессии. Здесь отмечается снижение минерализации до 220–240 г/дм³. Повышенная минерализация (более 260 г/дм³) подземных вод московского комплекса установлена в отдельных очагах в Верхнекамской впадины, на Пермском своде, в Косьвинско-Чусовской седловине, на Бымско-Кунгурской моноклинали и Юрюзано-Сылвенской депрессии.

Воды московского комплекса в южной части Пермском своде, на Бымско-Кунгурской моноклинали, северной части Бабкинской впадины и в Юрюзано-Сылвенской депрессии характеризуются довольно высокой метаморфизацией ($r_{\text{Na/rCl}} = 0,6–0,5$), что объясняется активизацией катионного обмена натрия на кальций за счет глинистых пород комплекса (рис. 5.16,б). Эта зона является комплексной гидрогеохимической аномалией («Бымско-Кунгурская»), которая прослеживается по повышенным содержаниям йода, брома и кальция.

Верхний предел содержания сульфат-иона в водах комплекса равен 1,5 г/л. Воды повышенной сульфатности занимают небольшие площади на северо-западе Соликамской депрессии и на Висимской моноклинали. Основным фон пластовых вод по коэффициенту сульфатности ($r_{\text{SO}_4 \cdot 100 / r_{\text{Cl}}}$) соответствует 0,5. Единичные превышения этого параметра отмечаются во всех структурно-тектонических районах, однако наибольший диапазон изменения сульфатности (от 0,3 до 1,0) характерен для Висимской моноклинали (рис. 5.6). В районах, где развиты воды с минерализацией более 240 г/дм³ (центр и север Пермского края), коэффициент сульфатности вод понижается от 0,4 до 0,1, содержание сульфат-иона не превышает 1 000 мг/дм³, существенно изменяется содержание сероводорода (менее 100 мг/дм³).

Для комплекса характерна «Быско-Кунгурская аномалия», которая отчетливо проявляется по высокой метаморфизации, содержанию йода, брома и кальция. Размах содержаний йода в подземных водах комплекса сравнительно невелик (рис. 5.17,а). Для северо-западных, юго-западных и южных районов характерны низкие содержания йода (до 12 мг/дм³). В центральной зоне развиты воды с содержанием йода в диапазоне 12–17 мг/дм³, а в районе «Быско-Кунгурской аномалии» – до 17–27 мг/дм³. Содержание брома почти повсеместно превышает минимальные промышленные концентрации, установленные для рентабельной добычи ценного сырья из пластовых вод (рис. 5.14,б). Для северо-западных и южных районов региона характерны концентрации брома до 700 мг/дм³, для центральной зоны 700–900 мг/дм³, а для района «Быско-Кунгурской аномалии» до 900 мг/дм³ и более 1 500 мг/дм³.

Для вод комплекса в центральной зоне региона характерно содержание кальция в диапазоне 17 000–22 000 мг/дм³ (рис. 5.15,а). Наиболее высокие концентрации (более 22 000 мг/дм³) характерны для «Быско-Кунгурской гидрохимической аномалии».

Фоновые содержания аммония соответствуют диапазону 50–200 мг/дм³. Повышенные концентрации компонента отмечаются в водах северо-восточной части региона – до 250 мг/дм³ и выше (рис. 5.15,б). На большей части исследованной территории московский комплекс имеет благоприятные гидрогеохимические условия для сохранности сформированных залежей углеводородов.

Таблица 5.6

**Статистические характеристики состава пластовых рассолов
московского ГНБК**

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Верхнекамская впадина							
Минерализация, г/дм ³	37	197.57	265.69	224.36	232.82	227.75	19.03
Cl ⁻ , мг/дм ³	37	120 285.00	168 864.00	139 357.80	144 137.00	141 533.10	12 306.71
SO ₄ ⁻ , мг/дм ³	37	133.00	842.80	700.00	842.80	791.92	293.08
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	32	12.20	1348.10	98.00	219.60	172.43	236.50
Ca ²⁺ , мг/дм ³	37	7 693.00	54 052.60	14 026.00	18 891.00	16 498.45	7 774.74
Mg ²⁺ , мг/дм ³	37	1 266.00	9 095.60	4 792.00	5 330.00	5 172.08	1 509.42
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	37	13 274.16	83 317.37	60 269.98	66 656.22	63 541.13	1 0541.58
J, мг/дм ³	37	1.10	17.30	9.90	11.80	10.99	4.01
Br, мг/дм ³	37	104.20	960.50	505.10	591.10	553.27	154.04
Юрюзано-Сылвенская депрессия							
Минерализация, г/дм ³	7	213.75	294.46	246.09	246.16	258.36	22.53
Cl ⁻ , мг/дм ³	7	131 982.00	185 142.00	152 833.00	166 165.00	161 105.57	14 860.83
SO ₄ ⁻ , мг/дм ³	7	377.50	633.60	423.70	633.60	619.53	303.97
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	4	97.60	170.80	140.30	146.40	138.78	26.37
Ca ²⁺ , мг/дм ³	7	16 882.00	31 937.00	19 859.00	27 745.00	23 427.43	6 263.77
Mg ²⁺ , мг/дм ³	7	3 937.00	7 402.00	4 479.00	5 528.00	5 369.07	1 221.92
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	7	59 122.91	76 777.07	65 069.36	65 596.69	67 763.77	6 606.48
J, мг/дм ³	7	14.30	28.20	15.90	20.50	18.39	4.43
Br, мг/дм ³	7	698.70	1 572.00	830.00	1 091.90	1051.83	321.92
B, мг/дм ³	6	5.90	43.70	13.40	24.00	20.25	11.90

Продолжение табл. 5.6

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Бы́мско-Ку́нгурская монокли́наль							
Минерализация, г/дм ³	36	193.75	283.25	225.85	233.99	233.58	25.05
Cl, мг/дм ³	36	116 512.00	178 931.00	141 811.00	1466 17.00	146 056.75	16 616.57
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	36	134.00	868.30	637.80	868.30	748.86	432.71
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	31	1.70	566.90	103.70	195.20	151.34	147.71
Ca ²⁺ , мг/дм ³	36	5 370.00	3 2976.00	192 02.00	23 208.70	20 930.35	7 384.41
Mg ²⁺ , мг/дм ³	36	2 078.00	10 148.80	5 473.90	6 485.00	6 049.32	1 812.13
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	36	435 42.52	80 965.11	57 733.31	61 725.31	59 664.12	8 031.49
J, мг/дм ³	35	4.20	27.10	14.80	18.00	16.10	5.89
Br, мг/дм ³	36	243.00	1 900.30	856.50	975.00	847.67	433.24
B, мг/дм ³	36	2.6	52.00	15.70	23.50	20.01	13.97
Косьюинско-Чусовская седловина							
Минерализация, г/дм ³	1	267.40	267.40	н.с.	н.с.	267.40	н.с.
Cl, мг/дм ³	1	165 654.00	165 654.00	н.с.	н.с.	165654.00	н.с.
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	1	539.10	539.10	н.с.	н.с.	539.10	н.с.
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	1	37.00	37.00	н.с.	н.с.	37.00	н.с.
Ca ²⁺ , мг/дм ³	1	18 200.00	18 200.00	н.с.	н.с.	18 200.00	н.с.
Mg ²⁺ , мг/дм ³	1	4 306.00	4 306.00	н.с.	н.с.	4306.00	н.с.
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	1	78 666.78	78 666.78	н.с.	н.с.	78666.78	н.с.
J, мг/дм ³	1	19.20	19.20	н.с.	н.с.	19.20	н.с.
Br, мг/дм ³	1	887.00	887.00	н.с.	н.с.	887.00	н.с.
B, мг/дм ³	1	39.00	39.00	н.с.	н.с.	39.00	н.с.
Висимская монокли́наль							
Минерализация, г/дм ³	10	157.42	260.18	184.38	203.74	199.39	26.99
Cl, мг/дм ³	10	96 053.00	163 103.00	115 408.00	127 230.00	12 3569.40	17 765.85
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	10	112.70	1226.30	970.30	1226.30	977.48	455.22
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	10	24.40	451.00	134.20	207.00	165.32	136.75
Ca ²⁺ , мг/дм ³	10	5 818.00	23 743.90	15 909.40	17 408.50	15 504.67	5 957.74
Mg ²⁺ , мг/дм ³	10	1 465.00	7 527.00	3 129.80	4 116.00	4 149.22	1 843.77
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	10	45 088.48	69 247.15	51 165.23	59 379.91	55 023.51	7 267.39
J, мг/дм ³	10	5.70	20.10	11.80	15.10	13.94	4.59
Br, мг/дм ³	10	142.90	1 058.00	505.00	817.00	658.98	291.21
B, мг/дм ³	10	12.30	186.00	20.80	33.20	54.49	56.31
Соликамская депрессия							
Минерализация, г/дм ³	11	117.92	265.78	156.25	173.73	179.61	48.94
Cl, мг/дм ³	11	68 594.00	164 740.00	95 991.00	108 082.10	110 388.05	31 703.72
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	11	357.90	2123.00	646.90	2 123.00	1 461.75	1 406.19
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	11	67.00	305.00	146.40	220.00	187.49	70.34
Ca ²⁺ , мг/дм ³	11	2 908.00	19 375.60	11 698.00	11 698.00	11 892.24	5926.22
Mg ²⁺ , мг/дм ³	11	428.00	6 432.00	4 038.10	4 432.20	3 391.23	1 895.02
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	11	37 992.98	79 007.99	49 670.55	56 187.07	52 294.22	12 907.58
J, мг/дм ³	11	3.60	22.40	12.30	16.50	13.18	6.07
Br, мг/дм ³	11	139.00	1 029.90	494.00	752.00	569.02	316.78
B, мг/дм ³	11	6.70	287.00	52.00	61.00	102.17	94.55
Башкирский свод							
Минерализация, г/дм ³	61	173.34	265.00	207.69	215.69	212.66	21.90
Cl, мг/дм ³	61	106 659.00	166 449.00	128 861.60	134 110.00	132 068.95	13 977.55
SO ₄ – ⁻ , мг/дм ³	61	151.40	901.20	750.40	901.20	821.61	319.20
HCO ₃ ⁻ , мг/дм ³	56	6.10	1708.00	189.10	384.00	294.19	418.76
Ca ²⁺ , мг/дм ³	61	2 730.00	44 930.00	13 366.00	15 661.00	14 807.88	5 948.09
Mg ²⁺ , мг/дм ³	61	2147.00	12 160.00	4 639.00	5 337.00	4 998.45	1 491.05
Na ⁺ + K ⁺ , мг/дм ³	61	18 772.38	75 166.58	57 697.07	61 557.07	59 692.78	83 16.44
J, мг/дм ³	59	4.40	21.90	11.30	12.50	11.90	3.04
Br, мг/дм ³	60	140.40	815.00	401.80	459.10	434.13	130.54
B, мг/дм ³	59	3.00	122.80	31.40	35.80	35.81	23.19

Окончание табл. 5.6

Параметр	Число определений	Диапазон значений		Характерные величины		Средняя величина	Стандартное отклонение
		min	max	min	max		
Камский свод							
Минерализация, г/дм³	4	99.12	206.20	115.06	137.18	139.39	40.87
Cl, мг/дм³	4	60 247.00	125 336.00	60 247.00	83 544.00	84 624.50	24 297.52
SO4 – , мг/дм³	4	1 542.00	1 852.00	1 802.00	1 852.00	1 848.75	233.97
HCO3⁻, мг/дм³	4	12.00	256.00	146.00	146.00	140.00	86.48
Ca 2+, мг/дм³	4	5 992.00	8 486.00	7 549.00	7 662.00	7 422.25	901.49
Mg2+, мг/дм³	4	1 790.00	2 552.00	2 089.00	2 288.00	2 179.75	278.58
Na+ + K+, мг/дм³	4	25 987.11	69 971.34	322 65.86	41 474.73	43 174.76	1 6423.40
J, мг/дм³	4	5.80	8.70	6.20	8.10	7.20	1.23
Br, мг/дм³	4	269.00	394.00	299.00	355.00	329.25	48.48
B, мг/дм³	4	21.00	145.00	69.00	78.00	78.25	44.21
Пермский свод							
Минерализация, г/дм³	32	207.23	272.96	241.06	248.06	245.74	13.85
Cl, мг/дм³	32	128 908.00	170 752.00	150 938.00	154 464.00	153 368.56	8 540.90
SO4 – , мг/дм³	32	393.00	692.80	588.50	692.80	640.02	158.92
HCO3⁻, мг/дм³	32	6.10	719.90	85.40	140.30	127.08	153.65
Ca 2+, мг/дм³	32	14 830.00	27 239.00	19 086.00	20 196.00	19 924.70	2 788.34
Mg2+, мг/дм³	32	3 254.00	8 403.00	5 730.80	6 244.60	5 904.37	1 266.19
Na+ + K+, мг/дм³	32	55 364.95	76 559.50	64 220.59	66 794.12	65 780.09	6 085.61
J, мг/дм³	32	10.60	26.20	15.70	17.40	16.63	3.82
Br, мг/дм³	32	325.00	1 406.00	814.00	945.00	869.19	257.12
B, мг/дм³	30	8.90	242.50	22.00	41.10	43.60	60.64

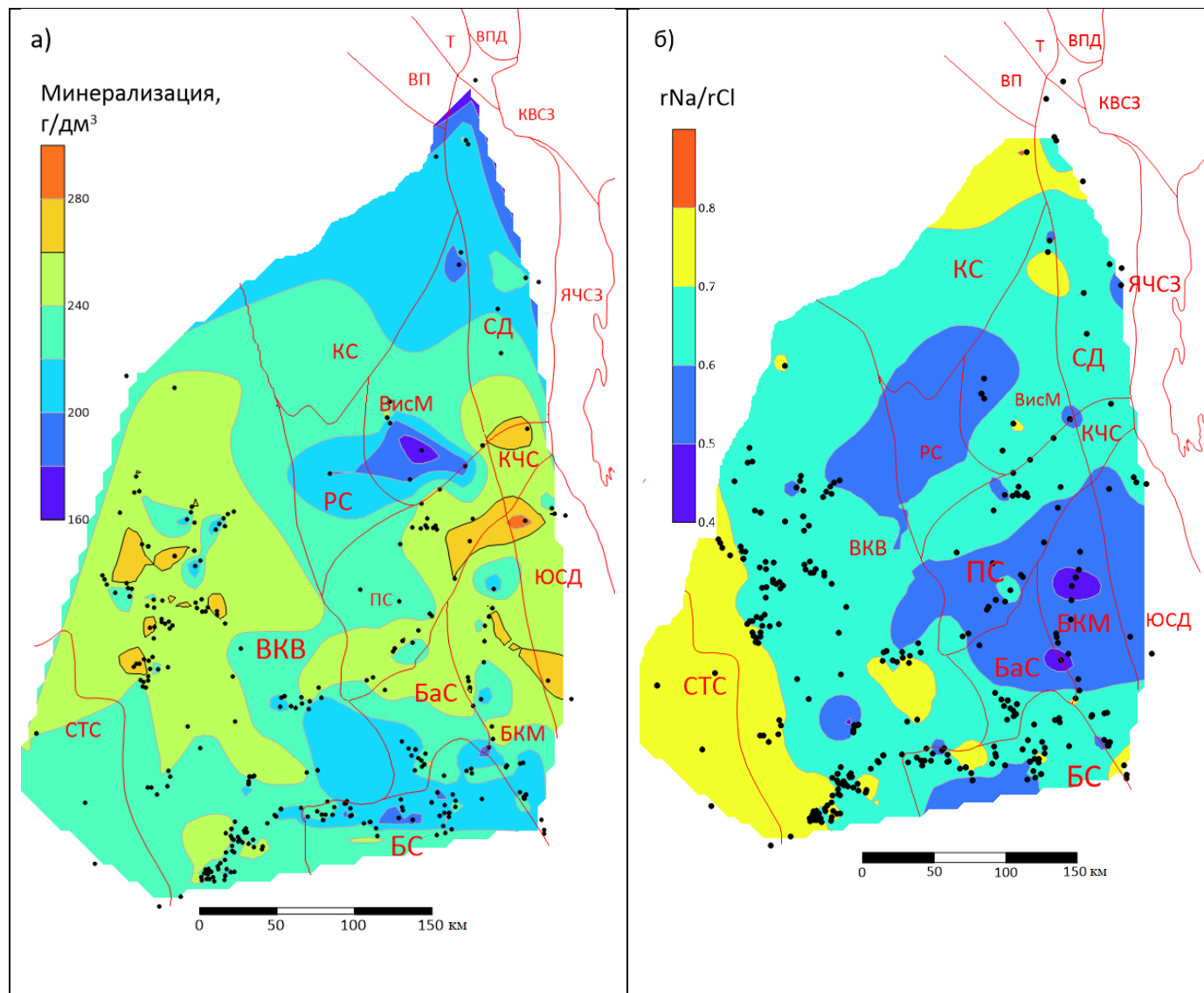


Рис. 5.16. Схематические гидрогеохимические карты московского ГНВК: а) – минерализация; б) – метаморфизация

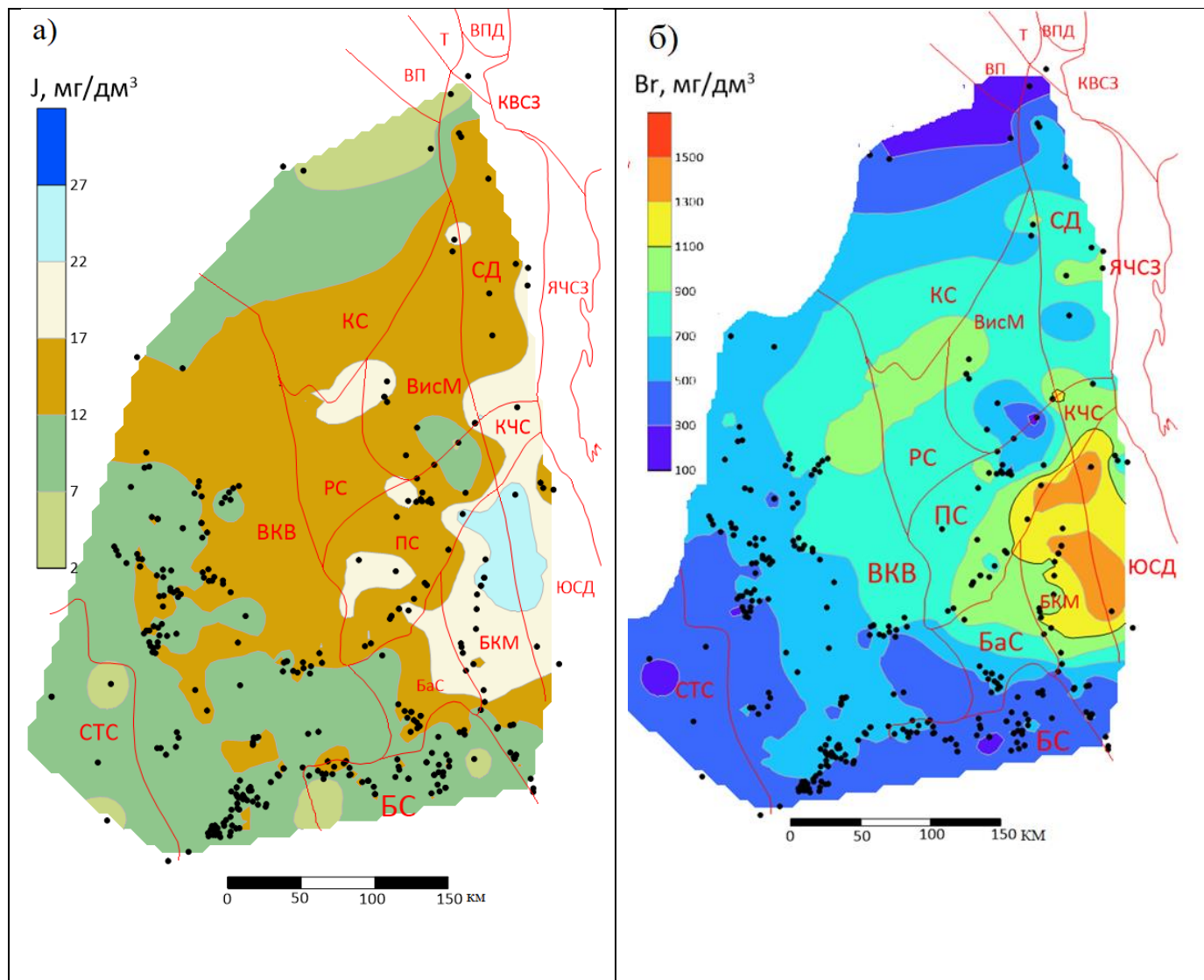


Рис. 5.17. Схематические гидрогеохимические карты московского ГНВК: а) – содержание I ; б) – содержание Br

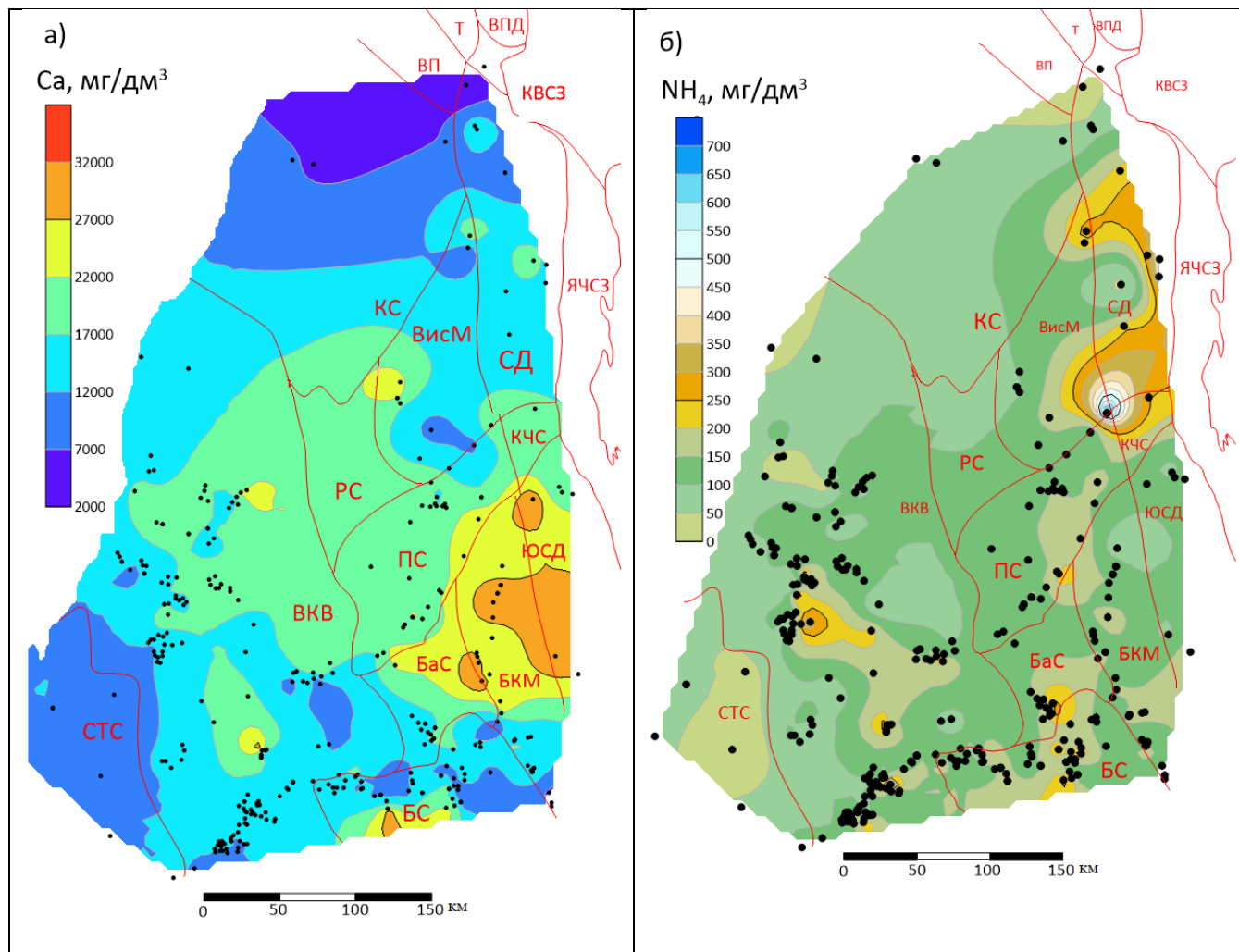


Рис. 5.18. Схематические гидрогеохимические карты распределения кальция (а) и аммония (б) московского ГНБК

Верхнекаменноугольно-нижнепермский карбонатный ГНБК. Гидрогеохимические условия верхнекаменноугольных отложений являются наименее изученной частью палеозойского разреза Среднего Предуралья, и основная информация получена в основном при опробовании этих отложений с помощью пластоиспытателя. Из опубликованных обобщений по гидрогеологическим исследованиям нижнепермского комплекса особо следует отметить работу И.Н.Шестова [183].

Для комплекса характерен пестрый разнообразный химический состав пластовых вод – от пресных вод с минерализацией до 1 г/дм³ в зоне активного водообмена до крепких рассолов с минерализацией 280–285 г/дм³ в зоне весьма затруднённого водообмена. Изменчивость химического состава подземных вод комплекса обусловлена гидродинамической обстановкой, значительной мощностью комплекса, разнообразием литологических и структурно-тектонических условий. Некоторые гидрогеохимические особенности вод верхнекаменноугольных отложений, возможно, связаны с палеогидрогеологическими условиями осадконакопления, которые происходили в период активного формирования горных сооружений Урала.

Для подземных вод комплекса характерным является повышенное содержание в водах сульфатного иона, концентрации которого в воде колеблются от 0,4 до 3 г/л. Воды в значительной степени обогащены сероводородом (до 500–1000 мг/л и более). Причем, обогащение вод сероводородом происходит в основном на современном этапе. Площади с повышенным содержанием в пластовой воде сульфатного иона – до 3 г/дм³, занимают северо-западную часть Соликамской депрессии и прилегающую к ней части Камского свода. Они образуют также небольшие участки на Башкирском своде и Пермском своде.

Часть характеризуемого комплекса, сложенная карбонатными породами, насыщена сероводородом – продуктом микробиологической сульфатредукции, протекающей в зоне затрудненного водообмена при нулевом или отрицательном восстановительно-окислительном потенциале (Eh) водной среды. В Соликамской депрессии установленное содержание водорастворенного сероводорода достигает 275 мг/дм³. На Павловском нефтяном месторождении (Башкирский свод) оно местами превышает 1100 мг/дм³. Более детальная информация о сероводородных водах комплекса содержится в работах И.Н.Шестова [183; 185].

Коэффициент сульфатности рассолов ($r_{SO_4} \cdot 100/r_{Cl}$) изменяется в широких пределах – от 0,1 до 1,2 (рис. 5.6). Повышенная сульфатность (более 0,8) отмечается на Пермском своде, Висимской моноклинали и на Камском своде. Фоновые значения (до 0,6) – на территориях Соликамской депрессии, Верхнекамской впадины, Косьвинско-Чусовской седловине и Юрюзано-Сылвенской депрессии.

В ряде случаев глубинные рассолы верхнекаменноугольно-нижнепермского ГНВК могут быть объектом промышленной добычи для извлечения брома, бора, йода и других элементов. Содержание йода в рассолах комплекса изменяется от 2,1 до 81–90 мг/дм³ (рис. 5.19,а). На большей части территории содержание йода изменяется от менее 10 до 20 мг/дм³. Очаговые аномалии концентраций этого компонента могут достигать 30 мг/дм³, а максимальное содержание йода установлено в Юрюзано-Сылвенской депрессии в скв. Бухаровская-104 – 81,0 мг/дм³.

Бром в пластовых водах верхнекаменноугольно-нижнепермского ГНВК установлен в диапазоне 10-1 586 мг/дм³. На большей части территории Верхнекамской впадины, Пермском своде, Висимской моноклинали, западной части Соликамской депрессии, и Юрюзано-Сылвенской депрессии содержание брома соответствует диапазону 410–800 мг/дм³ (рис. 5.19,б). Зона низких концентраций этого компонента – центральные и южные районы, включающие Бабкинскую седловину, Бымско-Кунгурскую моноклиналь и Башкирский свод. Высокие содержания брома установлены в северо-западной части Юрюзано-Сылвенской депрессии (скв.Чусовская-90 – 1 586 мг/дм³) и в северных районах Соликамской депрессии (скв.Усть-Игумская-25 – 1 426 мг/дм³).

Корреляционные связи между основными компонентами химического состава (мг/дм³) и жесткости (Ж) подземных вод в нижнепермской части характеризуемого комплекса представлены следующими уравнениями:

$$\text{Br} = 0,13829 * \text{Mg} + 55,81, \quad r=0,82; \quad \text{Br} = 867,23 - 0,2051 * \text{SO}_4, \quad r=-0,67;$$

$$\text{Br} = 0,0340 * \text{Ca} + 160,68, \quad r=0,73; \quad \text{Mg} = 0,20087 * \text{Ca} + 1436,7, \quad r=0,68;$$

$$\text{Br} = 0,03249 * \text{Ж} + 85,562, \quad r=0,80; \quad \text{SO}_4 = 2708,2 - 0,1098 * \text{Ca}; \quad r=-0,68.$$

$$\text{Br} = 0,78439 * \text{NH}_4 + 367,1 \quad r=0,54;$$

Анализ общих гидрогеохимических условий на территории нефтяных месторождений Среднего Предуралья показывает, что сформированные залежи углеводородов не имеют отчетливо выраженной связи с макрокомпонентным составом пластовых вод в приконтактной зоне. По данным О.А. Шурубора [204] в комплекс статистических характеристик, полученных с использованием линейной дискриминантной функции при оценке перспектив нефтеносности разведываемых геологических объектов, должны быть включены следующие общие гидрохимические показатели: содержание ионов аммония в пластовых водах (продукт взаимодействия воды и нефти); коэффициент сульфатности пластовых вод как показатель гидродинамической изолированности перспективного объекта при ослаблении эквивалентный индикатор содержания ионов кальция. Перечисленные гидрогеохимические характеристики занимают 8-, 9- и 10-е место по информативной значимости среди 16 геологических параметров, включенных в комплекс благоприятных показателей нефтегазоносности локальных поднятий.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский газонефтеводоносный комплекс в гидрогеологическом отношении представляет собой объект, имеющий большой научный и практический интерес, особенно в восточных регионах Среднего Предуралья. Несмотря на значительную разбуренность территории Пермского края, верхний ГНВК отличается малой плотностью гидрогеохимического опробования и недостаточным гидродинамическим исследованием так называемых поглощающих зон и других проницаемых водонасыщенных объектов. По гидрохимическим показателям нижнепермских отложений Предуральский прогиб имеет наиболее благоприятные условия сохранности залежей углеводородов на современном этапе геологической истории.

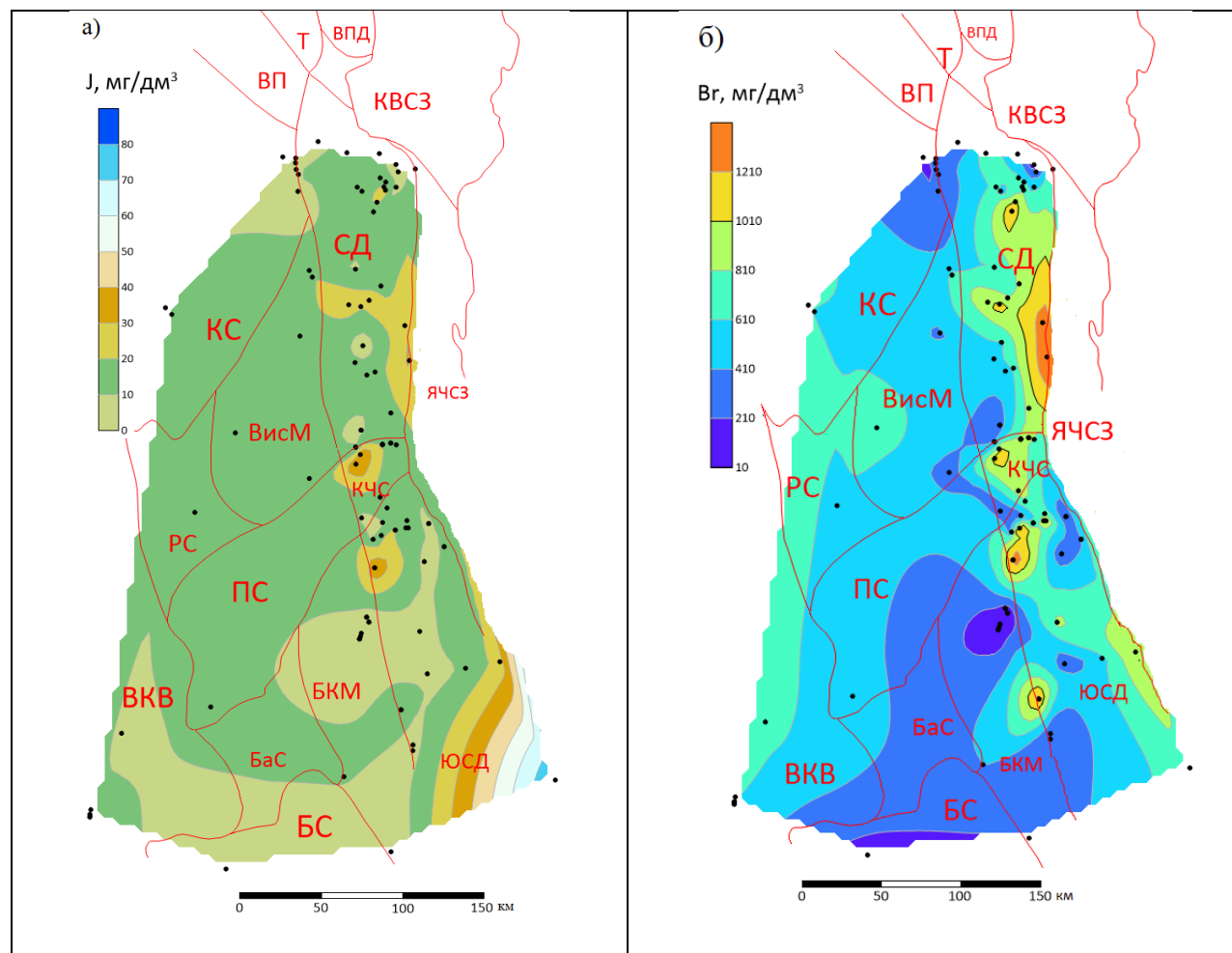


Рис. 5.19. Схематические гидрогеохимические карты верхнекаменноугольно-нижнепермского ГНБК:
а) – содержание J; б) – содержание Br

5.3. Гидрогеохимические кластеры

Пространственные закономерности изменения состава рассолов нефтегазоносных комплексов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) являются важными показателями направленности и интенсивности флюидомиграционных процессов. Традиционно гидрогеохимическая зональность пластовых вод изучается, как правило, на основе построения комплекса карт и схем по отдельным компонентам и показателям. Вместе с тем весьма эффективно такие исследования могут быть выполнены на основе выделения нескольких гидрогеохимических групп (ГХГ) с использованием кластерного анализа, где каждое фактическое опробование рассматривается как «объект», а определяемые параметры в – качестве «признаков». Кластеризация гидрогеохимического массива данных позволяет «свернуть» многокомпонентную систему «объекты-признаки» в относительно небольшое число условно однородных групп (кластеров) и, в последующем, оценить их распределение по площади и разрезу.

Необходимо отметить, что решение задач кластеризации принципиально неоднозначно, субъективно и, в связи с этим, требует экспертного сопровождения [71]. При выполнении исследований нами использовались результаты региональных построений, а также опыт выполненных исследований по Соликамской депрессии [150; 151].

В качестве исходных данных использовалось 1780 химических анализов проб пластовых вод шести палеозойских газонефтеводоносных комплексов (ГНВК). В качестве идентификационных показателей приняты содержания ионов хлора, кальция и магния, а также йода и брома с нормировкой относительно среднего для каждого признака. Задача выделения кластеров решалась методом К-средних в пакете «Statistica». Расчёты выполнялись в нескольких вариантах с выделением от 3 до 7 ГХГ. По результатам построений и лучшей экспертной идентификации принято выделение пяти групп. Их распределение по ГНВК характеризует рис. 5.20.

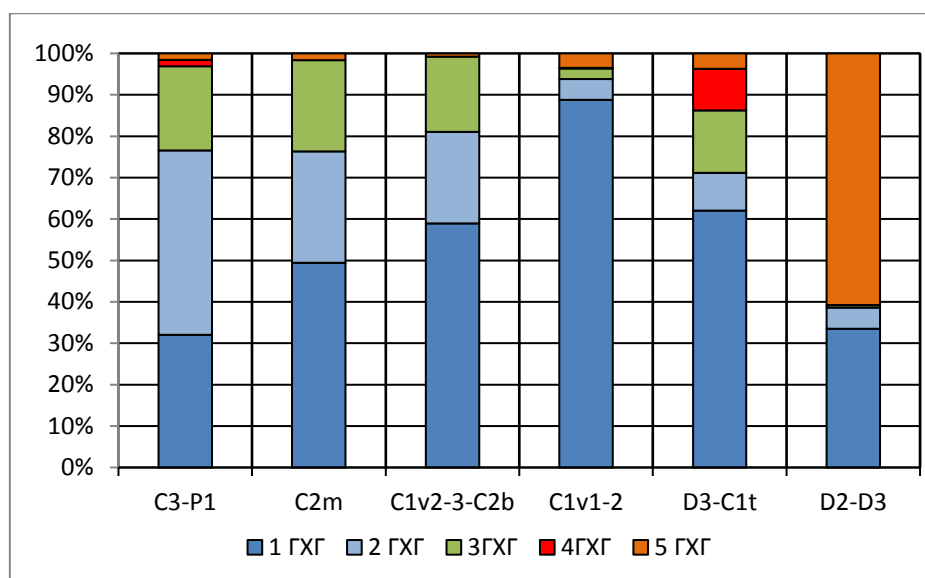


Рис. 5.20. Встречаемость гидрогеохимических групп в ГНБК

Результаты «раскрытия» кластеров по концентрациям компонентов и гидрогеохимическим коэффициентам показаны на рис. 5.21. Отмечается высокая синхронность изменения большинства идентификационных параметров в смежных группах в диапазоне распределения 25–75 % и по «примыкающим» значениям.

Эти диапазоны принимаются в качестве основы для последующей интерпретации. Величины единичных «отскоков» и экстремальные значения в большинстве случаев могут интерпретироваться как природные аномалии, либо как результаты некачественного опробования.

Практически все выделенные ГХГ могут быть прослежены в виде пространственных полей, отражающих результат флюидомиграционных процессов различной длительности и интенсивности (рис. 5.22). На этом фоне локальные проявления «инородных» вод могут быть связаны как с современной миграцией по тектонически ослабленным зонам, так и с реликтовыми водами локальных зон высокой гидродинамической изоляции.

Первая ГХГ («фоновые платформенные рассолы») имеет наибольшее распространение в палеозойском разрезе. Особенно отчетливо эта группа преобладает в каменноугольных и верхнедевонских отложениях (рис. 5.22). По содержанию макро- и микрокомпонентов, а также по основным гидрогеохимическим характеристикам данный кластер рассматривается как фоновый для главных ГНБК (рис. 5.21). Формирование вод такого состава связывается с процессами длительного диффузионно-кондуктивного и конвективного выравнивания химического состава рассолов в условиях относительно высокой внутрикомплексной лате-

ральной проводимости разреза. В то же время нивелирование состава вод является индикатором высокой флюидомиграционной связи смежных ГНБК в диапазоне от верхнего девона до нижнепермских отложений.

Вторая ГХГ по химическому составу вод близка к «фоновым рассолам», однако прослеживается синхронное снижение величин практически всех показателей. Исключением является меньшая метаморфизация вод и большая сульфатность. По совокупности данных признаков данный кластер может быть интерпретирован как относительно измененные (разбавленные) рассолы первой ГХГ, что подтверждается вариантом расчетов с выделением меньшего числа кластеров.

Первая и вторая ГХГ образуют наиболее обширные ареалы во всех ГНБК (рис. 5.22). На этом фоне проявление других групп имеет характер зональных и локальных гидрогеохимических аномалий.

Третья ГХГ характерна только для карбонатных ГНБК. В терригенных комплексах их встречаемость ничтожно мала (рис. 5.20). По составу макро- и микрокомпонентов рассолы данного кластера отличаются от первой ГХГ повышенной метаморфизацией, аномальным содержанием бора и более высокими содержаниями йода, брома, кальция, магния, аммония и сульфат-иона (рис. 5.21). По характеру изменения химического состава кластер идентифицируется как «переходные рассолы» от реликтовых вод (пятая ГХГ) к фоновым платформенным рассолам (первая ГХГ). На гидрогеохимических картах карбонатных ГНБК отмечается приуроченность ареалов третьей ГХГ к району Соликамской депрессии, однако наибольшая зона распространения установлена в московском комплексе восточной части Верхнекамской впадины, в южной части Пермского свода и центральной части Бымско-Кунгурской моноклинали (рис. 5.22). Наличие таких вод свидетельствует о незавершённости процессов разрушения реликтовых гидрогеохимических зон.

Четвёртая ГХГ наиболее характерна для верхнедевонско-турнейского ГНБК (рис. 5.20). Единичные проявления таких вод с содержанием йода до 84 мг/л отмечены в визейских терригенных отложениях на Северной площади (скв.64) и в верхнекаменноугольно-нижнепермском ГНБК на Бухаровской площади (скв.104) Юрюзано-Сылвенской депрессии. Обширный ареал развития данного кластера соответствует хорошо известной гидрогеохимической аномалии (инверсии) на северо-востоке Соликамской депрессии [216] (рис. 5.22). Рассолы характеризуются пониженной минерализацией, относительно низким содержанием хлора, кальция, магния, брома. Отличительная особенность вод данного кластера – резко повышенное содержание йода (рис. 5.21).

По совокупности природных условий наиболее полно образованию вод четвертой ГХГ отвечает конденсационная гипотеза формирования сингенетичных скоплений углеводородов и конденсатогенных вод, которые формировались

за счет вертикальной миграции и сохранились, главным образом, только в экранированных коллекторах верхнедевонско-турнейских рифогенных массивов [150; 151]. Следует отметить, что для верхнедевонско-турнейского комплекса весьма характерна ассоциация гидрогеохимических показателей пластовых вод четвертой ГХГ с геохимическими особенностями нефтей района. Установлено, что в северо-восточной части Соликамской депрессии наиболее распространены легкие нефти нафтеново-метанового типа и конденсаты с плотностью менее $0,80 \text{ г/см}^3$. Для них характерны низкие концентрации или полное отсутствие комплекса металлопорфиринов, а также относительно высокое значение отношений концентраций пристана и фитана (более 2–3), что может объясняться процессами конденсатообразования при относительно высоких стадиях катагенеза [91]. Нефтегазо-конденсатные системы на северо-востоке Соликамской депрессии оцениваются как вторичные [168].

Аналогичные гидрогеохимические аномалии установлены в Тимано-Печорской провинции [62]. Здесь воды пониженной минерализации, с большим содержанием бикарбонат-иона и повышенными концентрациями брома и йода, идентифицируются исследователями как «конденсационные» и «солюционные». Распространение таких вод рассматривается как региональный фактор развития крупных зон нефтегазонакопления [62].

Пятая ГХГ наиболее характерна для нижне-верхнедевонского ГНВК (рис. 5.20), где рассолы данного кластера образуют обширный ареал в южной части региона (рис. 5.22). Отмечены такие рассолы также в восточной части платформы и в Предуральском прогибе в верхнедевонско-турнейских, визейских терригенных и верхневизейско-башкирских отложениях. Отличительной особенностью данной ГХГ является высокая минерализация и метаморфизация, повышенное содержание кальция и брома. Воды отличаются низкой сульфатностью, невысокими содержаниями йода, бора и аммония (рис. 5.21). По условиям распространения они идентифицируются как «реликтовые рассолы высокой метаморфизации», характерные для хорошо особэкранированных зон с низкой латеральной проводимостью. Этому же ареалу соответствует зона наибольшей нефтегазоносности и особый геохимический тип газов [163] девонских терригенных отложений. Весьма характерно, что в северном направлении зона реликтовых вод замещается «фоновыми платформенными рассолами», что вполне закономерно в связи с высокой проводимостью впадинного типа разреза девонской терригенной толщи в Краснокамско-Чусовской палеовпадине.

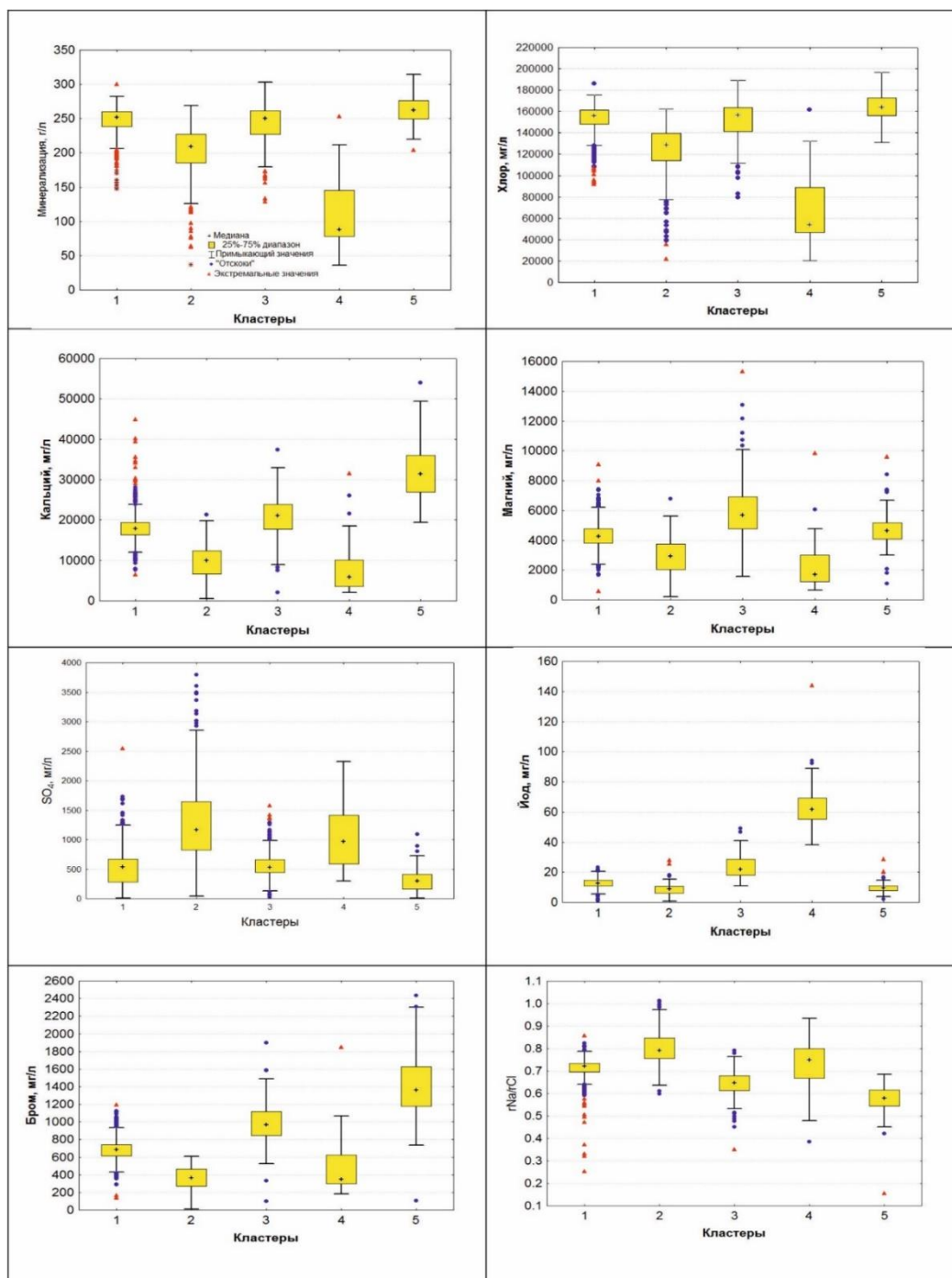
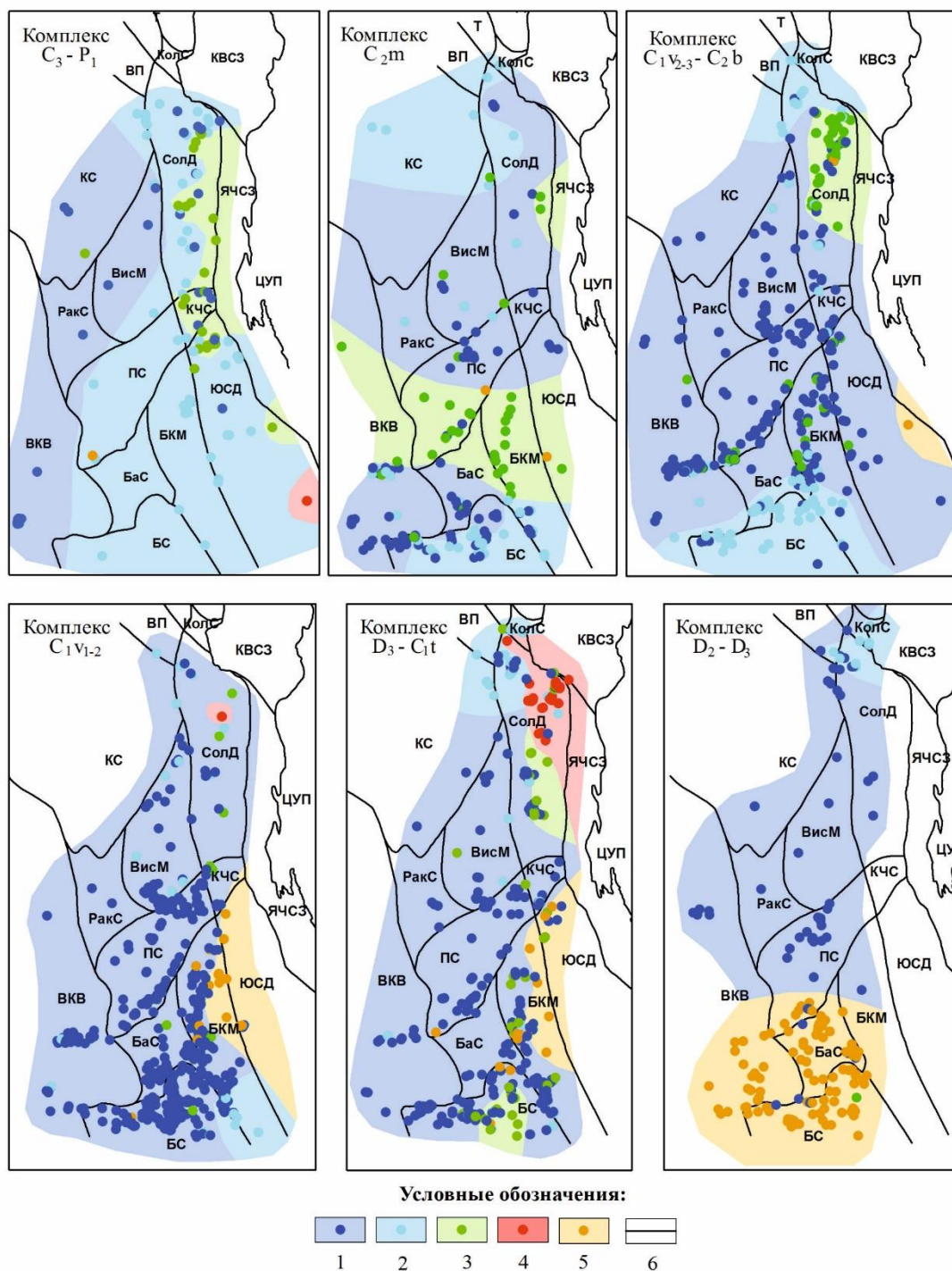


Рис. 5.21. Диаграммы химического состава пластовых вод по гидрогеохимическим группам



Условные обозначения : 1-5 - ареалы преимущественного развития гидрогеохимических групп (1—первая ГХГ; 2- вторая ГХГ; 3-третья ГХГ; 4—четвертая ГХГ; 5—пятая ГХГ); 6—границы тектонических регионов (БС-Башкирский свод; БКМ-Бымыско-Кунгурская моноклираль; БаС-Бабкинская седловина; ВКВ-Верхнекамская впадина; РаС-Ракшинская седловина; ВисМ-Висимская моноклираль; ПС-Пермский свод; КС-Камский свод; ВП-Вычегодский прогиб; КолС-Колвинская седловина; Т-Тиманский кряж; ЮСД -Юрюзано-Сылвенская депрессия; КЧС-Косьвинско-Чусовская седловина; СолД-Соликамская депрессия; ЯЧСЗ-Язывинско-Чусовская структурная зона; КВСЗ-Кожимско-Вишерская структурная зона; ЦУП -Центрально-Уральское поднятие)

Рис. 5.22. Ареалы развития гидрогеохимических кластеров пластовых вод газонефтеводоносных комплексов на северо-востоке Волго-Уральской НГП

Эффективное применение кластерных технологий позволяет сделать следующие выводы.

1. Пространственное распределение гидрогеохимических групп (кластеров) соответствует зональности пластовых вод региона, установленной ранее выполненными исследованиями, и позволяет рассматривать кластеры в качестве региональных идентификационных показателей результатов флюидомиграционных процессов.

2. В региональных пластовых системах относительно высокой водопроницаемости доминируют процессы выравнивания химического состава рассолов, а в зонах с низкой гидродинамической проницаемостью вероятно сохранение реликтовых рассолов.

3. Ареалы развития реликтовых рассолов рассматриваются как зоны с условиями высокой сохранности залежей углеводородов, а гидрогеохимическая группа «конденсационных вод» – в качестве нефтегазопромыслового индикатора.

4. Выделение гидрогеохимических групп на основе кластерного анализа может быть эффективно использовано для контроля качества опробования, а также для идентификации попутных вод при промысловом контроле эксплуатации залежей углеводородов.

5.4. Водорастворенное органическое вещество пластовых вод

Водорастворенное органическое вещество (ВРОВ) является весьма информативным гидрогеохимическим показателем продуктивности локальных тектонических поднятий в нефтеносных регионах Среднего Предуралья. Практически независимо от общего химического состава нефти обнаружение залежей жидких углеводородов может быть эффективным при количественном определении в составе ВРОВ следующих индикаторных компонентов: ароматических углеводородов (следы – 3,1), фенолов (0,1–2,0), органических кислот (0,1–17,0), аминов (0,2–1,8) и др. В скобках показан размах содержаний (мг/дм³) перечисленных компонентов. Статистическое распределение содержаний индикаторных компонентов ВРОВ хорошо согласуется с нормальным законом. Тем не менее, необходимо отметить, что ряды распределения содержаний органического вещества в водах продуктивных нефтеносных и «пустых» структур имеют существенные различия, они определяют особые разновидности гистограмм и кумулятивных кривых, в связи с различными условиями накопления органического вещества в пластовых водах.

Повышенные концентрации ВРОВ приурочены к зонам активного взаимодействия пластовых вод с залежами нефти и газа. Общее повышенное содержание ВРОВ может быть использовано в качестве благоприятного гидрогеохимического показателя нефтегазоносности. Однако наиболее информативным и

надежным нефтегазопроисловым показателем является суммарное содержание ароматических углеводородов и, в особенности, бензола (табл. 5.7).

Изучение инфракрасных спектров ВРОВ показало, что наряду с ароматическими углеводородами в его состав входит парафинонафтенное УВ при незначительном содержании кислородсодержащих соединений. Для оценки перспектив нефтегазосности используются отношения интенсивностей поглощения спектра волн различной длины: J_{725} , J_{753} , J_{1465} , J_{1610} , J_{1730} (см^{-1}).

По данным И.Н.Шестова и З.А.Шиляевой [193] для девонского терригенного комплекса максимальные значения суммарного содержания органических веществ (методика ВНИГРИ) зафиксированы в водах Камской моноклинали (Кудымкарская площадь – 3,08 мг/л), в западной части Пермского свода (Нытвенская – 3,2 мг/л, Рождественская – 2,5–5,2 мг/л) и северного склона Башкирского свода (Капканская – 2,5 мг/л). Здесь же расположена зона наиболее тяжелых нефтей девонского терригенного ГНВК. В восточном и западном направлении концентрация ВРОВ уменьшается до 1,8–1,5 мг/л, что может быть связано со вторичными процессами преобразования залежей углеводородов. Влияние залежей нефти на окружающие их пластовые воды подтверждается зависимостью концентрации отдельных компонентов ВРОВ в водах контурных и приконтурных скважин от физико-химических свойств нефтей. Отмечается прямая зависимость между содержанием битуминозных веществ (Сорг.хл) в пластовых водах и удельным весом нефтей, содержанием смол и асфальтенов, между концентрацией ВРОВ и содержанием парафинов, бензиновой фракции нефтей, между концентрацией фенолов в водах и содержанием ароматических углеводородов в керосиновой фракции нефтей [193].

Таблица 5.7

Контрастность проявления нефтеносных структур по содержанию (мг/дм^3) ароматических углеводородных соединений в водорастворенном органическом веществе подземных вод газонефтеводоносных комплексов (по данным ПермНИПИнефть)

ГНВК	Бензол	Толуол	Ксилолы	Суммарное содержание ароматических углеводородов	Количество определений
$D_2 - D_3$	$\frac{0,014}{0,041}$	$\frac{0,010}{-}$	$\frac{0,050}{-}$	$\frac{0,055}{-}$	27
$D_3 - C_{1t}$	$\frac{0,14}{0,196}$	$\frac{0,04}{-}$	$\frac{0,06}{-}$	$\frac{0,17}{0,201}$	47
C_{1V1-2}	$\frac{0,019}{0,041}$	$\frac{0,008}{0,084}$	$\frac{0,13}{-}$	$\frac{0,014}{0,054}$	58
$C_{1V3} - C_{2b}$	$\frac{0,09}{0,289}$	$\frac{0,007}{\text{следы}}$	$\frac{0,003}{-}$	$\frac{0,07}{0,351}$	56
$C_3 - P_1$	$\frac{0,045}{0,394}$	$\frac{0,025}{-}$	$\frac{0,030}{-}$	$\frac{0,18}{0,791}$	30

Примечание: в числителе – фоновые содержания (непродуктивные структуры); в знаменателе – среднее содержание компонентов (нефтеносные структуры).

Изучение гидрогеохимических аномалий, вызванных влиянием нефти, имеет большое практическое значение при поисках залежей нефти. Современный химический состав подземных вод сформировался под воздействием многочисленных факторов в течение длительного геологического времени. Так, органическое вещество попадает в литосферу вместе с осадками, при диагенезе, при инфильтрации атмосферных и поверхностных вод, а также за счет диффузии и рассеяния залежей углеводородов, прежде всего нефти и газоконденсата. Именно влияние вещественного состава этих залежей определяет аномальные концентрации ряда микрокомпонентов, водорастворённых органических веществ, газов и микроорганизмов в пластовых водах нефтеносных комплексов. Залежи нефти активно участвуют в формировании химического состава глубинных вод на локальных участках недр, хотя оценка продуктивности объектов по органическому веществу не всегда однозначна (табл. 5.9).

Для каждого нефтегазоносного бассейна состав и контрастность гидрогеохимических показателей наличия залежей нефти индивидуальны. Поэтому для определения оптимального набора индикаторных компонентов нефтеносности локальных структур для территории Среднего Предуралья актуально проведение экспериментов с водными вытяжками из нефтей различного состава и приуроченных к разным нефтегазоносным комплексам.

Для эффективного применения в практике поисково-разведочных работ на нефть и газ (особенно при оценке перспектив нефтеносности локальных структур) того или иного индикаторного компонента, или их комплекса необходимо установить количественные характеристики их содержания для "пустых" и продуктивных структур. Следует оценивать фоновое содержание компонента в заведомо «пустых» и продуктивных структурах.,

Из компонентов ВРОВ в качестве нефтепоисковых показателей возможно использование компонентов, представленных в табл. 5.8. Следует отметить, что сфера прогнозного действия этих показателей, как правило, не превышает 1 500–2 000 м, причем оценка продуктивности объектов по органическому веществу не всегда бывает однозначна [211].

Таблица 5.8

**Критерии оценки продуктивности локальных структур
по водорастворенному органическому веществу [188]**

Методика	Вещество	Содержание, мг/дм ³
ВНИГРИ, ИГи РГИ	Углеводороды	>0,8
	Битуминозные вещества (Сорг.хл)	> 1,0
	Сорг.хл*100/Сорг.общ	>1.4
	Азотистые соединения	>0,12
	Нелетучие фенолы	>0,2
	Летучие фенолы	>0,7
	Бензол	>0
Инфракрасная спектрометрия	J ₁₄₆₅ /J ₁₇₂₀	>1

Высокое содержание ВРОВ является положительным признаком нефтеносности. Однако установить количественные характеристики данного показателя для пластовых вод продуктивных горизонтов невозможно. В составе ВРОВ необходимо наряду с ароматическими соединениями (фенолы, бензол и др.) постоянно определять содержание кислородсодержащих соединений (кислоты, кетоны и др.). Исследования спектрометрическими методами должны быть направлены на выделение индивидуальных органических соединений, генетически связанных с различными типами нефтей.

5.5. Газовый состав пластовых вод

Наиболее полные исследования газового состава пластовых вод палеозойских комплексов проводились в КО ВНИГНИ под руководством И.Н.Шестова и Б.А.Бачурина. Результаты исследований представлены работах в И.Н.Шестова с соавторами [9; 188; 189; 194], а также в фондовых источниках АО «КамНИИКИГС». Настоящий раздел монографии составлен исключительно на вышеуказанных материалах, представленных И.Н.Шестовым в наш совместный отчет по НИР.

Водорастворенные газы (ВРГ), распространенные в подземной гидросфере, являются важным компонентом состава природных вод. Он специфичен для каждой гидродинамической зоны. По составу ВРГ можно судить об активности взаимосвязи подземных и поверхностных вод, пластовых вод зоны активного и затрудненного водообмена с глубинными флюидами. В подземных водах, контактирующих с залежами нефти, водорода, углеводородов, состав ВРГ зависит от характера и состава углеводородных компонентов. Восходящая вертикальная фильтрация и диффузия газов от глубинных залежей УВ определяет формирование специфических ореолов их рассеивания в вышележащих водоносных комплексах. За пределами участков скопления УВ состав ВРГ определяется особенностями состава и степенью метаморфизации рассеянного органического вещества. Исследованиями КО ВНИГНИ (ныне АО «КамНИИКИГС») установлено, что повышенная метанонасыщенность пластовых вод газонефтеводоносных комплексов восточных районов Среднего Предуралья обусловлена высокой преобразованностью ($МК_3 - АК_1$) органического вещества сапропелево-гумусового и гумусового типов на территории Предуральяского прогиба. Образование значительных концентраций азота в подземных водах нефтеносных комплексов центрального и западного районов Прикамья связано с преобразованием сапропелевой части компонентов рассеянного ОВ, в составе которого обнаружен углеводно-белковый материал. Повышенное содержание гумусового материала в рассеянном ОВ сапропелево-гумусового типа, на стадиях катагенеза ($МК_1 - МК_2$)

может обусловить увеличение концентрации метана. Ниже приводится характеристика компонентного состава ВРГ в подземных водах нефтеносных комплексов палеозойских отложений Пермского Предуралья. Геохимический класс ВРГ на исследуемой территории обусловлен соотношением содержаний азота и метана. Другие компоненты газового состава: тяжелые углеводородные (УВ) газы (ТУВ: пропан-гексан), углекислый газ, сероводород, водород, гелий и аргон содержатся в существенно меньших количествах и имеют подчиненное значение.

В водах палеозойских отложений содержатся газы углеводородного и азотного классов. По составу ВРГ углеводородного класса выделяются газы: метанового типа ($N_2 \leq 25 \%$), и азотно-метанового типа ($N_2 \geq 25-50 \%$, УВ = 50–75 %). ВРГ азотного класса имеет метаново-азотный ($N_2 = 50-75 \%$, УВ > 25 %) и азотный класс ($N_2 \geq 75 \%$). При малом содержании кислых компонентов углекислый тип ВРГ не обнаружен.

Состав водорастворенного газа. Метан является основным компонентом ВРГ на исследуемой территории. Концентрация этого компонента изменяется от 78–88,5 % в Предуральском прогибе до 0,1–2 % в западных районах Пермской области. Абсолютные содержания метана достигают 300–510 см³/дм³. Они уменьшаются в западном направлении до 50 см³/дм³ и ниже. Присутствие гомологов метана от этана до гексана включительно отмечено почти повсеместно. Установлено уменьшение содержаний этих компонентов по мере роста их молекулярного веса. Это определяется снижением их предельной растворимости в пластовых рассолах. Присутствие бутана, пентана и гексана в составе ВРГ отмечено, в основном, в зонах влияния залежей нефти.

Суммарное содержание тяжелых углеводородов в составе ВРГ колеблется от нескольких до 50–60 см³/дм³ (до 15–18 %). Наибольшая концентрация ТУ установлена на площади промышленных нефтяных залежей. В зоне распространения азотных газов содержание ТУ обычно не превышает 10–15 см³/дм³. Аномально высокие концентрации ТУ до 20–50 %, приурочены к внутриконтурным и приконтурным скважинам на площади нефтяных месторождений. Они сформированы на участках активной миграции нефтяного газа.

Данные статистической обработки позволили установить тесную корреляционную связь содержаний метана и этана. Связь между содержанием метана в ВРГ и его тяжелыми гомологами отсутствует. Это объясняется поступлением ТУ в пластовые воды в основном из газонефтяных залежей, а широкое распространение метана в пластовых водах обусловлено региональными процессами преобразования рассеянного органического вещества.

Азот является основным неуглеводородным компонентом ВРГ. Его содержание колеблется от 26–40 до 200–340 см³/дм³. Концентрация этого компонента изменяется от 5 до 99,7 %. Главным источником азота является преобразованное

РОВ осадочных пород с высоким содержанием протеина (до 10 %). Концентрация растворенного азота составляет всего лишь 5–7 % от объема газообразного N, выделившегося при метаморфизации РОВ на буроугольной и каменноугольной стадиях. По расчетным данным, с использованием аргон-азотного коэффициента, доля биогенного азота в составе ВРГ варьирует от 60 до 99 % от его общего количества. Доля глубинного (ювенильного) азота, так же как и атмосферного, не существенна. Рост концентрации азота с глубиной залегания и с увеличением возраста водоносных пород на исследуемой территории не установлен.

Содержание редких газов в составе ВРГ незначительно. Концентрация гелия составляет 0,02–2,5 %, при содержании 0,15–7,8 см³/дм³. Гелий образуется, в основном, при радиоактивном распаде элементов уранового и ториевого рядов. Поэтому максимальные концентрации гелия зафиксированы в водах более древних – додевонских и среднедевонских отложений, где его содержание, как правило, превышает 3 см³/дм³ (1 %). Фоновая гелиенасыщенность вод уменьшается вверх по разрезу. Наиболее характерные содержания гелия в водах позднедевонских терригенных отложений равны 1,8–2,2 см³/дм³, раннекаменноугольных – 0,6–1 см³/дм³, среднекаменноугольных – 0,6–1 см³/дм³. Наименьшие содержания гелия в составе ВРГ (0,14–0,2 см³/дм³) установлены в водах раннепермских отложений.

Аргон в составе ВРГ содержится в количестве, обычно не превышающем 1 %. В водах девонских отложений содержание Ar изменяется от 0,34 до 0,96 см³/дм³. В каменноугольных отложениях – от 0,09 до 0,65 см³/дм³. Увеличение концентрации Ar с глубиной происходит, вероятно, за счет радиогенного аргона, который образуется при распаде радиоактивного калия. Доля радиогенного Ar составляет для подземных вод перми 5 %, карбона 10–15 %, девона 30–40 %. По сравнению с другими газовыми компонентами, для аргона характерно более равномерное распределение в подземных водах. Между процентным содержанием Ar и He и общей газонасыщенностью вод установлена обратная зависимость. В.Н. Корценштейн считает, что это обусловлено «эффектом разбавления» по мере нарастания динамики газонасыщения. Эти компоненты предложено рассматривать в качестве индикаторов процессов газообразования, отражающих их скорость и масштабы.

При изучении распространения кислых газов, растворенных в пластовых водах, возникают трудности при оценке соотношений между их химически связанными и свободными объемами. Подвижное равновесие между ними смещается в зависимости от конкретных физико-химических условий. Содержание свободной углекислоты в составе ВРГ обычно не превышает 5 % при общем содержании 10–15 см³/дм³. Повышенная концентрация свободного CO₂ характерна для

пластовых вод карбонатных отложений, здесь они достигают 8–10 % при абсолютном содержании 30–40 см³/дм³.

Содержание связанной углекислоты в пластовых водах Прикамья колеблется от 10 до 300 мг/л. Источником этого компонента в подземных водах является органическое вещество, подвергающееся микробиологическому воздействию. Некоторая доля CO₂ формируется за счет неорганических процессов при разрушении карбонатных пород в процессе воздействия факторов регионального и контактового метаморфизма и перетока глубинных флюидов.

Концентрация сероводорода в составе ВРГ изменяется от менее 1 до 2–5 %. Общее содержание H₂S в некоторых случаях достигает 500–1 000 мг/дм³ и более. Сероводород образуется, в основном, за счет восстановления сульфатов при микробиологическом воздействии на органическое вещество.

Концентрация водорода в пластовых водах Среднего Предуралья колеблется от менее 1 до 12–15 % при абсолютном содержании до 30–45 см³/дм³. Надо полагать, что значительные концентрации водорода обусловлены электрохимической коррозией при взаимодействии пластовых вод, содержащих H₂S, с металлом обсадных колонн длительно простаивающих скважин. Редкая встречаемость водородобразующих бактерий и их отсутствие на глубинах более 500–800 м является свидетельством незначительной роли микробиологических процессов с образованием водорода в пластовых водах.

Кислород в составе ВРГ характерен лишь для зоны активного водообмена, а также для проб ВРГ, загрязненных атмосферным воздухом при опробовании скважин.

Таким образом, имеющийся фактический материал по составу ВРГ показывает, что содержание, соотношение и состав отдельных компонентов является отражением той или иной гидрогеохимической обстановки на различных участках подземной гидросферы.

В пределах Среднего Предуралья наблюдается закономерное пространственное изменение состава и физических свойств ВРГ. При удалении от Предуральского прогиба в западном направлении происходит уменьшение газонасыщенности вод, общей упругости ВРГ, содержания углеводородных компонентов при увеличении доли азота. Особенности размещения различных газогидрохимических зон в отдельных водоносных комплексах в зависимости от геолого-геохимических и гидрогеологических условий в настоящее время не установлены ввиду малого объема фактического материала. Поэтому появилась необходимость использовать дополнительную геохимическую информацию для частичной компенсации отсутствующих газо-гидрохимических данных. Для этой цели использованы материалы, характеризующие состав попутных и свободных нефтяных газов. Установлена их тесная взаимосвязь с ВРГ пластовых вод, а

также одинаковая направленность изменения физико-химических характеристик в региональном плане.

Основные параметры нефтяных и водорастворенных газов тесно взаимосвязаны. Наибольшая теснота связи отмечается для содержаний метана в ВРГ и в попутнодобываемом нефтяном газе. Ее характеризует коэффициент корреляции, равный 0,88 при уровне значимости 0,55. Уравнение связи имеет следующий вид:

$$M_{\text{ВРГ}} = 1,05 M_{\text{НГ}} - 1,73,$$

где $M_{\text{ВРГ}}$ – концентрация метана в ВРГ, $M_{\text{НГ}}$ – концентрация метана в нефтяном газе.

Среднеквадратическая ошибка этого уравнения равна 4,56 %.

Для концентраций тяжелых углеводородов в нефтяных газах и в ВРГ значимая корреляционная связь не установлена. Это обусловлено ограниченной растворимостью ТУ в пластовых рассолах и зависимостью их содержаний от расстояния между опробуемой скважиной и внешним контуром нефтяной залежи.

Содержание азота в составе ВРГ имеет обратную зависимость от доли углеводородных компонентов. Повышение концентрации ТУ нефтяных газов определяет относительно низкое содержание азота в их составе по сравнению с ВРГ.

Отмечено наличие тесной корреляционной связи между газовыми факторами нефтей и пластовых вод, давлением насыщения нефтей и общей упругостью ВРГ. Она оценивается коэффициентом 0,72-0,73. Тем не менее, большие величины средней квадратической ошибки расчетных уравнений связи не позволяют их использовать в практических расчетах.

Обобщение накопленного материала по составу ВРГ позволило выявить основные особенности газовой зональности пластовых рассолов в изученных водоносных комплексах.

Додевонская гидрогеологическая серия. Минеральные рассолы трещиноватой зоны кристаллического фундамента, вскрытые в Татарстане скважиной 20000 (4700–5099 м), обогащены азотом (до 60–83 %), при газонасыщенности в 390–610 см³/л [84].

Состав основных компонентов водорастворенного газа (ВРГ) рассолов рифейско-вендского комплекса представлен в таблице 5.9.

Водорастворенный газ, полученный из рассолов скв. Ижевская-164 и скв. Бородулинская-1, относится к азотному типу. Содержание азота составляет до 90 об. %, метана – 10–26 об. %, тяжелых углеводородов до 0.15 об. %. Общая газонасыщенность вод составляет 260–268 см³/дм³, а давление насыщения в пределах 5.3–7.8 МПа.

В восточном направлении газовый состав пластовых вод соответствует метано-азотному типу. В рифейских отложениях на Батырбайской площади, по

данным опробования скважины 7, содержание азота – 47.5 %, метана – 49 %, концентрация тяжелых углеводородов увеличивается до 3 %. Газонасыщенность вод составляет $231 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, давление насыщения – 6.3 МПа.

Содержание редких газов в составе ВРГ невелико. Вместе с тем, весьма характерным для додевонских отложений является повышенное содержание гелия – его концентрация составляет 0,02–2,5 %, при содержании $0,15\text{--}7,8 \text{ см}^3/\text{дм}^3$. Поскольку гелий образуется, в основном, при радиоактивном распаде элементов уранового и ториевого рядов, его максимальные концентрации зафиксированы в относительно застойных водах более древних – додевонских и среднедевонских отложений, где его содержание, как правило, превышает $3 \text{ см}^3/\text{дм}^3$ (1 %). Фооновая гелиенасыщенность вод уменьшается вверх по разрезу. Так, по данным исследований Б.А.Бачурина (1984), наиболее характерные содержания гелия в водах позднедевонских терригенных отложений уменьшаются до $1,8\text{--}2,2 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, в среднекаменноугольных до $0,6\text{--}1 \text{ см}^3/\text{дм}^3$, а наименьшие содержания гелия в составе водорастворенного газа ($0,14\text{--}0,2 \text{ см}^3/\text{дм}^3$) установлены в водах раннепермских отложений.

Средне-верхнедевонский терригенный ГНБК. Газовый состав пластовых рассолов на исследуемой территории изменяется от азотно-метанового до азотного.

Диапазоны изменения компонентов ВРГ представлены в табл. 5.9. Присутствие метановых газов в этом комплексе не установлено, тем не менее, в наиболее погруженных частях Предуральского прогиба, характеризующихся высокой преобразованностью РОВ в горных породах, не исключается возможность их наличия. Азотно-метановые газы распространены в восточных районах Пермского Прикамья в пределах западной окраины Предуральского прогиба, в восточных частях Пермского и Башкирского сводов. Содержание метана в составе ВРГ этой зоны колеблется от 42 до 56 %. Оно увеличивается по мере приближения по направлению к Предуральскому прогибу. Такой тип газов обнаружен в южной части Верхнекамской впадины в виде островной зоны среди метаново-азотных газов. Наибольшая концентрация метана (63 %) отмечена на Маркетовской площади.

Метаново-азотные газы распространены на территории, прилегающей к зоне азотно-метановых газов. Содержание метана в ВРГ изменяется от 25 до 42 %, азота – от 53 до 73 %. Газы указанного типа установлены в пределах Верхнекамской впадины, а также на территории Пермского и Башкирского сводов.

ВРГ азотного типа отличаются наибольшим распространением в пределах Камской моноклинали, Верхнекамской впадины, Пермского свода. Концентрация метана в ВРГ колеблется от менее 1 до 10,5 % без видимых закономерностей. Концентрация азота в большей части проб ВРГ превышает 90 %.

Газоводонасыщенность пластовых вод изменяется от 140 до 583 см³/дм³. Увеличение газонасыщенности в восточном направлении обусловлено возрастанием доли метана. Содержание этого газа в зоне азотно-метановых газов составляет 145–325 см³/дм³, в зоне метаново-азотных газов – 75–120 см³/дм³, в зоне азотных газов менее 30 см³/дм³. Парциальная упругость метана при этом варьирует от 5,2 до 0,03 МПа. Водорастворенный азот характеризуется более равномерным распределением содержаний. В среднем, оно равно 200–250 см³/дм³ [187].

Общая упругость ВРГ в пластовых рассолах изменяется от 36 до 134 атм. Сопоставление этого показателя с величиной пластового давления в водоносных отложениях свидетельствует о значительной недонасыщенности вод газом. Коэффициент насыщения газами колеблется от 0,15 до 0,50. Повышенные значения коэффициентов насыщения газами отмечены на отдельных участках в зоне распространения и углеводородных (Яринская площадь), и азотных (Кудымкарская площадь) газов.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный ГНБК. Водорастворенные газы подземных вод комплекса в исследуемом регионе изменяются от метанового через азотно-метановый и метаново-азотный до азотного типа. Диапазоны изменения компонентов ВРГ представлены в табл. 5.9.

Метановый тип ВРГ установлен в Сылвенской депрессии и в прилегающих к ней частях Башкирского свода. Газы такого типа развиты и в восточной части Соликамской депрессии, а также в Косьвинско-Чусовской седловине. Концентрация метана колеблется от 83 до 70 %. Уменьшение концентрации происходит в западном направлении. Концентрация азота здесь не превышает 14–15 %.

Зона азотно-метановых газов примыкает с запада к зоне метановых газов. Эта зона охватывает Соликамскую депрессию, Косьвинско-Чусовскую седловину и северный склон Башкирского свода. Концентрация метана в составе ВРГ в этой зоне уменьшается до 50–60 % при одновременном возрастании доли азота (25–44 %).

Метаново-азотные газы распространены в узкой полосе вдоль зоны углеводородных газов. Такой тип газов установлен на Ярино-Каменоложском месторождении, где концентрация метана в ВРГ составляет 34 %, азота – 63 %. По расчетным данным, такие газы могут быть встречены в южной части Верхнекамской впадины.

Азотный тип ВРГ получил широкое распространение на Камской моноклинали и в Чермозской седловине, в пределах Пермского свода и Верхне-Камской

впадины. Восточная граница характеризуемой зоны в общих чертах совпадает с западным бортом Камско-Кинельской системы палеопрогибов, а на юге проходит через Шалымскую впадину в северо-западном направлении в сторону северного склона Башкирского свода.

Концентрация метана в составе ВРГ составляет 0,5–5 %. Она возрастает на поднятиях северо-западного борта Камско-Кинельской системы палеопрогибов (ККСП) до 15 %. Концентрация азота колеблется в пределах 81,5–98,6 %.

ТУ в рассолах характеризуемого комплекса содержатся в количестве до 10,4 %. Их максимальные концентрации установлены на участках, расположенных вблизи промышленно-продуктивных нефтяных залежей. Уменьшение суммарного содержания гомологов метана обусловлено, в основном, уменьшением доли этана.

Нижне-средневизейский терригенный ГНБК. Газовый состав пластовых вод изменяется в широтном направлении с востока на запад от метанового до азотного (через смешанные типы). Диапазоны изменения компонентов ВРГ представлены в табл. 5.9.

Метановый газ распространен в Сылвенской депрессии, в северо-восточной части Башкирского свода, в восточной части Соликамской депрессии и Косьвинско-Чусовской седловины. Концентрация метана в ВРГ этой зоны составляет 75–82 %, азота – 3,9–21,6 %.

Западнее и южнее охарактеризованной зоны в составе ВРГ преобладают азотно-метановые газы, они характерны для восточной части Пермского свода, Бабкинской впадины, северной части Башкирского свода, для центральной части Соликамской депрессии. Концентрация метана в этой зоне находится в пределах от 68–51 %. Концентрация азота повышена до 28,2–46,8 %. Метаново-азотный тип ВРГ подземных вод визейских терригенных отложений установлен в северо-западной части Башкирского свода, на западной окраине Соликамской депрессии, на востоке Чермозской седловины. Распространение метаново-азотных газов контролируется западным бортом Камско-Кинельской системы палеопрогибов. Концентрация метана в ВРГ изменяется от 46 до 25 %, азота – от 51 до 72 %. Азотный тип ВРГ развит на территории Камской моноклинали, в западной части Чермозской седловины, в центральной и юго-западной части Пермского свода, а также в пределах Верхне-Камской впадины. Максимальная концентрация метана отмечена на западном борту ККСП. Здесь она достигает 15–23 %, на остальной территории концентрация метана не превышает 11 %. Концентрация азота находится в пределах от 81 до 98 %.

Концентрация гомологов метана достигает 12,2 %. Повышенные концентрации ТУ характерны для продуктивных площадей, в общем плане она уменьшается в западном направлении в связи со снижением, в основном, доли этана. В

зонах УВГ концентрация этана колеблется от 2 до 6 %, а в зоне азотных газов она не превышает обычно 1,5 %. Концентрация более тяжелых гомологов метана (пропан и др.) зависит от расположения по отношению к контуру нефтеносности продуктивных структур.

Газонасыщенность пластовых вод визейского терригенного комплекса изменяется от 180 до 650 см³/дм³. Наибольшей газонасыщенностью отмечаются воды Предуральского прогиба и восточной части Башкирского свода, где содержание метана достигает 400–510 см³/дм³. В зоне азотных газов содержание метана в ВРГ в 8–10 раз меньше и обычно не превышает 50 см³/дм³.

Увеличение газонасыщенности пластовых вод в зоне азотных газов происходит за счет повышения доли этого компонента. Максимальное содержание азота здесь достигает 280–380 см³/дм³. Обычно содержание азота находится в следующих пределах: для зоны азотных газов 170–220 см³/дм³, для зоны метаново-азотных – 120–170 см³/дм³, для зоны азотно-метановых ВРГ – 100–130 см³/дм³, для зоны метановых газов – 85–25 см³/дм³. Уменьшение концентрации азота происходит в восточном направлении по мере приближения к Предуральскому прогибу.

Общая упругость ВРГ обычно находится в пределах 4–9 МПа. На продуктивных нефтеносных площадях она может достигать 12–13 МПа.

Коэффициент насыщения пластовых вод газом обычно изменяется от 0,25 до 0,65. Увеличение этого коэффициента до 0,7–0,9 характерно для центральной зоны на северном окончании Башкирского свода. Минимальные значения (менее 0,3) характерны для северо-западной части Пермской области и для внутренней зоны ККСП.

Визейско-башкирский карбонатный ГНБК и Московский терригенно-карбонатный ГНБК. Пластовые воды комплексов имеют близкий состав ВРГ и общие условия их распространения (табл. 5.9). Установлена близкая газогидрохимическая зональности ВРГ характеризующих комплексов, аналогичная зональность ВРГ визейских терригенных отложений при некотором смещении границ газогидрохимических зон в восточном направлении.

Газонасыщенность пластовых вод изменяется от 180 до 450 см³/дм³. Уменьшение газового фактора происходит, в основном, за счет снижения доли метана от 280–300 см³/дм³ до менее 50 см³/дм³. В распределении азота отмечена обратная зависимость: в западном направлении его содержание увеличивается до 300 см³/дм³ и более. Общая упругость ВРГ изменяется от 3,2 до 9,15 МПа. Коэффициент насыщения пластовых вод газом варьирует от 0,22 до 0,72, максимальное насыщение подземных вод газом наблюдается на участках газонефтяных залежей.

Верхнекаменноугольно-нижнепермский ГНВК. Состав ВРГ характеризуется в основном по пробам спонтанных газов, полученных в процессе бурения скважин, при использовании пластоиспытателей на бурильных трубах. Диапазоны изменения компонентов ВРГ представлены в табл. 5.9. Для этого комплекса характерно более широкое распространение газов азотного типа. Метановый тип ВРГ развит в восточных частях Соликамской и Сылвенской депрессий. Концентрация метана достигает здесь 71–85 %, а концентрация азота равна 8,4–21,0 %. В зоне азотно-метановых газов, примыкающей с запада к вышеописанной, концентрация метана уменьшается до 62–51 % при увеличении концентрации азота до 30–43 %. Метаново-азотный тип ВРГ с содержанием метана 19,42 распространен в западной части Предуральского прогиба, а также в узкой полосе прилегающей к нему платформенной территории.

Азотный тип ВРГ характерен в основном для платформенной части Прикамья. Он встречается и на отдельных участках Предуральского прогиба. Содержание метана в составе ВРГ изменяется от 0,7 до 15 % при возрастании концентрации азота от 76,3 до 99,7 %.

Газонасыщенность верхнекаменноугольно-нижнепермских отложений по единичным измерениям находится в пределах $150\text{--}480\text{ см}^3/\text{дм}^3$ при общей упругости ВРГ 1,57–3,64 МПа.

Анализ особенностей распространения ВРГ в палеозойских отложениях исследуемого региона показал, что во всех изученных газонефтеводоносных комплексах максимальное насыщение вод метаном наблюдается в Предуральском прогибе и на прилегающих к нему частях восточной окраины Русской платформы. Максимальное содержание и упругость азота установлены на участках северо-западного борта ККСП. Парциальная упругость инертных газов – азота, гелия, аргона – уменьшается в восточном направлении. Это обусловлено «эффектом разбавления» ВРГ углеводородными компонентами [188; 189]. Для Башкирского свода характерны более высокие концентрации углеводородных компонентов в составе ВРГ и для фоновых территорий, расположенных за пределами площадей влияния продуктивных газонефтяных залежей. Концентрация метана может достигать 15–40 % и более, а концентрация азота 24–96 %.

Таблица 5.9

Состав основных компонентов водорастворенного газа газонефтеводоносных комплексов

Комплекс	Число определений	Состав газа, об. % (среднее значение)								Газонасыщенность, см ³ /л.	Упругость газа, атм.
		CO ₂ +H ₂ S	CH ₄	T.Y.	N ₂	H ₂	O ₂	He	Ar		
R-V	4	0,1–0,5 0,27	10,5– 49,0 24,79	0,15– 3,0 (1,58)	47,5– 89,5 74,23	0,131– 0,442	0,7	1086–1,150 (1,118)	0,254– 0,276 (0,265)	231–268 (253)	53,41–77,56 (64,78)
D2–D3	20	0,1–2,0 (0,69)	0,9–63,9 (19,5)	0,2–7,4 (2,53)	34,8– 97,5 (77,5)	0,16–7,4 (1,17)	0,1– 2,4 (0,78)	0,035–1,114 (0,69)	0,163– 0,483 (0,30)	140–583 (272,9)	36–134 (63,1)
D3–C1t	14	0,2–9,1 (2,53)	0,5–76,2 (24,8)	0,11– 6,8 (2,83)	10,7– 99,27 (71,06)	0,136– 4,00 (1,50)	0–7,3 (2,39)	0,02–0,81 (0,26)	0,05–1–1,05 (0,47)	155–967 (405)	26,97–272,5 (91,1)
C1v1-2	38	0,10–10,0 (2,18)	0,60– 80,0 (44,14)	0,8– 33,9 (6,10)	7,7– 97,5 (49,4)	0,076– 6,62 (1,98)	0,10– 2,1 (0,58)	0,013–0,71 (0,327)	0,081– 0,139 (0,11)	176–642 (333,3)	35,35–117,6 (62,6)
C1v3– C2b	13	0–15,9 (3,26)	1,3–71,6 (22,8)	0,4– 12,5 (3,76)	16,9– 98,3 (70,8)	0,043– 2,68 (1,14)	0–1,8 (0,52)	0,081–0,92 (0,36)	0,6	181–428 (295,7)	32,53–86,19 (257,9)
C2m	13	0–40,6 (6,1)	8–77,3 (54,8)	0,6– 21,4 (8,2)	14,2– 50,8 (31,4)	0–10,8 (1,72)	0–0,7 (0,17)	0,0117–0,50 (0,23)	0,054–0,22 (0,14)	266–620 (396,7)	31,8–77,1 (57,8)
C3–P1	7.00	0,1–45,8 (1132)	1,0–78,5 (25,91)	0,1– 11,1 (3,58)	14,9– 90,0 (57,16)	0,23– 0,94 (0,56)	0,60– 4,30 (2,28)	0,017–0,34 (0,15)	0,36–0,96 (0,66)	410–482 (446)	37,18

Азотный тип ВРГ широко распространен в верхней части разреза восточных районов. Он весьма типичен для верхнекаменноугольных и нижнепермских пород. В этой части территории для более глубоких водоносных комплексов газы азотного типа развиты не повсеместно. Они встречаются при опробовании карбонатных пород на участках с плохими коллекторскими свойствами. Повышенные содержания азота характерны для законтурной части продуктивных пластов на ряде эксплуатируемых нефтяных месторождений (Кыласовское, Мазунинское и др.). Это вызвано, вероятно, смещением ореолов рассеивания газов при усиленном отборе флюидов из продуктивных пластов. Отсутствие тесной связи состава ВРГ на той или иной площади с региональным газовым фоном позволяет рассматривать газовые аномалии как реликты «первичного фона», на формирование которых не оказали воздействия региональные процессы нефтегазообразования. Для вод, с первичным фоновым составом ВРГ характерна низкая газонасыщенность – менее $100\text{--}150\text{ см}^3/\text{дм}^3$, и полное отсутствие гомологов метана [188; 189].

Повышенная концентрация метана в фоновом составе ВРГ отмечается на площади непродуктивных структур в основных зонах нефтегазонакопления Предуральяского прогиба и прилегающих районов платформы. Такой тип ВРГ рассматривается как вторичный фон, сформированный под воздействием региональных процессов нефтегазообразования и нефтегазонакопления. В отличие от первичного фонового состава ВРГ, вторичный фон характеризуется повышенным содержанием метана и более высокой (до 3–5 %) концентрацией этана. Более тяжелые гомологи метана – пропан и бутан – содержатся в незначительных количествах (до 1,2 %).

Формирование региональной газонасыщенности подземных вод происходит при взаимодействии двух систем – УВГ, представленных в основном метаном, и инертным газом, главным образом, азотом. Решающее влияние на формирование этих компонентов ВРГ оказали региональные процессы преобразования рассеянного в породах органического вещества. Исследования показали, что состав углеводородной части ВРГ определяется типом исходного органического вещества, рассеянного в породах, и степенью его преобразования. Преобразование ОВ сапропелевого типа сопровождается образованием газовых компонентов, в углеводородной части которых преобладают гомологи метана, представленные в основном пропаном.

Максимальная генерация ТУ отмечена на средних стадиях катагенеза горных пород (МК_2 – МК_3). На ранних стадиях катагенеза (ПК_2 – МК_2) при преобразовании сапропелевого органического вещества метан образуется в сравнительно малых количествах, не превышающих 30 %. При более высокой степени метаморфизации рассеянного в породах органического вещества (МК_3 – АК) наблюдается увеличение концентрации метана.

При наличии в составе рассеянной органики примеси гумусового материала (гумито-сапропелиты) доля метана в составе углеводородных компонентов газа возрастает при преобладающей роли пропана. При сапропелито-гумитовом составе метан является преобладающим углеводородным компонентом (до 80 %) водорастворенных газов.

По данным исследований, выполненных в КО ВНИГНИ [189], могут быть выделены следующие критерии продуктивности локальных структур по составу водорастворенных газов:

Показатели	Значение показателей		
	I	II	III
Газонасыщенность, см ³ /л	>300	>250	>250
Общая упругость, кгс/см ²	>60	>50	>50
Упругость углеводородных газов, кгс/см ²	>25	>20	-
Коэффициент насыщения вод газом (Рг/Рв)	>0,4	>0,35	-
Содержание метана, %	>60	>40	-
Содержание ТУ, %	>2,5	>2,5	>2,5
K ₁ =Сумма углеводородов / азот	>2,5	>1,5	-
K ₂ =Метан / Этан	<25	<20	-
K ₃ = Этан / Бутан	<70	<60	-

I – зона метановых газов (Сылвенская впадина, Кунгурская моноклираль, восточные районы Соликамской впадины);

II – зона азотно-метановых газов (северный склон Башкирского свода, Косьвинско-Чусовская седловина, центральные и западные районы Соликамской депрессии);

III – зона азотных газов (Верхнекамская впадина, Пермский свод, Чермозская седловина, Камская моноклираль).

В целом, масштабы пластовых ореолов рассеяния нефтяных залежей Пермского Прикамья не превышают 2 000-2 500 м. Они зависят от конкретных геолого-тектонических, гидрогеологических и гидрогеохимических условий.

Анализ распределения газовых показателей в пределах известных месторождений и непродуктивных площадей Прикамья позволил наметить комплекс критериев оценки перспектив нефтегазоносности локальных структур в различных газогидрохимических зонах. Информативность отдельных показателей (по проценту распознавания продуктивных структур) снижается в следующем порядке: тяжелые углеводороды (85 %) – метан (75 %) – газонасыщенность вод (72 %) – общая упругость ВРГ (51 %) – коэффициент насыщения вод газом (37 %). Содержание метана, а также значение коэффициентов, характеризующих отнесение основных компонентов ВРГ, информативны только в зоне развития метановых и азотно-метановых газов. В зоне азотных газов использование данных показателей не представляется возможным, ввиду отсутствия контрастных различий в их распределении на "пустых" и продуктивных площадях.

Для повышения эффективности прогноза перспектив нефтегазоносности необходимо комплексное использование газовых показателей с привлечением данных по водорастворенному органическому веществу с учетом геолого-геохимических особенностей конкретных районов.

Рассмотренные гидрогеохимические условия ГНВК показывают следующее.

1. Подземные воды газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья представлены рассолами хлор-кальциевого типа (по Сулину) с минерализацией 200–300 г/дм³. При общей тенденции к «нивелировке» минерализации и состава в объеме комплексов отмечаются зональные и локальные гидрогеохимические аномалии (в том числе и сквозные).

2. Для пластовых систем с относительно высокой водопроницаемостью характерны процессы нивелирования химического состава рассолов, а в зонах с низкой гидродинамической проницаемостью вероятно сохранение реликтовых рассолов. В зонах относительно высокой вертикальной проницаемости в сочетании с эпигенетическими процессами (например, внедрением конденсационных вод) могут формироваться контрастные сквозные гидрогеохимические аномалии.

3. Наиболее общей региональной гидрогеохимической особенностью палеозойских комплексов является тенденция к увеличению минерализации и метаморфизации подземных вод в восточном направлении, в сторону Предуральского прогиба и «уральской» периферии бассейна. В этом же направлении увеличивается газонасыщенность и происходит изменение состава водорастворенного газа от азотного до метанового.

4. В целом, гидрогеохимические условия всех комплексов (вне зон сероводородных вод) благоприятны для сохранности залежей углеводородов.

6. ПРАКТИЧЕСКОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Прогноз нефтегазоносности. Прогнозу нефтегазоносности по гидрогеологическим данным в Волго-Уральском НГП посвящены монографии многих известных исследователей: Н.К.Игнатовича [88; 89], В.А.Кротовой [105; 106; 107], Г.П.Якобсона [210; 211], Е.А.Барс и М.И.Зайдельсона [56], Э.М.Пуркиной [155], А.А.Карцева и С.Б.Вагина [96], Попова В.Г. [147]. Для территории Среднего Предуралья критерии нефтегазоносности рассматривались в работах И.Н.Шестова, Б.А.Бачурина, А.В.Шурубора, Г.К.Михайлова, С.Ю.Белова [9; 14; 15; 124; 125; 188; 201].

Возможность использования гидрогеологических данных для поисков залежей нефти и газа обосновывается, во-первых, большой ролью подземных вод в образовании, накоплении и разрушении углеводородов, во-вторых, взаимодействием нефти и газа с подземными водами, в-третьих, частой приуроченностью участков разгрузки подземных вод к структурам, благоприятным для формирования залежей нефти и газа и, в-четвертых, экраным действием залежей нефти и газа на потоки подземных вод.

В соответствии с этим можно выделять показатели нефтегазоносности, условия, благоприятные для образования и сохранения залежей нефти и газа; наличие ловушек, залежей нефти и газа. В основе показателей каждой группы лежат различные гидрогеологические данные, получаемые в результате исследований водяных скважин: давление насыщения и состав водорастворенных газов, ионно-солевой состав вод, содержание микрокомпонентов, гидродинамическая обстановка, геотемпературный режим недр, общие гидрогеологические и палеогидрогеологические условия [93].

Для территории Среднего Предуралья основными гидрогеологическими показателями нефтегазоносности являются:

Прогноз нефтегазоносности по гидрогеологическим данным наиболее интенсивно проводился в период 60–80-х гг. прошлого столетия [126; 129; 130; 131; 132; 133; 134]. Фондовые материалы АО «КамНИИКИГС» и Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ» «ПермНИПИнефть» в г.Перми содержат отчеты о выполненных прогнозах. С 90-х гг., с появлением независимых нефтяных компаний и резкого снижения объемов геологоразведочных работ (см. раздел 1), региональные гидрогеологические исследования и оценка локальных структур были фактически прекращены.

Разведка и подсчет запасов нефти и газа. В настоящее время эти виды гидрогеологических работ на территории Среднего Предуралья являются востребованными в связи с подсчетом и пересчетом запасов на месторождениях

ООО «ЛУКОЙЛ–ПЕРМЬ» и других недропользователей. Знания термодинамических условий продуктивных пластов, химического состава пластовых вод необходимы для определения рационального комплекса промыслово-геофизических исследований скважин и количественной интерпретации получаемых диаграмм. Ряд методов промысловой геофизики, например, нейтронный гамма-метод для определения контакта нефть–вода, импульсный нейтрон-нейтронный метод и другие, целесообразно применять только при высокой минерализации пластовых вод. Для интерпретации диаграмм электрометрии необходимо знать удельное сопротивление пластовых вод, которое зависит от их минерализации и температуры. От соотношения удельных сопротивлений пластовой воды и промывочного раствора зависят величины кажущегося сопротивления и собственного потенциала пород. Характер насыщения пластов определяет выбор интервалов испытания при бурении скважин и в колонне.

Гидрогеологические данные для отчетов о подсчете запасов УВ обобщаются, как правило, в специализированных подразделениях научно-исследовательских организаций в соответствии с требованиями Государственной комиссии по запасам и Методическими указаниями по составлению отчетов по подсчету запасов. На территории Среднего Предуралья многие десятилетия эти работы успешно проводятся Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ» «ПермНИПИнефть» в г.Перми для многих недропользователей.

Гидрогеологические исследования при разработке залежей углеводородов. Данный комплекс работ включает подготовку соответствующих гидрогеологических разделов в проектную документацию. Промысловые исследования предусматривают контроль за химическим составом попутно добываемых вод, что позволяет следить за перемещением контуров нефтеносности, оценивать интенсивность и направление продвижения вод в продуктивных пластах. Кроме того, данные о химическом составе подземных вод необходимы для прогноза отложения твердых минеральных солей в пластах и обводняющихся нефтяных скважинах. В Среднем Предуралье наиболее характерны отложения сульфатных солей – гипса, барита, целестина, которые образуются при смешении пластовых рассолов, обогащенных кальцием, барием, стронцием, с закачиваемыми водами, содержащими большое количество сульфатов. Также распространены осадки карбоната кальция, выпадающего из вод при нарушении термодинамического равновесия и удалении водорастворенного углекислого газа в процессе эксплуатации залежей нефти.

Гидрогеологическое обеспечение проектирования и проводки глубоких скважин.

Гидрогеологические условия разреза отложений определяют выбор плотности промывочных буровых растворов, подбор типов тампонажных цемента и

конструкцию скважин, способствуя тем самым решению основных вопросов технологии проводки и крепления скважин.

Размещение промышленных стоков в глубокозалегающих горизонтах.

Подземное размещение промышленных стоков является крупным экологическим мероприятием и относится к отдельному виду недропользования. Практически всегда декларируется, что это безальтернативная, но временная мера. Законодательно в России разрешается использование недр земли для размещения промышленных стоков только в исключительных случаях. Государственный контроль за проектированием, реализацией проектов и мониторингом процесса проводится в строгом соответствии с нормативной базой.

Последовательность изучения объектов подземного размещения стоков предусматривает проектирование и отчетность для стадии геологического изучения (2–5 лет) и стадии опытно-промышленной эксплуатации (3–5 лет). При успешном выполнении последней выполняется стадия промышленной эксплуатации (20 лет).

Потребность размещения жидких промышленных стоков в глубокие водоносные горизонты Среднего Предуралья связана с производственной деятельностью нефтяной, калийной и химической промышленности.

Наибольшее число участков глубинного размещения стоков в настоящее время эксплуатируется ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Необходимость подземного захоронения нефтепромысловых стоков для нефтедобывающей промышленности региона определяется высокой обводненностью добывающих скважин, а также технологическими условиями нефтепромыслов, ограничивающими использование всего объема попутных вод в системах поддержания пластового давления. Наиболее актуально подземное захоронение стоков для крупных нефтепромыслов, на сборный пункт которых поступает продукция с нескольких месторождений. Среднесуточные объемы «лишней» воды на таких объектах могут достигать от 500 м³ до 5–7 тыс. м³ на каждом из объектов. Исследования возможностей размещения нефтепромысловых стоков выполнялись в КО ВНИГНИ (ныне АО «КамНИИКИГС») и в институте «ПермНИПИнефть». В отделе нефтепромысловой гидрогеологии института «ПермНИПИнефть» с 90-х гг. прошлого столетия выполняется целевая программа изучения объектов размещения, проектирование закачки на различных стадиях геологического изучения и сопровождения производственных работ. Результаты исследований размещения нефтепромысловых стоков отражены в публикациях [103; 196; 198; 213; 220; 231; 232; 233].

Достаточно высокая современная потребность размещения избыточных калийных стоков в объеме 5–8 тыс м³/сут существует у предприятий калийной промышленности в Верхнекамском промышленном районе. Изученность проблемы

характеризуют многочисленные фондовые источники различных организаций и опубликованные работы [8; 22; 23; 54; 81; 82; 128; 196].

При возможном возобновлении промышленной добычи йодо-бромных вод на Краснокамском месторождении промышленных вод, вполне вероятно, может возникнуть необходимость удаления отработанных вод в глубокозалегающие коллектора. До остановки производства в 90-х гг. прошлого столетия йод и бром извлекался ПО «Галоген» из высокоминерализованных (250–270 г/дм³) хлоридных кальциево-натриевых рассолов, которые после отработки сбрасывались в р. Каму. Объем добываемых рассолов по мере расширения производства все время возрастал. Также возрастал и объем отработанных рассолов, сбрасываемых в р. Каму. В последние десятилетия, особенно после создания Воткинского водохранилища, следы сбрасываемых рассолов распространялись на расстояние свыше 100 км вниз по течению р. Камы. В связи с этим встал вопрос о прекращении сброса жидких промышленных стоков йодо-бромного производства в р. Каму, и с 1973 г были начаты исследования с целью изучения возможности и условий захоронения отработанных высокоминерализованных рассолов йодо-бромного производства в районе Оверятского водозабора. В настоящее время производство йода и брома остановлено.

Следует отметить, что особенности геологического строения территории Среднего Предуралья, петрофизические характеристики разреза и условия недропользования определяют почти безальтернативное размещение полигонов подземного захоронения в рифогенных верхнедевонско-турнейских карбонатных отложениях. Благоприятными показателями такого выбора являются:

- глубокое залегание объекта с высокой гидродинамической изоляцией этих отложений в разрезе (глубже 1 500 м);
- большие мощности эксплуатационной толщи (до сотни метров);
- относительно высокая встречаемость высокоприемистых палеокарстовых геофильтрационных сред в бортовых зонах Камско-Кинельской системы палеопрогибов и локальных рифогенных массивах;
- хорошие технологические возможности увеличения и восстановления приемистости скважин путем соляно-кислотных обработок карбонатных пород;
- высокие фильтрационно-емкостные свойства трещинно-карстовых коллекторов позволяют в определенной мере снизить требования к подготовке стоков.

В качестве благоприятных правовых аспектов строительства полигонов захоронения в верхнедевонско-турнейских отложениях следует отметить возможность получения специального горного отвода для захоронения стоков в подпродуктивной части разреза, т.е. ниже ВНК наиболее глубокой нефтяной залежи в

пределах месторождения. В этом случае невысокая вскрытость подпродуктивных отложений «старым» скважинным фондом предопределяет низкую вероятность межпластовых заколонных перетоков (рис. 6.1).

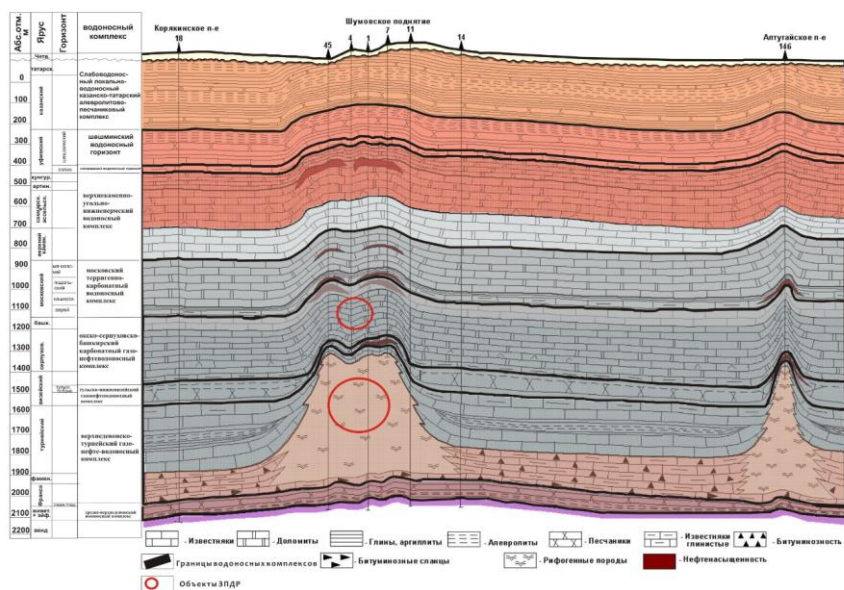


Рис. 6.1. Зона размещения стоков в рифогенной структуре на Шумовском нефтяном месторождении

При геофильтрационной схематизации разреза большинства участков размещения нефтепромысловых стоков на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», как правило, выделяются следующие элементы: региональные водоупоры (флюидоупоры); буферные защитные толщи (БЗТ); Буферный нефтеводоносный горизонт (БНВГ) и эксплуатационная толща (ЭТ) (рис. 6.2). Фильтрационно-емкостные параметры объектов принимаются по результатам изучения керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин. Для удаленных объектов используется экспертная оценка геофильтрационных сред.

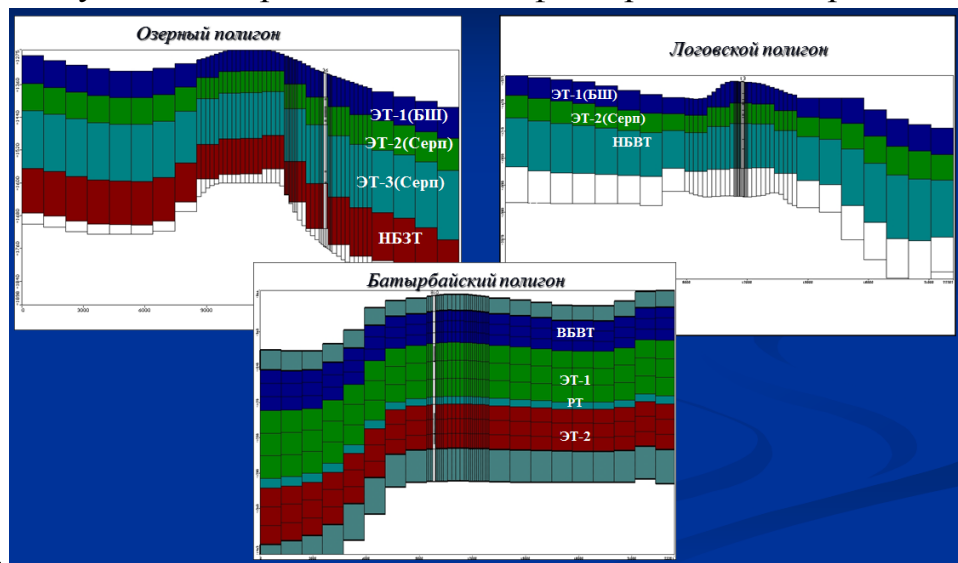


Рис. 6.2. Типовая вертикальная схематизация полигонов размещения нефтепромысловых стоков

В практике гидрогеологического проектирования и сопровождения закачки широко применяются как специализированные аналитические расчеты, так и цифровое гидродинамическое моделирование (рис. 6.3).

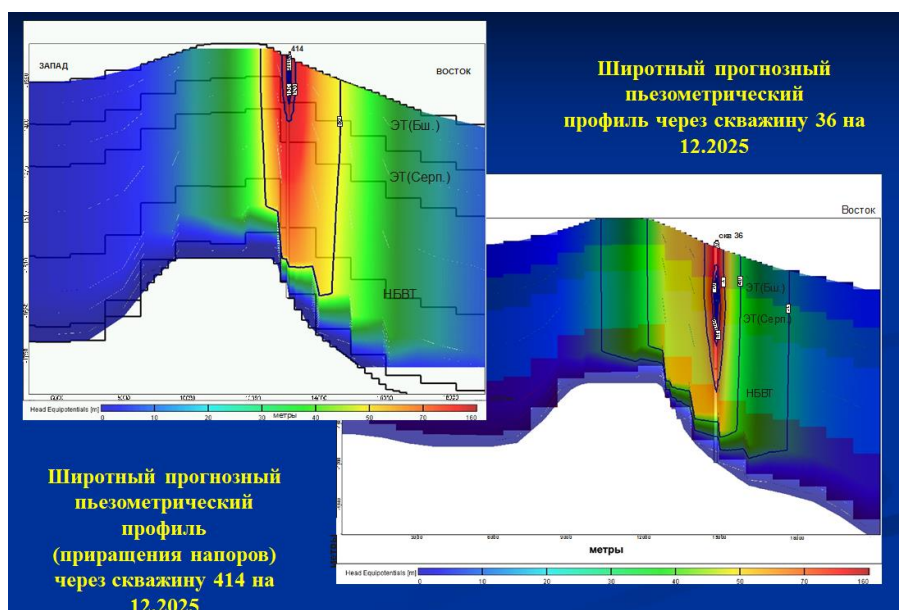


Рис. 6.3. Прогнозные пьезометрические профили на Озерном полигоне размещения стоков

Следует отметить, что в середине 60-х гг. на территории Пермском края сточные нефтепромысловые воды, избыточные для систем поддержания пластового давления, сбрасывались на Краснокамском, Полазненском нефтепромыслах в карбонатные породы московского яруса и на Козубаевском нефтепромысле в – сакмарские и артинские отложения [36; 146].

Промышленные подземные воды. Промышленными принято считать природные воды с концентрацией элементов, обеспечивающей в конкретных гидрогеологических условиях экономически целесообразную их добычу и переработку. Минимальные допустимые концентрации ценных компонентов в промышленных водах представлены в таблице:

Компонент	Минимальная концентрация, мг/дм ³	Компонент	Минимальная концентрация, мг/дм ³
NaCl	5x10 ⁴	Mg	1 000–5 000
Na ₂ SO ₄	5x10 ⁴	K	350–1 000
NaHCO ₃ +Na ₂ CO ₃	5x10 ⁴	Ra	10 ⁻⁶ –10 ⁻⁸
Br	250-500	Rb	3
J	18	Cs	0.5
B ₂ O ₃	200	Li	10–20
J+ B ₂ O ₃	10 и 75	Sr	300
J+Br	10 и 200	Ge	0.05

Изучению микрокомпонентного состава пластовых рассолов нефтегазоносных комплексов (НГК) Среднего Предуралья посвящены работы И.Н.Шестова, А.В.Шурубора, С.И.Егорова, Г.К.Михайлова и других исследователей [72; 136;

197; 200; 203]. Как правило, наибольшее внимание уделялось содержаниям массово определяемых компонентов – йода и брома. Интерес к указанным микрокомпонентам предопределяется возможностью их использования в качестве индикаторов условий формирования пластовых вод и показателей нефтегазоносности, так и безусловной ценностью компонентов в составе гидроминерального сырья.

Повышенные содержания брома и йода в пластовых водах нефтеносных комплексов в перспективных тектонических регионах характеризует таблица.

Региональная оценка содержаний йода показала следующее: наибольшие концентрации установлены в верхнедевонско-турнейском НГК в Соликамской депрессии (северо-восточная часть), где его содержание достигает 144 мг/дм^3 , и в верхнедевонско-нижнепермских отложениях на Косьвинско-Чусовской седловине – до 46 мг/дм^3 . Кондиционные содержания компонента ($>18 \text{ мг/дм}^3$) установлены также в Верхнекамской впадине (верхневизейско-башкирские отложения), на Бымско-Кунгурской моноклинали (верхневизейско-башкирские и московские отложения), в Соликамской депрессии (нижне-средневизейские и в верхневизейско-башкирские отложения) и других районах (табл. 6.1).

Пространственное распределение концентраций йода в водах нефтегазоносных комплексов представлено на рис. 5.8,*а*, 5.11,*а*, 5.14,*а*, 5.17,*а* и 5.19,*а*. Содержание брома характеризуют рис. 5.4,*б*, 5.8,*б*, 5.11,*б*, 5.14,*б*, 5.17,*б* и 5.19,*б*. Контрастные аномалии установлены в верхнедевонско-турнейском НГК на северо-востоке Соликамской депрессии, где в рассолах пониженной минерализации и относительно низкого содержания ионов хлора и кальция установлены максимальные для Среднего Предуралья концентрации йода. По представлениям [150; 151; 215], с учетом совокупности гидрогеологических условий наиболее полно образованию таких вод может отвечать конденсационная гипотеза формирования сингенетичных скоплений легких нефтей нафтенново-метанового типа и конденсатогенных вод, сохранившихся в коллекторах рифогенных массивов. Повышенные концентрации йода отмечены в данном районе также в нижне-средневизейском и в верхневизейско-башкирском нефтегазоносных комплексах.

Наиболее высокие содержания брома установлены в нижнепермских отложениях в Юрюзано-Сылвенской депрессии, в московском комплексе – на Бымско-Кунгурской моноклинали, в верхнедевонско-турнейском НГК в среднекаменноугольных отложениях – в Соликамской депрессии (северо-восточная часть), в визейском терригенном комплексе в Соликамской (юг) и Юрюзано-Сылвенской депрессиях, на Косьвинско-Чусовской седловине и Бымско-Кунгурской моноклинали. Фоновые кондиционные содержания брома ($>500 \text{ мг/дм}^3$) установлены практически повсеместно (табл. 6.1).

Таблица 6.1

**Повышенные содержания йода и брома в подземных водах
нефтегазоводоносных комплексов**

Тектонический регион	Нефтега- зоносный комплекс	Число проб	Минерали- зация вод, г/дм ³	Содержание, мг/дм ³	
				Бром	Йод
Верхнекамская впадина	C _{1v3} -C _{2b} D ₃ -C _{1t}	29	220-270	570-760	12-19
		21	225-270	500-600	10-15
Пермский свод	C _{2m}	22	230-270	700-950	13-17
	C _{1v3} -C _{2b}	58	230-270	550-800	10-18
	C _{1V1-2}	73	250-270	600-750	9-13
	D ₃ -C _{1t}	43	225-280	600-750	10-15
	D ₂ -D ₃	26	240-270	660-1 120	10-12
Бымско-Кунгурская мо- ноклиналь	C _{2m}	21	200-265	300-1 300	11-27
	C _{1v3} -C _{2b}	58	220-270	360-820	9-20
	C _{1V1-2}	117	230-270	600-1 000	9-15
	D ₃ -C _{1t}	73	250-300	800-900	10-15
	D ₂ -D ₃	32	230-290	870-1 480	10-15
Башкирский свод	C _{1V1-2}	179	240-275	550-750	10-15
	C _{1t} -D ₃	64	250-300	700-800	10-20
Соликамская депрессия (север)	C _{1v3} -C _{2b}	49	130-260	600-1 300	До 30
	C _{1t} -D ₃	35	80-200	200-800	10-144
Соликамская депрессия (центр)	D ₃ -C _{1t}	20	150-200	400-600	10-20
	D ₂ -D ₃	16	210-235	470-660	10-20
Соликамская депрессия (юг)	C ₃ -P ₁	15	215-275	300-830	8-19
	C _{1V1-2}	10	190-270	440-1 250	12-25
	D ₃ -C _{1t}	23	250-280	600-700	10-20
Косьвинско-Чусовская седловина	P ₁ -C ₃	9	190-275	500-1 700	4-6
	C _{1V1-2}	8	240-260	600-1 060	10-23
Юрюзано-Сылвенская депрессия	C ₃ -P ₁	27	180-2-80	200-1 360	До 20
	C _{1v3} -C _{2b}	22	235-275	540-810	14-19
	C _{1V1-2}	10	205-275	590-1 280	До 11
	C _{1t} -D ₃	7	200-250	1 000-1 100	10-20

Наиболее контрастная зональная аномалия брома прослеживается в средне-верхнедевонском НГК на территории Верхнекамской впадины, Башкирского свода и Бымско-Кунгурской моноклинали (рис. 5.4,б). Здесь в рассолах высокой минерализации, метаморфизации установлены максимальные для Среднего Предуралья концентрации брома, превышающие 1 500 мг/дм³. Особенностью этих рассолов являются также высокие концентрации кальция и низкая сульфатность. Источником брома в рассолах является, главным образом, органическое вещество, содержащееся в горных породах. По совокупности компонентного состава рассолов они рассматриваются как «реликтовые подземные воды» [215; 227]. Девонские терригенные отложения в пределах ареала «реликтовых» вод отличаются весьма низкой латеральной проводимостью и надежно перекрыты тиманским региональным флюидоупором. Такие условия обеспечивают как сохранность реликтовых вод, так и благоприятные гидрогеологические условия сохранности нефти в южных районах Пермского края.

Высокие содержания йода и брома в подземных водах являются обязательным, но недостаточным условием отнесения таких рассолов к категории промышленных вод. Как отмечает С.С.Бондаренко с соавторами [24], «... зона распространения промышленных вод должна отвечать совокупности гидрогеологических и геолого-экономических условий, обеспечивающих при определенной концентрации полезных компонентов их рентабельное извлечение из подземных вод...». Поэтому при выборе перспективных участков требуется выполнение комплексных геолого-гидрогеологических работ, включая оценку объемов добычи вод, изучение геофильтрационных характеристик разреза, возможности размещения отработанных рассолов в глубокозалегающих элементах разреза и, конечно, комплекс геолого-экономических характеристик (сырьевой рынок, инфраструктура производства, технологии и др.).

Следует отметить, что высокие содержания йода и брома в ряде аномальных зон ГНБК соответствуют слабопроницаемым геофильтрационным средам. В связи с этим для Пермского края наиболее перспективным развитием добычи промышленных вод является восстановление добычи йодобромных рассолов на Краснокамском месторождении.

Краснокамское месторождение промышленных йодобромных рассолов является одним из крупнейших месторождений не только в России, но и в мире. Оно располагается в центральной части Пермской области. Площадь месторождения составляет ориентировочно 19000 км², приведенный радиус – 80 км [12; 13; 16].

В пределах Краснокамских эксплуатируемых водоносных комплексов, из которых на Оверятском водозаборе с 1942 г. (предприятие эвакуировалось из г. Саки) добывают крепкие йодобромные рассолы хлоридного альциево-натриевого состава с минерализацией 270 г/дм³ для выделения из них йода и брома в промышленных целях. Эксплуатационные объекты месторождения: визейский терригенный водоносный комплекс (интервал добычи – 1 340–1 410 м); турнейско-франский карбонатный и среднедевонский терригенный водоносный комплекс (1 913–2 100 м).

В пределах Краснокамского месторождения находятся разведанные и эксплуатируемые участки по добыче йодобромных вод – промышленный Оверятский и детально разведанный Григорьевский участок, расположенный в 25–35 км на северо-западе от Оверятского. Кроме того, использовался Нытвенский наблюдательный участок, расположенный в 30 км юго-западнее Оверятского. Утвержденные запасы категории А+В+С1 Оверятского участка составляют 30,1 тыс. м³/сут, Григорьевского – 21,5 тыс. м³/сут. До 2003 г. на Краснокамском месторождении добыча Br составляла около 100 т/год [13].

Возобновление добычи рассолов на Краснокамском месторождении йодобромных вод в перспективе могло бы обеспечить промышленное производство

йода, брома, лития и стронция в масштабах, удовлетворяющих потребности нуждающихся в них региональных отраслей народного хозяйства.

Бальнеологические воды. Бальнеологическое значение в газонефтеводоносных комплексах имеют, главным образом, сероводородные и йодо-бромные нижнепермские воды [10; 12; 17; 72; 183; 184]. Естественные выходы таких вод известны с XVIII в., а бальнеологическое их использование началось с 1826 г. В настоящее время сероводородные и йодо-бромные рассолы используются в бальнеологии. На территории Среднего Предуралья И.Н.Шестов с соавторами [17; 184; 185] выделяют четыре типа сероводородных вод (рис. 6.4):

- сероводородные воды сульфатно-кальциевого состава (минерализация до 4 г/дм³);
- сульфатно-хлоридно-натриево-кальциевого и хлоридно-сульфатно-натриево-кальциевого состава типа вод «Ключи» с минерализацией до 10 г/дм³;
- хлоридно-натриевые воды типа курорта «Усть-Качка» (минерализация до 100 г/дм³);
- хлоридно-натриево-кальциевые рассолы (минерализация до 280 г/дм³), имеющие повышенное содержание йода, брома, аммония и других микрокомпонентов. Используются на курортах «Усть-Качка», «Ключи» и в многочисленных профилакториях.

Минеральные бальнеологические воды на территории Пермского края представлены группами сероводородных и йодо-бромных вод, которые используются для наружного лечебного применения в здравницах. Региональное распространение, основные геолого-гидрогеологические характеристики бальнеологических сероводородных и йодо-бромных вод Пермского края и основные объекты их использования в лечебных целях представлены на рис. 6.4 и в табл. 6.2.

Лечебные сероводородные воды и рассолы в районе курорта Ключи и на территории Сылвенской впадины распространены в зоне затрудненного водообмена и связаны с жизнедеятельностью сульфатредуцирующих бактерий в анаэробных условиях. Бактерии наиболее активно живут на глубинах >500 м в хлоридно-натриевых рассолах с минерализацией до 100 г/л, что подтверждается в этой части разреза наличием в водах углекислоты повышенной концентрации и гидрокарбонатного иона, концентрации которого в скважине 3/62 на глубине 500 м достигали 1,65 г/дм³. Здесь же скважиной 56 Поедуинской площади были получены (1 221–1 236 м) притоки сверхкрепких сульфидных рассолов с содержанием H₂S до 1 247 мг/дм³, брома–до 271 мг/дм³, йода–до 6 мг/дм³ с минерализацией до 219 г/дм³. Солевой состав вод сформировался за счет глубокого метаморфизма седиментационных вод морского генезиса [10, 17].

На глубинах более 1 000 м в районе курорта Ключи поисковыми и разведочными скважинами на нефть и газ среди нижнепалеозойских отложений вскрыва-

лись крепкие ($> 260 \text{ г/дм}^3$) бром-йодные рассолы хлоридно-натриево-кальциевого состава с содержанием йода до $12\text{--}14 \text{ мг/дм}^3$ и брома до $500\text{--}1\,300 \text{ мг/дм}^2$. Солевой состав бром-йодных рассолов сформировался за счет глубокого метаморфизма седиментационных вод.

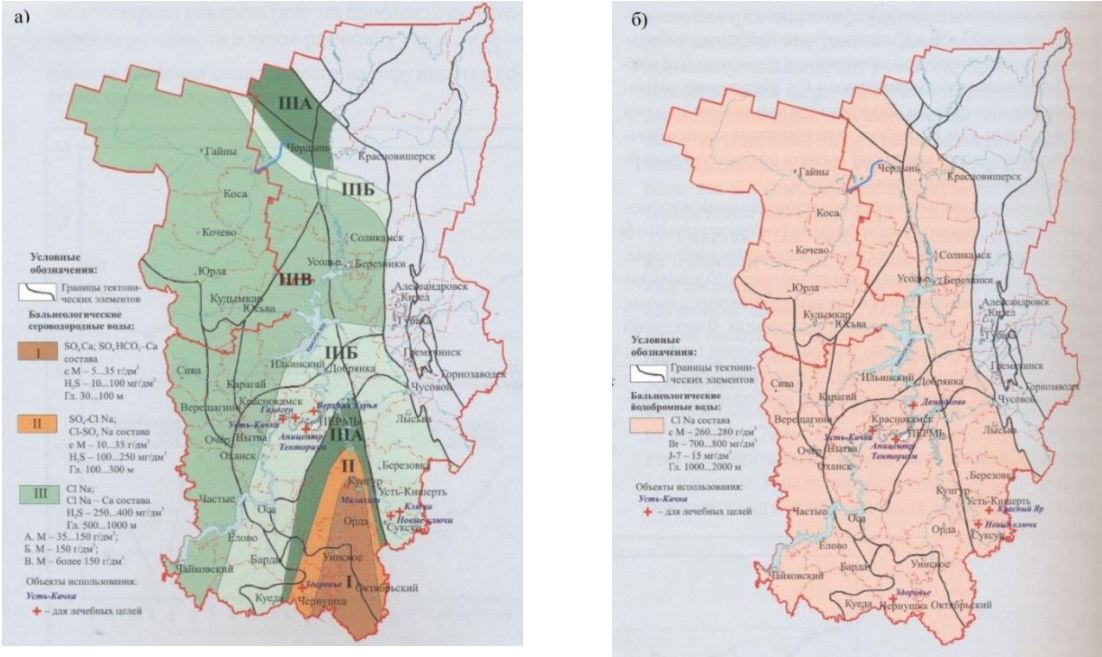


Рис. 6.4. Схемы распространения подземных бальнеологических:
 а) сероводородных и б) йодо-бромных вод (по [10])

Таблица 6.2

Гидрогеологическая характеристика бальнеологических вод
 Пермского края (по данным С.Ю.Белова [10])

Тип вод по химическому составу	Область распространения на рис. 6.4	Минерализация (М), г/дм³	Глубина залегания, м	Содержание H₂S; Br, I, мг/дм³	Дебит скважин (средний), м³/сут	Стратиграфическая приуроченность	Основные объекты использования
Сероводородные сульфатно-кальциевые и сульфатно-гидрокарбонатные кальциевые	I (рис. 6.4а)	5–35	30–300	10–100	10–100	Р₁, С₃, С₂	Используются: профилактории «Здоровье», «Уральские Зори» (г.Чернушка); курорты «Ключи», «Усть-Качка», ОАО «Апицентр-Тенториум». Могут использоваться: профилакторий «Чайка» (г.Чайковский), санаторий «Демидково» (г.Полазна), Кунгурская горбольница
Сероводородные сульфатно-хлоридные натриевые и хлоридно-сульфатные натриевые	II (рис. 6.4а)	10–35	100–300	100–250			
Сероводородные хлоридные натриевые и хлоридные натриево-кальциевые	IIIА IIIБ IIIВ (рис. 6.4а)	35–150 > 150	500–1000	250–400			

Территория Среднего Предуралья характеризуется богатыми ресурсами подземных лечебно-столовых вод восполняемы за счет движения вод от области питания к области разгрузки через горные породы, насыщенные минеральными солями. Отдельные типы лечебно-столовых вод, таких, как воды с повышенным

содержанием ВРОВ, содовые и сульфатно-натриевые, требуют особого внимания, проведения природоохранных мероприятий районов их распространения и возможного использования в будущем [10].

Подземные хранилища газа. Подземные хранилища газа (ПХГ) рассматриваются как важный и необходимый элемент магистральной газотранспортной системы. Они позволяют сгладить негативные последствия неравномерного сезонного газопотребления, что в условиях лимитированных и политизированных поставок газа имеет особо важное значение. Схема хранилищ газа представлена на рис. 6.5.

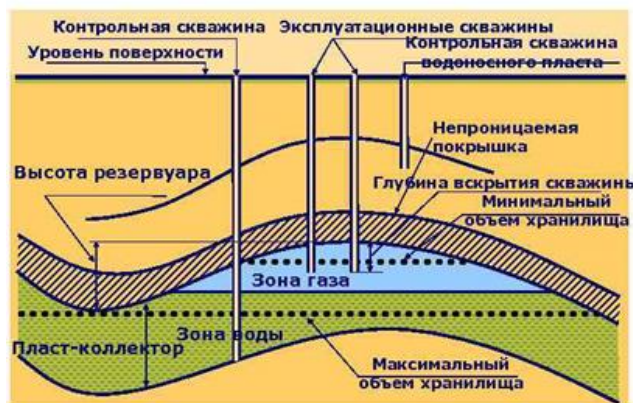


Рис. 6.5. Схема подземного хранилища газа

ПХГ вдоль магистральных газопроводов создаются по распоряжению Правительства Российской Федерации. В соседних регионах с 2003 г. началась эксплуатация двух газохранилищ: Карашурского (Удмуртская Республика) и Мусинского (Республика Башкортостан). В настоящее время общий объем газа в Карашурском ПХГ (бобриковские отложения) составляет около 500 млн м³, из них 150 – активного и 350 – буферного.

По общим геологическим показателям наиболее перспективной на поиски ловушек для ПХГ является платформенная часть территории Пермского края. В её пределах выделяются регионально выдержанные нефтегазоносные комплексы, содержащие пласты-коллекторы, перекрытые надежными флюидоупорами:

- башкирский карбонатный комплекс с верейской терригенно-карбонатной покрывкой;
- визейский терригенный комплекс, включающий пласты песчаников тульского и бобриковского горизонтов, перекрытый региональным тульско-алексинским глинисто-карбонатным флюидоупором;
- верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс с радаевской глинистой покрывкой. В этом комплексе на всей территории широко распространены зоны закарстованных пород, особенно в интервалах верхнефранско-фаменских отложений. С ними связаны зоны поглощения, установленные практически на всех бортовых и внутренних позднедевонских рифогенных массивах в области

развития Камско-Кинельской системы палеопрогибов. На многих месторождениях зоны поглощения используются для захоронения нефтепромысловых стоков. Об их емкости можно судить по объемам закачанных стоков, соответствующим миллионам кубических метров. Однако определение объема резервуара, его геометрия, оценка надежности изоляции как по латерали, так и по вертикали, весьма затруднительна и потребует проведения специальных исследовательских работ.

Наиболее благоприятные условия для создания подземных хранилищ газа имеют пласты песчаников бобриковского горизонта. Они имеют большую мощность, достаточно выдержаны по простиранию и имеют лучшие коллекторские свойства. В пределах положительных структур такие пласты образуют достаточно емкую ловушку.

С целью выявления объектов, перспективных для создания подземных хранилищ газа на территории Пермской области, проведен анализ геологических материалов. В коридорах прохождения газопроводов рассмотрены материалы по всем месторождениям, а также по разбуренным и не пребывавшим в бурении структурам. Экспертно из рассмотрения исключены:

- разрабатываемые месторождения нефти, разбуренные значительным количеством скважин;
- малоразмерные и малоамплитудные структуры, а также объекты, где наличие замкнутых ловушек маловероятно.

В качестве критериев выбора объектов принимались геометрические параметры объектов и коллекторские свойства пород, интегрально определяющие емкость ловушек не менее 20 млн. м³, глубина залегания пластов-коллекторов не более 1700 м, наличие покрышки и удаленность от трасс магистральных газопроводов не более 30 км. Кроме того, учитывались современное состояние структур (месторождений) и степень их вскрытости «старым» скважинным фондом. Значения мощности и пористости коллектора приняты по единичным скважинам или по аналогии с близко расположенными площадями с учетом региональных закономерностей. Коэффициент газонасыщенности при расчетах объемов принят также условно равным 0,7.

В платформенной части Пермского края выявлен ряд структур и месторождений, перспективных для дальнейшего изучения в качестве объектов ПХГ [212]. Их размещение представлено на схеме (рис. 6.6). Все объекты имеют благоприятные термодинамические и гидрогеологические условия в интервалах залегания визейских терригенных коллекторов.

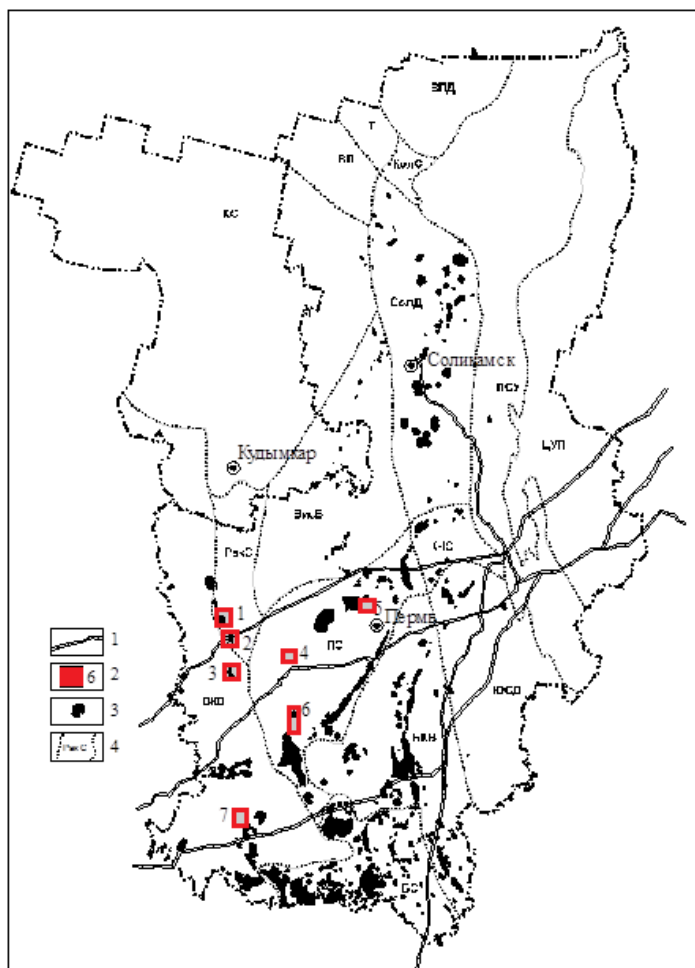


Рис. 6.6. Схема расположения объектов, перспективных для создания ПХГ

Условные обозначения: 1 – газопроводы; 2 – перспективные структуры: 1) – Верецагинская; 2) – Травинская; 3) – Очерская; 4) – Островная; 5) – Северокамская (восточный купол); 6) – Батуско-Беляевская; 7) – Маркетовская. 3 – месторождения углеводородов; 4 – основные структурно-тектонические элементы.

Для дальнейшего изучения возможности организации подземных хранилищ газа рекомендуются следующие структуры:

- Травнинская, Очерская, Верещагинская, восточный купол Северокамской (трасса газопровода на участке Гремячинск–Игра);
- Батуйско-Беляевская, Островная (трасса газопровода на участке Горнозаводск-Воткинск);
- Маркетовская (трасса газопровода на участке Горнозаводск– Сарапул).

Следует заметить, что все рассмотренные объекты недостаточно изучены как сейсморазведкой, так и бурением. Дальнейшее их освоение потребует инвестиций в геологоразведочные работы – проведение сейсморазведочных работ (2D и 3D), разведочного бурения и специальных тематических исследований, в том числе гидрогеологических.

В заключение следует отметить, что практическое значение многостороннего использования глубокозалегающих гидрогеологических объектов весьма востребовано и в дальнейшем будет расширяться. В связи с этим, необходимо расширение имеющихся электронных баз данных и активное привлечение ГИС-технологий для пространственного анализа гидрогеологических данных.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В общем заключении следует отметить те наиболее важные вопросы, которые, по нашему мнению, являются ключевыми для понимания гидрогеологических условий глубоких горизонтов Среднего Предуралья.

1. Для газонефтеводоносных комплексов региона характерны гранулярные, седиментационно-гранулярные и карстовые геофильтрационные среды. Наиболее распространены (70–85 % от общей мощности) слабопроницаемые ($K_{пр} - n \times 10^{-5} - n \times 10^{-3}$ мкм²) субэндогенные подтипы сред. Особенностью палеозойских газонефтеводоносных комплексов является уменьшение их условной водопроницаемости от 5–30 м²/сут в платформенной части региона до 0.1–1.0 м²/сут на территории Предуральского прогиба.

2. Пространственное распределение сред отражает слоисто-блоковую геофильтрационную неоднородность глубоких элементов разреза, которая ярко проявляется в неоднородности термодинамических и гидрогеохимических полей.

3. Структурно-закрытый тип строения периферии Волго-Камского артезианского бассейна и наличие в его восточной части слабопроницаемого артинского терригенного «клина» усиливают гидродинамическую разобщенность платформенных и западно-уральских гидрогеологических структур. Формирование широкомасштабного регионального движения глубокозалегающих вод в этих граничных условиях маловероятно даже при наличии латеральной проводимости региональных пластов.

4. Для региона характерен гидростатический характер изменения давлений с глубиной с полным отсутствием аномально высоких пластовых давлений. Функциональная связь пластовых давлений с глубиной описывается линейными уравнениями с высокими коэффициентами корреляции. Геотермические условия разреза свидетельствуют о низкой активности поступления глубинного тепла.

5. Анализ региональных и детальных пьезометрических схем свидетельствует, что для газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья характерна местная структура глубинного стока. В связи с этим, протерозойские и продуктивные палеозойские комплексы следует отнести к III гидрогеологическому этажу. Пространственное распределение напоров не дает оснований для выделения региональных областей питания и разгрузки. Для глубинного разреза характерна морфологическая однотипность структуры потоков на периферийных и внутриплатформенных участках, в зонах полного отсутствия кунгурского сульфатно-галогенного флюидоупора. Для этажа местного глубокого стока характерна резкая изменчивость наблюдаемых величин градиентов напоров, латеральных – от $n \times 10^{-5}$ до $n \times 10^{-1}$, по вертикали – от $n \times 10^{-3}$ до $n \times 10^{-1}$. Слоисто-

блоковая геофильтрационная неоднородность разреза определяет существование как слабопроточных зон ($v=0$), так и участков с относительно активной геофильтрацией (v – до $n \times 10$ м/год). Гидродинамическое единство палеозойских отложений отражает тенденции к «нивелировке» химического состава рассолов продуктивных комплексов (соответствующие гидрогеохимические кластеры). Предполагается, что при высокой степени гидродинамической закрытости верхней границы бассейна местная структура потоков формируется, главным образом, под влиянием глубинных тектоно-гидравлических факторов, появляющихся в осадочном чехле в виде очагового питания и «дренирования» интенсивностью $10^{-2} - 10^{-3}$ л/(с км²).

6. Подземные воды газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья представлены рассолами хлор-кальциевого типа (по Сулину) с минерализацией 200–300 г/дм³. Для пластовых элементов геофильтрационных систем с относительно высокой водопроницаемостью характерны процессы нивелирования химического состава рассолов, а в зонах с низкой гидродинамической проницаемостью вероятно сохранение реликтовых рассолов. В зонах относительно высокой вертикальной проницаемости в сочетании с эпигенетическими процессами (например, внедрением конденсационных вод) могут формироваться контрастные сквозные гидрогеохимические аномалии.

7. Наиболее общей региональной гидрогеохимической особенностью палеозойских комплексов является тенденция к увеличению минерализации и метаморфизации подземных вод в восточном направлении, в сторону Предуральского прогиба и «уральской» периферии бассейна. В этом же направлении увеличивается газонасыщенность и происходит изменение состава водорастворенного газа от азотного до метанового. В целом, гидрогеохимические условия всех комплексов (вне зон сероводородных вод) благоприятны для сохранности залежей углеводородов.

Следует отметить, что современная степень изученности газонефтеводоносных комплексов Среднего Предуралья обеспечивает успешное решение практических вопросов использования глубоких недр: поисков, разведки и добычи углеводородного сырья, размещения вредных промышленных стоков, поисков и эксплуатации промышленных, минеральных и бальнеологических вод.

Задачи дальнейшего изучения гидрогеологических условий газонефтеводоносных комплексов могут быть определены следующим образом:

- формирование объединенной базы гидрогеологических данных на основе ГИС-систем и создание специализируемых расчетных модулей для интерпретации данных;
- разработка принципов и методических приемов построения 3D концептуальных геофильтрационных схем и моделей объектов со слоисто-блоковым

строением на основе гидродинамических, геофизических параметров и данных дистанционных исследований;

- широкое внедрение геофизических исследований скважин в практику гидрогеологических исследований;

- детализация гидрогеологических исследований на локальных участках с целью построения геофильтрационной модели и комплексной интерпретации гидродинамических и гидрогеохимических данных;

- оценка положения залежей углеводородов в гидродинамическом и гидрогеохимическом полях: прогноз гидродинамических ловушек;

- разработка и построение 3D факторно-диапазонных зональных гидродинамических моделей;

- широкомасштабное опробование попутных вод нефтяных месторождений с целью оценки промышленно ценных компонентов и, прежде всего, щелочных элементов – лития, рубидия и цезия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Абрикосов И. Х.* Нефтегазоносность Пермской области. М.: Гостоптехиздат, 1963. 196 с.
2. *Абукова Л. А.* Модели и механизмы нисходящей миграции УВ из осадочного чехла в приподнятые блоки фундамента // Нефтегазовая гидрогеология на современном этапе (теоретические проблемы, региональные модели, практические вопросы). М.: ГЕОС, 2007. С. 191–209.
3. *Анисимов Б. В., Доронкин К. Н. и др.* Подземные воды кристаллического фундамента Татарского свода. Геология нефти и газа. 1979, № 11. С. 29–36.
4. *Бакин В. Е., Карцев А. А. и др.* Один из механизмов сохранения залежей углеводородов в древнейших осадочных отложениях. Геология и геофизика, Новосибирск: СО АН СССР. 1987, № 4. С. 124–128.
5. *Балашова М. М., Абызов В. И.* Типы разрезов кыновско-эйфельской толщи верхнего и среднего девона. Учен. зап. Перм. ун-та, 1967, № 166.
6. *Балашова М. М., Ильиных А. П.* Выделение проницаемых пластов и выявление потенциально нефтегазосодержащих зон в вендском комплексе Прикамья // Тр. ВНИГНИ, вып. LXXII, Камский филиал. Пермь, 1970. С. 108–117.
7. *Балашова М. М., Салай А. П.* Влияние литологического фактора на размещение нефтяных залежей в терригенной толще девона Прикамья // Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье (Тр. ВНИГНИ, вып. 117) – Пермь: Перм. книжн. изд-во, 1971. С. 57–64.
8. *Бахтин В. В., Липницкий В. К., Михайлов Г. К., Ваганов А. А.* О перспективах сбросов рассолов калийных предприятий в подземные горизонты Верхнекамского региона: Охрана геологической среды на калийных месторождениях / ВНИИГ. Ленинград, 1986. С. 130–146.
9. *Бачурин Б. А., Шестов И. Н.* Выявление нефтеперспективных объектов по гидрохимическим данным. // Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Пермь, 1987. С. 26–32.
10. *Белов С. Ю., Шестов И. Н.* Подземные минеральные воды Пермского края // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2009. № 11. С. 106.
11. *Белов С. Ю.* Критерии оценки пластовых вод палеозойских толщ Пермского края для гидрогеологического сопровождения разработки нефтяных месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 7. С. 80–84.
12. *Белов С. Ю.* Ресурсы подземных минеральных вод Пермского края и их рациональное использование // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. М., ООО Геоинформмарк, 2009. № 2. С. 25–31.

13. Белов С. Ю., Некрасов П. В. Состояние ресурсной базы Краснокамского месторождения йодобромных рассолов и трудности их освоения // Вестник молод. учен. ПГНИУ: / Сб. науч. тр./ПГНИУ Пермь, 2016, вып.6. С. 41–47.

14. Белов С. Ю., Шестов И. Н. Гидрогеологические условия палеозойских отложений Прикамья по результатам испытания продуктивных поисково-разведочных скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005, № 3 С. 102–108.

15. Белов С. Ю., Шестов И. Н. Нефтепоисковые гидрогеохимические критерии Пермского края // Состояние и перспективы нефтегазового потенциала Пермского края и прилегающих регионов: Мат. науч.-практ. конф. Пермь, 2006. С. 183–185.

16. Белов С. Ю., Шестов И. Н. Преобразования гидрогеологических условий Краснокамского месторождения йодо-бромных рассолов в связи с его разработкой // Тез. докладов науч. конференции «Геология и полезные ископаемые Западного Урала, посвященной 70-летию геологического факультета и 85-летию университета». Пермь, 2001.

17. Белов Ю. Е., Шестов И. Н., Шурубор А. В., Белов С. Ю. Лечебные и лечебно-столовые воды курорта «Ключи» / Гидрогеология и карстование: – вып. 12. Межвуз. сб. науч. Тр. Пермь, 1997. Вып. 12. С. 176–178.

18. Белоконь Т. В., Горбачев В. И., Балашова М. М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: ИПК «Звезда», 2001. 108 с.

19. Беляева Г. Л., Яковлев Ю. А. Изучение нефтебитумопроявлений в кунгурских и надкунгурских отложениях северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Результаты геологоразведочных работ: сб. ст. международной научной конференции ПГНИУ, Пермь. 2017. С. 16–23.

20. Биостратиграфия нижнепермских отложений Пермского Предуралья: Грайфер Б. И., Девингталь В. В., Золотова В. П., Ехлаков Ю. А., Хурсик В. З., Ширинкина А. П. Тр. ВНИГНИ (Камское отделение) Пермь. 1973. вып. 228. С. 49–135.

21. Богатырева О. А. Изучение природных скоростей вертикальной фильтрации артезианских вод нефтегазоводоносных терригенных комплексов карбона Пермского Прикамья // Геология, поиск и разведка горючих полезных ископаемых. Пермь, 1980. С.45–57.

22. Богатырева О. А. К оценке перспектив подземного захоронения промстоков в карбонатные комплексы Соликамской впадины (район Соликамско-Березниковского промузла) // Прогноз состояния и управление качеством окружающей среды в районах промышленных узлов. Пермь, 1980.

23. *Богатырева О. А.* Прогнозная оценка возможности подземного захоронения промстоков в комплексах карбонатных отложений палеозоя Пермского Приуралья // Вопросы охраны окружающей среды. Пермь, 1978.
24. *Бондаренко С. С., Лубенский Л. А., Куликов Г. В.* Геолого-экономическая оценка месторождений подземных промышленных вод. М.: Недра, 1988. 203 с.
25. *Брюханов Ю. Н., Залазаев Г. И., Макаловский В. В.* К методике поисков и разведки залежей нефти в терригенной толще девона юга Пермской области // Нефтегазовая геология и геофизика. 1982 г, М., 1982, вып. 6., С. 20–22.
26. *Буданов Н. Д.* Гидрогеология Урала. М., Наука, 1964. 304 с.
27. *Булдаков Б. А., Спирин Л. Н.* Особенности строения и развития палеокарстовых коллекторов по данным реконструкций. – В сб.: Геология, поиск и разведка месторождений горючих полезных ископаемых. Пермь, Перм. ун-т. 1975, с. 38–41.
28. *Булдаков Б. А., Шурубор А. В., Шестов И. Н.* Анализ региональных гидродинамических условий визейского терригенного водоносного комплекса в пределах Прикамья // Межвуз. сб. науч. тр. Перм. ун-та. Пермь, 1983. С. 58–64.
29. *Булдаков В. А., Татарина Г. Г., Поликарпов В. Е. и др.* Определение гидродинамических параметров глубоких трещинно-карстовых водоносных горизонтов // Гидрогеология и карстоведение: методика изучения карста / Перм. ун-т, Пермь, 1987, С. 159–166.
30. *Быков В. Н., Данилова Л. Ю.* Локальная корреляция разрезов скважин закарстованных толщ. – В сб.: Гидрогеология и карстоведение, вып. 6, Пермь, Пермск. ун-т, 1975, с. 38–41.
31. *Быков В. Н.* Карстовые коллекторы башкирско-серпуховской карбонатной толщи Пермского Прикамья // Гидрогеология и карстоведение/ Межвуз. сб. науч. тр. Перм. ун-та Перм. ун-т., Пермь, 1997, вып. 12, С. 113–117.
32. *Быков В. Н.* Ловушки для нефти и газа в карбонатных породах // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Приуралья : сб. науч. тр. ИГиРГИ. Пермь: Кн. изд-во, 1977, вып.15. С. 11–15.
33. *Быков В. Н., Наборщикова И. И., Данилова Л.Ю., Эсмонтович М. А. и др.* Влияние карста на строение карбонатных коллекторов Пермской области // Гидрогеология и карстоведение / Межвуз. сб. науч. тр. Перм. ун-та. Пермь, 1974, вып. 5. С. 78–92.
34. *Быков В. Н., Балдина А. Л.* Поглощающие горизонты Пермского Прикамья и нефтегазоносности Пермского Прикамья. Пермь, 1966, с. 308–317.
35. *Быков В. Н., Данилова Л. Ю., Наборщикова И. И.* Изучение закономерностей распространения и строения карстовых коллекторов для подсчета запасов

нефти и рациональной разработки залежей // Комплексное изучение геологического строения карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Перм. обл. / Тр. ПермНИПИнефть, 1975, вып.12, с. 47–75.

36. *Быков В. Н., Полинская Р. Е.* О возможности сброса сточных вод нефтепромыслов Пермской области в поглощающие скважины // В сб. Сбор, транспорт и подготовка нефти / Тр. Перм. фил. Гипровостокнефть. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1967 вып. 3. С. 117–130.

37. *Вавер В. И. и др.* Гидрогеологические условия Верхнекамской впадины в связи с ее нефтеносностью / Тр. ВНИГНИ. Пермь, 1971, вып. 117. С. 312–324.

38. *Ватранян Г. С., Куликов Г. В.* Гидрогеодеформационное поле Земли // Докл.АН СССР, 1982. Т. 262, № 2. С. 310–314.

39. *Вещезеров В. И., Козлов Б. М.* Гидрогеология терригенной толщи нижнего карбона Пермского Прикамья в связи с условиями формирования нефтяных залежей // М.: Гостоптехиздат, 1960, вып XXXI.

40. *Викторин В. Н., Лыков Н. А.* Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М.: Недра, 1980, 202 с.

41. *Вилесов А. П., Воеводкин В. Л., Сташкова Э. К.* Фациальная природа коллекторов верхнедевонских рифогенных массивов северо-восточной части Березниковского палеоплато // Геология, геофизика и разарботка нефтяных и газовых месторождений. Пермь. 2005, № 3-4 с. 81–86.

42. *Вилесова Л. А.* Литолого-геохимическая характеристика верхнедевонских отложений северной части Коми-Пермяцкого округа // Материалы II геологической конференции КамНИИКИГС. Пермь, 2006. С. 65–71.

43. *Вилесова Л. А.* Палеотектонические критерии прогноза структурно-фациальных зон нефтеобразования и нефтенакопления в терригенных отложениях девона Коми-Пермяцкого округа // Современные проблемы геологии: материалы IV геологической конференции и X конкурса работ молодых ученых ОАО «КамНИИКИГС», 3 апр. 2008 г. Пермь, 2008, С. 44–46.

44. *Винниковский С. А., Шаронов Л. В.* Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. II. Пермская область и Удмуртская АССР. М.: Недра, 1977. 272 с.

45. *Винниковский С. А., Шестов И.Н.* Оценка перспектив нефтегазоносности и рекомендации по направлению геологоразведочных работ на нефть и газ в Пермской области по гидрогеохимическим показателям / Тр. КО ВНИГНИ, Пермь, 1973, вып. 123. С. 494–500.

46. *Вохмянина Е. И., Ильиных Ю. А.* Некоторые результаты дистанционных исследований при нефтепоисковых работах на севере Урало-Поволжья // Методика поисков и разведки месторождений нефти и газа на севере Урало-Поволжья / Тр. ВНИГНИ. М.: 1982, вып. 243 С. 44-49.

47. *Всеволожский В. А.* Подземный сток и водный баланс платформенных структур. М., Недра, 1983, 167 с.
48. *Всеволожский В. А.* Гидрогеологическая стратификация разреза артезианских бассейнов платформенного типа // Вопросы гидрогеологии. М.: Изд-во МГУ, 1977. С. 33–44.
49. *Всеволожский В. А.* К теории вертикальной гидродинамической зональности артезианских бассейнов платформенного типа. – Водные ресурсы, 1974. № 1. С. 160–169.
50. *Всеволожский В. А., Всеволожская М. А.* Гидрогеологическая модель артезианского бассейна платформенного типа // Гидрогеология. Инженерная геология и строительные материалы. М.: Наука, 1980. С. 38–44.
51. *Всеволожский В. А., Шмагин Б. А.* Формирование подземного стока Волго-Камского артезианского бассейна // Материалы Всесоюзной конференции по проблеме комплексного использования и охране водных ресурсов бассейна Волги. М.: Наука, 1975. С. 145–148.
52. *Гаев А. Я.* Промышленные стоки – в подземные горизонты // под ред. А. С. Хоментовского. Челябинск : Юж.-Уральское кн. изд-во, 1978, 108 с.
53. *Гаев А. Я.* Подземное захоронение сточных вод на предприятиях газовой промышленности. Л., Недра, 1981, 167 с.
54. *Гаев А. Я., Жидкова Г. Г., Булдаков Б. А. и др.* О возможности захоронения стоков Березниковского промышленного узла в карстовых коллекторах // Вопросы загрязнения подземных вод и борьба с ним. Пермь, 1971.
55. *Гаев А. Я., Хоментовский А. С.* О глубинной гидродинамике (на примере востока Русской платформы) // Докл. АН СССР., Т. 263, № 4, М., 1982, С. 267–270.
56. Гидрогеологические условия формирования и размещения нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской области / Под ред. Е. А. Барс, М. И. Зайдельсона. М.: Недра, 1973. 279 с.
57. Гидрогеология СССР. Поволжье и Прикамье. Т. XIII. М., Недра, 1970. 800 с.
58. *Голованова И. В.* Тепловое поле Южного Урала и его связь с тектоническими факторами / Геотермия сейсмичных и асейсмичных зон. М: Наука. 1993. С. 48–55.
59. *Голованова И. В.* Тепловое поле Южного Урала. М.: Наука, 2005. 189 с.
60. *Голованова И. В., Сальматова Р. Ю., Тагирова Ч. Д.* Методика расчета глубинных температур с учетом исправленных на влияние палеоклимата значений теплового потока // Геология и геофизика. 2014. Т.55. № 9 . С. 1426–1435.
61. *Гуревич А. Е.* Практическое руководство по изучению движения подземных вод при поисках полезных ископаемых. Л.: Недра, 1980. 216 с.

62. Данилевский С.А., Склярова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидалные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003, 298 с.
63. Данилова Л. Ю. Палеогидродинамическая зональность в закарстованных отложениях продуктивных толщ Пермской области // Гидрогеология и карстоведение: Межвуз. сб. науч. тр. / Перм. ун-т. Пермь, Пермск. ун-т, 1974, вып.5. С. 53–63.
64. Девонский терригенный нефтегазоносный комплекс южных районов Пермского края. Новые представления о геологическом строении и формировании нефтегазоносности: монография / Карасева Т.В, Кожевникова Е.Е / ПГНИУ. Пермь, 2019. 144 с.
65. Денк С. О. Коллекторские свойства и вопросы разработки нефтеносных рифовых толщ Пермского Приуралья / ПНИПУ, Пермь, 1997, 104 с.
66. Денк С. О. Нефть и газ в трещинных коллекторах Пермского Прикамья, т. 1, // ПНИПУ, Пермь, 1999 Т.1. 248 с.
67. Дозорцев Р. Н., Заболотских В. П., Звездин В. Г., Пахомов В. И. Коллекторские свойства и некоторые особенности литолого-фациальных типов карбонатных пород каменноугольных отложений Пермской области // Геология и разработка нефтяных месторождений / Тр. ПермНИПИнефть, Пермь, Кн. изд-во, 1971, вып. 6. С. 75–82.
68. Дозорцев Р. Н., Пахомов В. И. Фации и палеогеография Пермского Прикамья и Западного склона Среднего Урала в башкирский век / Тр. Перм. политех. ин-та, Пермь, 1966 вып. 23, С. 188–195.
69. Доронкин К. Н. Закономерности изменения пластовых давлений с глубиной в палеозойских отложениях Татарской АССР и прилегающих районах / Тр. ТатНИПИнефть, 1980, № 42, С. 34–37.
70. Дюнин В. И., Корзун А. В. Гидрогеодинамика нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000, 260 с.
71. Дюран Б., Аделл П. Кластерный анализ. М.: «Статистика», 1977. 128 с.
72. Егоров С. И., Шестов И. Н., Шувалов В. М. Питьевые лечебные, лечебно-столовые, бальнеологические и промышленные подземные воды Предуралья // Вестник Перм. ун-та. Сер. Геология. 2007. Вып. 4(9). С. 135–147.
73. Ежов Ю. А. Основные черты геотермии Урала и сопредельных территорий // Глубинное строение Урала. М.: Наука. 1968. С. 314–324.
74. Енцов И. И. О выделении палеокарстовых коллекторов в Пермской области методами промысловой геофизики // Геология и нефтегазоносность Пермского Прикамья и прилегающих районов. М.: Недра, 1965, С. 211–218.
75. Жуков Ю. А., Михайлов Г. К., Ваганов А. А. О связи геотермических условий палеозойских отложений Пермского Прикамья со строением кристаллического фундамента // Проблемы геометеорологии и аккумуляции зимнего холода / Ур.О АН СССР. Свердловск, 1990. С. 72–76.

76. *Зайдельсон М. И.* О природных водонапорных системах нефтегазоносных бассейнов платформенного типа /Тр.Куйбышевского науч.-иссл.ин-та нефт. пром. Куйбышев, 1969, вып. 43. С. 57–74.

77. *Зайдельсон М. И.* О результатах испытания бавлинских отложений в скважине 121 Сосновской площади // Геология, геохимия, геофизика / Тр.Куйбышевского науч.-иссл.ин-та нефт. пром. 1965. , вып. 31.

78. *Закожурников Р. В., Дозорцев Р. Н., Шестов И. Н.* Анизотропия коллекторов и возможность установления перетоков флюидов // Геология и нефтеносность севера Урало-Поволжья/ Тр.ВНИГНИ. Пермь, Перм. кн. изд-во, вып.123. С. 516–536.

79. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Том IV. Башкирская АССР. М.: Недра, 1975. 240 с.

80. *Зуева А. С., Зувев А. С.* Строение флюидоупорных толщ палеозойских отложений Соликамской впадины // Геология, поиски и разведка месторождений горючих полезных ископаемых / Перм. политех. ин-т, Пермь, 1982, С. 99–107.

81. *Зуева А. С.* Геологическое строение поглощающих горизонтов визейско-башкирских отложений Соликамской впадины // Геология нефтяных и газовых месторождений, их поиски и разведка / Перм. политех. ин-т. Пермь, 1988, С. 117–125.

82. *Зуева А. С., Зувев А. С., Толкачев Г. М.* К вопросу захоронения рассолов калийной промышленности на территории Соликамской впадины // Геология, поиски и разведка горючих полезных ископаемых Перм. политех. ин-т, Пермь, 1983, С. 110–118.

83. *Ибрагимов Р. Л.* Вопросы гидрогеологии и использования подземных вод при разведке и разработке нефтяных месторождений. М.: АО «ВНИИОЭНГ, 2004. 140 с.

84. *Ибрагимов Р. Л., Плотникова И. Н.* Результаты наблюдений состава подземных вод кристаллического фундамента Южно-Татарского свода. Георесурсы. 2009. № 3 (31). С. 9–13.

85. *Иванов В. Н., Шестов И. Н.* Древний карст девона Пермской области // Гидрогеология и карстование / Межвуз. сб. науч. тр. Перм. ун-та. Пермь, Пермск. ун-т, 1964, вып. 2. С. 83–92.

86. *Иванов В. Н., Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Гидрогеохимия зоны гидрогалогеоза // Химическая география и гидрогеохимия Пермской области. Пермь, 1967. С. 147–154.

87. *Иванов В. Н., Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Подземные воды среднекаменноугольных отложений Пермской области / Тр. ВНИГНИ, Пермь, 1966, вып. VII.

88. *Игнатович Н. К.* Гидрогеология Русской платформы. М.: Гостоптехиздат, 1948. 333 с.

89. *Игнатович Н. К.* О региональных гидрогеологических закономерностях в связи с оценкой условий нефтегазоносности. // Советская геология, 1945, № 6.

90. *Калачникова И. Г., Федоров Ю. В., Шаронова В. Н.* Литолого-фациальные особенности верейских отложений Прикамья и связь с ними органического вещества и битуминозных компонентов // Геология и нефтегазоносность Среднего Поволжья и Прикамья / Тр. ВНИГНИ, Камское отделение. Пермь, 1976. Вып. 161. С. 130–135.

91. *Калмыков Г. С.* Прогноз нефтегазоносности по стадиям преобразования угольного гумусового вещества // Научное обоснование направлений и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ в Пермском Прикамье / Тр. КО ВНИГНИ. Пермь, 1971, вып. 117. С. 287–294.

92. *Камалетдинов М. А.* Покровные структуры Урала. М.: Наука, 1974, 32 с.

93. *Капченко Л. Н.* Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления. Л.: Недра, 1983. 263 с.

94. *Карасева Т. В., Горбачев В. И., Беляева Г. А. и др.* Новые направления развития ресурсной базы углеводородов России по результатам глубокого и сверхглубокого бурения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005, № 3-4. С. 6–15.

95. Карбонатные отложения – основной объект поисков и разведки новых залежей нефти и газа в Урало-Поволжье. М.: Недра, 1982. 151 с.

96. *Карцев А. А., Вагин С. Б., Матусевич В. М.* Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 224 с.

97. *Кожевникова Е. Е.* Геологическое строение и нефтегазоносность девонских терригенных отложений Пермского края и прилегающих территорий // Вестник Пермского университета. Сер. Геология. 2017, Т.16, № 4. С. 393–397.

98. *Козин А. Н.* Новое в геохимии брома на примере хлоридных вод // Гидрохим. Материалы, 1979. Т.76. С. 86–93.

99. *Козлова И. А., Белоконь Т. В., Галкин А. И.* Палеотемпература нижневизейских отложений севера Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геологическое изучение и использование недр: Инф.сб. М., 1995, вып. 3. С. 3–9.

100. *Копылов И. С.* Блоковое строение Пермского Приуралья на основе линейно-амблемно-блокового и морфометрического анализа // Состояние и перспективы нефтегазового потенциала Пермского края и прилегающих регионов: Материалы научн.-практ. конф. Пермь, 2006. С. 270–279.

101. *Копылов И. С.* Неотектонические блоковые структуры Пермского Приуралья и их роль в формировании месторождений нефти и газа // Геология и

полезные ископаемые Западного Урала: сб. ст. по матер. регион. науч.-практ. конф. Перм. ун-т, Пермь, 2006. С. 80-82.

102. *Копылов И. С., Быков Н. Я., Хурсик В. З.* Основные результаты и перспективы аэрокосмогеологических нефтегазопромысловых и геодинамических исследований на территории Пермского края и прилегающих регионов // Состояние и перспективы нефтегазового потенциала Пермского края и прилегающих регионов: Материалы. научн.-практ. конф. Перм. ун-т, – Пермь, 2006. С. 224–251.

103. *Костарев С. М., Яковлев Ю. А.* Методологические аспекты закачки излишних попутно добываемых рассолов в палеозойские отложения на нефтепромыслах Пермского края. Разведка и охрана недр. 2013, № 1 С. 58–62.

104. *Красильников Б. В., Оборин А. А., Сиринов А. В. и др.* Нефтегазоносность нижнепермских отложений Пермского Предуралья // Нижнепермские отложения Пермского Предуралья / Труды ВНИГНИ, Камское отделение, Пермь, 1973, вып.118. С. 327–354.

105. *Кротова В. А.* Волго-Уральская нефтеносная область. Гидрогеология /Тр. ВНИГРИ. Л.: Гостоптехиздат, 1956, вып.94 . 267 с.,

106. *Кротова В. А.* Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений (на примере Предуралья). Л.: Гостоптехиздат 1962. 330 с.

107. *Кротова В. А.* Роль зон и очагов разгрузки подземных вод в формировании и размещении нефтяных и газовых месторождений и их нефтепоисковое значение // Нефтепоисковые гидрогеологические критерии. Л.: Недра. 1969. С. 188–207.

108. *Куваев А. А., Соловьева А. В.* Гидрогеодинамика подсолевых отложений Соликамской депрессии. Ломоносовские чтения 2001. Тез. Докл. М.: Изд-во МГУ, 2001, с. 69–70.

109. *Кузнецов Ю. И., Проворов В. М.* Строение позднедевонско-турнейского шельфа на территории северной части Урало-Поволжья // Тр. ВНИГНИ. М.: 1977, Вып. 176. С. 3–11.

110. *Кузнецов Ю. А.* Протерозойские и палеозойские отложения Пермского Прикамья. Каталог стратиграфических разбивок додевона, девона, карбона. Часть II. Башкирский свод / КО ВНИГНИ. – Пермь, 1974. 157 с.

111. *Кузнецов Ю. А.* Протерозойские и палеозойские отложения Пермского Прикамья. Каталог стратиграфических разбивок додевона, девона, карбона. Часть III. Камско-Кинельская система прогибов / КО ВНИГНИ. – Пермь, 1975. 272 с.

112. *Кузнецов Ю. И.* Типы разрезов позднедевонских и раннекаменноугольных отложений по материалам скважин Пермской области // Тр. ВНИГНИ. Пермь, 1970, Вып. 72. С. 123–125.

113. *Кутуков А. В.* Перспективы поисков литолого-стратиграфических залежей нефти и газа в визейской терригенной формации Пермского Прикамья // Геология нефти и газа, 1978, № 3, С. 15–19.
114. *Кутуков А. В.* Перспективы поисков неантиклинальных залежей нефти и газа в Пермском Прикамье // Геология нефти и газа, 1980, № 2, С. 9–14.
115. *Линецкий В. Ф.* О свободном пространстве (реакционном объеме) в зоне глубинного разлома // Происхождение нефти и газа и формирование их промышленных залежей. Киев. Наукова думка, 1971.
116. *Лядова Н. А., Яковлев Ю. А. и др.* Геология и разработка нефтяных месторождений Пермского края. М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2010. 335 с.
117. *Максимович Г. А., Быков В. Н., Данилова Л. Ю., Наборщикова И. И.* Расчленение закарстованных карбонатных толщ в нефтегазоносных районах // Карстовые коллекторы нефти и газа, Перм. ун-т. Пермь, 1973, с 73–83.
118. *Максимович Г. А., Енцов И. И.* О карстовых коллекторах верхнедевонской карбонатной толщи Пермского Прикамья // Гидрогеология и карстование: Межвуз. сб. науч. тр., Пермь / Пермск. ун-т. Пермь, 1971, вып. 4. С. 5–8.
119. *Максимович Г. А., Иванов В. Н., Шестов И. Н. и др.* К вопросу формирования химического состава подземных вод Пермской области // Геология и нефтегазоносность Пермского Прикамья / Тр. ВНИГНИ. Пермь: Перм. кн. изд-во, 1967. вып. LXV. С. 397–405.
120. *Максимович Г. А., Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Гидрогеотермические условия палеозойских вод Пермской области // Региональная геотермия и распространение термальных вод в СССР. М.: Наука, 1967.
121. *Марков Н. Н., Абашев Ш. В.* О проявлениях древнего карста в связи с разведкой на нефть Шумовской площади // Геология и нефтегазоносность Пермского Прикамья и прилегающих районов. М.: Недра, 1965, С. 239–247.
122. *Мельникова Л. А., Покровский В. А.* О Возможности закачки сточных вод калийного производства в продуктивные пласты нефтяных месторождений: Тез. докл. IV научно-технической конференции молодых ученых ПермНИ-ПИНефть. Пермь, 1977.
123. Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края. Энциклопедия // Коллектив авторов. Горный институт УрО РАН. Пермь, Книжная площадь, 2006. 463 с.
124. *Михайлов Г. К.* Некоторые гидрогеологические особенности нефтеносных комплексов палеозоя Пермского Прикамья. Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Приуралья: Сб. научн. тр. ИГиРГИ. Пермь, 1977, Вып. 15. С. 24–26.

125. *Михайлов Г. К.* О комплексировании гидрогеологических и гидрогеохимических исследований нефте- и газоносности локальных геологических объектов. Сб. науч. тр. Проблемы нефтегазопроисводительной гидрогеологии / ИГиРГИ АН СССР. М.: 1989. С. 45–50.

126. *Михайлов Г. К.* Рациональный комплекс гидрогеологических и гидрогеохимических исследований при проведении нефтепоисковых работ // Тр. конф.: Основные направления научно-технического прогресса в развитии нефтяной промышленности Пермского Прикамья. Пермское областное правление НТО нефтяной и газовой промышленности им. Акад. И.М. Губкина. Пермь, 1989. С. 28–30.

127. *Михайлов Г. К., Ваганов А. А.* Геотермические условия палеозойских отложений нефтеносных районов Пермского Прикамья // Особенности геологии и разработки нефтяных месторождений Пермского Прикамья. Пермь, 1981. С. 76–81.

128. *Михайлов Г. К., Ваганов А. А.* Гидрогеологические условия нефтеносных комплексов Соликамской депрессии // Тр. Науч.-техн. конфер: Ускорение научно-технического прогресса при поисках разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений. Пермь, 1987. С. 44–45.

129. *Михайлов Г. К., Ваганов А. А., Горбунова Т. П.* Использование гидрогеологических и гидрогеохимических данных для оценки перспектив нефтегазонаосности Соликамской депрессии // Тр. научно-техн. конфер: –Итоги геологоразведочных работ по объединению Пермнефть за 1986 г. и 4 месяца 1987 г. и основные направления дальнейшего повышения их эффективности / ПермНИ-ПИНефть. Пермь, 1987. С. 28–30.

130. *Михайлов Г. К., Горбунова Т. П.* Гидрогеохимические особенности подземных вод основных нефтеносных комплексов Пермского Приуралья // Тр. науч.-техн. конфер: – Минеральные ресурсы Западного Урала и их народо-хозяйственное значение. Пермь, 1983, Часть I. С. 103–104.

131. *Михайлов Г. К., Горбунова Т. П., Никулина М. А.* Водорастворенное органическое вещество подземных вод и его нефтепоисковое значение // Тр. Науч.-техн. конфер: Минеральные ресурсы Западного Урала и их народо-хозяйственное значение. Пермь, 1983. Часть I. С. 79–80.

132. *Михайлов Г. К., Тюрина И. М., Бирин Г. М.* Калий в подземных водах газонефтеводоносных комплексов Соликамской депрессии // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь, 2001. С. 223–225.

133. *Михайлов Г. К., Тюрина И. М., Бирин Г. М.* Стронций в подземных водах подсолевых палеозойских отложений Соликамской депрессии // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь, 2000. С. 226–229.

134. Михайлов Г. К., Яковлев Ю. А. Гидрогеологические исследования в системе поисков и разведки нефтяных месторождений // Тр. Всесоюзн. конф.: Прогнозирование нефтегазоносности недр и совершенствование методики поиска и разведки нефти и газа. М.: НТО НГП им. И.М. Губкина, 1983. С. 160–163.

135. Михайлов Г. К., Яковлев Ю. А. Гидрогеологические особенности окско-серпуховско-башкирского газонефтеводоносного комплекса Пермского Прикамья. Тр. научн-техн. конф.: «Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных месторождений Пермской области». Пермь, 1982. С. 36–37.

136. Михайлов Г. К., Яковлев Ю. А. Подземные воды нефтеносных комплексов Пермского Прикамья как гидроминеральное сырье для добычи брома и йода // Тр. науч. конф.: Геология и минеральные ресурсы Западного Урала. Перм: ПГУ, 1993. С. 49–50.

137. Михайлов Г. К., Яковлев Ю. А. Структура современного пьезометрического поля и нефтеносность палеозойских отложений Соликамской впадины // Поиски, разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений Западного Урала и Приуралья. Пермь, 1983. 31 с.

138. Нефти, газы и битумоиды Пермского Прикамья и сопредельных районов. Каталог физических свойств / под ред. С. А. Винниковского и А. З. Кобловой. -Пермь, 1977. 568 с.

139. Нефти, газы и ОВ пород севера Урало-Поволжья. Каталог физико-химических свойств / Под ред. А. З. Кобловой, Ю. А. Дулепова. Вып. III. КамНИИКИГС. Пермь, 1989. 685 с.

140. Никитина М. В. Особенности геологического строения и пространственного размещения промышленной нефтегазоносности основных продуктивных комплексов рифейско-вендского возраста на территории Пермского края / Вестник ПНИПУ. Сер. Геология. Нефтегазовое и горное дело. Пермь, 2014. № 10. С. 18–30.

141. Оборин А. А., Хурсик В. З. Литофации нижнепермских отложений Пермского Предуралья // Нижнепермские отложения Камского Приуралья: Сб. науч. тр. / ВНИГНИ. Пермь, 1973, Вып. 118. С. 151–183.

142. Основы гидрогеологии. Основы гидрогеологии. – Новосибирск: Наука, 1980. 225 с.

143. Пахомов В. И., Пахомов И. В. Визейская угленосная формация западного склона Среднего Урала и Приуралья. М.: Недра, 1980. 152 с.

144. Печерин А. Т. Особенности подземного стока в палеозойских отложениях Волго-Камского артезианского бассейна // Вопросы формирования и использования ресурсов подземных промышленных и термальных вод. М.; Изд-во ВСЕГИНГЕО, 1970. Вып. 27. С. 26.

145. *Питьева К. Е.* Основы региональной геохимии подземных вод. М.: Изд-во МГУ. 1969. 213 с.
146. *Покровский В. А., Смирнова М. Я., Полинская Р. Е.* Опыт закачки и сброса сточных вод в продуктивные и поглощающие пласты на промыслах Пермской области // Геология и разработка нефтяных месторождений / Тр. ПермНИПИнефть, Пермь: Книж. изд-во, 1971, вып. 6, С. 222–232.
147. *Попов В. Г.* Гидрогеохимия и гидродинамика Предуралья. М.: Наука, 1985. 278 с.
148. *Попов В. Г.* Основные черты динамики глубокозалегающих подземных вод Башкирского Предуралья // Проблемы гидрогеологии и охраны недр водных ресурсов Башкирского Предуралья. Уфа, 1980. С. 8–15.
149. *Попов В. Г., Чернова Т. И., Яковлев Ю. А.* Конденсатогенные воды месторождений углеводородов Соликамской депрессии // V международная конференция Новые идеи в науках о Земле. Тези. докл, М.: 2001, С. 276.
150. *Попов В. Г., Яковлев Ю. А.* Гидрогеохимическая инверсия в зоне расчленения Соликамской впадины. Гидрогеология и карстоведение / Межвуз. сб. науч. тр., Перм. ун-т, Пермь: 2002, Вып. 14., С. 64–72
151. *Попов В. Г., Яковлев Ю. А.* Особенности гидрогеохимической зональности Соликамской депрессии // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Материалы . рег. науч.-практ. конф. Пермь: Перм. ун-т, 2000. С. 229–230.
152. *Проворов В. М.* Строение позднедевонско-турнейского палеошельфа севера Урало-Поволжья и задачи его дальнейшего изучения // Геология нефти и газа. 1988. № 2. С. 16–19.
153. *Проворов В. М.* Структурно-фациальные зоны нефтегазонакопления в северных и западных районах Урало-Поволжья // Тр. ВНИГНИ. М.: 1982 вып. 243. С. 3–21.
154. *Проворов В. М., Неганов В. М., Передреева Г. Л и др.* Перспективы нефтегазоносности рифейско-вендских отложений Бедряжской площади и сопредельных районов Калтасинского авлакогена // Вестник Перм. ун-та, Сер.Геология, 2007, Вып. 4 (9).
155. *Пуркина Э. М.* Гидрогеологические критерии поисков нефти и газа. М., Наука, 1979. 132 с.
156. *Сальников В. Е., Голованова И. В.* Новые данные о распределении теплового потока на Урале // Геология и геофизика. 1990, № 12. С. 129-135.
157. *Силин-Бекчурин А. И.* О куполообразном залегании минерализованных вод в долинах рек Волги и Камы. // Советская геология, 1941, № 4.
158. *Силин-Бекчурин А. И.* Формирование подземных вод северо-востока Русской платформы и Западного склона Урала // Тр.ЛГГП, Изд АН СССР, 1949, Т.4 .159 с.

159. *Станкевич Е. Ф.* О динамике подземных вод глубинных водоносных горизонтов осадочной толщи платформы // Известия АН СССР, 1971. № 4. С. 130–136.
160. *Станкевич Е. Ф.* Приведенные давления в гидрогеологии // Советская геология. 1963, № 4. С. 99–108.
161. *Станкевич Е. Ф.* Условия формирования подземных вод в гидродинамических зонах платформенных областей (на примере Башкирии и Среднего Поволжья) // Вопросы гидрогеологии Башкирии. Уфа: Изд-во БФ АН СССР, 1975. С. 8–17.
162. *Страхов Н. М.* Типы литогенеза и их эволюция в истории Земли. М.: Госгеолтехиздат, 1963. 247 с.
163. *Титова Г. И., Белецкая Г. П.* Типизация газов северо-востока Волго-Уральской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО ВНИИОНГ, 2012. № 7. С. 50–54.
164. *Тьюки Дж.* Анализ результатов измерений. М.: Мир. 1981. 693 с.
165. *Тюрина И. М.* Палеогидрогеологические условия эволюции карбонатных коллекторов Ярино-Каменноложское месторождение // Гидрогеология и карстоведение / Межвуз. сб. науч. тр., Перм. ун-т, Пермь: 1971, вып.4. С. 104–109.
166. *Федорчук З. А.* Особенности строения карбонатной толщи верхнего девона Пермского Прикамья / Тр. ПермНИПИнефть. 1975, Вып.12. С. 29–35.
167. Физико-химические свойства нефтей, газов и битумоидов Пермского Прикамья. Каталог / под ред. С. А. Винниковского, А. З. Кобловой. Пермь, 1974. 604 с.
168. *Фрик М. Г., Титова Г. И., Васянина Д. И.* Оценка фазового состояния флюидов на северо-востоке Пермского края // Геология нефти и газа, 2008, № 3. С. 48–51.
169. *Фролов С. А.* Некоторые особенности строения природных резервуаров каменноугольных отложений Пермского Прикамья / Перм. ун-т, Перм. политех. ин-т, Пермь, 1976. (рукопись депон. в ВИНТИ 3.01.77, № 2977 деп.).
170. *Хачатрян Р. О.* Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы. М.: Наука, 1979. 171 с.
171. *Хитрова Т. А., Покровская Г. П.* Некоторые результаты изучения карбонатных коллекторов в Пермской области методом больших шлифов // Геология и разработка нефтяных месторождений / Тр. ГИПРОВОСТОКНЕФТЬ, Пермь: Перм. книж. из-во, 1969. вып.4. С. 138–143.
172. *Шаронов Л. В.* Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна // Тр. ВНИГНИ. Пермь, 1971, Вып. LXXIII. 290 с.

173. Шаронов Л. В., Енцов И. И. Новые данные о коллекторских свойствах и нефтеносности карбонатных отложений верхнего девона и турнейского яруса в Пермской области // Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВНИИОЭНГ, 1968, Вып.17. С. 3–6.

174. Шаронова В. Н., Шаронов Л. В. Литология, фации, палеогеография и нефтеносность башкирского яруса Пермской и Кировской областей и Удмуртской АССР // Тр. ВНИГНИ, Камское отделение. Пермь, 1971. вып. 117. С. 120–134.

175. Шаронова В. Н., Шаронов Л. В. Литология, фации, палеогеография и нефтеносность московского яруса Пермской и Кировской областей и Удмуртской АССР// Тр. НИГНИ, Камское отделение. Пермь, 1971 вып. 117.

176. Шестаков П. Т. Оценка влияния региональных покровов на сохранность залежей углеводородов (на примере основных продуктивных комплексов карбона северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции) // Поиск и разведка новых месторождений нефти и газа в малоизученных районах Урало-Поволжья, М.: ВНИГНИ, 1981, вып. 234. С. 103–108.

177. Шестаков П. Т. Характеристика экранирующих покровов зон нефтенакопления каменноугольных отложений Пермского свода. Тр. ВНИГНИ, вып. 140. М. 1973.

178. Шестаков П. Т. Экранирующие покровы зон нефтегазонакопления каменноугольных отложений Верхнекамской впадины. Тр. ВНИГНИ, М.: 1973, вып. 140.

179. Шестов И. Н., Вавер В. И. Особенности водоносного горизонта верхнедевонской карстовой зоны в Пермском Прикамье // Гидрогеология и карстование / Межвуз. сб. науч. тр., Перм. ун-т, Пермь: 1975, вып.6. С. 67–70.

180. Шестов И. Н., Тюрина И.М., Шувалов В.М. Влияние палеогидрогеологических условий на формирование нефтегазоносных месторождений Пермского Прикамья // Вестник Пермского университета. Сер. Геология. Пермь, 2008. Вып. 10. С. 16–19.

181. Шестов И. Н. Гидрогеологические и гидрогеохимические показатели нефтегазоносности Пермского Прикамья. Тр. ВНИГНИ, Пермь, 1970, вып. 72. С. 241–253.

182. Шестов И. Н. Гидрогеологические особенности Сылвенской впадины и перспективы ее нефтегазоносности по гидрогеохимическим данным // Перспективы нефтегазоносности Предуралья прогиба. – Екатеринбург: ООО «Уралтрансгаз», 2005. С. 83-85.

183. Шестов И. Н. Гидрогеология и гидрохимия нижнепермского водоносного комплекса // Нижнепермские отложения Камского Предуралья / Тр. ВНИГНИ, Пермь: Перм. кн. изд-во, 1973. вып. 118. С. 304-326.

184. *Шестов И. Н.* Гидрогеохимическое районирование сероводородных вод Пермской области // Химическая география и гидрогеохимия, Пермь, 1964, вып. 3(4).

185. *Шестов И. Н.* Нижнепермские сероводородные воды и их практическое значение // Тр. ВНИГНИ, Пермь, 1973 вып. 118. С. 401–406.

186. *Шестов И. Н., Баранов Ю. П., Шиляева З. А.* Влияние палеогидрогеологических условий на формирование природных резервуаров в карстующихся породах // Карст Алтае-Саянской горной области и сопредельных горных стран. Барнаул, 1989, С. 22–23.

187. *Шестов И. Н., Бачурин Б. А.* Закономерности насыщения пластовых вод газами и их роль при оценке перспектив нефтегазоносности в условиях Прикамья // Водорастворенные газы нефтегазоносных бассейнов. М.: Наука, 1981. С. 61–64.

188. *Шестов И. Н., Бачурин Б. А.* Нефтепоисковые гидрогеохимические критерии Прикамья // Тр. ВНИГНИ, М., 1982, вып. 243. С. 69–75.

189. *Шестов И. Н., Бачурин Б. А.* Результаты изучения газов и органического вещества пластовых вод девонских терригенных отложений Прикамья // Гидрогеология и карстоведение. Межвуз. сб. науч.тр., Перм.ун-т. Пермь, 1981. С. 125–128.

190. *Шестов И. Н., Софроницкий П. А., Рыбаков В. Н.* Газонефтеводоносные комплексы Пермского Прикамья // Геология и петрография Западного Урала. Пермь, 1974, вып. 6. С. 109–133.

191. *Шестов И. Н., Шардаков А. В., Шиляев Ю. А.* Бром-йодные воды трещинно-карстовых коллекторов окско-башкирского водонефтегазоносного комплекса Прикамья. – В сб. Гидрогеология и карстоведение / Межвуз. сб. науч. тр. , Перм. ун-т, Пермь: 1975, вып. 6. С. 81–83.

192. *Шестов И. Н., Шиляев Ю. А.* Гидрогеологические особенности башкирско-визейского карбонатного водоносного комплекса // Проблемы гидрогеологии и карста. Тез. док. Пермь, 1984, Ч. 1. С. 47–48.

193. *Шестов И. Н., Шиляева З. А.* Гидрогеологические условия додевонских отложений Прикамья // Гидрогеология и карстоведение. Межвуз. сб. науч. тр., Пермский ун-т. Пермь, 1981. С.121–124.

194. *Шестов И. Н., Шиляева З. А.* Нефтепоисковое значение газового состава вод // Проблемы гидрогеологии и карста: Тез. док. Пермь, 1984. Ч. 1. С. 46–47.

195. *Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Влияние палеогидрогеологических условий на формирование трещинно-карстовых коллекторов в карбонатном палеозойском разрезе Прикамья. Сб.: Гидрогеология и карстоведение/ Межвуз. сб. науч. тр., Перм. ун-т, Пермь, 1997, Вып. 12. С. 67–72.

196. *Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Геолого-гидрогеологические условия захоронения промстоков в палеозойские отложения на территории Пермской области // Вопросы подземного захоронения промышленных стоков в глубокие поглощающие горизонты Приуралья / Труды ППИ, Пермь, 1975, вып. 169.
197. *Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Йод и бром в подземных водах Прикамья // Науч. тр. УНЦ АН СССР, Свердловск, 1986, С. 64–72.
198. *Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Практическое значение глубинного карста в Прикамье // Состояние, задачи и методы изучения глубинного карста СССР. Тез. докл. III Всесоюзного карстово-спелеологического совещания. М., 1982.
199. *Шестов И. Н., Шурубор А. В.* Роль Урала как области питания восточной части Волго-Камского артезианского бассейна // Гидрогеология и карстование / Межвуз. сб. науч. тр., Перм. ун-т, Пермь, 1975, вып. 7. С. 98–103.
200. *Шестов И. Н., Шурубор А. В., Шувалов В. М.* Трещинно-карстовые йодо-бромные воды рассолы Пермской области // Геология и минеральные ресурсы Западного Урала: тез. докл, Пермь, 1993, С. 53.
201. *Шурубор А. В., Бачурин Б. А., Шестов И. Н.* Сульфатонасыщенность пластовых вод, как критерий выделения нефтеперспективных объектов // Новые методы поисков, разведки и анализа месторождений полезных ископаемых в связи с комплексным изучением недр Западного Урала. Пермь, 1987. С. 54–55.
202. *Шурубор А. В., Шестов И. Н.* Гидрогеологические особенности подземных вод рифейских и вендских отложений Предуралья // Проблемы геологии Пермского Урала и Предуралья. Пермь, 1998. С. 122–124.
203. *Шурубор А. В., Шестов И. Н.* Промышленные подземные воды Пермского Предуралья // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь, 1997. С. 206–208.
204. *Шурубор О. А.* Оценка эффективности локального прогноза нефтегазонасыщенности на территории Пермской области: дисс. канд. геол.-мин. наук. Пермь, 2000. 173 с.
205. *Шустеф И. Н.* Влияние трещиноватости на характер обводнения скважин при повышенном давлении нагнетания // Комплексное изучение геологического строения карбонатных коллекторов нефтяных месторождений Пермской области / Тр. ПермНИПИнефть, 1975, вып. 12. С. 241–253.
206. *Щапов В. А.* Геотермические исследования Урала: дисс. док. геол.-минер. наук. Екатеринбург. 2006. 208 с.
207. *Эсмонтович М. А.* О трещиноватости карбонатных пород башкирско-визейской толщи Осинского месторождения. Пермской области // Вопросы геологии, разработки нефтяных месторождений и нефтепромыслового дела в Пермской области / Тр. БашНИПИнефть, Уфа, 1973, вып. VII. С. 39–46.
208. *Эсмонтович М. А.* Влияние литолого-петрографических особенностей и постседиментационных процессов на коллекторские свойства нижне-

и среднекаменноугольных отложений платформенной части Пермской области // Тр. ПермНИПИнефть, Пермь, 1975, вып. 12. С. 6–23.

209. Эсмонтович М. А. Литолого-петрографические особенности карбонатных пород-коллекторов турнейского и башкирского ярусов Пермской области // Особенности геологии и разработки нефтяных месторождений Пермского Приуралья. М.: ИГиРГИ, 1981, с. 26–29.

210. Якобсон Г. П. и др. Гидродинамика и гидрогеохимия нефтегазоносных бассейнов Европейской части СССР. М., 1970. 158 с.

211. Якобсон Г. П. Палеогидрогеологические и современные гидрогеологические закономерности формирования и размещения нефтегазовых месторождений. М.: Недра, 1973. 265 с.

212. Яковлев Ю. А., Макаловский В. В. Перспективные объекты для создания подземных хранилищ газа на территории Пермской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2005, № 5–6. С. 78–81

213. Яковлев Ю. А. Геофильтрационная схематизация и особенности гидродинамического прогноза закачки стоков в локальный рифогенный массив. В сб.: Гидрогеология и карстоведение / Межвуз. сб. науч. тр., Перм. ун-т. Пермь, 1997, вып. 12. С. 72–83.

214. Яковлев Ю. А. Гидрогеохимическая макронеоднородность газонефтеводоносных комплексов Соликамской депрессии // Гидрогеология на рубеже веков. Межвуз. сб. науч. тр. Новочеркасск, 2001. С. 50–54.

215. Яковлев Ю. А. Гидрогеохимические кластеры продуктивных комплексов северо-восточной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М.: ОАО ВНИИОНГ, 2014. № 7. С. 60–64.

216. Яковлев Ю. А. Гидрогеохимические особенности газонефтеводоносных комплексов Соликамской депрессии // Известия вузов. Нефть и газ. 2004, № 5. С. 101–105.

217. Яковлев Ю. А. Гидрогеохимические особенности газонефтеводоносных комплексов Косьювско-Чусовской седловины и сопредельных структур (по результатам кластерного анализа): Вестник Перм. ун-та. Пермь, 1999, вып. 5. С. 11–17.

218. Яковлев Ю. А. Исследование региональной динамики подземных вод палеозойских отложений Среднего Приуралья: дисс. канд. геол.-мин. наук. М., 1984. 273 с.

219. Яковлев Ю. А. К вопросу о точности гидродинамических схем // Совершенствование методов поисков, разведки и разработки нефтяных месторождений Пермской области (тез. науч.-техн. конф. / Перм. политех. ин-т. Пермь, 1982. С. 15.

220. Яковлев Ю. А. О выборе эксплуатационных горизонтов для подземного захоронения стоков на нефтяных месторождениях // Современные проблемы геологии Западного Урала. Тезисы докл. Науч. Конфер. (16–17 мая 1995 г), Пермь, 1995, с. 82.

221. Яковлев Ю. А. О картировании гидродинамических ловушек нефти в палеозойских отложениях Пермского Прикамья. – В кн.: Тез. докл. 8 науч.-тех. конф. молодых учёных и специалистов. Пермь, 1982, с. 10-11.

222. Яковлев Ю. А. Палеокарстовые геофильтрационные среды – эксплуатационные объекты закачки нефтепромысловых стоков // Карстоведение XXI век: теоретическое и практическое значение: материалы международного симпозиума 25–30 мая 2004 г. Пермь, 2004, С. 158–163.

223. Яковлев Ю. А. Структура глубинных потоков в палеозойских отложениях Среднего Приуралья // Вестник Московского университета. М., 1984, №1. С. 97–100.

224. Яковлев Ю. А., Башкова С. Е. Гидрогеологические условия додевонских отложений в северо-восточных районах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и сопредельных территориях // Нефть. Газ. Экспозиция, 2018, № 2 (62). С. 11–16.

225. 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.

226. Яковлев Ю. А., Ившин О. Н. Прогнозирование термодинамических условий палеозойского разреза Удмуртской АССР // Совершенствование методов изучения геологического строения и нефтегазоносности недр / Тр. ТатНИПИнефть. 1990. вып. 64. С. 92–96.

227. Яковлев Ю. А., Кожевникова Е. Е., Башкова С. Е. Гидрогеохимические особенности девонского нефтегазоносного терригенного комплекса на территории Среднего Приуралья // Геология нефти и газа. 2022, № 6. С. 19–27.

228. Яковлев Ю. А., Михайлов Г.К. Оценка структуры глубинных потоков Пермского Приуралья с использованием пьезометрических карт и моделирования геофильтрации // Минеральные ресурсы Западного Урала и их народохозяйственное значение. Пермь, 1983, Ч. I. С. 102–103.

229. Яковлев Ю. А., Черный М. С. Бром и йод в нефтегазоносных комплексах Среднего Приуралья // Геология и полезные ископаемые Западного Урала (электронный ресурс), ПГНИУ. Пермь, 2022. вып. 5 (42). С. 276–281.

230. Яковлев Ю. А., Шардаков В. А. Гидродинамический прогноз работы полигона захоронения нефтепромысловых стоков на Ножовской группе нефтяных месторождений // Вестник Пермского ун-та, сер. Геология, Перм. ун-т. Пермь, 1997, вып.4. С. 187–192.

231. Яковлев Ю. А., Шардаков В. А. Решение проблемы утилизации сточных вод нефтяных месторождений в глубокие водоносные горизонты в Пермском Прикамье: Материалы IV международного симпозиума Освоение месторождений минеральных ресурсов и подземное строительство в сложных гидрогеологических условиях. Вопросы осушения и экология. Специальные горные работы и геомеханика. Белгород, 1997.

232. Яковлев Ю. А., Шестов И. Н., Шурубор А. В. Региональные фильтрационно-емкостные свойства верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса в связи с проблемами подземного захоронения промышленных стоков в Пермском Приуралье // Вестник Пермского ун-та. Сер. Геология. Пермь, 2001, вып. 3. С. 25–30.

233. Яковлев Ю. А., Шардаков В. А. Критерии гидрогеологического обоснования глубокого подземного захоронения нефтепромысловых стоков в Пермском Приуралье // Геология, разработка, бурение и эксплуатация нефтяных месторождений Пермского Прикамья. ПермНИПинефть. Пермь, 1999. Вып. 2. С. 228–234.

234. Яковлев Ю. И., Семашев Р. Г. К вопросу о роли разломной тектоники в формировании гидродинамических режимов осадочных отложений // Докл. АН СССР, 1982. Т. 266, № 2. С. 436–438.

235. Яковлев Ю. И., Семашев Р. Г. Роль нисходящей фильтрации углеводородов при формировании месторождений Восточной Сибири // Докл. АН СССР. 1984. Т. 275. № 2. С. 476–478.

Научное издание

Яковлев Юрий Александрович

Газонефтеводоносные комплексы среднего предуралья

Gas-oil-water Complexes of the Middle Pre-Urals

Монография

Редактор *Л. Л. Савенкова*

Корректор *Л. Л. Соболева*

Компьютерная верстка: *О. Н. Бастырева*

Объем данных 10,1 Мб

Подписано к использованию 27.09.2023

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