

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«ПЕРМСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Пермское отделение межрегиональной общественной организации
«ЕВРО-АЗИАТСКОЕ ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЩЕСТВО»

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РАЗВЕДОЧНОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Сборник
научных трудов

Выпуск 2 (7)



Пермь 2019

УДК 550.83
ББК 26.3242
Т337

Главный редактор: д-р техн. наук, проф. **В. И. Костицын**

Теория и практика разведочной и промысловой
Т337 геофизики: сборник научных трудов / гл. ред.
В. И. Костицын; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. – Пермь,
2019. – 361 с.

ISBN 978-5-7944-3191-9

ISBN 978-5-7944-3371-5 (вып. 2 (7))

Сборник научных трудов подготовлен по материалам VII международной научной-практической конференции «Теория и практика разведочной и промысловой геофизики». Представлен широкий спектр исследований в области современной сейсморазведки, гравиразведки, магниторазведки, электроразведки, петрофизики и геофизических исследований скважин.

УДК 550.83
ББК 26.3242

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

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

д-р геол.-мин. наук, проф. **А. Е. Абетов** (Казахстан); д-р тех. наук, проф.
В. А. Гершанок; д-р физ.-мат. наук **А. С. Долгаль**; PhD, доц. **О. Н. Ковин**;
д-р физ.-мат. наук, проф. **И. Н. Корчагин** (Украина); канд. тех. наук, доц.
Г. А. Шароглазова (Беларусь); канд. тех. наук, доц. **А. В. Шумилов**;
д-р физ.-мат. наук, проф. **М. Н. Юдин**

РЕЦЕНЗЕНТЫ: д-р тех. наук, проф., лауреат премии Правительства РФ
В. Н. Конешов (Институт физики Земли РАН);
В. М. Неганов (ПАО «Пермнефтегеофизика»)

ISBN 978-5-7944-3191-9

© ПГНИУ, 2019

ISBN 978-5-7944-3371-5 (вып. 2 (7))

На лицевой стороне обложки: заведующие кафедрой геофизики А. К. Маловичко
(1954–1989) и Р. П. Савелов (1989–1995)

На обратной стороне обложки: коллектив кафедры геофизики ПГНИУ
и юбиляры кафедры

THE MINISTRY OF SCIENCE AND EDUCATION
OF THE RUSSIAN FEDERATION
PERM STATE UNIVERSITY
EURO-ASIAN GEOPHYSICAL SOCIETY

THEORY AND PRACTICE OF EXPLORATION AND PETROLEUM GEOPHYSICS

Collection
of scientific papers

Issue 2 (7)



Perm 2019

UDC 550.83
LBC 26.3242

Editor-in-Chief: Dr. Tech. Sci., Prof. **V. I. Kostitsyn**

Theory and practice of exploration and petroleum geophysics:
collection of scientific papers / Ed. V. I. Kostitsyn; Perm State Uni-
versity. – Perm, 2019. – 361 p.

ISBN 978-5-7944-3191-9

ISBN 978-5-7944-3371-5 (issue 2 (7))

Collection of scientific papers includes the materials of the VII In-
ternational Scientific and Practical Conference «Theory and practice of ex-
ploration and petroleum geophysics». The papers encompass the broad
range of study in the field of seismic, gravity, magnetics, electrometry,
petrophysics, and downhole logging survey.

UDC 550.83
LBC 26.3242

*Publication is confirmed by the Scientific Board
of the Geological Faculty of the Perm State University*

EDITORIAL BOARD: Dr. Geol.-Min. Sci., Prof. **A. E. Abetov** (Kazakhstan); Dr.
Techn. Sci., Prof. **V. A. Gershanok**; Dr. Phys.-math. Sci. **A. S. Dolgal**; PhD, Docent
O. N. Kovin; Dr. Phys.-math. Sci., Prof. **I. N. Korchagin** (Ukraine); Cand Techn.
Sci., Docent **G. A. Sharoglazova** (Belarus); Cand Techn. Sci., Docent
A. V. Shumilov; Dr. Phys.-math. Sci. Prof. **M. N. Yudin**

REVIEWERS: Dr. Tech. Sci., RF Government Prizewinner **V. N. Koneshov**
(Institute of Physics of the Earth of the Russian Academy of Sciences);
Dr. Geol.-Min. Sci., **V. M. Neganov** (Permneftegeofizika)

ISBN 978-5-7944-3191-9

ISBN 978-5-7944-3371-5 (issue 2 (7))

© Perm State University, 2019

Cover front image: Chairs of Department of Geophysics A. A. Malovichko (1954–1989)
and R. P. Savelov (1989–1995)

Cover back image: Faculty of Department of Geophysics
and persons whose jubilee is celebrated

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Костицын В. И. Кафедре геофизики Пермского университета – 65 лет.....	13
Пасечник М. П. Российский рынок геофизических систем LWD: состояние и перспективы.....	28
Абетов А. Е., Салауатова А. Е. Структурно-формационные, фильтрационно-емкостные и промысловые характеристики 3 объекта разработки на северном фланге Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения.....	31
Бахтерев В. В. Комплексные исследования при высоких температурах электрических параметров образцов горных пород и руд. Использование результатов для решения поисковых и разведочных задач.....	41
Белозеров И. П., Губайдуллин М. Г., Лохов А. С. Об использовании результатов ГИС для определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов при цифровом моделировании керна.....	46
Боровский М. Я., Богатов В. И. Полевая геофизика в гидрогеоэкологических исследованиях и поисках полезных ископаемых в республике Татарстан.....	51
Боровский М. Я., Богатов В. И. В. П. Степанов более полувека в геофизических изысканиях.....	59
Бычков С. Г., Простолупов Г. В., Щербинина Г. П. Выявление изменения плотностного состояния подработанной толщи по гравиметрическим данным.....	66
Власов А. А., Герасимова И. Ю. Определение по данным сейсморазведки пространственного положения границы коренных пород массива Кунгурской ледяной горы.....	71
Геник И. В. Геофизические исследования на Пономаревской площади (север Пермского края).....	77
Гершанок В. А., Чадаев М. С., Костицын В. И., Тарантин М. В., Простолупов Г. В. Глубинное изучение земной коры по данным гравиметрии	82
Глотов А. А., Душкин А. Б. Азимутальный анализ скоростей продольных волн при прогнозе зон субвертикальной трещиноватости.....	89
Долгаль А. С. Выделение составляющих гравитационного поля, обусловленных объектами с разнознаковыми эффективными плотностями.....	98

Долгий П. С. Фрактальный анализ разломной сети на территории республики Беларусь по данным космотектонической карты.....	103
Заключнов И. С., Путилов И. С. Совершенствование методики количественного прогноза эффективных толщин коллекторов по данным сейсморазведки 3D и ГИС.....	107
Зубриков А. А., Колесников В. П., Ласкина Т. А. О результатах экспериментальных исследований по применению подземно-наземного зондирования.....	113
Исаев В. И., Алеева А. О., Фефелов В. А. Петрофизические признаки нефтегазоносности палеозоя (по данным ГИС).....	117
Каринский А. Д. О парадоксе анизотропии.....	123
Каринский А. Д., Даев Д. С. К электроразведке методом заряда: опыт математического моделирования.....	129
Кашин Г. С., Чухлов А. С., Васильев А. В., Яхина И. А. Бурение боковых горизонтальных скважин с применением системы LWD российского производства.....	136
Князев А. Р. Об интерпретации импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа.....	140
Ковин О.Н., Бабушкин Д. С., Петросян Р.Н. Картирование уровня грунтовых вод с помощью метода георадиолокационного зондирования.....	147
Кулакова Н. В. Использование дисперсии поверхностных волн Рэлея для изучения верхней части разреза	152
Ладейщиков С. В., Чемисова Е. Г., Седегова В. А. Прогнозирование фаций терригенных отложений на основе данных сейсморазведки 3D (северная часть Красноярско-Куединского месторождения).....	156
Левашов С. П., Якимчук Н. А., Корчагин И. Н., Дрогицкая Г. М. Применение инновационных геоэлектрических методов для оперативного решения прикладных задач геофизики.....	165
Луппов В. И. Петрофизические зависимости продуктивных терригенных и карбонатных отложений.....	170
Макеев С. М. Два примера деформационно-сдвигового анализа геофизических полей.....	176
Маркович К. И. Алгоритм построения карты скоростей современных вертикальных движений земной коры по геодезическим, геолого-геофизическим и сейсмологическим данным.....	181

Митюнина И. Ю. Изучение геологического разреза на основе мультиатрибутного анализа сейсмических записей.....	187
Мурыськин А. С., Шулаков Д. Ю. Определение зависимости максимальной скорости смещения грунта от магнитуды землетрясения и гипоцентрального расстояния для территории Среднего Урала.....	192
Некрасов А. Н. Некоторые результаты внедрения метода спектрометрического гамма-каротажа в практику современной интерпретации.....	196
Некрасов А. С., Вилесова Л. А. Исследование гидродинамической связи между турнейской и визейской залежами нефти Ярино-Каменноложского месторождения.....	204
Огородова И. В. Изучение анизотропии скоростей верхней части разреза по данным площадной сейсморазведки	210
Переплеткин И. А. Комплекс современных методов малоуглубинной электроразведки для детального исследования многолетнемерзлых пород	214
Переплеткин И. А. Опыт применения многокомпонентных сейсмических исследований на нефтяных месторождениях в России и за рубежом.....	219
Плешков Л. Д. Автоматическая парная корреляция скважин на основе анализа с применением Марковской модели.....	225
Сальникова О. Л., Серкина А. В. Опыт применения метода многозондового бокового каротажа.....	230
Саяпина А. А., Багаева С. С., Дмитриева И. Ю., Калякин А. И., Горожанцев С. В., Дягилев Р. А. К вопросу организации сейсмологических наблюдений на территории Северной Осетии.....	237
Селетков И. А., Ладейщиков С.В. Прогнозирование геологического разреза на основе данных сейсморазведки 3D в условиях недостатка скважинных данных.....	244
Слепак З. М. Методика полевых гравиметрических измерений при выявлении объектов нефтяной геологии	250
Степанов Ю.И., Горожанцев А.В., Костарев С.М., Тайницкий А.А. Методы электрометрии при поиске участков засоления подземных вод в зоне активного водообмена.....	257
Тайницкий А. А. Преимущества метода минимизации эмпирического риска при решении 1D обратной задачи ВЭЗ.....	265

Халилов Д. Г., Костицын В. И., Савич А. Д., Будник Д. А. Инновационные геофизические технологии заканчивания добывающих нефтяных скважин и увеличения их межремонтного периода.....	270
Христенко Л. А., Степанов Ю. И. Эмпирическая модовая декомпозиция при интерпретации мониторинговых электрометрических наблюдений.....	278
Чистяков Н. Ю., Белов С. В. Оценка неоднородности и анизотропии околоскважинного пространства приборами мультипольного акустического каротажа.....	284
Чухлов А. С. Геофизическое обеспечение реализации инновационных перфорационных технологий и долговременного мониторинга работы скважин.....	290
Шароглазова Г. А., Коровкин В. Н., Маркович К. И. Взаимообусловленные влияния природных и антропогенных факторов на геоэкологические и инженерно-геологические процессы территории Беларуси.....	296
Юдин М. Н., Даев Д. С., Каринский А. Д., Севостьянов Н. А. О расчете плотности распределенных источников аномального потенциала в слоистой среде. Численные эксперименты.....	307
Якимчук Н. А., Корчагин И. Н. Применение флюксометрической съемки для обнаружения скоплений углеводородов в Украинской морской антарктической экспедиции 2018 г.....	312
Губина А. И., Мазитова И. К., Гуляев П. Н. Опыт определения нефтенасыщенности коллекторов по данным многочастотной диэлектрической интроскопии (MFDI) с учетом частотной дисперсии электрических свойств.....	318
Губина А. И., Субботина О. А. Результаты анализа геолого- геофизических исследований при доразведке Камышловского месторождения.....	326
Сальникова О. Л., Шумилов А. В., Черных И. А. Геофизические технологии при исследовании горизонтальных скважин.....	338
Шао Цайжуй, Се Минцзюнь, Овчинникова Е. А., Костицын В. И. Развитие международных связей между кафедрами геофизики Китайского нефтяного университета и Пермского университета.....	344
Костицын В. И., составитель. Юбиляры кафедры геофизики Пермского университета в 2019 году.....	351
Памяти Рудольфа Павловича Савелова.....	358

TABLE OF CONTENTS

	Page
Kostitsyn V. I. 65 th anniversary of department of geophysics of the Perm State University.....	13
Pasechnik M. P. LWD russian market: state and prospects.....	28
Abetov A. E., Salauatova A. E. Structural and formational, foltration and capacity reservoir characteristics of 3 development object at the northern flank of the Karachaganak oil and gas-condensate field	31
Bakhterev V. V. Complex studies of electrical properties of the rocks and ore samples at high temperatures. Usage of results for the solution of the exploration problems	41
Belozerov I. P., Gubaidullin M. G., Lokhov A. S. On using of the well logging results to determine the filtration-capacity properties of terrigenous reservoirs in digital core modeling	46
Borovskiy M. Ya., Bogatov V. I. Field geophysics in hydrogeoecological studies and mineral exploration in the republic of Tatarstan.....	51
Borovskiy M. Ya., Bogatov V. I. V. P. Stepanov more than half a century in geophysical research.....	59
Bychkov S. G., Prostolupov G. V., Shcherbinina G. P. Identification of change in density state at the underworked strata using gravity data.....	66
Vlasov A. A., Gerasimova I. Yu. Using seismic data for determination of spatial position of the bedrock boundary of the Kungur ice mountain massif.....	71
Genik I. V. Geophysical study on Ponomarevskaya area (north of Perm region).....	77
Gershanok V. A., Chadayev M. S., Kostitsyn V. I., Tarantin M. V., Prostolupov G. V. Deep study of the earth's crust according to gravity data.....	82
Glotov A. A., Dushkin A. B. Azimutal analisys of p-waves velocity for forecasting zones of the subvertical fracturing.....	89
Dolgal A. S. Separation of the gravitational field components related to the objects having effective density of opposite sign.....	98
Dolhi P. S. Fractal analysis of the fault network on the territory of Belarus based on cosmotectonic map data.....	103
Zaklyuchnov I. S., Putilov I. S. Improvement of method for quantitative prediction of reservoir thickness using 3D seismic and well logging data.....	107

Zubrikov A. A., Kolesnikov V. P., Laskina T. A. About results of experimental study on application of underground-ground sounding	113
V. I. Isaev, A. O. Aleeva, V. A. Fefelov Petrophysical indicators of the paleozoic oil and gas potential (borehole logging data).....	117
Karinskiy A. D. About the anisotropy paradox.....	123
Karinskiy A. D., Daev D. S. To electrical prospecting by the charge method; experience of mathematical modeling.....	129
Kashin G. S., Chukhlov A. S., Vasilyev A. V., Yakhina I. A. Drilling of the lateral horizontal wells using LWD system produced in Russia.....	136
Knyazev A. R. On interpretation of a pulsed neutron gamma-spectrometric logging.....	140
Kovin O. N., Babushkin D. S., Petrosyan R. N. Groundwater table mapping using ground-penetrating radar.....	147
Kulakova N. V. Using the dispersion of surface Rayleigh waves to study the top of the section.....	152
Ladejshnikov S. V., Chemisova E. G., Sedegova V. A. The prediction of facies of the terrigenous deposits based on 3D seismic data (north side of the Krasnoyarsk-Kudinskoe field).....	156
Levashov S. P., Yakymchuk N. A., Korchagin I. N., Drogitskaya G. M. Application of innovative geoelectric methods for operative solution of applied problems of geophysics.....	165
Luppov V. I. Petrophysical relationships of productive terrigenous and carbonate sediments	170
Makeev S. M. Two examples of deformation-shear analysis of geophysical fields.....	176
Markovich K. I. Algorithm for constructing a velocity map of modern vertical movements of the earth's crust by geodesic, geological-geophysical and seismological data.....	181
Mityunina I. Yu. Geological section study based on multiattribute analysis of seismic records.....	187
Muryskin A. S., Shulakov D. Yu. Determination of relationship between the peak ground velocities and earthquake magnitude and hypocentral distance for Middle Urals.....	192
Nekrasov A. N. Some results of the implementation of the method of spectrometric gamma-ray logging in the practice of modern interpretation.....	196
Nekrasov A. S., Vilesova L. A. Investigation of hydrodynamic connection between tournaian and visean reservoirs of the Yarino-Kamennolozhskoe field.....	204

Ogorodova I. V. Study of velocity anisotropy of the upper part of the section according to 3D seismic data	210
Perepletkin I. A. Complex of modern near-surface resistivity methods for detailed study of the permafrost zones.....	214
Perepletkin I. A. Case study of multi-component seismic survey on oil deposits in Russia and abroad.....	219
Pleshkov L. D. Automatic pairwise well log correlation based on Markov model analysis.....	225
Salnikova O. L., Serkina A. V. Experience of application of multi-probe Lateral logging method.....	230
Sayapina A. A., Bagaeva S. S., Dmitrieva I. Yu., Kalyakin A. I., Gorozhantsev S. V., Dyagilev R. A. To the problem of organization of seismological observations on the territory of North Ossetia	237
Seletkov I. A., Ladeyshchikov S. V. Geological section forecasting based on 3D seismic data in conitions of well data shortage	244
Slepak Z. M. Methodology of the gravity prospecting for oil fields indentification.....	250
Stepanov Yu. I., Gorozhancev A. V., Kostarev S. M., Taynitsky A. A. Electrometry methods for propecting of the underground water salinization occurrences in the zone of active water exchange.....	257
Taynitskiy A. A. Advantages of the minimization of empirical risk method for solving the 1D VES inverse problem.....	265
Khalilov D. G., Kostitsyn V. I., Savich A. D., Budnik D. A. innovative geophysical technologies for completion of producing oil wells and increase of their overhaul period	270
Khristenko L. A., Stepanov Yu. I. Empirical mode decomposition in the interpretation of monitoring electrometric observations.....	278
Chistyakov N. Yu., Belov S. V. Evaluation of borehole space heterogeneity and anisotropy with multipole logging instruments.....	284
Chukhlov A. S. Combination of secondary perforation technologies and long-term formation monitoring.....	290
Sharoglazova G. A., Korovkin V. N., Markovich K. I. The interdependent influence of natural and anthropogenic factors on the geocological and engineering-geological processes in the territory of Belarus.....	296
Yudin M. N., Daev D. S., Karinskiy A. D., Sevostyanov N. A. On the calculation of the density of distributed sources of anomalous potential in a layered medium. Numerical experiments...	307

Yakymchuk N. A., Korchagin I. N. Application of fluxmetric survey for detection of the hydrocarbon accumulation during Ukrainian maritime antarctic expedition 2018.....	312
Gubina A. I., Mazitova I. K., Gulyaev P. N. Experience of determining the reservoir oil saturation by multi-frequency dielectric introscopy (MFDI) data taking into account the frequency dispersion of electrical properties.....	318
Gubina A. I., Subbotina O. A. Analysis of geological and geophysical study for supplementary exploration of the Kamyshlovskoe oil field.....	326
Salnikova O. L., Shumilov A. V., Chernykh I. A. Geophysical technologies of horizontal wells testing.....	338
Shao Cairui, Xie Mingjun, Ovchinnikova E. A., Kostitsyn V. I. Development of international relations between the departments of geophysics of the China Petroleum University and Perm State University.....	344
Kostitsyn V. I., compiler. Persons of Department of Geophysics of the Perm State University celebrating their jubilee in 2019.....	351
In memory of Rudolf Pavlovich Savelov.....	358

УДК 55(092)+550.83

В. И. Костицын

Пермский государственный национальный
исследовательский университет

614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: kostitsyn@psu.ru

КАФЕДРЕ ГЕОФИЗИКИ ПЕРМСКОГО УНИВЕРСИТЕТА – 65 ЛЕТ

***Аннотация.** Кафедра геофизики в Пермском университете основана в 1954 г. доктором технических наук, профессором, заслуженным деятелем науки и техники РСФСР Александром Кирилловичем Маловичко (1911–1996). Открытие же геофизической специальности состоялось в 1951 г. Первые три года организацией обучения по специальности занималась кафедра поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (заведующий - доцент В. А. Апродов). Для проведения учебных занятий приглашались специалисты конторы «Пермнефте-геофизика» (управляющий А. И. Гершанок). Для постоянной работы был привлечен известный в России геофизик Борис Юрьевич Козловский – князь, представитель рода А. С. Пушкина.*

***Ключевые слова:** кафедра геофизики, Пермский университет, геофизика, 65-летие, направления: гравиметрическое, магнитометрическое, электрометрическое, сейсмическое, геофизических исследований скважин.*

V. I. Kostitsyn

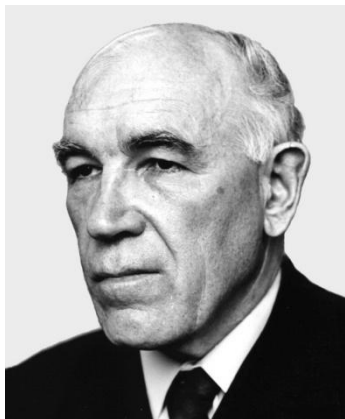
Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: kostitsyn@psu.ru

65th ANNIVERSARY OF DEPARTMENT OF GEOPHYSICS OF THE PERM STATE UNIVERSITY

***Abstract.** Department of Geophysics was founded in the Perm State University in 1954 by Doctor of Technical Sciences, Professor, and Honored Scientist and Engineer of RSFSR Alexander Kirillovich Malovichko (1911–1996). However, the opening of the program of geophysics has happened in 1951. Department of Prospecting and Exploration of Mineral Deposits (Chair – Docent Aprodov V. A.) provided courses for the first three years. The engineering staff of the Permneftegeofizika company (Managing Director Gershanok A. I.) was engaged in conducting the classes. Kozlovskiy*

Boris Yurievich, prince and representative of family of Pushkin A. S., was invited for permanent position.

Key words: *Department of Geophysics, Perm State University, geophysics, 65th anniversary, education emphasis: gravimetry, magnetometry, electrometry, seismic, geophysical logging.*



Профессор А. К. Маловичко

известных сборников мировой геофизической информации. Сборник научных трудов издавался с 1959 г. под названием «Вопросы обработки интерпретации геофизических наблюдений», а с 1979 г. как межвузовский сборник научных трудов под названием «Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа». Александр Кириллович был непревзойденным редактором, и многие авторы сборника получили бесценные уроки научного «правописания», о которых спустя многие годы вспоминают с искренней благодарностью.

Кафедра геофизики первой в Пермском университете создала два филиала. Первый филиал создан в 1984 г. в *тресте «Пермнефтегеофизика»*, заведующим был главный инженер «Пермнефтегеофизики», доцент **Лев Константинович Орлов**, а с 2008 г. филиал возглавляет главный инженер – заместитель генерального директора по разведочной геофизике, доцент **Александр Павлович Лаптев**.

Второй филиал создан 1990 г. в *Горном институте* Уральского отделения Российской академии наук. Первым заведующим был заместитель директора по научной работе, доктор технических наук **Алексей Александрович Маловичко**, а в настоящее время – директор

К середине 1970-х годов стало общепризнанным, что благодаря активной и многогранной деятельности **Александра Кирилловича Маловичко** и его учеников, работавших в различных научных и производственных организациях Западного Урала, в Перми сформировалась исключительно сильная школа геофизиков.

А. К. Маловичко являлся основателем и главным редактором кафедрального, а затем межведомственного и межвузовского сборника научных трудов с 1959 по 1989 гг. (25 выпусков), который был включен специалистами в число 15 наиболее из-

института, доктор технических наук, профессор **Игорь Александрович Санфи́ров**.



Доцент А. П. Лаптев



Профессор И. А. Санфи́ров

Под научным руководством А. К. Маловичко защитили кандидатские диссертации 25 человек: С. А. Шихов (1966), В. М. Новоселицкий (1966), О. Л. Горбушина (1967), М. С. Чадаев (1967), Л. К. Орлов (1972), В. А. Силаев (1972), В. А. Гершанок (1972), Л. П. Неволин (1973), Ю. А. Сусеков (1974), В. И. Костицын (1975), Р. П. Савелов (1975), Ю. С. Шманенко (1975), В. А. Березнев (1976), В. К. Серов (1978), Е. В. Ахматов (1980), Е. Ф. Безматерных (1981), М. Г. Губайдуллин (1981), В. М. Мегеря (1982), Е. И. Мурашко (1982), С. Г. Бычков (1982), С. В. Горожанцев (1986), В. Л. Благиных (1988), Л. А. Гершанок (1990), В. М. Ласкин (1990), А. В. Горожанцев (1990).

Из его учеников один стал член-корреспондентом РАН – А. А. Маловичко (2003); 11 человек – докторами наук: С. А. Шихов (1974), В. М. Новоселицкий (1975), Р. П. Савелов (1988), В. А. Силаев (1988), А. А. Маловичко (1991), В. И. Костицын (1992), М. С. Чадаев (1994), О. Л. Горбушина (1997), В. А. Гершанок (1999), М. Г. Губайдуллин (2004), С. Г. Бычков (2011).

1. Гравиметрическое направление на кафедре создал профессор **А. К. Маловичко**. В настоящее время развивают его ученики и последователи: профессора С. Г. Бычков, В. А. Гершанок, А. С. Долгаль, В. И. Костицын, Ю. П. Петров, доценты А. В. Горожанцев, И. В. Генник, А. В. Пугин. Разработаны методы аналитического продолжения гравитационных аномалий, адмиттанса геофизических полей, высших производных гравитационного потенциала, компьютерные технологии обработки и интерпретации данных гравиразведки при поисках место-

рождений нефти, газа и твердых полезных ископаемых. теория и макеты гравиметров на магнитных подвесах.



Профессор
С. Г. Бычков



Профессор
В. И. Костицын



Профессор
Ю. П. Петров

По учебникам А. К. Маловичко, В. И. Костицын «Гравиразведка», В. А. Гершанок «Теория поля» обучаются студенты вузов России. Изданы фундаментальные монографии: А. С. Долгаль «Компьютерные технологии обработки и интерпретации данных гравиметрической и магнитной съемок в горной местности», С. Г. Бычков «Методы обработки и интерпретации гравиметрических наблюдений при решении задач нефтегазовой геологии», Ю. П. Петров «Гравиинерциальные преобразователи гравиметров, градиентометров и сейсмоприемников на магнитных подвесах», С. Г. Бычков, А. С. Долгаль, А. А. Симанов «Вычисление аномалий силы тяжести при высокоточных гравиметрических съемках».

2. Магнитометрическое направление (основатель профессор А. К. Маловичко) ранее развивала профессор Л. А. Гершанок, в настоящее время – профессор А. С. Долгаль, доцент И. В. Геник, ассистент А. Д. Бурмистров.

В области данного направления разработаны теоретические основы детальной магниторазведки при поисках месторождений нефти и газа, калийных солей, изучении тектонического строения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и глубинных недр Земли. Л. А. Гершанок опубликовала учебное пособие «Магниторазведка» (2006), учебник «Магниторазведка» (2009, 2011), учебное пособие «Аппаратура и технологии магниторазведки» (2013). А. С. Долгаль издал учебное пособие «Магниторазведка: компьютерные технологии учета влияния рельефа местности» (2014).



Профессор Л. А. Гершанок



Профессор А. С. Долгалъ

3. Основателем сейсмического направления стал *Адам Константинович Урупов* (1923–2008), профессор, заслуженный деятель науки РФ, заслуженный геолог РФ. Это направление в 1960–1990-е годы развивали его ученики: профессора Б. А. Спасский, Р. П. Савелов (1939–2001), В. А. Силаев, А. А. Маловичко, доценты Ю. А. Бяков, С. И. Лапин, Э. Б. Трушников.



Профессор А. К. Урупов

Особое место в исследованиях занимает предложенный и теоретически обоснованный А. К. Уруповым с участием В. И. Кивокурцева способ параметрического представления информации о кинематике на сейсмограммах МОВ в виде диаграмм, с последующим использованием их для определения эффективных, средних и пластовых скоростей и элементов залегания отражающих границ. Результаты этих исследований были обобщены

А. К. Уруповым в монографии «Изучение скоростей в сейсморазведке» и явились основой для написания им докторской диссертации.

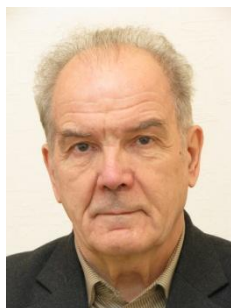
Адам Константинович создал в г. Перми творческую группу исследователей, стал основателем пермской научной сейсмической школы. Он впервые в стране совместно с Ю. А. Бяковым и А. А. Шиловой обратился к изучению моделирования волновых полей в виде синтеза сейсмограмм. В результате было решено ряд важных задач: предложен способ составления синтетических сейсмограмм для нормального падения на основе данных промысловой геофизики. Показаны широкие возможности использования синтетических сейсмограмм при установ-

лении природы и стратиграфической приуроченности отражений, прогнозировании оптимальных фильтраций и выявления зон выклинивания.

Им совместно с Б. А. Спасским и специалистами треста «Перм-нефтегеофизика» выполнен в 1964–1968 гг. важный комплекс работ по изучению и использованию динамических характеристик отраженных волн в условиях Прикамья. Исследовалось искажающее влияние АРУ на амплитуду, форму записи, спектральный состав и время прихода отраженных волн. Раскрыты дополнительные возможности в использовании динамических характеристик отраженных волн, зарегистрированных с использованием регуляторов усиления.

Важным направлением исследований А. К. Урупова и его учеников (В. А. Силаев, Л. П. Неволин, С. И. Лапин) являлось совершенствование методики моделирования волновых полей, а именно синтез сейсмозаписей для нормального падения, изучение особенностей индикатрис средних скоростей в анизотропных средах, исследования на основе данных сейсмокаротажа глубоких и разведочных скважин и вертикального сейсмического профилирования.

В настоящее время данное направление продолжают профессора Б. А. Спасский, И. А. Санфиоров, В. А. Силаев, доценты И. Ю. Митюнина, А. П. Лаптев, А. И. Бабкин, И. И. Семерикова, Ф.И. Собакин, И. Ю. Герасимова, И. В. Огородова, ст. преподаватель Н. В. Кулакова, ассистент Т. В. Злобина.



Профессор Б. А. Спасский



Профессор В. А. Силаев

Научные исследования выполняются в области обработки и интерпретации результатов сейсморазведки методами отраженных и преломленных волн, изучения упругих характеристик горных пород верхней части геологического разреза. Созданы компьютерные системы обработки и интерпретации сейсмических данных для выделения

зон микротрещинноватости и поисков месторождений нефти и газа. В этом направлении в последние годы опубликованы учебно-методические пособия: Спасский Б.А., Герасимова И.Ю. «Сейсмостратиграфия», Митюнина И.Ю. «Компьютерные технологии в геофизике» и «Геоинформационные системы в геологии».

4. Основателем электрометрического направления является Борис Константинович Матвеев (1926–2014), доктор геолого-минералогических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, заслуженный профессор ПГУ.



Профессор Б. К. Матвеев



Профессор В. П. Колесников

В результате многолетних исследований Б. К. Матвеева сформировалось два главных научных направления:

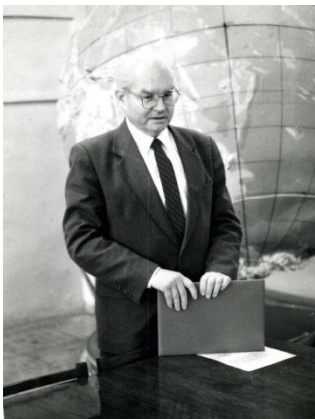
1. Геофизическая разведка карста и подземных вод на стадии инженерно-геологических и экологических изысканий;
2. Применение электромагнитных зондирований для глубинного геологического картирования осадочной толщи пород и фундамента в связи с поисками и разведкой нефтяных и газовых месторождений.

Результаты исследований по первому научному направлению были обобщены в монографии «Геофизические методы изучения движения подземных вод» (М.: Недра, 1963), а также в статьях, сборниках, методических указаниях и справочных руководствах для гидрогеологов (Л.: Недра, 1967, 1979). По второму направлению опубликовано несколько монографий: «Интерпретация электромагнитных зондирований» (М.: Недра, 1964, 1966, 1974), составлены альбомы оригинальных палеток по электроразведке (М.: Недра, 1979, 1989). Вместе с учениками, профессорами Н. Г. Шкабарней, В. П. Колесниковым, доцентом Н. Н. Серебренниковой пермские геофизики были пионерами в создании компьютерных технологий обработки и интерпретации ре-

зультатов электроразведки.

В настоящее время его ученики и последователи: профессор В. П. Колесников, доценты О. Н. Ковин, Ю. И. Степанов, ст. преподаватель Т. А. Ласкина вносят значительный вклад в развитие теории и способов решения прямых и обратных задач геоэлектрики применительно к наземным и подземным условиям наблюдений, в создание аппаратуры метода сопротивлений (АМС), программного обеспечения ЗОНД и компьютерной технологии обработки и интерпретации результатов электроразведочных работ. Учебник Б. К. Матвеева «Электроразведка» являлся одним из основных при обучении студентов вузов бывшего Советского Союза и в настоящее время широко используется в вузах России. В 2016 г. профессор В. П. Колесников опубликовал обобщающую монографию «Интерпретация электрических зондирований с использованием системы программы ЗОНД».

5. Радиометрическое направление. Активное развитие радиометрического метода в Пермском крае в 1960–1980-е годы проводил Л. К. Орлов, в то время главный инженер треста «Пермнефтегеофизика» (ПНГФ), а с 1984 г. – заведующий филиалом кафедры геофизики Пермского университета в ПНГФ. С 1966 г. образовательную и научную деятельность в этом направлении проводит профессор В. А. Гершанок.



Доцент Л. К. Орлов



Профессор В. А. Гершанок

В 2012 г. он издал учебное пособие «Радиометрия и ядерная геофизика». В 2018 г. В. А. Гершанок и Л. А. Гершанок опубликовали уже учебник для студентов вузов «Разведочная геофизика: Радиомет-

рия и ядерная геофизика», а также учебное пособие по лабораторным работам «Ядерно-геофизические методы» в соавторстве с Л. Д. Плешковым.

6. Направление по геофизическим исследованиям скважин начинал А. К. Маловичко, затем продолжили Б. К. Матвеев, О. Л. Горбушина (1933–2012) и в настоящее время развивают профессора А. С. Некрасов, А. И. Губина, Г. А. Цветков, доценты А. Д. Савич, А. В. Шумилов, Л. Н. Костливых, ст. преподаватели В. И. Луппов, А. Н. Некрасов.

Широко развивается комплексное использование геофизических методов, аэрокосмических исследований, волнового акустического телевизора и гидродинамических исследований скважин при рациональной разработке месторождений нефти. О. Л. Тарунина в 2001 г. издала учебное пособие «Геофизические методы стратиграфической корреляции». А. С. Некрасов опубликовал фундаментальную монографию «Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений», обобщающую результаты работ по 30 месторождениям России.

В 2007 г. опубликованы учебно-методические пособия: А. В. Шумилов «Диагностика нефтяных скважин геофизическими методами», В. А. Поносов, С. В. Горожанцев, А. С. Некрасов «Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений». В 2007 г. А. И. Губина издала монографию «Основы фациальной цикличности осадочных толщ по результатам геолого-геофизических исследований скважин», которая послужила основой для издания ею в 2010 г. учебного пособия «Геофизические методы стратиграфической корреляции». В 2012 г. А. И. Губина, Л. Н. Костливых, А. С. Чухлов и А. В. Шумилов издали учебное пособие «Компьютерная обработка и интерпретация данных геофизических исследований скважин», в 2016 г. – учебное пособие А. И. Губина, А. Н. Костливых, Е. С. Зрячих, А. В. Шумилов «Компьютерная интерпретация данных геофизических исследований скважин». В них изложены научные принципы и рациональные методики интерпретации геофизических методов. На примере наиболее распространенных на практике типов программ рассматривается программное обеспечение ПРАЙМ, СОНАТА и другие, используемые для обработки результатов геофизических исследований скважин. В 2016 г. изданы ещё учебные пособия А. И. Губина, П. Н. Гуляев «Геофизические методы исследования скважин», А. И. Губина, Л. Д. Плешков, В. И. Луппов «Петрофизика: петрофизическое обеспечение геофизических методов».



Профессор
А. С. Некрасов



Профессор
А. И. Губина



Профессор
Г. А. Цветков

Учебные занятия со студентами по дисциплинам геофизических исследований скважин проводятся не только в стенах университета, но и в ПАО «Пермнефтегеофизика».

7. Основные события кафедры за последние годы

В 2006–2007 гг. кафедра принимала активное участие в реализации **национального проекта «Образование»**. Для учебных лабораторий было приобретено новое геофизическое оборудование, установлено 80 компьютеров, стационарные мультимедийные проекторы и видеонаблюдение в учебные лаборатории. Все штатные преподаватели получили личные ноутбуки для чтения лекций, проведения практических и лабораторных занятий.

В 2008–2009 гг. кафедра геофизики Пермского университета признана **ведущей научной школой России** и получила **грант Президента Российской Федерации**.

В 2009 г. в честь заслуг основателя и первого заведующего кафедрой геофизики, профессора **А. К. Маловичко** установлена **мемориальная доска** в здании геологического факультета Пермского университета (корпус № 8, этаж 6).

В 2010 г. Пермский университет получил статус **«Национальный исследовательский университет (НИУ)»** и кафедра геофизики принимала активное участие в реализации проекта.

В 2010 г. учредительное собрание геофизиков Пермского края создало **Пермское отделение Евро-Азиатского геофизического общества (ЕАГО)**, председателем избран доцент **Александр Владимирович Шумилов**.

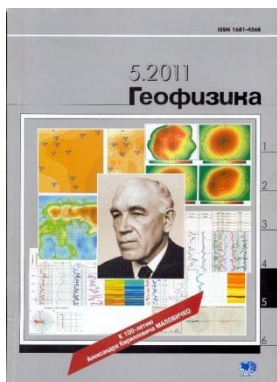
В 2011 г. на базе кафедры проведена Всесоюзная научно-практическая конференция *«Вопросы обработки и интерпретации геофизических наблюдений»* (название 33-х межвузовских сборников научных трудов), посвященная *100-летию* со дня рождения *Александра Кирилловича Маловичко*.

К юбилею ученого Пермское отделение ЕАГО учредило *медаль имени А. К. Маловичко «За достижения в геофизике»*. К награждению представляются российские и зарубежные ученые, геофизики производственных организаций, входящие в состав Пермского отделения ЕАГО и внесшие значительный вклад в развитие, разработку, внедрение результатов геофизической науки, производства и образования. В настоящее время этой высокой награды удостоены известные геофизики Пермского края, Удмуртской республики, Горного института УрО РАН, Москвы, Казани, Архангельска, Екатеринбурга, Ухты, Уфы, Пермского университета, Пермского политехнического университета и других регионов России.

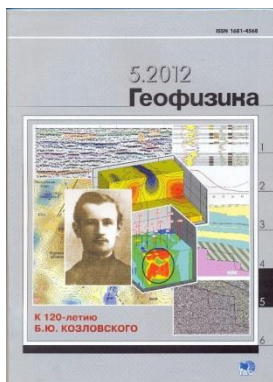


Председатель
Пермского отделения
ЕАГО, доцент А. В. Шумилов

С 2011 по 2019 г. журнал *«ГЕОФИЗИКА»* (вып. 5), а также журналы *«КАРОТАЖНИК»* (вып. 10, 2014–2018, вып. 5, 2019), *«ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК»* посвящаются научным исследованиям преподавателей кафедры геофизики ПГНИУ, ученых и производственников Пермского края.



Геофизика, 5, 2011



Геофизика, 5, 2012



Геофизика, 5, 2013



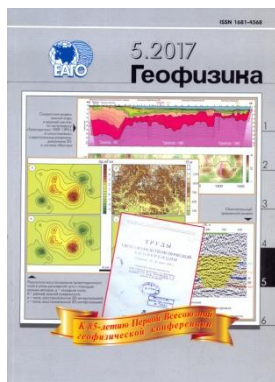
Геофизика, 5, 2014



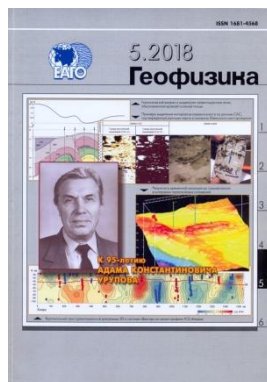
Геофизика, 5, 2015



Геофизика, 5, 2016



Геофизика, 5, 2017



Геофизика, 5, 2018

С 2013 г. проводится ежегодно Международная научно-практическая конференция «**Теория и практика разведочной и промысловой геофизики**», по материалам которой издается сборник научных трудов, включенный в систему РИНЦ.

В настоящее время на кафедре геофизики работают (вместе с совместителями) **12 профессоров, докторов наук** (С. Г. Бычков, В. А. Гершанок, А. И. Губина, А. С. Долгаль, В. П. Колесников, В. И. Костицын, А. С. Некрасов, Ю. П. Петров, И. А. Санфиров, В. А. Силаев, Б. А. Спасский, Г. А. Цветков), **14 доцентов, кандидатов наук** (А. И. Бабкин, С. В. Белов, И. В. Геник, И. Ю. Герасимова, А. В. Горожанцев, О. Л. Ковин, А. П. Лаптев, И. Ю. Митюнина, И. В. Огородова, А. В. Пугин, А. Д. Савич, И. И. Семерикова, Ю. И. Степанов, А. В. Шумилов), 6 старших преподавателей (Н. В. Кулакова, Т. А. Ласкина, В. И. Луппов, А. Н. Некрасов, Л. Д. Плешков, А. А. Филимончиков), 2 ассистента (А. Д. Бурмистров, Т. В. Злобина), 5 заведующих учебными лабораториями (Н. В. Лапина, А. Ф. Молоштанов, И. В. Сибикина, Л. Д. Шадрина, А. Г. Шайбакова) и 1 заведующий учебно-методическим кабинетом (Н. М. Ржевитина).

ПРОФЕССОРА КАФЕДРЫ ГЕОФИЗИКИ



С. Г. Бычков



В. А. Гершанок



А. И. Губина



А. С. Долгаль



В. П. Колесников



В. И. Костицын



А. С. Некрасов



Ю. П. Петров



И. А. Санфиров



В. А. Силаев



Б. А. Спасский



Г. А. Цветков

ДОЦЕНТЫ КАФЕДРЫ ГЕОФИЗИКИ



А. И. Бабкин



С. В. Белов



И. В. Геник



И. Ю. Герасимова



А. В. Горожанцев



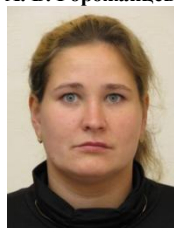
О. Л. Ковин



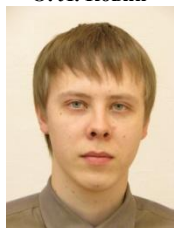
А. П. Лаптев



И. Ю. Митюнина



И. В. Огородова



А. В. Пугин



А. Д. Савич



И. И. Семерикова



Ю. И. Степанов



А. В. Шумилов

СТАРШИЕ ПРЕПОДАВАТЕЛИ И АССИСТЕНТЫ КАФЕДРЫ ГЕОФИЗИКИ



Н. В. Кулакова



Т. А. Ласкина



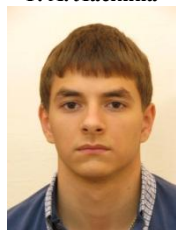
В. И. Луппов



А. Н. Некрасов



Л. Д. Плешков



А. А. Филимончиков

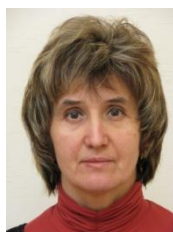


А. Д. Бурмистров



Т. В. Злобина

ЗАВЕДУЮЩИЕ ЛАБОРАТОРИЯМИ КАФЕДРЫ ГЕОФИЗИКИ



Н. В. Лапина



А. Ф. Молоштанов



Н. М. Ржевитина



И. В. Сибикина



Л. Д. Шадрина



А. Г. Шайбакова

Таким образом, за 65 лет сформировалась и успешно работает **пермская научная геофизическая школа**. Кафедра геофизики подготовила более **4000 специалистов**. Обучение осуществляется на дневном и заочном отделениях, причем большая часть выпускников (**60%**) окончили **дневное отделение**. Многие выпускники кафедры стали ведущими специалистами, главными инженерами и генеральными директорами производственных объединений, экспедиций, геофизических партий и научно-производственных организаций. **Выпускник Алексей Александрович Маловичко** избран членом-корреспондентом РАН, **23 чел.** защитили **докторские диссертации** и **80 чел.** (по неполным имеющимся сведениям) – **кандидатские диссертации**.

УДК 550.832

М. П. Пасечник

Евро-Азиатское геофизическое общество. 115191, г. Москва,
ул. 2-я Рощинская, д. 10; e-mail: mihail.pasechnik2015@yandex.ru

РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГЕОФИЗИЧЕСКИХ СИСТЕМ LWD: СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

В последнее десятилетие в области бурения произошли значительные изменения. С каждым годом повышается сложность работ и требований в области промышленной и экологической безопасности. Поэтому применение телеметрических систем обретает все больший вес на нефтесервисном рынке, потому что из получаемой информации можно строить фактическую и прогнозировать дальнейшую траекторию скважин. Это позволяет существенно сократить, как сроки бурения, так и затраты.

Горизонтальное бурение, требующее качественных высокоточных телеметрических систем, становится все более популярным в России. Лидерами по производству MWD/LWD систем являются зарубежные компании, они же – основные подрядчики, оказывающие данные услуги при бурении скважин.

Развитие технологии MWD/LWD идет по четырем основным направлениям:

- Совершенствование навигационных датчиков и обрабатывающего программного обеспечения для повышения точности проводки ствола скважины;

- Увеличение скорости передачи данных для сокращения времени на измерения при бурении;
- Расширение комплекса регистрируемых и передаваемых данных измерениями динамических параметров бурения и давления внутри затрубного пространства для выбора оптимальных режимов бурения, промывки скважин и плотности бурового раствора, сокращая время строительства скважины и снижая риски, связанные с дифференциальными прихватами и гидроразрывами;
- Повышение надежности скважинного оборудования MWD и сокращение непроизводительного времени, связанного с отказами оборудования.

Более 90 % операций MWD и LWD приходятся на Западную Сибирь и Волго-Уральский регион. В докризисный период, в 2006–2008 гг., число операций LWD возросло на 70 %. В период кризиса 2009 г. их число упало по сравнению с 2008 г. на 5,5 %. В 2014–2015 гг. наблюдался резкий рост рынка операций LWD вследствие увеличения объемов горизонтального бурения.

По прогнозам аналитиков, количество операций LWD в России в физическом выражении до 2025 г. может вырасти на 14 %, до 8,2 тыс. в год, вследствие снижения количества скважин при одновременном увеличении популярности LWD в качестве замены традиционных операций ГИС в открытом стволе.

Максимальный рост количества операций для MWD и LWD придется на 2017–2019 гг., т. к. на этот период запланировано начало разработки новых крупных месторождений, в том числе в Большехетской впадине и в Эвенкии.

В стоимостном выражении рост рынка составит 78 % и к 2025 г. достигнет 57 млрд рублей. Прежде всего, это объясняется увеличением спроса на наиболее высокотехнологичные операции, связанные с горизонтальным бурением.

M. P. Pasechnik

Euro-Asian Geophysical Society. 10 2th Roscchinskaya Str.,
Moscow 115191, Russia; e-mail: mihael.pasechnik2015@yandex.ru

LWD RUSSIAN MARKET: STATE AND PROSPECTS

In the recent decade, significant changes occurred in the drilling area. Year by year, the complexity of works and industrial, and environmental safety requirements increases. Therefore, the use of telemetry system is becoming more and more important at the oilfield service market, because the

obtained information allows building the actual and predicting the further well trajectory. This allows considerably reducing both the drilling term and costs. Horizontal drilling requiring high-quality high-accuracy telemetry systems is becoming more popular in the Russian Federation. The leaders in the manufacture of the MWD/LWD systems are the foreign companies, who are the main contractors rendering these services during the well drilling.

The MWD/LWD technology is developed along four main directions:

- Improving the navigations sensors and processing software to enhance the wellbore passage accuracy;
- Improving the data transfer rate to reduce the measurement time during drilling;
- Extending the set of recorded and transferred data by the measurements of dynamic parameters of drilling and annular pressure to select optimal modes of drilling, well washout and drilling mud density, allowing to reduce the well construction time and decrease the risks related to differential sticking and hydraulic fractures;
- Improving the reliability of MWD downhole equipment and reduction of idle time due to the equipment failures.

More than 90 % of the MWD and LWD operations account for West Siberia and Volga and Urals region. In the before-the-crisis period of 2006–2008, the number of LWD operations increased by 80 %. During the crisis of 2009, their amount fell by 5 % as compared to 2008. In 2014–2015, a dramatic growth in the LWD market was observed due to the increased horizontal drilling volume.

According to analysts, the amount of LWD operations in Russia may grow by 14 % before 2025 in physical terms, to 8,2 thousand annually, due to the reduced amount of wells with the simultaneous increase in the LWD popularity as the replacement of the traditional baseline logging operations.

The maximum growth in the amount of MWD and LWD drilling operations will account for 2017–2019 since the beginning of development of new large fields, including in the Bolshekhetskaya Depression and Evenkiya, is planned for this period.

In monetary terms, the market growth will amount to 78 % and will reach 57 billion RUB by 2025. First of all, this is explained by the increased demand in the most high-tech operations connected with horizontal drilling.

**СТРУКТУРНО-ФОРМАЦИОННЫЕ, ФИЛЬТРАЦИОННО-
ЕМКОСТНЫЕ И ПРОМЫСЛОВЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ
3 ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ НА СЕВЕРНОМ ФЛАНГЕ
КАРАЧАГАНАКСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

***Аннотация.** В статье изложены общие сведения о тектонике, стратиграфии, литологии и нефтегазоносности карбонатных резервуаров Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения. Рассмотрены результаты сейсмостратиграфического анализа по продуктивным коллекторам на базе временных и глубинных сейсмических разрезах, экстрагированных из куба RTM. Полученные данные свидетельствуют, что генезис и эволюция карбонатных резервуаров связаны с проградационными и аградационными телами, характеризующие на ранних этапах развития карбонатной постройки её преимущественный вертикальный рост, на поздних этапах – наращивание в латеральном направлении за счет эрозии и денудации верхней части карбонатного массива в конце каменноугольного времени. Представлены результаты бурения наклонно-направленной скважины 9810-2, пробуренной по проградационным телам объекта 3 на северном фланге карбонатной постройки. Анализируются термо-барические и фильтрационно-емкостные свойства (пористость, проницаемость), капиллярное давление и остаточная нефтенасыщенность, смачиваемость пород-коллекторов объекта 3. Приведен сравнительный анализ продуктивности вертикальных и наклонно-направленных скважин, вскрывших этот объект разработки.*

***Ключевые слова:** наклонно-направленное бурение, объект разработки, аградационные и проградационные тела, газогидродинамическое исследование скважин.*

A. E. Abetov, A. E. Salauatova

Kazakh National Research Technical University named after K. I. Satpayev.
Almaty, Kazakhstan, e-mail: abetov.auuez@mail.ru, s_a_1997@mail.ru

STRUCTURAL AND FORMATIONAL, FOLTRATION AND CAPACITY RESERVOIR CHARACTERISTICS OF 3 DEVELOPMENT OBJECT AT THE NORTHERN FLANK OF THE KARACHAGANAK OIL AND GAS-CONDENSATE FIELD

Abstract. *The article presents general information about tectonics, stratigraphy, lithology and oil and gas potential of the carbonate reservoirs of the Karachaganak oil and gas-condensate field. The results of the seismic stratigraphy analysis in reservoir zone are considered based on time and depth seismic cross-sections extracted from the RTM cube. The obtained data shows that the genesis and evolution of carbonate reservoirs are associated with the progradation and aggradation bodies characterizing the predominant vertical growth of the carbonate build-ups at earlier stages of their formation, and the lateral accumulation its preferred vertical growth in the early stages of the development of carbonate build up, and later lateral growth due to erosion and denudation of the upper part of the carbonate massif at the end of the Carboniferous. The results of the directional well 9810-2 drilled through the progradation bodies of Object 3 on the northern flank of a carbonate structure are presented. Thermo-baric and filtration-capacity properties (porosity, permeability), capillary pressure and residual oil saturation, and wettability of reservoir rocks were analyzed. Productivity of vertical and directional wells drilled at this object are compared.*

Key words: *directional drilling, development object, aggradation and progradation bodies, gas-hydrodynamic study.*

Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение (КНГКМ), открытое в 1979 г., занимает площадь 500 км², а его структура представляет собой карбонатный массив с размерами 30×15 км. Генетически этот массив связан с образованием гетерогенного рифа и платформенного карбонатного комплекса. Продуктивная толща КНГКМ сложена преимущественно органогенными карбонатными породами, лишенными терригенной примеси.

В тектоническом плане КНГКМ расположено во внутренней части северной прибортовой зоны Прикаспийской впадины (рис. 1), характеризующейся большой толщиной осадочного чехла и проявлением соляной тектоники [4].

В районе месторождения по данным сейсмосьёмки на глубине 6–7 км выделяется выступ фундамента со сложным строением, с амплитудой поднятий и прогибов около 400 м, ограниченным с севера дугообразным прогибом.

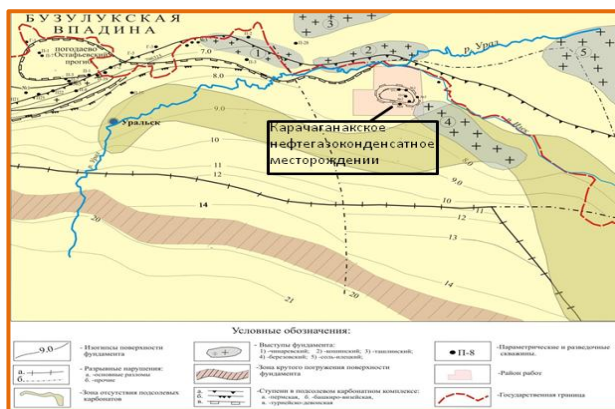


Рис. 1. Схема тектоники северного борта Прикаспийской впадины

С юга выступ окаймляется двумя ветвями субширотного сброса (амплитудой до 1200 м), по которым поверхность фундамента ступенчато погружается с севера на юг.

Верхнепалеозойский структурный этаж разделяется на три подэтажа: верхнедевонско-турнейский, визейско-башкирский и раннепермский, каждый из которых характеризуется несколько отличным от других структурным планом.

Разрывные нарушения берут начало в кристаллическом фундаменте и протягиваются вплоть до филипповского горизонта нижней перми. Данные разломы являлись причиной генерации ослабленных зон, по которым впоследствии происходило внедрение соли и образование соляных куполов.

КНГКМ связано с крупным карбонатным массивом, сформировавшимся с позднего девона по артинский век. Массив осложнен куполами: северным, двухкупольным центральным, южным и западным. Верхняя часть коллектора представлена раннепермскими рифами, которые сформировались над ранее существовавшей каменноугольной карбонатной платформой.

Каменноугольные коллекторы разделены на слоистую серию верхней внутренней платформы (неглубокая зона), нижнюю и верхнюю биогермные серии. Все осадочные фации охарактеризованы с использованием петрофизических и литологических свойств [4].

В составе карбонатного массива наибольшее распространение получили породы биогермного (43 %) и биоморфно-детритового (38 %) типов, присутствуют также органогенно-обломочные (3%) и биохомогенные разновидности известняков (2 %). Перекристаллизо-

ванные карбонатные породы составляют 14 %. В центральной части массива преобладают известняки (70–80 %), доломиты и доломитизированные породы составляют 30–20 %. На склонах массива резко уменьшается доля известняков (до 30 %), доломитов (20 %) и переходных разностей (50 %).

Основная разрабатываемая нефтегазоконденсатная залежь связана с карбонатными верхнедевонскими (фаменскими), каменноугольными и нижнепермскими (по артинский ярус включительно) отложениями.

Продуктивная толща КНГКМ сложена преимущественно органическими карбонатными породами, лишенными терригенной примеси. В основании нижнепермских отложений и в низах визейского яруса прослеживаются невыдержанные по толщине и простиранию пласты глинистых известняков с прослоями аргиллитов.

Исследование рекомбинированных проб пластовых смесей на установке фазовых равновесий mini-PVT в сочетании с физико-химическими характеристиками (цвет, плотность, компонентный состав и др.) пластовых флюидов позволили оценить положение газонефтяного контакта на отметке 4950 м [2].

Судя по высокому газожиждкостному фактору (ГЖФ), превышающему $500 \text{ м}^3/\text{м}^3$ и физико-химическим свойствам нефть (особенно в верхних слоях зоны) легкая, маловязкая, переходящая к отметке минус 5130 в более плотную и вязкую. Суммарная толщина нефтегазоконденсатных залежей около 1600 м, минимальная глубина залегания ее кровли 3500 м. Кровля продуктивной толщи находится на глубине от 3500 м, а подошва (водонефтяной контакт) – на глубине 5165 м. Резервуар разделен на три основных объекта (рис. 2).

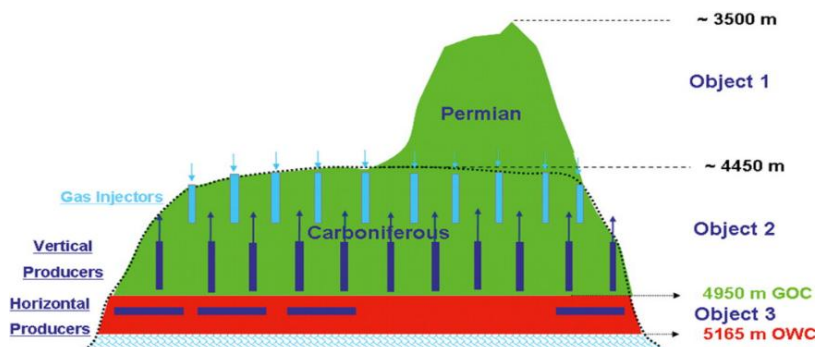


Рис. 2. Схематичный разрез коллектора [2]

Объект 1 представляет собой верхнепермские одиночные рифы, которые располагаются в интервале от кровли резервуара до каменноугольного несогласия на глубине –4450 м. Распространение пермских одиночных биогермных построек обычно ограничено в латеральном направлении. Эксплуатационные скважины из пермских горизонтов дают обедненный газоконденсатный флюид и обычно показывают быстрое снижение давления и продуктивности.

Объект 2 представляет собой верхнюю часть каменноугольной платформы, которая продолжает газоконденсатную часть, в интервале глубин от –4450 м до газонефтяного контакта (–4950 м). Скважины объекта 2 дают насыщенный газоконденсатом флюид и обычно показывают хорошее распространение давления в прилегающих зонах. В северной части КНГКМ давление выше, чем в его основной части.

Объект 3 – это часть резервуара в интервале глубин от ГНК (–4950 м) до ВНК (–5165 м). В интервале развития объекта 3 обособляются горизонты верхнедевонского и верхневизейского возрастов. Глубже – выделяется водоносный горизонт [2].

Большая плотность сейсмических профилей (только за период 1978–1985 гг. на площади КНГКМ было отработано более 6000 пог. км профилей МОГТ и МОГТ-ШП), многовариантность обработки сейсмических данных на ЭВМ, интерпретация сейсмической информации с применением принципов структурно-формационного и сейсмостратиграфического анализа позволили уверенно говорить о представительности результатов геологической интерпретации и моделирования (Семенов В. В. и др., 2009).

На временных и глубинных сейсмических разрезах, экстрагированных из куба RTM, четко идентифицируются неоднородности, связанные с проградационными и аградационными телами, характеризующие на ранних этапах развития карбонатной постройки её преимущественный вертикальный рост, на поздних этапах - наращивание в латеральном направлении за счет эрозии и денудации верхней части карбонатного массива в конце каменноугольного времени моделирования [3].

Достоверность результатов сейсмостратиграфической интерпретации обосновывается результатами геофизических исследований скважин и лабораторного анализа образцов керна.

Аградационные тела обособляются в виде холмообразных объектов, проградационные тела – в виде клиноформ на склонах карбонатного массива (рис. 3, 4). И первые, и вторые выделяются на картах толщин и сейсмических атрибутов [5].

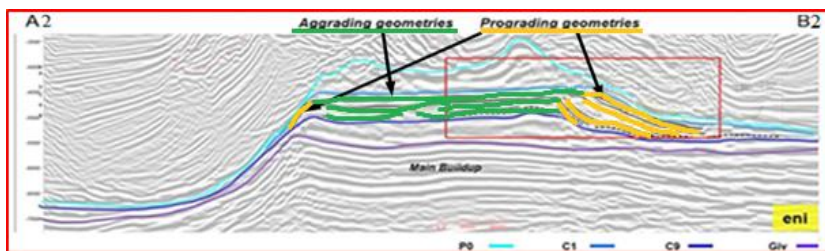


Рис. 3. Геологическая интерпретация по субмеридиональному профилю, экстрагированному из куба RTM [5]

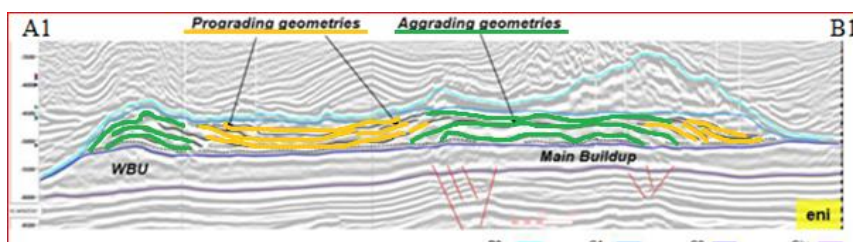


Рис. 4. Геологическая интерпретация по субширотному профилю [5]

Эти тела формируют геологические неоднородности, определяющие характер распределения литологических и фильтрационно-емкостных свойств, характер насыщения флюидами объектов разработки на КНГКМ.

За аградационными отложениями следуют проградационные отложения, которые получили развитие вдоль северного, западного и восточного флангов карбонатной постройки и которые указывают на рост карбонатной постройки за счет продуктов её разрушения.

К примеру, на северных флангах сейсмических профилей, ориентированных субмеридионально, контрастно выделяются проградационные комплексы ассиметричной формы и ступенчатой геометрией, согласующиеся с лабораторными анализами образцов керна (всего выделено 5 тел).

Важно отметить, что на южной (крутой) периклинали карбонатной постройки вследствие особенностей рельефа этой постройки проградационные комплексы не получили большое развитие (рис. 3).

По северному флангу карбонатной постройки, по проградационным телам была пробурена наклонно-направленная скважина

№ 9810-2. По результатам бурения этой скважины были уточнены стратиграфия, фильтрационно-емкостные свойства, характер насыщения и структурная модель нефтенасыщенной части резервуаров объекта 3, стратифицированного как нижний серпухов-верхний визе [5].

Скважина (пилотный ствол) была пробурена вертикально до глубины резкого изгиба её ствола (КОР-kick of point) 4830 м, после чего бурение было продолжено с отклонением 44°–47° до конечной глубины 5570 м (рис. 5).

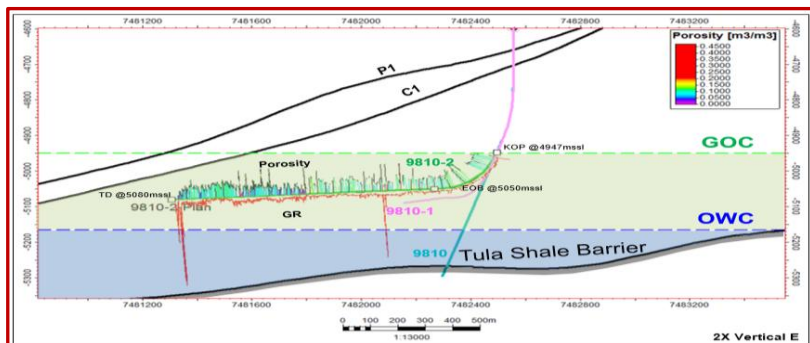


Рис. 5. Схема бурения скважины №9810-2 [2]

После 5 лет эксплуатации добыча в скважине снизилась до ~ 200 м³/сут. С целью нивелирования тренда падения добычи 2 января 2012 г. на этой скважине была проведена высокоэффективная кислотная обработка с последующим планированием и бурением субгоризонтального бокового ствола (sub-horizontal sidetrack) по объекту 3 с использованием многоступенчатого гидроразрыва пласта [2].

Общая длина проходки бурением по объекту 3 составляет 1210,2 м. По данным каротажа пористость в среднем равняется 6 %. По нефтенасыщенной части резервуара скважина прошла бурением 451,2 м. В этой области среднее значение пористости равно 8 %, коэффициент нефтенасыщенности составляет 53,8 %.

По данным (Дуйсенбаева А. О., Герштанский И. О., 2018), результаты газогидродинамических исследований по определению ФЭС коллектора и продуктивности скважин позволили получить большой объем информации о фильтрационных характеристиках пласта (проводимость пласта, подвижность флюида, гидропроводность, проницаемость, скин-фактор) и характеристике скважин (дебит, коэффициенты продуктивности и приёмистости, ГФ и др.) (табл. 1).

Таблица 1

Результаты газогидродинамических исследований скважин
по III нефтяному объекту

1	Начальное пластовое давление, МПа	59,20 (5050 м)
2	Начальная пластовая температура, °С	89,90 (5050 м)
3	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²	13,4
4	Проводимость, 10^{-3} м*мкм ²	395,7
5	Пьезопроводность, м ² /с	0,0035

На текущей стадии моделирования резервуара для нефтяной части месторождения использовалась самостоятельная группа относительных проницаемостей дренирования (рис. 6).

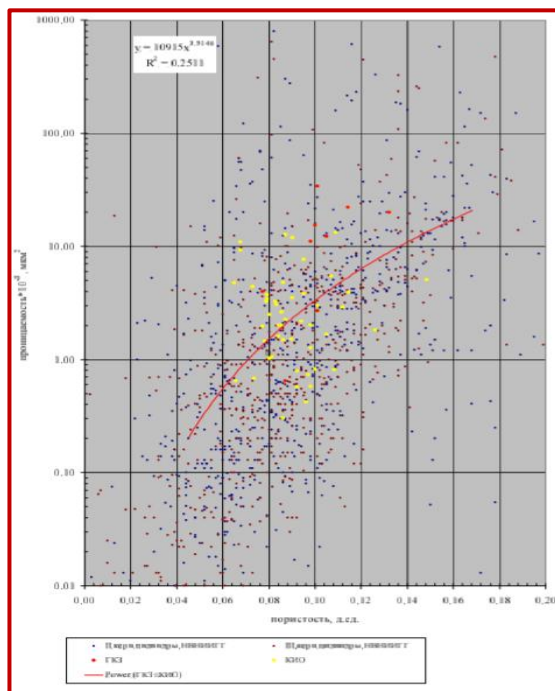


Рис. 6. Зависимость проницаемости от пористости по III объекту [2]

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о слабой связи пористости с проницаемостью по керну, что объясняется

рядом причин, включая принадлежность коллекторов к породам различной литологии и петрофизическими свойствами, а также возможной некорректностью результатов, полученных отдельными лабораториями [1].

Среднее значение проницаемости составило $13,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ при диапазоне значений от $0,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ до $116,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (рис. 6). Плотность нефти в объекте 3 колеблется от 36 до 44 API.

Остаточная нефтенасыщенность изученных образцов в системе «вода – нефть» колеблется от 0,21 до 0,46 и от 0,18 до 0,45 – в системе «газ – нефть». В этой же системе вытеснения критическое содержание газа изменяется от 0,087 до 0,26.

Кривые капиллярного давления для пород-коллекторов объекта 3 показывают изменение $P_{\text{кап}}$ в диапазоне 0,3–0,6 Мпа. Величина неснижаемой водонасыщенности составляет от 4 до 16 %.

Кривая капиллярного давления для симуляционной модели дает переходную зону размером приблизительно в 40–50 м и в то же время соблюдается условие 40 % водонасыщенности на водо-нефтяном контакте (–5150 м).

Однозначных выводов о характере смачиваемости продуктивных пород на КНГКМ нет. Проницаемые кавернозно-пористые и трещиноватые породы в различной степени гидрофобизированы, тогда как плотная низкопроницаемая матрица практически гидрофильна.

Сравнение коэффициентов продуктивности по нефти горизонтальных и вертикальных скважин по 3 объекту разработки, определённых по результатам исследований в 2015–2017 гг., свидетельствует в пользу большей эффективности горизонтальных/наклонно-направленных скважин. Коэффициент продуктивности последних в среднем в 3,5 раза больше, чем в вертикальных скважинах (статистически количество вертикальных скважин – 17, горизонтальных – 50).

По результатам исследований в 2015–2017 гг. коэффициент продуктивности горизонтальных скважин по нефти 3 объекта разработки варьирует в интервале 11,7–4548,2 м³/сут Мпа, тогда как в вертикальных скважинах он принимает значения 10,1–849,4 м³/сут. Близкие результаты разработки по объекту 3 были зафиксированы в 2018 г. [1].

Таким образом, вышеприведенный анализ основных параметров эксплуатации скважин показывает высокую эффективность разработки объекта 3 горизонтальными и наклонно-направленными скважинами. Рекомендуются в будущем продолжить применение скважин с этими типами конструкций.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Дружинина О. Н.* Аннотация к проекту разработки нефтегазо-конденсатного месторождения Карачаганак. Актау, 2018.
2. *Егорова Н., Дебюссон Э., Каррел М., Сильвестр И.* Технологическая схема разработки месторождения Карачаганак по состоянию на 1 октября 1999 г. Лондон, 2000.
3. *Маникулов А. А.* Прослеживание клиноформ на месторождении Карачаганак по данным глубинной миграции в обратном времени (RTM). Актау, 2016.
4. *Крылов Н. А.* Нефтегазоносность Прикаспийской впадины и сопредельных районов. М.: Наука, 1987. 191 с.
5. *Varvara, G. Gattolin, L. Brioschi.* Seismic and Sequence Stratigraphic Analysis of the Carboniferous Reservoir in the Karachaganak Field. Kazakhstan, Karachaganak, December 2016.

REFERENCES

1. *Druzhinina O. N.* Annotatsiya k proektu razrabotki neftegazo-kondensatnogo mestorozhdeniya Karachaganak [Abstract for development project of the Karachaganak oil and gas condensate field]. Aktau, 2018. (In Russian).
2. *Egorova N., Debyusson E., Karrel M., Silvester I.* Tehnologicheskaya schema razrabotki mestorozhdeniya Karachaganak po sostoyaniyu na 1 oktyabrya 1999 g [Technological scheme of development of the Karachaganak field for the state October 1, 1999]. London, 2000. (In Russian).
3. *Manikulov A. A.* Proslezhivanie klinoform na mestorozhdenii Karachaganak po dannym glubinnoy migratsii v obratnom vremeni (RTM) [Clinoforms tracking in the Karachaganak field based on data of the reverse time depth migration]. Aktau, 2016. (In Russian).
4. *Krylov N. A.* Neftegazonosnost' Prikaspiskoy vpadiny i sopredel'nykh rayonov [Oil and gas potential of the Precaspian basin and adjacent areas]. M.: Science, 1987, 191 p. (In Russian).
5. *Varvara G. Gattolin, L. Brioschi.* Seismic and Sequence Stratigraphic Analysis of the Carboniferous Reservoir in the Karachaganak Field. Kazakhstan, Karachaganak, December 2016.

УДК 550.8:553.08:53/54

В. В. Бахтерев

Институт геофизики имени Ю. П. Булашевича УрО РАН. 620016, Россия, г. Екатеринбург, ул. Амундсена, д. 100; e-mail: ugv@bk.ru

**КОМПЛЕКСНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ ВЫСОКИХ
ТЕМПЕРАТУРАХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ОБРАЗЦОВ ГОРНЫХ ПОРОД И РУД. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ
РЕЗУЛЬТАТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПОИСКОВЫХ
И РАЗВЕДОЧНЫХ ЗАДАЧ**

***Аннотация.** Изложены результаты экспериментальных исследований электрических параметров образцов некоторых горных пород и руд при высоких температурах. Выявлена функциональная связь между параметрами и генетическими особенностями горных пород и руд, их минеральным составом и качеством.*

***Ключевые слова:** энергия активации, коэффициент электрического сопротивления, гипербазиты, клинопироксениты, руда, магнетит, хромит, хризотил-асбест.*

V. V. Bakhterev

Institute of Geophysics named after Yu. P. Bulashevich, UB RAS. 100 Amundsen Str., Yekaterinburg 620016, Russia; e-mail: ugv@bk.ru

**COMPLEX STUDIES OF ELECTRICAL PROPERTIES
OF THE ROCKS AND ORE SAMPLES AT HIGH
TEMPERATURES. USAGE OF RESULTS FOR THE SOLUTION
OF THE EXPLORATION PROBLEMS**

***Abstract.** The results of experimental studies of electrical properties of the rocks and ores samples at high temperatures are presented. The relationship between the electrical parameters and genetic characteristics of rocks and ores, their mineral composition, and quality was revealed.*

***Key words:** activation energy, resistivity coefficient, ultrabasites, clinopyroxenites, ore, magnetite, chromite, chrysotile asbestos.*

Электрические свойства минералов и горных пород – чувствительные индикаторы их химического и минерального состава, генезиса. При этом их электропроводность в значительной степени зависит от температуры нагрева. Исследования электропроводности минералов и горных пород при высоких температурах в лабораторных условиях

позволили выявить широкий диапазон значений их электрического сопротивления, особенности механизма электропроводности и, как правило, различный характер зависимости от температуры.

Результаты этих исследований использованы, главным образом, при выяснении природы областей аномально высокой электропроводности земной коры. Высказаны предположения о природе слоев с повышенной электропроводностью в земной коре и верхней мантии, сформулированы некоторые соображения об их составе и строении.

Другое важное направление в использовании результатов исследований высокотемпературной электропроводности – установление корреляционных связей между физическими параметрами минерального вещества (энергии активации E_0 , коэффициента электрического сопротивления R_0) и использование их для решения различных геологических и геофизических задач, практически не освещено вовсе.

Исходя из кристаллохимических особенностей минералов, слагающих горные породы, и физических представлений об электропроводности диэлектриков, коэффициенты a и b в уравнении связи $\lg R_0 = a - bE_0$ для разных горных пород должны быть различны. Это явилось теоретической основой исследований.

Методика исследования высокотемпературной электропроводности (в интервале 20–800 °C) образцов горных пород, руд и определения электрических параметров описана ранее [1, 2, 3].

В процессе настоящих исследований установлено следующее.

1. Для ряда структурно-вещественных комплексов Урала различной формационной принадлежности установлено, что значения коэффициентов a и b в уравнении связи $\lg R_0 = a - bE_0$ определяют принадлежность гипербазитов к определенной формации, а параметры E_0 и $\lg R_0$ – к тому или иному структурно-вещественному комплексу данной формации гипербазитов [4].

2. Для гипербазитов дунит-гарцбургитовой формации коэффициенты a и b равны, соответственно, 7,2 и 12,8. Для массивов и площадей хромитоносных точки с координатами E_0 , $\lg R_0$ отклоняются от базовой линии $\lg R_0 = a - bE_0$. Отклонение тем больше, чем ближе к рудопроявлению отобран образец. [5].

Выявлена связь между отклонением фигуративных точек (L , усл. ед.) в координатах $\lg R_0$, E_0 от прямой линии – корреляции $\lg R_0 = f(E_0)$ образцов серпентинитов из участков, не содержащих оруденения, и расстоянием от места отбора образца до рудного тела (r , м) [6]. Установлена связь между содержанием оксида хрома в руде и температурой T_0 , при которой значения сопротивления образца при посто-

янном и переменном напряжении совпадают. Для руд Поденного месторождения она имеет вид $P(\text{Cr}_2\text{O}_3) = 246,2 - 34,2 \cdot \lg T_0$ [1].

3. Выявлена связь между прочностью волокна хризотил-асбеста и параметрами высокотемпературной электропроводности вмещающих его серпентинитов [7]. Поля распределения фигуративных точек исследованных образцов серпентинитов в координатах E_0 , $\lg R_0$, вмещающих хризотил-асбест «ломкий» и «нормальной» прочности, не совпадают и не пересекаются друг с другом. Поля распределения фигуративных точек групп образцов серпентинитов с хризотил-асбестом «нормальной» прочности находятся по одну сторону корреляционной прямой $\lg R_0 = f(E_0)$, а поля с хризотил-асбестом «ломким» – по другую.

4. Для образцов магнетитовых руд из ряда скарново-магнетитовых месторождений [2, 3, 8] выявлена связь между электрическими параметрами с одной стороны и некоторыми параметрами магнетитовой руды (парагенезис, минеральный состав, положение исследуемого образца относительно контакта с интрузивом). Установлена функциональная зависимость между содержанием магнетита в руде и температурой T_0 , при которой значения сопротивления образца при постоянном и переменном напряжении совпадают. Для исследованных гранат-магнетитовых руд Гороблагodatского железорудного месторождения она выражается соотношением $P(\text{Fe}_3\text{O}_4, \%) = 329,1 - 48,4 \cdot \lg(T_0)$ [1, 2].

5. Исследована высокотемпературная электропроводность клинопироксенитов из Кытлымского массива Платиноносного пояса Урала. Определены электрические параметры (энергия активации E_0 и коэффициент электрического сопротивления $\lg R_0$) исследованных образцов и установлен характер их распределения. Выявлено, что вариации параметров электропроводности взаимосвязаны с генетическими особенностями клинопироксенитов, что позволяет высказать предположение об их относительном возрасте [9].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Бахтерев В. В.* Некоторые электрические параметры образцов магнетитовых и хромитовых руд и их связь с содержанием оксидов железа и хрома // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2016. С. 54–57.
2. *Бахтерев В. В.* Комплексные исследования при высоких температурах электрических параметров образцов магнетитовых руд Гороблагodatского железорудного месторождения // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2017. С. 26–30.
3. *Бахтерев В. В.* Комплексные исследования электрических параметров образцов магнетитовых руд в связи с их генезисом и минеральным составом

вом (на примере Гороблагодатского скарново-магнетитового месторождения) // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2018. № 6. С. 77–84. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2018-6-77-84>.

4. *Бахтерев В. В.* Закономерности изменения электрических параметров образцов горных пород гипербазитовых массивов Урала при высоких температурах // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка, 2015. № 2. С. 41–47.

5. *Бахтерев В. В.* Параметры высокотемпературной электропроводности дунит-гарцбургитовых (альпинотипных) гипербазитов Урала как возможный признак их потенциальной хромитовосности // Доклады Академии наук, 2006. Т. 408. № 3. С. 363–365.

6. *Бахтерев В. В.* Закономерности изменения электрических параметров горных пород, вмещающих хромитовое оруденение, в зависимости от расстояния до рудного тела // Уральский геофизический вестник, 2017. № 1(29). С. 11–17.

7. *Бахтерев В. В.* О возможной связи параметров высокотемпературной электропроводности гипербазитов, вмещающих хризотил-асбест, с качеством хризотил-асбеста (прочностными характеристиками) // Геология и геофизика, 2007. Т. 48. № 10. С. 1105–1112.

8. *Бахтерев В. В., Кузнецов А. Ж.* Высокотемпературная электропроводность магнетитовых руд в связи с их генезисом и минеральным составом (на примере Гороблагодатского скарново-магнетитового месторождения) // Геология и геофизика, 2012. Т. 53. № 2. С. 270–276.

9. *Бахтерев В. В.* Высокотемпературная электропроводность клинопироксенитов из Кытлымского гипербазитового массива Платиноносного пояса Урала в связи с их генезисом // Доклады Академии наук, 2017. Т. 473. № 5. С. 577–579. DOI: 10.7868/S0869565217050152.

REFERENCES

1. *Bakhterev V. V.* Nekotorye elektricheskie parametry obraztsov magnetitovykh i khromitovykh rud i ikh svyaz s soderzhaniem oksidov zheleza i khroma [Some electrical parameters of samples of magnetite and chromite ores and their relationship with the content of iron oxides and chromium]. In: *Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki*. Perm, PSU, 2016, pp. 54–57. (In Russian).

2. *Bakhterev V. V.* Kompleksnye issledovaniya pri vysokikh temperaturakh elektricheskikh parametrov obraztsov magnetitovykh rud Goroblagodatskogo zhelezorudnogo mestorozhdeniya [High temperatures comprehensive studies of the electrical parameters of magnetite ore samples from the Goroblagodatsky iron ore deposit]. In: *Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki*. Perm, PSU, 2017, pp. 26–30. (In Russian).

3. *Bakhterev V. V.* Kompleksnye issledovaniya elektricheskikh parametrov obraztsov magnetitovykh rud v svyazi s ikh genezisom i mineral'nyim sostavom (na primere Goroblagodatskogo skarnovo-magnetitovogo mestorozhdeniya) [A comprehensive study of electrical parameters of the magnetite ores samples in relation to their genesis and mineral composition (on example of the Goroblagodatskoe skarn-

magnetite deposit)]. *Geologiya i razvedka*, 2018, no. 6, pp. 77–84. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2018-6-77-84>. (In Russian).

4. *Bakhterev V. V.* Zakonomernosti izmeneniya elektricheskikh parametrov obraztsov gornykh porod giperbazitovykh massivov Urala pri vysokikh temperaturakh [Regularities of changes of the electrical properties of rock samples from ultrabasic massifs of the Urals at high temperatures]. *Geologiya i razvedka*, 2015, no. 2, pp. 41–47. (In Russian).

5. *Bakhterev V. V.* Parametry vysokotemperaturnoy elektroprovodnosti dunit-gartsburgitovykh (al'pinotipnykh) giperbazitov Urala kak vozmozhnyy priznak ih potencial'noj hromitonasnosti [Parameters of high-temperature electrical conductivity of dunite-harzburgite (alpinotype) hyperbasites of the Urals as a possible sign of their potential chromite content]. *Doklady Akademii nauk*, 2006. Vol. 408, no 3, pp. 363–365. (In Russian).

6. *Bakhterev V. V.* Zakonomernosti izmeneniya elektricheskikh parametrov gornykh porod, vmeshchayushchikh khromitovoe orudnenie, v zavisimosti ot rastoyaniya do rudnogo tela [Regularities of change in the electrical properties of rocks containing chromite mineralization depending on the distance to the ore body]. *Ural'skiy geofizicheskii vestnik*, 2017, no. 1(29), pp. 11–17. (In Russian).

7. *Bakhterev V. V.* O vozmozhnoy svyazi parametrov vysokotemperaturnoy elektroprovodnosti giperbazitov, vmeshchayushchikh khrizotil-asbest, s kachestvom khrizotil-asbesta (prochnostnymi kharakteristikami) [About the possible connection of the parameters of high-temperature conductivity of ultrabasites containing chrysotile asbestos with the quality of chrysotile asbestos (strength characteristics)]. *Geologiya i Geofizika*, 2007. Vol. 48, no. 10, pp. 1105–1112. (In Russian).

8. *Bakhterev V. V., Kuznetsov A. Zh.* Vysokotemperaturnaya elektroprovodnost' magnetitovykh rud v svyazi s ikh genezisom i mineral'nym sostavom [High-temperature conductivity of magnetite ores in relation to their genesis and mineral composition (on the example of the Goroblagodatskoe skarn-magnetite deposit)]. *Geologiya i Geofizika*, 2012. Vol. 53, no. 2, pp. 270–276. (In Russian).

9. *Bakhterev V. V.* Vysokotemperaturnaya elektroprovodnost' klinopiroksenitov iz Kytlymskogo giperbazitovogo massiva Platinonosnogo poyasa Urala v svyazi s ikh genezisom [High-Temperature Electrical Conductivity of Clinopyroxenites in Relation to Their Genesis (Kytlym Ultramafic Massif of the Platinum Belt of the Urals)]. *Doklady Akademii nauk*, 2017. Vol. 473. Part 2, pp. 394–396. DOI: 10.1134/S1028334X17040080. (In Russian).

УДК [004.94:550.8](045)

И. П. Белозеров¹, М. Г. Губайдуллин¹, А. С. Лохов²

¹ Северный (Арктический) федеральный университет имени
М. В. Ломоносова. 163002, Россия, г. Архангельск,
наб. Северной Двины, д.17; e-mail: i.belozеров@narfu.ru;
m.gubaidulin@narfu.ru;

² Институт океанологии им. П. П. Ширшова РАН,
Северо-Западное отделение. 163015, Россия, г. Архангельск,
ул. Ленина, д. 4; e-mail: lvlex@yandex.ru

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИС ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ЦИФРОВОМ МОДЕЛИРОВАНИИ КЕРНА

***Аннотация.** В работе проведена оценка возможностей использования результатов ГИС при цифровом моделировании керна терригенных коллекторов. Проанализированы полученные зависимости проницаемостей по нефти, определенные на кернах материала от пористости по ГИС, для применения в цифровом моделировании керна для терригенных коллекторов.*

***Ключевые слова:** геофизические исследования скважин, цифровая модель керна, корреляционные зависимости, терригенные коллекторы.*

I. P. Belozеров¹, M. G. Gubaidullin¹, A. S. Lokhov²

¹ Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov.
17 Severnaya Dvina Emb., Arkhangelsk 163002, Russia;
E-mail: i.belozеров@narfu.ru; m.gubaidulin@narfu.ru;

² P. P. Shirshov Institute of Oceanology of the Russian Academy
of Sciences. 4 Lenina Str., Arkhangelsk 163015, Russia;
E-mail: lvlex@yandex.ru

ON USING OF THE WELL LOGGING RESULTS TO DETERMINE THE FILTRATION-CAPACITY PROPERTIES OF TERRIGENOUS RESERVOIRS IN DIGITAL CORE MODELING

***Abstract.** The paper considers the possibilities of using the well logging results in digital core modeling of terrigenous reservoirs. We analyze the obtained dependences of the oil permeability determined on core material*

on the porosity evaluated by well logging for using in digital core modeling of terrigenous reservoir.

Key words: *well logging, digital core model, correlation dependencies, terrigenous reservoirs.*

Геофизические исследования скважин проводятся в целях изучения геологического разреза скважин, их технического состояния и контроля за режимом разработки месторождений [4, 5, 7–9].

Поскольку керн не всегда удается извлечь из нужного интервала скважин, а при его отборе и выносе на поверхность свойства горной породы и насыщающей ее жидкости заметно изменяются, то результаты анализа керна и шлама не всегда могут дать полное представление об исследуемом геологическом разрезе [4, 6]. В этих условиях результаты геофизических исследований скважин являются весьма актуальными для прогнозирования ряда параметров пород-коллекторов нефти и газа при цифровом моделировании керна. Например, они могут быть использованы при моделировании микроструктуры порового пространства цифровой модели керна или калибровки создаваемых цифровых моделей по пористости [3]. Кроме того, значения электрического сопротивления пород, определяемых в ходе электрометрии скважин, могут быть использованы при определении проницаемости цифровой модели керна методом электродинамической аналогии, как электрическое сопротивление цепи при замене сети микроканалов пористой среды на сеть связанных электрических сопротивлений [1].

Важным параметром, определяемым в ходе геофизических исследований скважин, является глинистость. Содержание глинистых минералов, а также их состав и морфология существенно влияют на проницаемость терригенных коллекторов. По данным исследований [5] глинистость оказывает влияние на нефтегазонасыщенность песчано-глинистых коллекторов. Глинистость, определенная в ходе геофизических исследований скважин по данным методов собственных потенциалов и гамма-каротажа, может быть использована при цифровом моделировании кернового материала. В обоих методах глинистость определяют на основе корреляционных связей, получаемых в ходе интерпретации данных по каротажам.

Авторами был проведен анализ геофизических данных по 5 скважинам месторождений нефти Тимано-Печорской провинции, представленных терригенными коллекторами для установления зависимостей проницаемостей по нефти, определенных на керновом материале, от пористости по ГИС для дальнейшего проведения вычислительных экспериментов при создании цифровой модели керна на су-

перкомпьютере. В дальнейшем была установлена зависимость проницаемости по нефти, определенной на кернах от пористости по ГИС для исследуемых скважин месторождений с терригенными коллекторами [3]. Коэффициент корреляции составил 0.637, что является средним показателем (рис. 1).

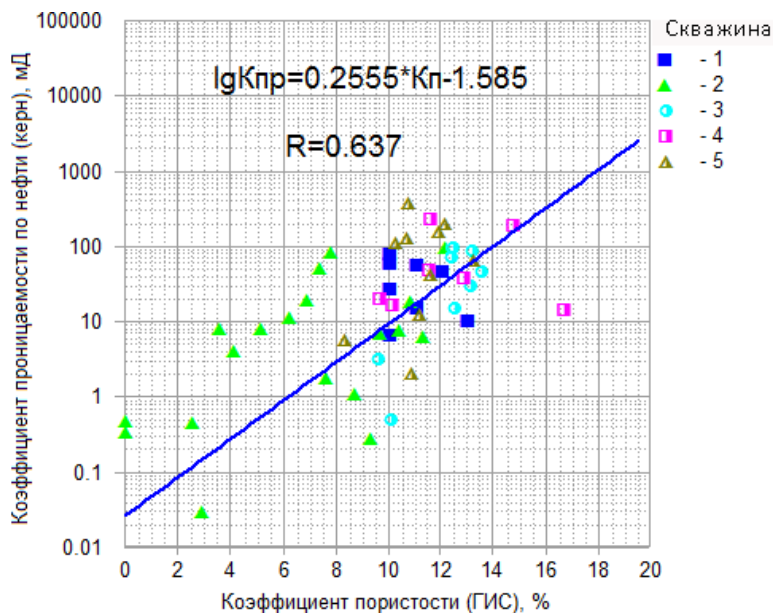


Рис. 1. Зависимость проницаемости по нефти, определенной на кернах от коэффициентами пористости по ГИС для исследуемых скважин

С целью оценки эффективности данного метода был проведен анализ геофизических данных еще по 3 другим скважинам месторождений с терригенными коллекторами. Корреляционный анализ полученных зависимостей проницаемости по нефти, определенной на кернах от пористости по ГИС, не выявил явных закономерностей.

В качестве одного из возможных вариантов развития работы по данному направлению является построение корреляционных зависимостей, в которых будут использоваться результаты геофизических исследований скважин месторождений со схожими геологическими условиями и строением. Тогда представляется возможным уменьшение погрешности в прогнозировании результатов по полученной зави-

симости, а также у исследователей появляется возможность, зная особенности геологического строения залежи, выбрать ту зависимость пористости по ГИС от проницаемости по нефти, которая давала бы наиболее точный результат в прогнозировании проницаемости терригенных пород-коллекторов.

Использование результатов геофизических исследований скважин при цифровом моделировании имеет ряд недостатков, не позволяющих сделать их единственным источником исходной информации для проведения «модельных» расчетов. Так, в работе [2] расчетная зависимость проницаемости, полученная по 20 виртуальным кубам, совпала с зависимостью, полученной по результатам лабораторных исследований образцов керна исследуемых месторождений, в то время как прогноз проницаемости, полученный по данным геофизических исследований скважин, оказался сопряжен с большими неопределенностями.

Таким образом, использование результатов ГИС для определения фильтрационно-емкостных свойств терригенных коллекторов при цифровом моделировании керна представляет значительный интерес с целью их использования при калибровке цифровой модели керна по пористости, глинистости и т. д. Кроме того, результаты в виде установленного уравнения зависимости коэффициентов проницаемости по нефти, определенных на керновом материале от пористости по ГИС, методически могут быть использованы для прогнозирования проницаемости по нефти при наличии результатов определения пористости по ГИС. Эффективность данного метода может быть определена в ходе сравнения представительного объема полученных экспериментальных результатов лабораторных исследований керна по определению коэффициентов проницаемости по нефти с результатами той же проницаемости, полученных численным путем.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-29-15116 оф_и_м.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Belozеров I.* Examination of clastic oil and gas reservoir rock permeability modeling by molecular dynamics simulation using high-performance computing / I. Belozеров, V. Berezovsky, A. Yur'ev, M. Gubaydullin // 4th Russian Supercomputing Days Conference, 2019. Vol. 965. Pp. 208–217.
2. *Абросимов А. А.* Разработка методик определения фильтрационно-емкостных свойств и остаточной водонасыщенности горных пород по данным рентгеновской томографии и численного моделирования: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. М., 2017. 23 с.

3. *Белозеров И. П., Губайдуллин М. Г.* Использование данных геофизических исследований скважин при создании цифровой модели керна терригенных коллекторов // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 52–55.
4. *Губина А. И., Гуляев П. Н.* Геофизические методы исследования скважин: учеб. пособие. Перм. гос. ун-т. Пермь, 2016. 194 с.
5. *Дахнов В. Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 344 с.
6. *Донцов К. М.* Разработка нефтяных месторождений. Москва: Недра, 1977. 360 с.
7. *Косков В. Н., Косков Б. В.* Геофизические исследования скважин и интерпретация данных ГИС. Пермь: Издательство Пермского государственного технического университета, 2007. 317 с.
8. *Некрасов А. С.* Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. Перм. ун-т. Пермь, 2006. 422 с.
9. *Хмелевской В. К., Костицын В. И.* Основы геофизических методов: учебник для вузов. Пермь, Перм. ун-т, 2010. 400 с.

REFERENCES

1. *Belozеров I.* Examination of clastic oil and gas reservoir rock permeability modeling by molecular dynamics simulation using high-performance computing / I. Belozеров, V. Berezovsky, A. Yur'ev, M. Gubaydullin // 4th Russian Supercomputing Days Conference, 2019. Vol. 965, pp. 208–217.
2. *Abrosimov A. A.* Razrabotka metodik opredeleniya filtratsionno-emkostnykh svoystv i ostatnoy vodonasyshchennosti gornykh porod po dannym rentgenovskoy tomografii i chislennogo modelirovaniya [Development of methods of the determination the filtration-capacitive properties and residual water saturation of rocks according to X-ray tomography and numerical modeling]. Diss. cand.tech.sci. Moscow, 2017. (In Russian).
3. *Belozеров I. P., Gubaidullin M. G.* Ispolzovanie dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin pri sozdanii tsifrovoy modeli kerna terrigenykh kollektorov [Using of well logging to create a digital core model of terrigenous reservoirs]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovy geofiziki. Perm, PSU, 2018, pp. 52–55. (In Russian).
4. *Gubina A. I., Gulyaev P. N.* Геофизические методы исследования скважин Геофизические методы исследования скважин [Geophysical methods for borehole logging]. Perm State University. Perm, 2016. 194 p. (In Russian).
5. *Dakhnov V. N.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород [Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. М.: Nedra, 1975. 344 p. (In Russian).
6. *Dontsov K. M.* Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy [Development of oil fields]. М.: Nedra, 1977. 360 p. (In Russian).

7. Koskov V. N., Koskov B. V. Geofizicheskie issledovaniya skvazhin I interpretatsii dannykh GIS [Well logging and interpretation of well logging data. Perm, Publishing House of the Perm State Technical University, 2007. 317 p. (In Russian).

8. Nekrasov A. S. Geologo-geofizicheskie issledovaniya karbonatnykh kolektorov neftyanykh mestorozhdeniy [Geological and geophysical studies of carbonate reservoirs of oil fields]. Perm State University. Perm, 2006. 442 p. (In Russian).

9. Khmelevskoy V. K., Kostitsyn V. I. Fundamentals of geophysical methods. Perm, PSU, 2010. 400 p. (In Russian).

УДК 624.131.543.(058) (470.41)

М. Я. Боровский, В. И. Богатов

ООО «Геофизсервис». 420029, Россия, г. Казань, ул. Журналистов, 7-69; e-mail: lilabor@mail.ru

ПОЛЕВАЯ ГЕОФИЗИКА В ГИДРОГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ И ПОИСКАХ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

***Аннотация.** Освещены задачи и краткие результаты геофизических исследований в проблемах освоения минерально-сырьевых ресурсов на примере старейшего топливно-энергетического субъекта Российской Федерации. Подчеркивается роль нефтепоисковых геофизических наблюдений в формировании минерально-сырьевой базы регионов с высокой освоенностью недр.*

***Ключевые слова:** полезные ископаемые, минерально-сырьевая база, перспективы, верхняя часть разреза, защищенность геологической среды, геофизические исследования, гравиразведка, магниторазведка, электроразведка, сейсморазведка.*

М. Ya. Borovskiy, V. I. Bogatov

Geofizservis Ltd, 7-69 Zhurnalistov Str., Kazan 420029, Russia;
e-mail: lilabor@mail.ru

FIELD GEOPHYSICS IN HYDROGEOECOLOGICAL STUDIES AND MINERAL EXPLORATION IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN

***Abstract.** The authors highlighted the results of geophysical studies for solution of the problems of mineral resources development on the example of*

the oldest fuel and energy region of the Russian Federation. The role of oil exploration geophysics in the formation of the mineral resource base of the regions with the highest development of mineral resources is emphasized.

Key words: *minerals, mineral resources, prospects, the upper part of the section, the protection of the geological environment, geophysical study, gravity, magnetic exploration, electrical exploration, seismology.*

Перспективы промышленного освоения и использования полезных ископаемых, в первую очередь, зависят от подготовки надежной сырьевой базы, которая должна обеспечить динамичное развитие их добычи. Происходит расширение количества задач, отвечающих уровню и потребностям современного производства. Все более ужесточаются экологические требования к проведению различных стадий геологоразведочного процесса.

На различных этапах реализации новых направлений «Государственной программы изучения недр и воспроизводства минерально-сырьевой базы Республики Татарстан (твердые полезные ископаемые, подземные воды)», предусматривается проведение геолого-съемочных, эколого-гидрогеологических, поисково-разведочных работ на различные виды минерального сырья и подземные воды. Геологическая результативность и экономическая эффективность этих работ в значительной степени базируются на возможности широкого применения геофизических методов исследований при их рациональном комплексировании.

В прошедшие годы на значительной части Татарстана проведен достаточно большой объем геофизических наблюдений (рис. 1–3). Площадь, охваченная отдельными видами геофизических наблюдений, достигает 60–70 % общей территории региона. Однако целевое назначение работ было связано, главным образом, с решением проблем нефтяной геологии. Строение верхней части геологического разреза осадочного чехла, к которой приурочены нерудные полезные ископаемые, оставалось, как правило, неизученным.

Обоснованное проведение в Республике Татарстан геологоразведочных, гидрогеологических и геоэкологических работ осложнялось следующими обстоятельствами:

а) разбросанностью имеющихся геолого-геофизических материалов прошлых лет, отсутствием их систематизации, анализа и обобщения для целей геологического картирования, реальной оценки и перспективного развития минерально-сырьевых (в т.ч. питьевых) ресурсов с учетом геоэкологических требований;

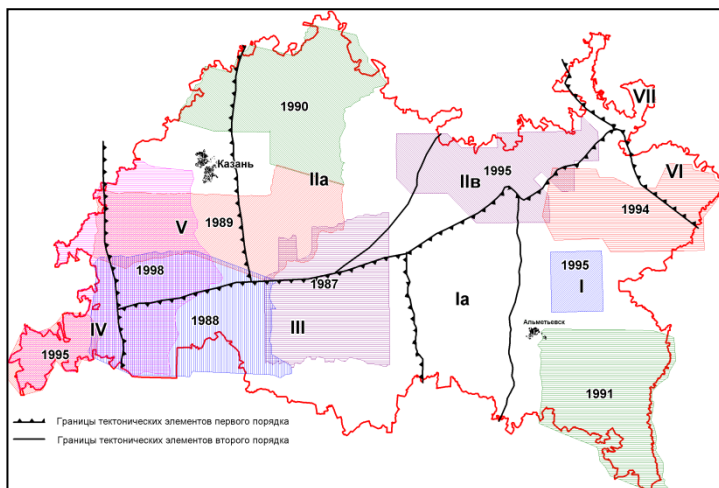


Рис. 1. Изученность территории Республики Татарстан
аэромагнитной съемкой масштаба 1:25 000 [1]

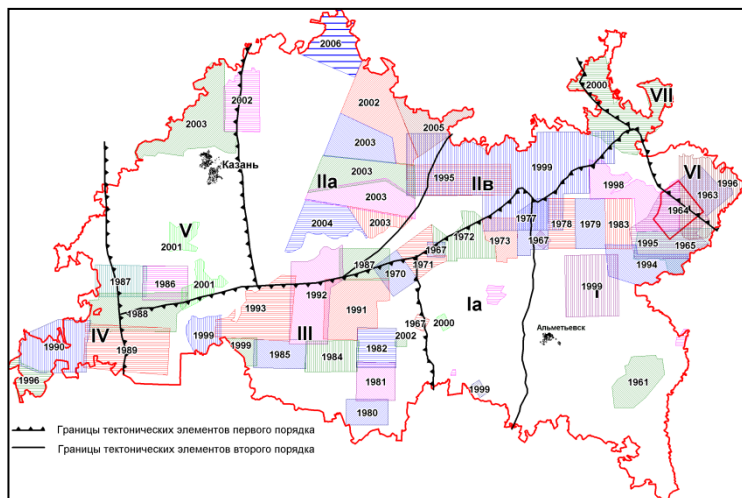


Рис. 2. Изученность территории Республики Татарстан
высокоточной гравиметрической съемкой [1]

б) слабой разработанностью многих вопросов методики и технологии геофизических и геолого-геофизических исследований;

- в) недостаточной увязкой научных разработок с нуждами геологического производства;
- г) слабой координацией между научно-исследовательскими и производственными организациями.

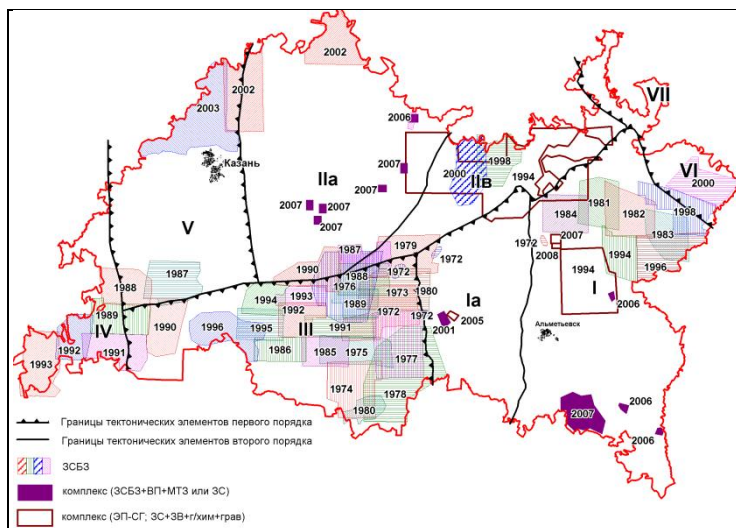


Рис. 3. Изученность территории Республики Татарстан
электроразведкой ЗСБЗ, ВП, ЗС, МТЗ [1]

I – Южно-Татарский свод: Ia – Западный склон; II – Северо-Татарский свод: IIa – Сводовая часть, IIб – Юго-восточный склон; III – Мелекесская впадина; IV – Восточный склон Токмовского свода, V – Казанско-Кировский прогиб, VI – Бирская седловина, VII – Верхнекамская впадина

Для разработки методологических основ геофизических исследований с позиций повышения эффективности геологоразведочного процесса был сформирован единый блок «Геофизическое обеспечение решения задач геологической съемки, гидрогеологии и прогнозно-поисковой оценки твердых полезных ископаемых». К осуществлению тематики привлечены Казанская геофизическая экспедиция (ООО «ТНГ-Казаньгеофизика»), Казанский университет, ГУП «Татарстан-геология», ЦНИИгеолнеруд, ВНИИГИС, ВИРГ-Рудгеофизика, ВНИИ-геосистем, Петербургская геофизическая экспедиция, ГНПП «Аэро-геофизика», Татарское геологоразведочное управление, ГПП «Волга-геология», ВНИИгеоинформсистем.

Разработка и создание современной аппаратуры повысили точность и детальность исследований, а совершенствование приемов обработки и интерпретации с использованием компьютерной технологии расширили возможности «легких» геофизических методов.

За последние два десятилетия прошлого века точность определения аномалий магнитного и гравитационного полей возросла в 10 раз, а плотность пунктов измерений – в 100 раз. В электроразведке внедрены новые многоканальные станции, осесимметричные установки зондирования, размеры которых сократились в 20–30 раз.

Аэромагнитные и гравиразведочные съемки выполняются в масштабе 1:25 000 с сечением изолиний, соответственно, через 2–5 нТл и 0,2–0,5 мГал. Электроразведочные работы методом зондирования становлением поля в ближней зоне (ЗСБЗ) осуществляются с помощью осесимметричных установок типа «петля в петле» (сторона петли 750 м), с плотностью зондирования 1 физическая точка на 1 км² и выше.

Впервые на площади 13000 км² в Поволжском регионе проведены аэроэлектроразведочные измерения методом дипольного индуктивного профилирования ДИП-А.

Широкое привлечение современной вычислительной техники и другого специального оборудования для анализа всей совокупности получаемых сведений обусловило возможность изучения многообразных связей между различными геофизическими и геологическими параметрами.

Анализ комплексной геофизической информации на относительно изученных геофизических полигонах способствовал расширению путей использования геофизических данных в общем цикле геологоразведочного процесса.

Все это позволило перейти от регионального прогноза к детальному изучению геологии районов, выявлению участков, перспективных на поиски ловушек УВ и выявлению закономерностей их пространственного размещения.

Традиционными вопросами несейсмических методов разведки при решении нефтепоисковых задач в последние годы являются:

а) изучение тектоники и блокового строения кристаллического фундамента:

- трассирование разрывных нарушений;
- определение морфологии поверхности фундамента;
- выявление трещиноватых и проницаемых участков в теле кристаллического основания;

– прогнозирование выступов фундамента тектоно-эрозионного типа;

б) исследование особенностей геологического строения осадочной толщи:

– выявление в разрезе участков с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами;

– прогноз зон развития повышенной тектонической трещиноватости;

– картирование осевых и бортовых зон прогибов Камско-Кинельской системы;

– выделение и трассирование нижнекаменноугольных эрозионных врезов;

– локальный прогноз ловушек различного генезиса.

Специализированная геофизическая технология «ГОНГ», основанная на высокоразрешающей способности точных гравиметрических наблюдений, позволяет выявлять аномалии типа «залежь», наиболее перспективные для постановки более затратных методов (сейсморазведка, глубокое бурение).

При анализе изучаются профили Δg с целью нахождения нарушения «гладкости» поля, то есть зоны резкой смены градиента. Положительные аномалии считаются обусловленными структурным фактором, а отрицательные – возможным нефтесодержанием в коллекторах. Наиболее перспективным участкам соответствуют положительные аномалии, осложненные в центре локальными минимумами. Выделенные перспективные участки подвергаются последующей отбраковке (определение аномалий, связанных с рельефом местности и неогеновыми отложениями, карстом). В результате интерпретации данных гравиметрической съемки строится карта локальных структур и контуров нефтеносности.

Для регионов с высокой освоенностью земных недр определены новые геофизические технологии:

– оценены возможности мобильных геофизических методов (высокоточная гравиразведка) для оптимизации заключительных этапов освоения нефтяных месторождений с позиций увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов (выбор рациональных схем разработки залежей высоковязких нефтей, бурение наклонных и горизонтальных скважин), предложенная методика позволяет одновременно осуществлять подготовку к разработке залежей углеводородного сырья нескольких разноэтажных объектов;

– сформулирована методология геофизических исследований на природные битумы, даны методические рекомендации по выполнению

геофизических работ на различных стадиях геологоразведочного процесса (прогноз, поиск, разведка);

- разработаны рекомендации по геофизическому изучению угленосных толщ осадочного покрова;

- предложен комплекс геофизических методов для подготовки и контроля при освоении подземных газовых хранилищ.

Опытно-методические, научно-исследовательские и тематические работы проведены по следующим направлениям:

- оценка возможностей применения геофизических методов для поисков строительных материалов;

- геофизические методы прогноза природных факторов, защищенности районов освоения минерально-сырьевых ресурсов;

- разработка рационально-рентабельного комплекса геофизических исследований, сопровождающих геологическую съемку и поисково-разведочные работы на твердые полезные ископаемые и подземные воды;

- методология геофизических работ для расчленения и корреляции верхней части разреза осадочного чехла;

- создание принципиально новой аппаратуры и методики сейсмических и комплексных геоэлектрических методов исследования верхней части разреза;

- обобщение и анализ геофизических материалов прошлых лет с целью прогнозной оценки территории Республики Татарстан на твердые полезные ископаемые и подземные воды;

- геолого-геофизическая оценка перспектив алмазоносности Республики Татарстан.

В результате выполненных исследований произведены:

1. Оценка состояния разведочной геофизики для геологического картирования платформенных территорий.

2. Разработаны рациональные комплексы геофизических методов для поисков строительных материалов, подземных вод и ряда рудных и нерудных полезных ископаемых, в том числе мраморного оникса и полиметалльно-медного орудинения.

3. Показана возможность использования при прогнозно-минерагенической оценке геофизических материалов прошлых лет, в том числе нефтепоисковых.

4. Разработана методология экогеофизических исследований районов освоения минерально-сырьевых ресурсов.

5. Предложена оптимальная стадийность геологоразведочных работ на различные виды полезных ископаемых, базирующаяся на создании многокомпонентной аэрогеофизической основы (электрораз-

ведка ДИП-А, гамма-спектрометрия, магниторазведка, экологическая съемка) и максимальном использовании всех имеющихся геофизических данных.

В последние годы определены состояние и перспективы применения разведочной геофизики (в том числе аэрогеофизической съемки) при инновационном проектировании систем разработки месторождений углеводородного сырья на участках малых нефтяных компаний. Рассмотрены возможности геофизических поисков и разведки углеводородов сланцевых формаций в Республике Татарстан. Акцентируется внимание на вероятные эколого-техногенные последствия добычи сланцевого газа и нефти. Отмечено, что созданы геофизические основы оценки природной защищенности недр по геофизическим данным. Обозначены геофизические комплексы для выявления источников и ореолов загрязнения геологической среды. Уделено внимание эколого-геофизическим аспектам процессов освоения «свалочного» газа.

Стратегия XXI века предполагает внедрение современных геофизических технологий на всех стадиях геологоразведочных работ различного целевого назначения, что способствует повышению геологической эффективности и экономической рентабельности геологических исследований, сокращению негативных последствий воздействия на природную среду при освоении минерально-сырьевых ресурсов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологоразведочные работы в регионах с высокой опоскованностью недр / Под редакцией проф. Р. С. Хисамова. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. 274 с.

REFERENCES

1. Geologorazvedochnye raboty v regionakh s vysokoy opoiskovannostyu neдр [Geological exploration in the highly prospected regions]. *Ed.* R. S. Khisamov. Kazan, Publishing House Fen, Academy of Sciences of RT, 2010. 274 p. (In Russian).

УДК 553.98: 550.8

М. Я. Боровский, В. И. Богатов

ООО «Геофизсервис». 420029, Россия, г. Казань, ул. Журналистов,
7-69; e-mail: lilabor@mail.ru

В. П. СТЕПАНОВ БОЛЕЕ ПОЛУВЕКА В ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЯХ

Аннотация. Ученый-геофизик В. П. Степанов – выдающийся представитель Казанской геологической школы. Широко известен разработками в области изучения геологической структуры кристаллического фундамента, и его влияния на строение осадочного чехла. Для картирования рифогенных поднятий, перспективных на поиски нефти и газа, предложена методика, названная «способом геолого-геофизического редуцирования». Ряд выделенных перспективных участков подтвержден бурением и сейсморазведкой. В. П. Степанов – основатель династии геофизиков.

Ключевые слова: нефть, залежь, структура, кристаллический фундамент, осадочный чехол, рифогенные поднятия, тектоника, разлом, геодинамика, эндогенные и экзогенные процессы, геофизические методы, гравиразведка, магниторазведка, электроразведка.

M. Ya. Borovskiy, V. I. Bogatov

Geofizservis Ltd, 7-69 Zhurnalistov Str., Kazan 420029, Russia;
e-mail: lilabor@mail.ru

V. P. STEPANOV MORE THAN HALF A CENTURY IN GEOPHYSICAL RESEARCH

Abstract. Scientist-geophysicist V. P. Stepanov is an outstanding representative of the Kazan geological school. He is widely known for developments in the study of the geological structure of the crystalline basement and the sedimentary cover. He presented the technique named «the way of geological and geophysical reduction» for mapping of the reef uplifts potential for oil and gas. A number of identified him as potential for oil and gas areas have been confirmed by drilling and seismic exploration. V. P. Stepanov is a founder of the geophysicists dynasty.

Key words: oil, deposit, structure, crystalline basement, sedimentary cover, reef uplift, tectonics, fault, geodynamics, endogenous and exogenous

processes, geophysical methods, gravity, magnetic exploration, electrical exploration.



Владимир Павлович Степанов – известный геофизик России, заслуженный геолог Республики Татарстан, доктор геолого-минералогических наук (1.10.1930 – 14.05.2004). По его вкладу в создание Казанской школы геологов и геофизиков его можно сравнить со звездой первой величины. Преданность науке, феноменальная память, энциклопедические знания, блестящие организаторские способности, зажигавшие коллег, учеников и всех тех, кто прямо или косвенно соприкасался с этой кипучей, полной жизненной энергии натурой.

В 1948 г. В. П. Степанов поступает на геолого-почвенный факультет Казанского государственного университета (КГУ) и в 1954 г. с отличием оканчивает геологический факультет данного учебного заведения, получив диплом по специальности инженер-геолог-геофизик. Профессорско-преподавательский состав тех лет: Е. И. Тихвинская, Л. М. Миропольский, В. И. Троепольский, В. И. Игнатьев, В. А. Полянин, Б. В. Селивановский, С. Г. Каштанов, С. С. Эллерн, Г. С. Морозов, Ф. М. Ишмаев, М. Г. Солодухо, Н. Н. Нелидов, В. И. Крупин. Выпускниками являются: действительный член Академии наук Башкортостана М. А. Камалетдинов; профессора В. И. Аверьянов, Л. В. Шаронов, Г. Е. Яковлев; доктора геолого-минералогических наук В. Л. Комаров, И. Н. Тихвинский; кандидаты геолого-минералогических наук А. Е. Алиев, Г. С. Веселов, И. П. Васильев, Д. В. Постников; специалисты по геологии РТ Э. С. Гришукова, А. Н. Желтова.

Более полувека связано с научной и производственной деятельностью в структурных подразделениях треста «Татнефтегеофизика» и ПО «Татнефть». В 1954 г. В. П. Степанов принят в Казанскую геофизическую экспедицию в качестве геофизика-оператора гравиметрической партии. В 1962 г. он назначается начальником только что созданной тематической партии. Под руководством В. П. Степанова и главного геолога экспедиции Ф. А. Кензина (с 1961 по 1975 гг.) осуществляется обобщение результатов геофизических работ, проводимых на

территории Татарии и отдельных участках сопредельных регионов. Совместно с сотрудниками (Э. Ф. Тимошенко, Л. А. Жаркова, В. В. Дорофеев, М. В. Косихина, Н. А. Докучаева, В. И. Богатов, Л. Я. Пушкина, М. К. Аничкина И. Ф. Мустафина, М. Я. Боровский, К. А. Смирнова, Д. А. Сергеева, Л. Д. Балахнина, Е. Н. Спирина, А. Г. Силантьев и др.) рассматриваются вопросы применения высокоточной гравиразведки: точного учета влияния неоднородностей геологического разреза (особенно верхней его части), рельефа дневной поверхности, верхних плотностных границ, состава кристаллического фундамента. Для картирования рифогенных поднятий, перспективных на поиски нефти и газа, разработана методика, названная «способом геолого-геофизического редуцирования».

В. П. Степанов одним из первых геофизиков в 1960-е годы стал заниматься изучением морфологии рельефа кристаллического основания центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Была установлена связь между глубиной залегания магнитоактивных масс и поверхностью фундамента. Впервые выделен выступ на юго-востоке Татарстана у с. Фоминовка, который был подтвержден последующим глубоким бурением, а в девонских отложениях открыто Фоминовское месторождение нефти.

В 1983 г. Владимира Павловича приглашают в Татарский государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности (ТатНИПИнефть), где он впервые формирует лабораторию «Тектоники и геофизики» (сотрудники: к.г.-м.н. И. Х. Кавеев, к.г.-м.н. В. В. Баранов, к.г.-м.н. Л. П. Павлова, Е. Н. Козлов, к.г.-м.н. А. Б. Близов, В. В. Дорофеев, А. Г. Толстов). Программа работ предусматривает разработку и внедрение геофизических технологий изучения фундамента и осадочного покрова для обоснования и развития новых, нетрадиционных областей поисков углеводородного сырья на основе создания методов интерпретации геолого-геофизических материалов и выбора основных направлений геолого-поисковых и геофизических исследований.

С 1994 г. по май 2004 г. В. П. Степанов – в составе научно-производственного центра «Геодинамика» (руководитель д.ф.-м.н. К. М. Мирзоев) Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть». В круг научных интересов входит решение вопросов геодинамики, прогнозирование землетрясений, сейсмическая безопасность региона, районирование территории по степени активности экзогенных геологических процессов.

Яркий талант и уникальная работоспособность Владимира Павловича позволяют (под его руководством или с его участием) выпол-

нить фундаментальные исследования: «Обобщение результатов изучения рифей-вендских и архейско-протерозойских толщ Татарии и смежных областей и обоснование направлений нефтепоисковых работ», «Обобщение результатов изучения глубокозалегающих толщ и пород кристаллического фундамента Татарии и западной Сибири», «Комплексная интерпретация геолого-геофизических материалов с целью выбора основных направлений проведения геофизических работ и совершенствования их методики», «Обоснование сейсмогенных зон Татарстана масштаба 1:500 000», и др. Ряд выводов включен в программу «Мониторинг эндогенных процессов геологической среды Татарстана».

Тернист путь Владимира Павловича в научных изысканиях. В 1965 г. представлено диссертационное обобщение «Тектоническое строение кристаллического фундамента Татарской АССР и прилегающих районов Марийской, Удмуртской АССР и Кировской области по данным геофизики и глубокого бурения». В 1968 г. успешно защищена кандидатская диссертация «Применение детальных магнитных и гравиметрических съемок к изучению структурно-морфологического строения докембрийского фундамента (на примере Татарского свода и прилегающих районов)», научные руководители д.т.н. К. Е. Веселов и д.г.-м.н. Б. М. Юсупов.

Материалы многолетних исследований по изучению геологического строения кристаллического основания, и его влияния на строение осадочного чехла систематизированы и изложены в 2002 г. в докторской диссертации «Разломная тектоника кристаллического фундамента восточной части Волжско-Камской антеклизы и ее взаимоотношение со структурой осадочных толщ (по данным геолого-геофизических методов)», которая получила одобрение диссертационного совета Казанского государственного университета.

Велико научное наследие В. П. Степанова: более 250 публикаций, в том числе восемь монографий, десятки тематических отчетов. Новатор по опробованию и внедрению различных методов, способов и методик, направленных на повышение геологической эффективности геолого-геофизических наблюдений. Не переходящее значение для постановки геологоразведочных работ различного целевого назначения, выбора новых направлений исследований на территории восточной части Волжско-Камской антеклизы имеют геологические построения по разломно-блоковой тектонике, поверхности фундамента и отдельным горизонтам осадочного чехла, которые ещё долгое время будут оставаться «эксклюзивным», востребованным материалом.

Подготовленные ученым работы отражают историю развития гравиметрического, магнитного и электрического методов разведочной геофизики за последние пятьдесят лет в центральной части Волга-Уральской нефтегазоносной провинции. Согласно В. Н. Страхова этот временной интервал охватывает «Конец периода господства «парадигмы эпохи ручного счета» через этапы формирования «парадигмы ранней компьютерной эпохи» и господства «парадигмы ранней компьютерной эпохи» до начала периода формирования «парадигмы зрелой компьютерной эпохи».

В. П. Степанов тесно сотрудничает с ведущими геологами и геофизиками Советского Союза, России, Татарстана: Б. М. Юсупов, В. И. Троепольский, С. С. Эллерн, Р. Х. Муслимов, Е. Д. Войтович, Р. С. Хисамов, Н. Г. Абдуллин, Н. С. Гатиятуллин, Г. П. Алексеев, Э. З. Бадамшин, И. А. Балабушевич, В. П. Боронин, В. М. Березкин, Е. В. Булах, К. Е. Веселов, Б. Л. Гольштейн, Е. Б. Грунис, Н. С. Евграфов, Г. И. Каратаев, В. И. Костицын, Г. Г. Касин, Г. Е. Кузнецов, А. К. Мавловичко, В. Г. Мавричев, И. Н. Михайлов, Н. В. Неволин, В. М. Новоселицкий, Д. К. Нургалиев, М. У. Сагитов, А. Г. Салихов, З. М. Слепак, О. Л. Тарунина, Э. Ф. Тимошенко, В. А. Трофимов, В. И. Хатьянов, Э. К. Швыдкин, С. А. Шихов и многие другие.

Владимир Павлович – основатель династии геофизиков. Сыновья Андрей Владимирович (кандидат технических наук) и Игорь Владимирович (кандидат геолого-минералогических наук) длительное время сотрудничали с В. П. Степановым при реализации разноплановых научных проектов, упомянутых выше. Супруга Владимира Павловича – Елена Тархановна – кандидат биологических наук, доцент Казанского сельскохозяйственного института.

Сын А. В. Степанов (доцент кафедры геофизики КГУ) с отличием окончил геологический факультет КГУ в 1979 г., а в 1986 г. под руководством профессора А. К. Урупова защитил диссертацию в МИНГ им. И. М. Губкина на тему «Разработка методики изучения гетерогенно-упорядоченных сред на основе анализа сейсмических волновых полей». Круг его научных интересов достаточно широк и охватывает проблемы цифровой обработки геофизических полей в рамках азимутально-анизотропных и гетерогенно-упорядоченных сред и интерпретацию её результатов. Он автор и соавтор более 60 научных публикаций, одного авторского свидетельства. В основе многочисленных картографических построений по разломно-блоковой тектонике среди которых особо выделим карты разломов земной коры Татарстана масштаба 1:200 000 и территории г. Казань масштаба 1:25 000, выполненных в разные годы в лаборатории «Тектоники и геофизики»,

НПЦ «Геодинамика», и получивших признание научной общественности, лежат материалы, полученные после обработки по программам, составленным А. В. Степановым.

Сын И. В. Степанов (ныне начальник Управления минерально-сырьевых и водных ресурсов Министерства экологии и природных ресурсов Республики Татарстан) после окончания геологического факультета в 1986 г. работал на кафедре геофизики геологического факультета КГУ, принимая участие в изучении глубоких горизонтов осадочного чехла и кристаллического фундамента территории Республики Татарстан. Результатом этих исследований явилась защита диссертации в 1994 г. под руководством профессора З. М. Слепака в КГУ на тему «Геолого-петрофизический анализ пород докембрийского фундамента с целью прогнозирования разрезов глубоких скважин и геологического картирования структуры его поверхности (на примере Татарстана)». В дальнейшем И. В. Степанов занимается изучением естественных, техногенно-индуцированных и «провоцируемых» природно-техническими системами геодинамических процессов.

Внук Алексей Игорьевич окончил кафедру геофизики и геоинформационных технологий Казанского (Приволжского) федерального университета. В круг его научных интересов входят вопросы оценки нефтегазоносности локальных объектов и результатов гидроразрыва продуктивного пласта на основе применения пассивной сейсморазведки.

В замечательном юбилейном очерке «Гравиметрические и магнитометрические съемки в Татарстане: история и направления работ» Владимир Павлович высказал напутствие: «... 50-летняя история гравитационных и магнитных исследований Казанской геофизической экспедиции должна воодушевлять геофизиков молодого поколения на решение новых важных задач в деле поисков месторождений нефти и газа на еще неизученных участках Татарстана».

Наконец, положительное решение Высшей аттестационной комиссии о присвоении Владимиру Павловичу Степанову ученой степени доктора геолого-минералогических наук свидетельствует о большом вкладе в творческий процесс поиска нетрадиционных путей развития нефтяной геологии и геофизики.

***Статьи В. П. Степанова, опубликованные в научных трудах
кафедры геофизики Пермского университета***

1. О связи рифогенных поднятий с кольцевыми структурами земной коры / В. П. Степанов, В. П. Боронин, В. И. Богатов, Н. А. До-

кучаева, М. К. Аничкина // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Сб. научн. тр. Пермь, 1981. С. 111–119.

2. Степанов В. П., Боронин В. П. О выявлении рифогенных поднятий методами гравиразведки и магниторазведки // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвузовский сб. научн. тр. Пермь, 1985. С. 16–19.

3. Боронин В. П., Близеев А. В., Степанов В. П. О выделении аномалиеобразующих объектов в разрезе глубокой скважины в Татарии // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа: Межвузовский сб. научн. трудов. Пермь, 1988. С. 85–89.

Publications of Stepanov V.P. in the scientific transactions of Department of Geophysics of the Perm State University

1. Stepanov V. P., Boronin V. P., Bogatov V. I., Dokuchaeva N. A., Anichkina M.K. O svyazi rifogennykh podnyatiy s koltsevymi strukturami zemnoy kory [About relationship between reef build-up and the ring structures of the Earth's crust]. In: Geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefiti i gaza. PSU, Perm, 1981, pp. 111–119. (In Russian).

2. Stepanov V. P., Boronin V. P. O vyyavlenii rifogennykh podnyatiy metodami gravirazvedki i magnitorazvedki [About detection of the reef build-ups by gravity and magnetic methods]. In: Geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefiti i gaza. PSU, Perm, 1985, pp. 16–19. (In Russian).

3. Boronin V. P., Blizeev A. V., Stepanov V. P. O vydelenii anomalieobrazuyushchikh obektov v razreze glubokoy skvazhiny v Tatarii [About detection of the anomalous objects in cross section of deep borehole in Tatarstan]. In: Geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefiti i gaza. PSU, Perm, 1988, pp. 85–89. (In Russian).

УДК 550.83: 552.1 (470.53)

С. Г. Бычков^{1,2}, Г. В. Простолупов², Г. П. Щербинина²

¹ Пермский государственный национальный исследовательский университет. 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15;

² Горный институт УрО РАН. 614007, Россия, г. Пермь, ул. Сибирская, д. 78 а; e-mail: bsg@mi-perm.ru

ВЫЯВЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОТНОСТНОГО СОСТОЯНИЯ ПОДРАБОТАННОЙ ТОЛЩИ ПО ГРАВИМЕТРИЧЕСКИМ ДАННЫМ

***Аннотация.** На подработанных горными выработками участках Верхнекамского месторождения калийных солей происходят процессы переформирования плотности пород в подработанном массиве под влиянием техногенного оседания. Повторные гравиметрические съемки дают возможность выявить динамически активные участки, которые представляют опасность с точки зрения сохранности рудника от затопления. В данной статье описываются методические приемы выявления участков активного разуплотнения.*

***Ключевые слова:** рудник, гравиметрия, месторождение солей, мониторинг, безопасность, оседание.*

S. G. Bychkov^{1,2}, G. V. Prostolupov², G. P. Shcherbinina²

¹ Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;

² Mining Institute UB RAS. 78a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia; e-mail: bsg@mi-perm.ru

IDENTIFICATION OF CHANGE IN DENSITY STATE AT THE UNDERWORKED STRATA USING GRAVITY DATA

***Annotation.** The processes of density redistribution occurred at the undermined strata of the Verkhnekamskoe potash deposit due to technogenic subsidence. Time-lapse gravity measurements made it possible to identify dynamically active areas that can pose a mine safety hazards and flood risk. This article describes the methods for identifying areas of active deconsolidation.*

***Key words:** mine, gravimetry, potash deposit, monitoring, safety, subsidence.*

На одном из участков Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС), расположенном на западном склоне соляного

поднятия, на подработанной территории развилась область интенсивного оседания земной поверхности. Через три года после завершения отработки продуктивных пластов в зоне максимального оседания, где уровень грунтовых вод стал выше земной поверхности, сформировалось техногенное озеро. Современная длина озера 1,2 км, ширина южной части 0,7 км, северной – 0,4 км. Обширная область оседания подработанных пород сформирована в пределах крутого (более 4°) склона соляного поднятия.

Современное плотностное состояние подработанного массива, как результат изменений на всех стадиях развития территории – геологической и техногенной, отражается в гравитационном поле. Процесс эволюции плотностного строения в результате эксплуатации месторождения можно проследить на основе мониторинговых гравиметрических наблюдений [1, 2].

В районе техногенного озера гравиметрическая съемка масштаба 1:10 000 с плотностью пунктов наблюдения 100×100 м проводилась в 2016 и 2018 гг. Детальные гравиметрические наблюдения позволили получить картину плотностного строения подработанного массива. Ее можно рассматривать, как суммарный результат наложения неоднородностей от влияния горных выработок в поле действия силы тяжести на картину геологической плотностной неоднородности.

На карте аномалий силы тяжести в редукции Буге (Δg) диапазон изменения значений поля в пределах участка составляет более 2 мГал (рис. 1, а). Значения поля уменьшаются на восток – юго-восток в соответствии с поднятием кровли соляной толщи, обладающей более низкой плотностью по сравнению с вышележащими породами. Встречаются участки сближения изоаномал и их извилистости, что свидетельствует о значительной плотностной неоднородности верхней части геологического разреза.

На трансформанте поля ($\Delta g_{\text{лок}}$), вычисленной в системе Vector (рис. 1, б), отчетливо локализовались четыре отрицательные локальные аномалии, обозначенные римскими цифрами I–IV. Наиболее интенсивная отрицательная аномалия (наибольшее разуплотнение пород) выявляется в южной части техногенного озера (аномалия III). Плотностное моделирование данной аномалии показало, что плотность пород здесь понижена относительно соседних участков на 0,05–0,08 г/см³.

На вертикальном срезе 3D диаграммы гравитационного поля (рис. 2) отчетливо видна неоднородность поля в южной части площади, где на различных коэффициентах трансформации (k) локализуются многочисленные отрицательные локальные аномалии. Это означает, что данный участок территории выделяется повышенной неоднород-

ностью плотностных свойств и наличием разуплотненных объемов пород. В северной части техногенного озера поле трансформант практически ровное.

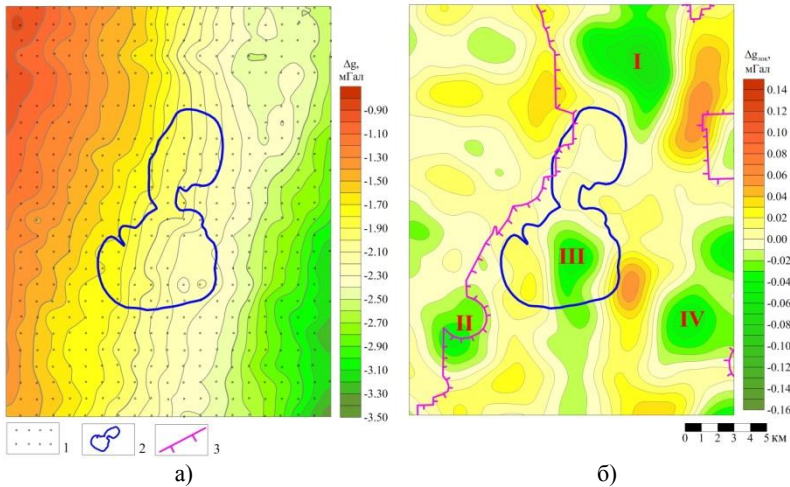


Рис. 1. Карта аномалий силы тяжести в редукции Буге (а) и трансформанта поля в системе VectoG (б): 1 – пункты наблюдений, 2 – контур техногенного озера, 3 – граница отработки продуктивного пласта

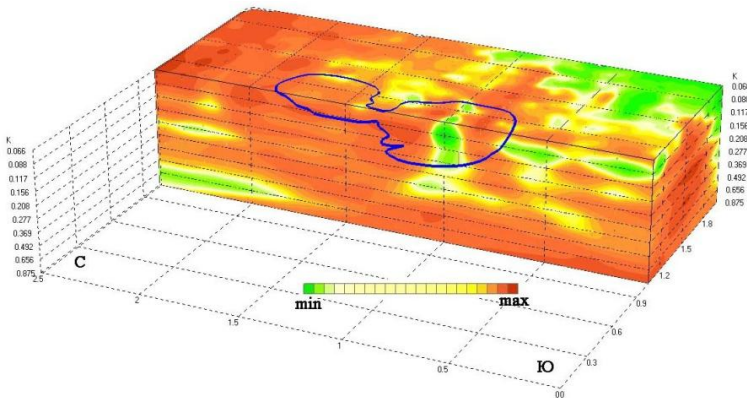


Рис. 2. Вертикальное сечение 3D диаграммы гравитационного поля

Анализ изменения гравитационного поля (δg) в период с 2016 по 2018 гг. позволил выявить участки, где в настоящее время происхо-

дят изменения плотности, обуславливающих оседания земной поверхности и увеличение размеров техногенного озера. Поскольку все неизменные составляющие гравитационного поля присутствуют в любой паре наблюдений, динамическая аномалия отражает только конкретный геологический или горнотехнический процесс, прошедший с 2016 г. по 2018 г. (рис. 3, а).

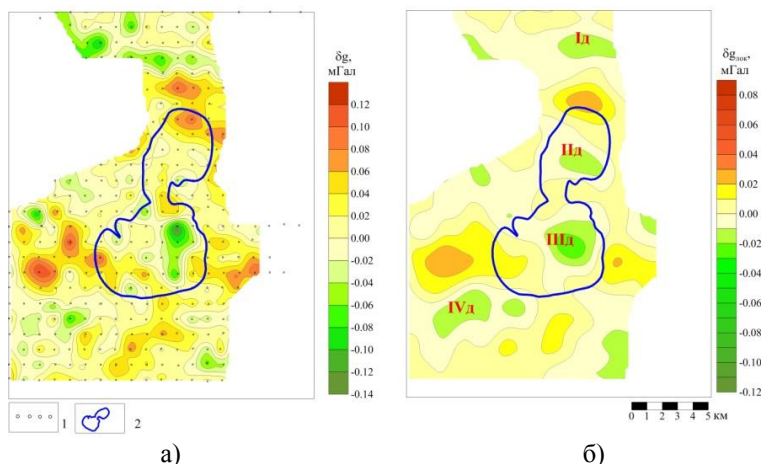


Рис. 3. Карта динамических аномалий силы тяжести в редукции за период 2016–2018 гг. (а) и трансформанта поля в системе Vector (б): 1 – пункты наблюдений 2016 г., 2 – контур техногенного озера

На данной карте отрицательные аномалии указывают на участки, где за два года произошло уменьшение значений гравитационного поля, т.е. понижение плотности пород в той или иной породной толще. Наиболее яркая локальная отрицательная аномалия амплитудой до 0,12 мГал расположена в южной части техногенного озера (рис. 3, б). В северной части техногенного озера отрицательные локальные аномалии не проявляются, т.е. в этой части озера сколь либо заметных изменений плотности пород за период между наблюдениями не произошло. Локальные динамические аномалии незначительной амплитуды (0,01–0,08 мГал) диаметром около 200 м выявлены вне пределов озера.

Анализируя совместно локальные отрицательные аномалии силы тяжести, которые отражают природные зоны пониженной плотности, и отрицательные динамические аномалии, характеризующие участки процесса разуплотнения пород, необходимо отметить следующее. Наиболее амплитудные отрицательные аномалии III и IIIд наблюдаются

ся в южной части техногенного озера. Очевидно, что здесь происходят интенсивные процессы техногенного разуплотнения в изначально ослабленной области, приводящие к оседанию земной поверхности. В северной части озера ситуация менее опасная, однако наличие динамической аномалии Пд свидетельствует о возможном оседании здесь земной поверхности и необходимости продолжения контроля за состоянием недр. Следует также отметить плановое совпадение аномалий II и IVд, где также возможны оседания земной поверхности.

Таким образом, интерпретации результатов мониторинговых гравиметрических съемок, проведенных на территории разработки месторождений калийных солей, позволяет разделять области природного и техногенного разуплотнения подработанной толщи. Выявление техногенных разуплотненных зон в подработанном массиве позволит конкретизировать форму и место проявления техногенных деформаций в пространстве подработанной толщи, выявить опасные зоны.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект 19-45-590011).

ЛИТЕРАТУРА

1. Бычков С. Г., Простолупов Г. В., Щербинина Г. П. Гравиметрические исследования Верхнекамского месторождения калийных солей // Развитие геофизических методов с позиций Первой Всесоюзной геофизической конференции (1932 г.). Пермь, ПГНИУ, 2012. С. 35–38.
2. Бычков С. Г., Простолупов Г. В., Щербинина Г. П. Решение горно-геологических задач на Верхнекамском месторождении калийных солей с помощью высокоточной гравirazvedki // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2014. С. 67–71. (In Russian).

REFERENCES

1. Bychkov S. G., Prostopolupov G. V., Shcherbinina G. P. Gravimetricheskiye issledovaniya Verkhnekamskogo mestorozhdeniya kaliynykh soley [Gravity study of the Verkhnekamskoe potash deposit]. In: Razvitiye geofizicheskikh metodov s pozitsiy Pervoy Vsesoyuznoy geofizicheskoy konferentsii (1932 g.). Perm, PSU, 2012, pp. 35–38. (In Russian).
2. Bychkov S. G., Prostopolupov G. V., Shcherbinina G. P. Resheniye gorno-geologicheskikh zadach na Verkhnekamskom mestorozhdenii kaliynykh soley s pomoshch'yu vysokotochnoy gravirazvedki [Solution of mining and geological problems at the Verkhnekamskoe potash deposit using a high-precision gravimetry]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovy geofiziki. Perm, PSU, 2014, pp. 67–71. (In Russian).

УДК 550.8.056

А. А. Власов¹, И. Ю. Герасимова^{1,2}

¹ Пермский государственный национальный
исследовательский университет.

614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: andrew510vlasov@yandex.ru;

² Горный институт УрО РАН.

614007, Россия, г. Пермь, ул. Сибирская, д. 78 а;

e-mail: gerasimova@mi-perm.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ ГРАНИЦЫ КОРЕННЫХ ПОРОД МАССИВА КУНГУРСКОЙ ЛЕДЯНОЙ ГОРЫ

Аннотация: В статье представлены результаты обработки и интерпретации сейсморазведочных данных, полученных в ходе проведения полевого лагеря «Karst Scene Investigation» в 2016 г. и на основании которых определено пространственное положение границы, соответствующей кровле коренных пород (карбонатные отложения).

Ключевые слова: сейсморазведка, кинематическая интерпретация, верхняя часть разреза, карстовые полости, Кунгурская ледяная гора, кровля коренных пород.

А. А. Vlasov¹, I. Yu. Gerasimova²

¹ Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: andrew510vlasov@yandex.ru;

² Mining Institute UB RAS. 78a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia;
e-mail: gerasimova@mi-perm

USING SEISMIC DATA FOR DETERMINATION OF SPATIAL POSITION OF THE BEDROCK BOUNDARY OF THE KUNGUR ICE MOUNTAIN MASSIF

Abstract: The article presents the results of processing and interpretation of seismic data obtained during the field camp «Karst Scene Investigation» in 2016. Obtained data allowed determining the spatial position of the boundary corresponding to the roof of bedrock (carbonate deposits).

Key words: seismic exploration, kinematic interpretation, upper part of the section, karst cavities, Kungur Ice Mountain, bedrock roof.

Кунгурская ледяная пещера является одной из самых популярных достопримечательностей Урала, а также одной из крупнейших карстовых пещер в Европейской части России [1]. Массив Ледяной горы, вмещающий пещеру, представляет собой единый историко-природный комплекс, отличающийся сложным геологическим строением и повсеместным развитием карстово-суффозионных процессов. Этот уникальный природный памятник расположен в Пермском крае в окрестностях с. Филипповка Кунгурского района.

Верхняя часть разреза данного комплекса сложена полого залегающими породами кунгурского и уфимского ярусов пермской системы. Кунгурский ярус представлен филипповским и иренским горизонтами. Филипповские доломиты и доломитизированные известняки вскрыты только скважинами. Иренский горизонт состоит из сульфатных (гипсов, ангидритов) и маломощных карбонатных (доломитов, известняков, мергелей) пачек, которые обнажаются вдоль р. Сылвы. Неогеновая система представлена карстовыми брекчиями, состоящими из дресвы, щебня, обломков местных карбонатных и сульфатных пород с примесью песчано-глинистого и гравийного материала. Четвертичные элювиально-делювиальные отложения имеют небольшую мощность (3–5 м, реже более). Аллювиальные отложения (глины, пески, галечники), слагающие пойму и встречающиеся на трех надпойменных террасах, имеют наибольшую мощность – 25 м [2].

В период с 1 по 10 августа 2016 г. Пермским отделением международной организации геофизиков SEG при поддержке Пермского государственного национального исследовательского университета (ПГНИУ) и Горного института Уральского отделения Российской академии наук (ГИ УрО РАН) организован полевой лагерь «Karst Scene Investigation», в котором приняли участие студенты России, Казахстана, Англии и Франции. Объектом изучения являлась Ледяная гора, вмещающая Кунгурскую ледяную пещеру.

Сейсморазведочные наблюдения проводились по сети из 10 профилей, общая протяженность которых составила 940 метров. При полевой съемке применялась центральная ассиметрично-симметричная система наблюдений с раскрытием и закрытием, шаг между пунктами возбуждения выбран равным шагу между пунктами приема и составлял 2 м, база наблюдений – 94 м, количество каналов – 48. Источником возбуждения упругих колебаний являлась кувалда весом 5 кг, регистрация осуществлялась с помощью сейсмоприемников типа GS-20DX и многоканального телеметрического сейсмоаккустического регистратора IS48.03 [3].

Схема расположения профильных линий представлена на рис. 1. Часть профилей пересекает закартированные части Кунгурской ледяной пещеры, часть – расположены вне ее пределов.



Рис. 1. Схема расположения профильных линий (красным цветом выделены использованные в данной работе)

Полученные исходные данные в ходе полевых сейсморазведочных работ обработаны для определения по данным сейсморазведки положения границы, соответствующей кровле коренных пород (кровля доломитов филипповского горизонта), выше которой расположены карстовые полости Кунгурской ледяной пещеры.

При помощи ПО «Kingdom» (компании «IHS») [4] создан проект, затем в дерево проекта импортированы координаты точек расположения профильных линий и суммарные временные разрезы. На следующем этапе прокоррелирован отражающий горизонт, соответствующий кровле коренных пород. Стратиграфическая привязка отражающего горизонта определялась с использованием данных бурения скважины № 4443. Время пробега упругих колебаний для кровли филипповского горизонта составило 0,098 с. С учетом вариаций положения границы по глубине, для корреляции осей синфазности выбран временной интервал от 0,08 до 0,105 с.

После пересчета из временной области в область глубин, формировались массивы глубин, времен и амплитуд для отражающего горизонта. В частности, при анализе рельефа поверхности массива Кунгурской ледяной горы (рис. 2) видно, что в пределах участка исследований наблюдается понижение абсолютных отметок в южном направлении, к реке Сылве.

Для участка исследований сформированы схемы глубин залегания кровли филлиповских доломитов, времени регистрации отражающего горизонта, соответствующего указанной границе, а также эффективных скоростей и мгновенных амплитуд.

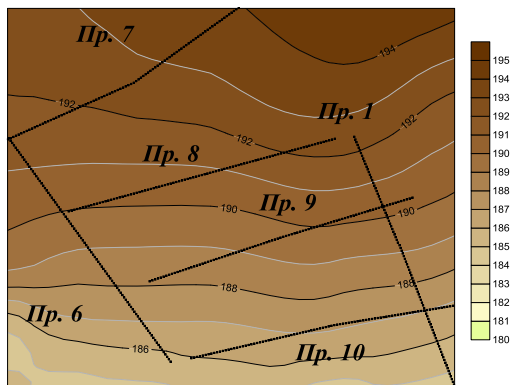


Рис. 2. Схема абсолютных отметок рельефа поверхности

Сопоставив полученные карты (рис. 3, 4), можно предположить, что наиболее близко к дневной поверхности залегают участки, развитые в направлении северо-запад – юго-восток. Глубина залегания этой области составляет от 83 до 88 м, что соответствует временам регистрации колебаний от 0,085 до 0,092 с. Увеличение глубины залегания пород наблюдается в северо-восточной части участка, где она достигает 93 м.

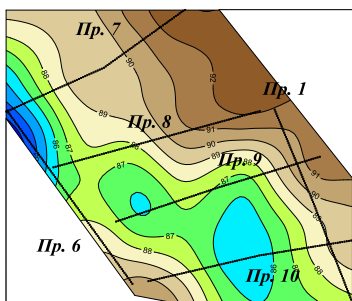


Рис. 3. Схема глубин залегания кровли филлиповского горизонта

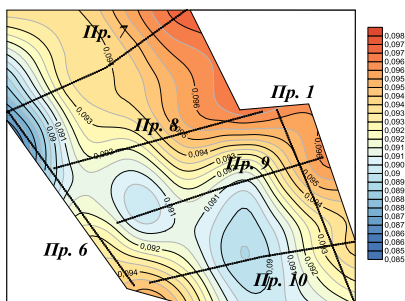


Рис. 4. Схема времен регистрации границы, соответствующей кровле филлиповского горизонта

Дополнительно сформирована схема абсолютных отметок кровли филипповского горизонта (рис. 5). На схеме отмечается погружение границы в южном направлении, к руслу р. Сылва (от 102 до 92 м). Также в южном направлении отмечается уменьшение значений упругих скоростей – от 2200 до 2000 м/с (рис. 6).

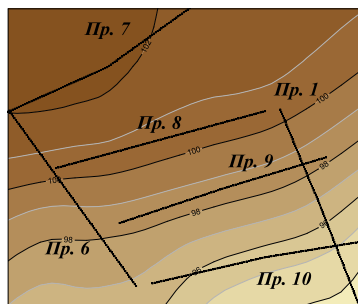


Рис. 5. Схема абсолютных отметок кровли филипповского горизонта

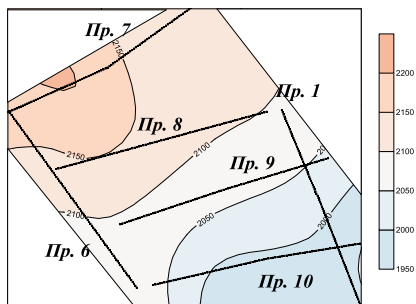


Рис. 6. Схема распределения скоростей

Амплитуды упругих волн, вычисленные в скользящем окне, равном периоду колебаний (рис. 7), изменяются в пределах от -1000 до $+200$ у.е. При сопоставлении схемы топосъемки пещеры и схемы распределения амплитуд, с учетом отсутствия качественной подземной географической привязки карстовых полостей Кунгурской ледяной пещеры, можно предположить, что основные гроты и карстовые полости могут отмечаться повышенными значениями амплитуд – от -400 до $+200$ у.е.

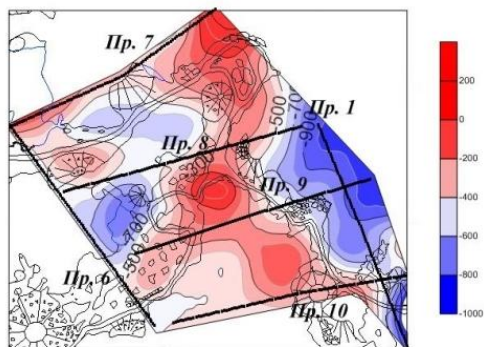


Рис. 7. Схема распределения амплитуд колебаний на границе коренных пород, совмещенная с данными подземной топосъемки

Таким образом, установлено, что отражающая граница, соответствующая кровле пород филипповского горизонта, представленного доломитами, в целом повторяет рельеф дневной поверхности и погружается в южном направлении, к руслу р. Сылва. При этом толща покрывающих отложений имеет более сложное строение – наблюдается область пониженных мощностей, развитая в направлении северо-запад – юго-восток. Дополнительно можно предположить, что основные гроты и карстовые полости Кунгурской ледяной пещеры могут быть выделены по повышенным значениям амплитуд упругих колебаний на границе, соответствующей контакту пород филипповского и иренского горизонтов кунгурского яруса пермской системы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Свободная Энциклопедия «Википедия» [Электронный ресурс]. Режим доступа – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Кунгурская_пещера (05.07.2019)
2. Кадебская О. И., Калинина Т. А. Литологический разрез Ледяной горы // Комплексное использование и охрана подземных пространств: материалы международной научно-практической конференции. Пермь, ГИ УрО РАН, 2014. С. 23–24.
3. Тихомиров Ф. А. Комплексные геофизические исследования верхней части разреза массива Ледяной горы: магистерская диссертация. Пермь, ПГНИУ, 2017. 37 с.
4. Программное обеспечение «IHS Kingdom» [Электронный ресурс]. Режим доступа: URL: <https://ihsmarkit.com>.

REFERENCES

1. Svobodnaya entsiklopediya Wikipediya [Free encyclopedia «Wikipedia» [Electronic resource]. Access mode – URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/Кунгурская_пещера (05.07.2019). (In Russian).
2. Kadebskaya O. I., Kalinina T. A. Litologicheskii razrez Ledyanoy gory [Lithological section of the Ice Mountain]. In: Kompleksnoe ispolzovanie i okhrana podzemnykh prostranstv. Perm, GI Uro RAN, 2014, pp. 23–24. (In Russian).
3. Tikhomirov F. A. Kompleksnye geofizicheskie issledovaniya verkhney chasti razreza massiva Ledyanoy gory. Ms. Thesis. Perm, PSU, 2017. 37 p. (In Russian).
4. Programmnoe obespechenie «IHS Kingdom» [Software «IHS Kingdom»] [Electronic resource]. Access mode: URL: <https://ihsmarkit.com>. (In Russian).

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА ПОНОМАРЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ (СЕВЕР ПЕРМСКОГО КРАЯ)

Аннотация. В результате выполненных в северной части Пермского края (Камский наложенный свод) на Пономаревской площади зонально-региональных гравиметрических и сейсмических работ исследовано строение кристаллического фундамента и осадочного чехла, выделены антиклинальные структуры и приподнятые участки, перспективные на нефть и газ.

Ключевые слова: гравиметрия, магнитометрия, геофизические методы, геология, осадочный чехол, нефть, газ, Пермский край, Россия.

I. V. Genik

Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: IVGenik@rambler.ru

GEOPHYSICAL STUDY ON PONOMAREVSKAYA AREA (NORTH OF PERM REGION)

Abstract. In result of zonal-regional gravimetric and seismic survey performed in the northern part of Perm region (Kama Arch) on the Ponomarevskaya field, the structure of the crystalline basement and sedimentary cover were studied. Anticline structures and lifted areas potential for oil and gas were identified.

Key words: gravimetry, magnetometry, geophysical methods, geology, sedimentary cover, structure, oil, gas, Perm krai, Russia.

Геофизические исследования (сейсморазведка и гравиразведка) на Пономаревской площади выполнялись в рамках работы по воспроизводству минерально-сырьевой базы Пермского края.

Пономаревская площадь (около 4280 км²) расположена в пределах Камского наложенного свода). Вблизи южной границы исследуемой территории заканчиваются северные оконечности

Воскресенского, Кудымкарского и Кочевского валов, выделяемых в осадочном чехле. В 40 км юго-восточнее площади расположено Тукачевское нефтяное месторождение. Среди нефтегазоносных комплексов наиболее перспективными для поисков залежей нефти являются верхнедевонско-турнейский карбонатный и визейский терригенный; также имеются перспективы у девонского терригенного и верхневизейско-башкирского карбонатного нефтегазоносных комплексов.

Из гравиметрических съемок, выполненных ранее на исследуемой территории, использовались данные региональных профилей и площадей зонально-региональных работ, отработанных ГИ УрО РАН. Для комплексной интерпретации были использованы данные высокоточной аэромагнитной съёмки масштаба 1:50 000, проводившейся в 1984–1987 гг.

При исследованиях на Пономаревской площади выполнена гравиметрическая съёмка объёме 1382 пог. км (из них по 710 км по сейсмическим профилям). Среднеквадратическая погрешность определения аномалий силы тяжести в редукции Буге составила 0,038 мГал с учетом погрешностей вычисления поправок за влияние рельефа местности; также проведены аэрокосмогеологические исследования (АК-ГИ). Выполненная съёмка позволила существенно уточнить гравиметрическую карту площади.

В ходе комплексной интерпретации геофизических данных были решены следующие задачи.

Во-первых, проведен анализ результатов региональных и тематических работ прошлых лет, захватывающих исследуемую территорию, отмечены различия в описании глубинного строения территории (рифейско-вендские отложения и кристаллический фундамент).

Во-вторых, выполнен анализ гравитационного и магнитного полей с целью выделения особенностей глубинного строения площади, протрассированы (по градиентам магнитного и гравитационного поля) границы блоков кристаллического фундамента (рис. 1), всего выявлено 45 блоков, построены трансформанты геопотенциальных полей, характеризующие кристаллический фундамент. Большая часть Пономаревской площади принадлежит Гайнско-Кудымкарской межблоковой зоне разломов. Протрассирована восточная граница Коми-Пермяцкого беломорского массива, захватывая северо-западную часть Пономаревской площади. С учетом априорной сейсмической информации построена структурная схема поверхности кристаллического фундамента по данным геопотенциальных полей.

В-третьих, получены площадные трансформанты гравитационного поля, характеризующие, кровлю тульских терригенных отложе-

ний (ОГ II^{*}). При площадной интерпретации гравитационного поля выделены 75 положительных аномалий (средняя площадь – 9,5 км²), связанных с антиклинальными объектами по кровле тульских терригенных отложений. Из 75 аномалий: 62 совпадают полностью или частично со структурами, приподнятыми участками и структурными носами, выделенными сейсморазведкой, а 13 отображают новые объекты, намеченные по результатам интерпретации гравиметрических данных: вероятные приподнятые участки и структурные носы. Площадная трансформанта гравитационного поля позволяет уточнить представления о строении рассматриваемого отражающего горизонта, получаемые сейсморазведкой по более редкой, чем гравиметрической, сети профилей.

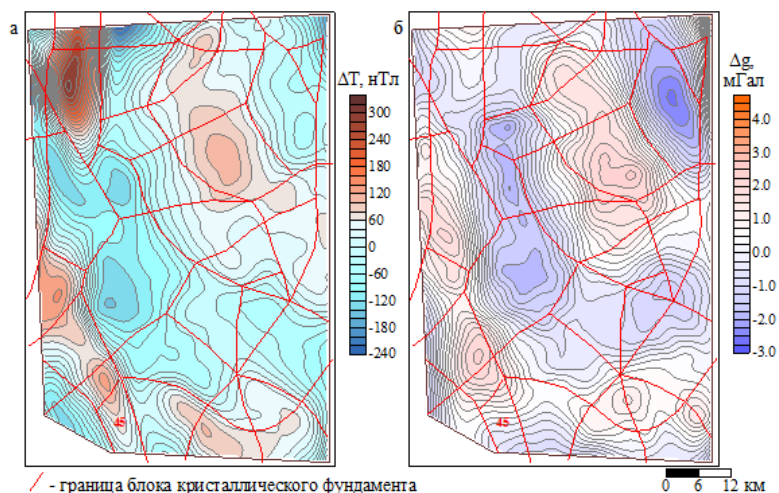


Рис. 1. Карты трансформант магнитного (а) и гравитационного (б) полей, характеризующие кристаллический фундамент

В-четвертых, проведено сопоставление карты ОГ II^{*} с границами блоков кристаллического фундамента. Из 55 структур и приподнятых участков 18 расположены в зонах на границе блоков, в том числе семь из девяти структур, а одна структура и 17 приподнятых участков находятся вблизи таких зон. Для двух самых больших по площади структур (Порошевская и Чирковская) границы блоков определяют, частично, контуры структур. Показано проявление границ блоков кристаллического фундамента на картах рельефа земной поверхности, на

структурных картах кровли кунгурских отложений, кровли тульских терригенных отложений (рис. 2).

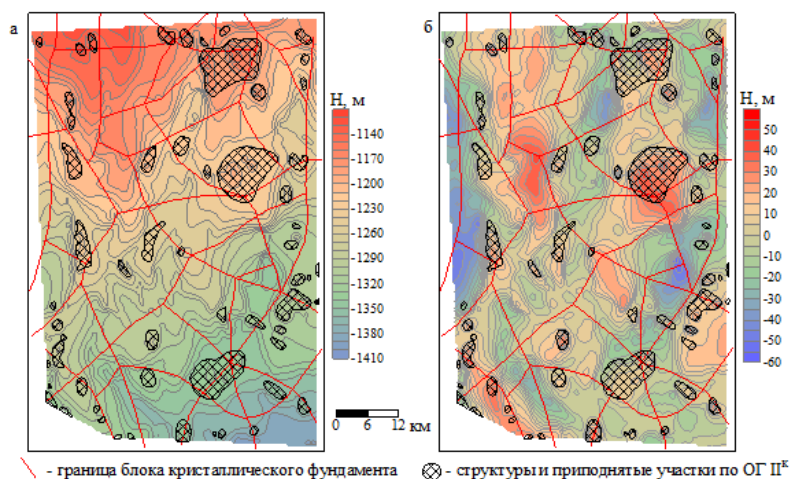


Рис. 2. Отображение границ блоков кристаллического фундамента на картах ОГ II^к (а) и ее трансформанты (б)

В-пятых, выполнено сопоставление результатов АКГИ (линеаменты, кольцевые структуры различного ранга), гравиразведки и сейсморазведки. Показано отображение аномальных линейных и кольцевых объектов на трансформантах структурных поверхностей, получаемых сейсморазведкой, и на трансформантах геопотенциальных полей. Установлено, что крупные кольцевые структуры и региональные линеаменты (протяженностью более 100 км) наиболее хорошо соответствуют данным геофизических методов.

В-шестых, изучены статистические характеристики геофизических полей для Пономаревской площади, а также взаимосвязи параметров гравитационных аномалий (площадь, амплитуда) с площадями и амплитудами сейсмических структур и приподнятых участков. Получены корреляционные зависимости между площадями гравиметрических аномалий и сейсморазведочных структур.

Таким образом, в результате выполненных геофизических работ изучено геологическое строение Пономаревской площади: построена согласованная геолого-геофизическая модель строения территории; выделены гравитационные аномалии, отображающие антиклинальные объекты; детально изучена связь тектонических структур фундамента

с осадочным чехлом; подробно проанализирована связь аномальных объектов, выделяемых по гравиразведке, сейсморазведке, аэрокосмо-геологическим исследованиям; получены корреляционные зависимости между результатами геофизических методов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бычков С. Г. Методы обработки и интерпретации гравиметрических наблюдений при решении задач нефтегазовой геологии. Екатеринбург: Уральское отделение РАН, 2010. 188 с.
2. Геник И. В. Прогнозирование результатов региональных гравиметрических работ на нефть и газ с использованием статистических методов // Геофизика, 2017. № 5. С. 38–43.
3. Геник И. В. Статистические характеристики геофизических аномалий, выделяемых при региональных работах на нефть и газ // Горное эхо, 2019. № 1 (74). С. 54–57.

REFERENCES

1. Bychkov S. G. Metody obrabotki i interpretatsii gravimetricheskikh nablyudeniye pri reshenii zadach neftegazovoy geologii [Methods of processing and interpretation of gravimetric studies in solving problems of oil and gas geology.]. Ekaterinburg: Ural Branch of the Russian Academy of Sciences, 2010. 188 p. (In Russian).
2. Genik I. V. Prognozirovaniye rezul'tatov regional'nykh gravimetricheskikh rabot na nef't' i gaz s ispol'zovaniyem statisticheskikh metodov [Forecasting the results of regional gravimetric study for oil and gas using statistical methods]. Geofizika, 2017. n. 5. pp. 38–43. (In Russian).
3. Genik I. V. Statisticheskiye kharakteristiki geofizicheskikh anomalii, vydelyayemykh pri regional'nykh rabotakh na nef't' i gaz [Statistical characteristics of geophysical anomalies identified during regional work for oil and gas]. Gornoye echo, 2019. n. 1 (74). pp. 54–57. (In Russian).

УДК 550.831

В. А. Гершанок¹, М. С. Чадаев², В. И. Костицын¹,
М. В. Тарантин², Г. В. Простолупов²

¹ Пермский государственный национальный
исследовательский университет.

614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: geophysic@psu.ru

² Горный институт УрО РАН.

614007, Россия, г. Пермь, ул. Сибирская, д. 78 а;

e-mail: gp_tms@mi-perm.ru

ГЛУБИННОЕ ИЗУЧЕНИЕ ЗЕМНОЙ КОРЫ ПО ДАННЫМ ГРАВИМЕТРИИ

Аннотация. Приведены результаты гравиметрии с применением обрабатывающих систем «ВЕКТОР» и «ПОЛЮС» для изучения глубинного строения земной коры. Материалы представлены в виде карт и разрезов, широко используемых в науках о Земле, что предопределило структуру статьи. Территория изучения простирается от западной границы Фенноскандинавского щита до Урала, включая зону шельфа.

Ключевые слова: гравиметрия, системы «ВЕКТОР» и «ПОЛЮС», ГСЗ Кварц, земная кора, граница Мохо, Фенноскандинавский щит.

V. A. Gershanok¹, M. S. Chadaev², V. I. Kostitsyn¹,
M. V. Tarantin², G. V. Prostolupov²

¹ Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;

e-mail: geophysic@psu.ru

² Mining Institute UB RAS. 78a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia;

e-mail: gp_tms@mi-perm.ru

DEEP STUDY OF THE EARTH'S CRUST ACCORDING TO GRAVITY DATA

Abstract. The results of gravimetric study of the deep structure of the earth's crust using the «VECTOR» and «POLUS» systems are presented. The materials are presented in the form of maps and sections, widely used in Earth sciences that predetermined the structure of the paper. The area of study: from the western border of the Fennoscandinavian shield to the Urals, including the shelf zone.

Keywords: *gravimetry, «VECTOR» system, «POLUS» system, NHS Quartz, lower crust, Moho boundary, Fennoscandinavian shield.*

ВВЕДЕНИЕ. Переход от профильных работ на акватории и шельфе к площадным многометодным сейсмическим работам потребовал одновременного усовершенствования технологии обработки и интерпретации массивов аномалий силы тяжести. Наиболее часто применяемое решение обратной задачи гравиметрии способом подбора имеет необратимую зависимость от принятой начальной параметрической модели, что в значительной степени снижает эффективность.

При поисково-разведочных работах на континенте и шельфе определяющее значение имеют обоснование типа и мощности земной коры и положения границы Мохо [4, 5]. Установленные корреляционные связи между волновыми и потенциальными геофизическими полями, с одной стороны, и геологическими параметрами земной коры и верхней мантии с другой, обеспечивают возможность последовательного изучения земной коры с глубиной [1].

Используя гравиметрические съемки разного масштаба, и выполняя трансформацию гравитационного поля путем постепенного вовлечения в обработку большего объема информационного потока, имеется возможность [6] получить результаты гравиметрии совместно с разными модификациями сейсморазведки, начиная с изучения осадочного чехла (метод отраженных волн – МОВ), переходя затем к площадям осреднения существенно большего размера (глубинное сейсмическое зондирование – ГСЗ).

Приведенные в статье материалы демонстрируют вертикальные и горизонтальные разрезы гравитационного поля куба, полученного в системе «ВЕКТОР», а также в системе «ПОЛЮС» [4, 5].

1. Общий вид глубинного гравиметрического разреза

Глубинный гравиметрический разрез построен по линии профиля «КВАРЦ». В пункте пересечения с профилем ГСЗ «АГАТ» (Мезенская синеклиза) профиль «КВАРЦ» изменяет направление на более широтное. Аномальные зоны трансформированного в системах «ВЕКТОР» и «ПОЛЮС» поля проанализированы по профилю «КВАРЦ» (рис. 1) [2, 5]. Источники, помеченные красным цветом, соответствуют положительным избыточным массам, синим – отрицательным.

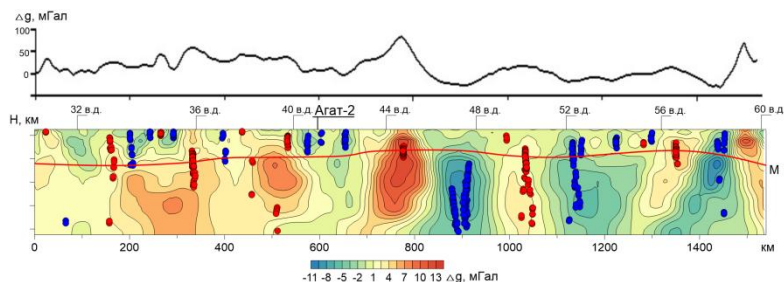


Рис. 1. Вертикальный срез гравитационной диаграммы 3D по линии профиля ГСЗ КВАРЦ: источники красного цвета соответствуют в системах «ВЕКТОР» и «ПОЛЮС» положительным избыточным массам, отображая поднятия земной коры, синего – отрицательным, отображая понижения коры [5]

На рис. 2 представлено вертикальное сечение 3D-диаграммы нормированного по *тах* гравитационного поля, полученной в результате обработки в системе «ВЕКТОР». Интервал эффективных глубин 5,5–7,5 км приблизительно соответствует положению поверхности «Ф» кристаллического фундамента. Локальные аномалии, обусловленные объектами, расположенными выше поверхности фундамента и выходящие на земную поверхность, приурочены к Центральному Уральскому поднятию (ЦУП). Более глубоко локализованные аномалии обусловлены породами мезоархей: гранулитогнейсовыми и зеленокаменными поясами. Они находятся примерно на глубинах 9–16 км.

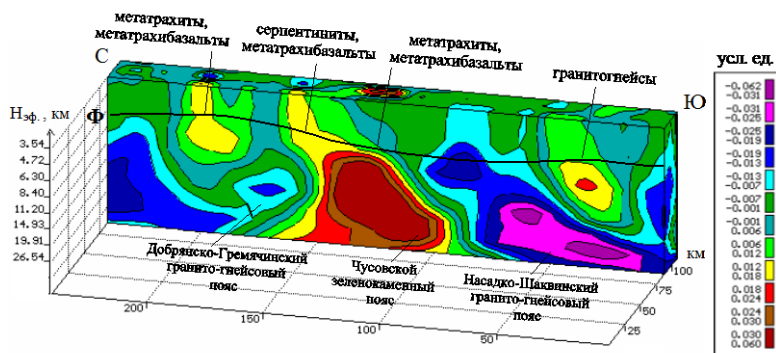


Рис. 2. Вертикальное сечение 3-D диаграммы нормированного гравитационного поля по линии Центрального Уральского поднятия; Ф – поверхность кристаллического фундамента [3]

2. Золоторудные зоны и аномалии силы тяжести Фенноскандинавского щита

Трансформанта карты аномалий Δg в системе «ВЕКТОР» (рис. 3) позволяет выделить в плане семь основных линейно-вытянутых аномальных полос, по которым построены глубинные гравиметрические разрезы 1–7 (рис. 4), отражающие строение нижней коры. Наличие положительно и отрицательно локализирующихся аномалий соответственно указывает на превышения и понижения границы Мохо.

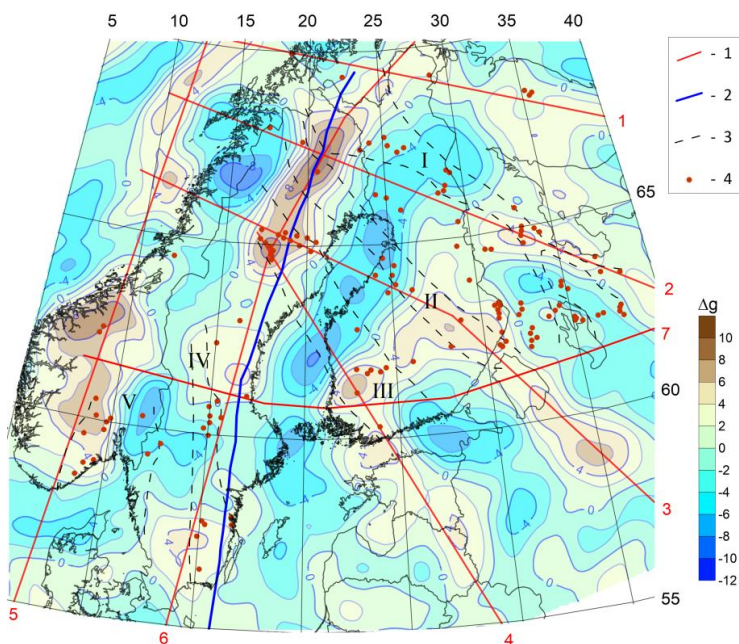


Рис. 3. Горизонтальный срез гравитационной диаграммы 3D в системе «ВЕКТОР» на эффективной глубине раздела Мохо:

- 1 – линии глубинных гравиметрических разрезов 1–7;
- 2 – линия геотраверса «Феннолора»; 3 – металлогенические золоторудные зоны (пояса) постархейского возраста с номерами I–V (по А. И. Голубеву и др.); 4 – золоторудные месторождения

Отметим фактическую возможность использования имеющихся сведений (рис. 3) для детализации границ металлогенических золоторудных зон (поясов) постархейского возраста: **I** – протерозойская и зелёнокаменная, **II**, **III** – свекофенские (**II** – континентально-

окраинная, **III** – островодужная); **IV** – Транскандинавского магматического пояса; **V** – Готская.

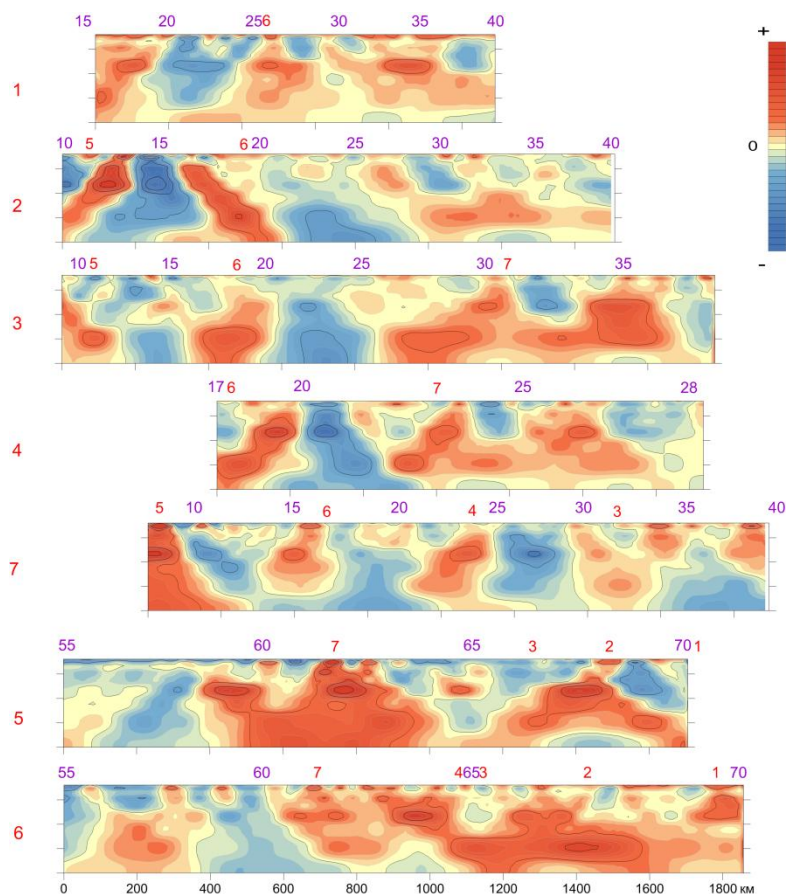


Рис. 4. Глубинные гравиметрические разрезы, полученные в системе «ВЕКТОР» до верхней литосферы по профилям 1–7 (рис. 3).

Цифрами красного цвета обозначены места пересечения профилей, сиреневого – широта и долгота

Известные золоторудные зоны отчетливо коррелируются с полосовыми аномалиями силы тяжести в векторной интерпретации.

На основании вышеизложенного имеется возможность прогнозного уточнения положения золоторудных зон. Так, зона **V** Готская

может иметь продолжение по линии 5 в северном направлении с выходом в акваторию Норвежского моря. Достаточно тесная корреляция пространственного расположения золоторудных зон и полосовых аномалий в системе «ВЕКТОР» может быть использована при планировании поисково-разведочных и детальных работ.

3. Анализ глубинных гравиметрических разрезов

В качестве примеров ниже приводится краткая характеристика гравиметрических срезов, полученных при помощи диаграммы 3D в системе «ВЕКТОР» (рис. 4). Основное внимание уделяется трассированию границы Мохо. Отмечается, что источники, обусловленные неоднородностями Мохо, связаны с мантийными очагами литосферы. Из сопоставления следует, что приподнятые формы рельефа соответствуют положительным изолированным гравиметрическим аномалиям.

Срез 6 — геотраверс Европейский 1 (Fennolora)

Природа, образующих протяженную цепочку аномалий на срезе 6 (рис. 4), установлена по материалам Европейского 1 (Fennolora) геотраверса, где приподнятые и пониженные участки границы Мохо (ундуляции высотой от 36 до 45 км) также создают аналогичную цепочку. В плане положение среза 6 и геотраверса практически совпадает.

Аномалии с максимальными положительными амплитудами от 2 до 8 и более миллигал по срезу 6 отображают приподнятые неоднородности раздела Мохо по сейсмическим данным и, наоборот, отрицательные аномалии – впадинные формы, с которыми пересекаются срезы 4, 3 и 2.

Срез 4 (южная часть)

Срез 4 пересекает профиль 7. Здесь аномалии в интервале широт 55 – 60° с амплитудами 4 мГал соответствуют глубинам 48 и 49 км.

Срез 3 (южная часть)

Срез 3 также пересекает профиль 7. Южная аномалия интенсивностью 6 и более мГал соответствует глубине до границы Мохо (44 км), северная менее интенсивная аномалия с амплитудой до 4 мГал – глубине 47 км. В интервале 25° – 30° находится слабоинтенсивная положительная аномалия, обусловленная центральной частью Карельского кратона, где максимальная глубина до границы Мохо достигает отметки 64 км. На трансформанте в системе «ВЕКТОР» данная аномалия морфологически сходна с её представлением на структурной схеме раздела Мохо [6].

ЛИТЕРАТУРА

1. Гершанок В. А. Костицын В. И., Чадаев М. С. Взаимосвязь и согласованность параметров физических полей земли // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2015. С. 56–61.
2. Простолупов Г. В., Тарантин М. В. Полярная трансформация производных гравитационного потенциала // Геофизика, 2013. № 2. С. 13–18.
3. Чадаев М. С., Гершанок В. А., Простолупов Г. В., Гершанок Л. А., Тарантин М. В. Свойства потенциала притяжения и получаемых на его основе производных // Геофизика, 2011. № 5. С. 25–30.
4. Чадаев М. С., Костицын В. И., Ибламинов Р. Г., Гершанок В. А., Тарантин М. В., Простолупов Г. В., Христенко Л. А. Возможности геофизических методов при изучении неоднородностей земной коры. Пермь, ПГНИУ, 2017. 136 с.
5. Чадаев М. С., Костицын В. И., Гершанок В. А., Простолупов Г. В., Тарантин М. В. Гравиметрическое изучение земной коры Русской и Печорской плит в системе «ВЕКТОР» // Геофизика, 2018. № 5. С. 63–69.
6. Шаров Н.В. Литосфера Северной Европы по сейсмическим данным. Петрозаводск, Карельский науч. центр РАН, 2017. 168 с.

REFERENCES

1. Gershanok V. A. Kostitsyn V. I., Chadayev M. S. Vzaimosvyaz' i soglasovannost' parametrov fizicheskikh poley zemli [Relationship and consistency of parameters of the Earth's physical fields]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2015, pp. 56–61. (In Russian).
2. Prostopolupov G. V., Tarantin M. V. Polyarnaya transformatsiya proizvodnykh gravitatsionnogo potentsiala [Polar transform of gravity potential derivatives]. Geofizika, 2013, no. 2, pp. 13–18. (In Russian).
3. Chadayev M. S., Gershanok V. A., Prostopolupov G. V., Gershanok L. A., Tarantin M. V. Svoystva potentsiala prityazheniya i poluchayemykh na yego osnove proizvodnykh [Properties of the attraction potential and its derivatives]. Geofizika, 2011, no. 5, pp. 25–30. (In Russian).
4. Chadayev M. S., Kostitsyn V. I., Iblaminov R. G., Gershanok V. A., Tarantin M. V., Prostopolupov G. V., Khristenko L. A. Vozmozhnosti geofizicheskikh metodov pri izuchenii neodnorodnostey zemnoy kory [Capability of geophysical methods for studying the inhomogeneities of the Earth's crust]. Perm, PSU, 2017. 136 p. (In Russian).
5. Chadayev M. S., Kostitsyn V. I., Gershanok V. A., Prostopolupov G. V., Tarantin M. V. Gravimetricheskoye izucheniye zemnoy kory Russkoy i Pechorskoy plot v sisteme «VEKTOR» [Gravimetric study of the Earth's crust of Russian and Pechorskaya Plates using the system VECTOR]. Geofizika, 2018, no. 5, pp. 63–69. (In Russian).
7. Sharov N. V. Litosfera Severnoy Yevropy po seysmicheskim dannym [Lithosphere of Northern Europe by seismic data]. Petrozavodsk. Karel'skiy nauch. tsentr RAN, 2017. 168 p. (In Russian).

АЗИМУТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СКОРОСТЕЙ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН ПРИ ПРОГНОЗЕ ЗОН СУБВЕРТИКАЛЬНОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Аннотация. Рассмотрен вопрос проведения азимутального скоростного анализа для стандартных по параметрам возбуждения и регистрации съёмки сейсмических данных 3D. Метод апробирован на площади с зонами развития антиклинальных складок тектонического генезиса, разделённых линейно-мобильными зонами. Показано, что относительная анизотропия скоростей продольных волн может достигать существенных значений в зонах влияния на среду дизъюнктивных нарушений.

Ключевые слова: Сейсморазведка 3D, азимутальный анализ скоростей, сейсмическая анизотропия, Р-волны, трещиноватость.

AZIMUTAL ANALYSIS OF P-WAVES VELOCITY FOR FORECASTING ZONES OF THE SUBVERTICAL FRACTURING

Annotation. The problem of the azimuthal velocity analysis of 3D seismic data acquired using standard generation and recording parameters is considered. The method was tested on an area with zones of development of anticline folds of tectonic genesis, separated by the linear mobile zones. It is shown that the relative anisotropy of the longitudinal waves velocities may reach significant values in the zones of brittle rock destruction.

Keywords: 3D seismic survey, azimuthal velocity analysis, seismic anisotropy, P-waves, fracture.

Введение. Явление трещиноватости горных пород является объектом исследования многих дисциплин как прикладного, так и фундаментального характера. Ориентировка, частота, вид и тип трещин оказывают существенное влияние не только на физико-механические свойства пород, но и фильтрационные свойства коллектора. Многими авторами высказывалось утверждение о разломах и трещинах различного порядка как о главных факторах, влияющих на миграцию углеводородов и формирование закономерности развития трещиноватых типов коллекторов нефти и газа [1, 3, 4]. В свою очередь, на генезис зон дизъюнктивных нарушений влияют тектонические напряженно деформированные состояния среды и нетектонические факторы. Актуальным методом оценки трещиноватости горных пород по материалам широкоазимутальных сейсмических данных МОГТ 3D является анализ скоростей Р-волн VVAZ (Velocity Variation with AZimuth analysis).

В статье рассмотрены возможности проведения азимутального анализа скоростей сейсмических данных 3D для получения информации о субвертикальной и вертикальной трещиноватости целевой части разреза и интерпретация полученных результатов.

Геологические и тектонические особенности площади анализа. В геологическом разрезе территории выделяются два крупных структурных комплекса: кристаллический фундамент и осадочный чехол, включающий рифейский, вендский, палеозойский и кайнозойский структурные этажи, которые характеризуются различным геологическим строением. Породы, слагающие фундамент площади, разбиты многочисленными разрывными нарушениями северо-восточного, северо-западного и субширотного простирания, что указывает на его блоковое строение, в различной степени повлиявшее на структуру осадочного чехла.

Данными сейсморазведки с учетом аэрокосмогеологических исследований на площади выделены узкие линейные зоны тектонических подвижек, названные мобильными (ЛМЗ), которые разделяют территорию на тектонические ступени. Преобладающее простирание ЛМЗ и тектонических ступеней с юго-востока на северо-запад. Борты тектонических ступеней осложняют локальные поднятия, при этом продуктивными являются структуры, примыкающие к основным ЛМЗ, последние играют роль тектонических экранов, тем самым контролируя размещение УВ. Структуры в большинстве своем характеризуются асимметричным строением. Акустически контрастными границами в разрезе являются: каротажный репер НГК в низах сакмарского яруса (ОГ S'), кровля терригенной пачки верейского горизонта (ОГ I^K), кровля терригенных отложений тульского горизонта (ОГ II^K), кровля кар-

бонатных отложений турнейского яруса (ОГ II^П), подошва карбонатных отложений франского яруса (ОГ III).

На временных разрезах в районах разломов хорошо видны разрывы сплошности отражающих горизонтов палеозоя. Разрывные нарушения и зоны крутых флексуобразных перегибов слоев также четко отображаются на горизонтальном срезе куба «Symmetry» (рис. 1).

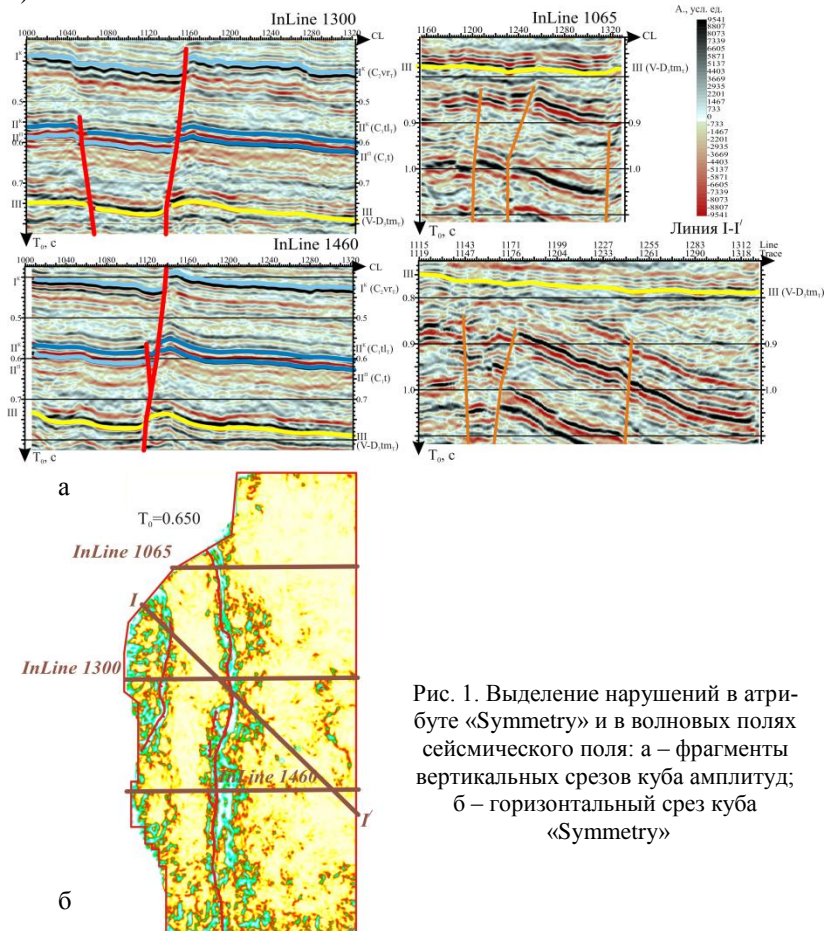


Рис. 1. Выделение нарушений в атрибуте «Symmetry» и в волновых полях сейсмического поля: а – фрагменты вертикальных срезов куба амплитуд; б – горизонтальный срез куба «Symmetry»

Амплитуда сбросов не везде одинакова, что объясняется, скорее всего, неравномерным сжатием и неоднородностью слагающих пород, и колеблется от 20 до 70 м. Данные разломы могли способствовать

миграции углеводородов из глубоких толщ или служить для них тектоническими экранами.

Теоретическое обоснование метода VVAZ. Сейсмическая анизотропия оказывает влияние на все типы сейсмических волн и более ранние подходы к изучению анизотропии фокусировались на измерении анизотропных свойств разреза с использованием преимущественно поперечных волн. В настоящее время работами многих исследователей доказано, что значительная анизотропия может быть оценена по амплитудам отражения и скоростям распространения продольных волн [7].

В работах 1998 г. Grechka V. и Tsvankin I. показали, что азимутальные вариации NMO (Normal MOveout) скоростей могут быть представлены моделью классического эллипса в горизонтальном плане (рис. 2) [8]. Они вывели эллиптическое NMO уравнение для трансверсально-изотропных сред, где удаление источника-приемника не превышает глубину отражающей границы.

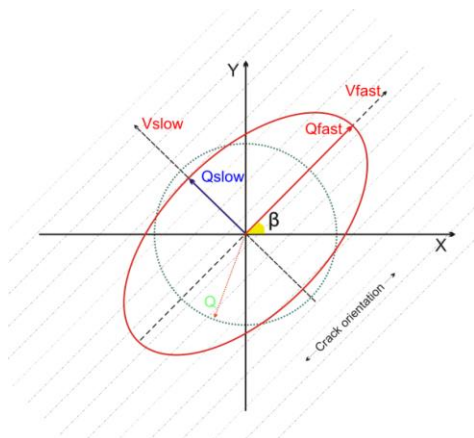


Рис. 2. Модель классического эллипса вариации NMO скоростей в горизонтальном плане

Гиперболическая NMO поправка может быть аппроксимирована уравнением

$$T^2 = T_0^2 + \frac{x^2}{V_{NMO}^2(\varphi)},$$

где

$$\frac{1}{V_{NMO}^2(\varphi)} = \frac{1}{V_{slow}^2} \cos^2(\varphi - \beta_f) + \frac{1}{V_{fast}^2} \sin^2(\varphi - \beta_f),$$

T – полное двойное время пробега волны, T_0 – двойное время пробега волны на нулевом удалении источника-приемника, x – удаление источника-приемника, V_{fast} и V_{slow} векторные компоненты NMO скорости соответственно, β_f – азимут быстрой NMO скорости, $V_{NMO}(\varphi)$ – NMO скорость как функция от азимута источника-приемника.

Классическую эллиптическую модель можно так же описать рядом альтернативных параметров Q , R , S , для которых остаточное азимутальное приращение можно выразить как

$$\Delta t = Q(x^2 + y^2) + R(x^2 - y^2) + S(2xy),$$

где x – удаление по x , а y – удаление по y , Q , R и S описывают остаточное время пробега: Q – изотропная часть (нет азимутальных изменений), R и S – азимутальные анизотропные компоненты, выражающиеся как

$$\begin{aligned} Q &= \frac{Q_{fast} + Q_{slow}}{2}, & S &= \frac{Q_{fast} - Q_{slow}}{2} \sin(2\alpha), \\ R &= \frac{Q_{fast} - Q_{slow}}{2} \cos(2\alpha), & \alpha &= 0,5 \arctan\left(\frac{S}{R}\right). \end{aligned}$$

Азимутальный скоростной анализ VVAZ. Предшествующий опыт проведения азимутального анализа скоростей отечественных и зарубежных исследователей заключался в использовании высокоплотных съемок с хорошей пространственной дискретизацией, высокой кратностью прослеживания целевых горизонтов, с полной азимутальностью наблюдения и наличием значительных удалений расстановки регистрации сигнала. В своей работе мы рассмотрели возможность использования азимутального анализа на более стандартных по параметрам возбуждения и регистрации сигнала съемках, которые повсеместно используются во многих регионах России.

Для выполнения азимутального анализа скоростей на 3D площади, отработанной методом ОГТ (общей глубинной точки), использовался стандартный граф РАМ (preserve amplitudes) обработки с сохранением истинных амплитуд. Для сохранения азимутальной информации сейсмического поля после этапов регуляризации данных и временной миграции с априорной изотропной скоростной моделью применялась технология COV биннинга [2]. Преимущество использования

COV биннинга как одного из подходов сохранения азимутов трасс заключается в учете всех азимутов одновременно, что обеспечивает уменьшение влияния системы наблюдения (footprint noise), в отличие от независимого анализа азимутальных секторов [9].

Для получения азимутально-зависимых остаточных NMO поправок выполнялся остаточный азимутальный скоростной анализ с получением Q , R , S параметров. Алгоритм расчета остаточной параболической эллиптической модели проводится в декартовой системе координат и основан на оптимизации когерентности между рядовой и опорной эталонной суммарной трассы бина в пределах сейсмограммы SIG.

Полученные атрибуты обрабатывались низкочастотным фильтром и далее конвертировались на базе изотропной NMO скорости в параметры V_{fast} V_{slow} и азимут V_{fast} . Для интерпретационного анализа данных рассматривались 3 интервала записи – $S'-I^K$, I^K-II^K , II^K-III , относящиеся преимущественно к карбонатному типу разреза. Для каждого из интервалов и скоростей V_{fast} V_{slow} вычислялись при помощи преобразования Урупова – Дикса интервальные скорости по формуле

$$V_{интП-К} = \sqrt{\frac{V_{ОГТП}^2 T_{оп} - V_{ОГТК}^2 T_{ок}}{T_{оп} - T_{ок}}},$$

где $V_{ОГТП}$ и $V_{ОГТК}$ – скорость ОГТ между подошвой и кровлей интервала, для которого она определяется, $T_{оп}$ и $T_{ок}$ – соответствующие им времена [5]. Как правило, она гораздо правильнее описывает среду, чем эффективная скорость, поскольку в ней осреднение проводится по пластам.

Далее по значениям быстрой медленной скорости в соответствующих интервалах рассчитывалась относительная анизотропия по формуле

$$K_{ani} = \frac{V_{fast} - V_{slow}}{V_{fast}} \cdot 100\%.$$

Результатом анализа VVAZ стали интервальные карты относительных значений анизотропии скоростей в процентах с нанесенными изохронами горизонтов, являющихся подошвами соответствующих интервалов. Также получены карты изохрон ОГ подошвы карбонатных интервалов с наложением вектора направления азимута V_{fast} и магнитудой относительной анизотропии скоростей. Длина вектора характеризует интенсивность анизотропии, угол вектора – направление быстрой скорости (направление системной трещиноватости) в диапазоне от

0° до 180° с нулевым значением на востоке, а «острие» вектора является положением точки расчета анизотропии.

Анализ результатов. Рассматривая карты коэффициентов относительной анизотропии для всех трех интервалов расчета (рис. 3 а) можно отметить неравномерное распределение интенсивности и закономерное увеличение значений параметра с глубиной, что можно охарактеризовать как проявление зон высокой тектонической активности.

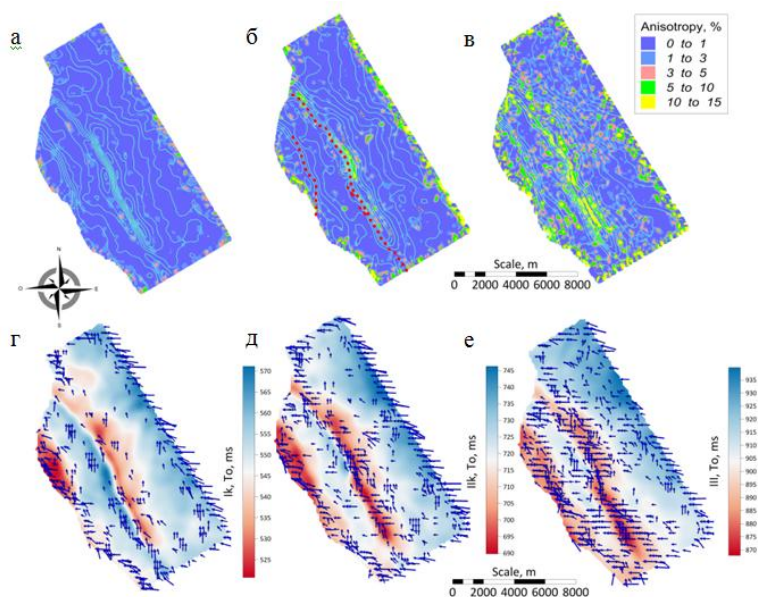


Рис. 3. Результаты VVAZ анализа:

а – карта K_{ani} интервала $S'-I^K$ с наложением изохрон ОГ I^K ; б – карта K_{ani} интервала I^K-II^K с наложением изохрон ОГ II^K ; в – карта K_{ani} интервала II^K-III с наложением изохрон ОГ III ; г - карта изохрон ОГ I^K с наложением вектора направления азимута V_{fast} и магнитудой относительной анизотропии; д - карта изохрон ОГ II^K с наложением вектора направления азимута V_{fast} и магнитудой K_{ani} ; е - карта изохрон ОГ III с наложением вектора направления азимута V_{fast} и магнитудой K_{ani}

Если для верхнего интервала $S'-I^K$ диапазон изменения анизотропии составляет от 0 до 3 % (локально достигая 5 %), что соответствует среде со слабыми анизотропными свойствами, то для среднего I^K-II^K и нижнего II^K-III интервалов диапазоны составляют от 0 до 15 %. Пространственно и по глубине зоны повышенных значений анизотро-

пии согласуются с локализацией зон протяженных дизъюнктивных нарушений, секущих площадь в северо-западном направлении и в поперечном срезе представляющих грабенообразную структуру, которая осложнена нарушениями меньшего порядка. Амплитуда разрыва сплошности пород по плоскости нарушения затухает по мере приближения к поверхности, что логично отражается в изменениях интенсивности анизотропии от нижнего Π^{Π} – Π^{III} интервала к верхнему $S'-I^K$.

Доминирующее направление анизотропии, характеризующееся азимутом быстрой скорости, связано с системной трещиноватостью пород и для ОГ I^K Π^K и Π^{III} локально контролируется направлениями простирания разломов: северное – северо-западное (рис. 3 б). Однако для ОГ Π^K и Π^{III} доминантное направление векторов анизотропии в целом по площади, исключая локальные зоны разломов, становится западным, что может свидетельствовать о влиянии уральского стресса на толщи пород в рассматриваемый геологический период времени.

Локализация продуктивных залежей на площади, как уже было ранее отмечено, приурочена к структурам, примыкающим к основным дизъюнктивным нарушениям - ЛМЗ, которые оказывают безусловное влияние не только на миграцию УВ и экранирование залежи сбросами, но и являются фактором возникновения системной трещиноватости. Зоны повышенной трещиноватости могут приводить к образованию коллекторов УВ в плотных карбонатных породах.

Заключение

- Для изучения субвертикальной трещиноватости карбонатных пород азимутальные изменения скоростей Р волн могут стать эффективным инструментом получения информации об интенсивности и направлении трещин.
- VVAZ анализ для стандартных по параметрам съемок 3D является рентабельным и информативным методом для трассирования зон крупных разрывных нарушений.
- Полученные данные по азимутальному анализу скоростей должны согласовываться и применяться в процессе интерпретации комплексно с результатами других методов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белоновская Л. Г. Трещиноватость горных пород и разработанные во ВНИГРИ основы поисков трещинных коллекторов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2006. Т. 1.
2. Глотов А. А., Душкин А. Б., Неганов В. М., Лантев А. П. Широко-азимутальная обработка 3D сейсмических данных при проведении азимутального анализа амплитуд // Геофизика, 2018. № 5. С. 38-49.

3. *Дрофеева Т. В.* Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Недра, 1986. 222 с.
4. *Смехов Е. М.* Закономерности развития трещиноватости горных пород и трещинных коллекторов нефти и газа. Л.: Гостоптехиздат, 1961. 146 с.
5. *Урупов А. К.* Основы трехмерной сейсморазведки: Учебное пособие для вузов. М.: «Нефть и газ». РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2004. 584 с.
6. *Al Dulaijan K., Margrave G., Wong J.* Azimuthal anisotropy investigations for P and S waves: a physical modelling experiment // CREWES Research Report. Volume 26, 2014.
7. *Antonich C. B., Thomas L. D.* 3-D AVO analysis and modeling applied to fracture detection in coalbed methane reservoirs // Geophysics, 1997. 62 (6). 1683–1695 p.
8. *Grechka V., Tsvankin I.* 3-D description of normal moveout in anisotropic inhomogeneous media // Geophysics. 63(3), 1998. 1079-1092 p.
9. *Lecerf D., Navion S., Boelle J. L., Belmokhtar A., Ladmek A.* Azimuthal Residual Velocity Analysis in Offset Vector for WAZ Imaging // EAGE extended abstracts. V013, 2009.

REFERENCES

1. *Belonovskaya L. G.* Treshchinovost' gornyykh porod i razrabotannyye vo VNIGRI osnovy poiskov treshchinnykh kollektorov nefi i gaza [Fracturing of rocks and developed in VNIGRI basis for the prospecting of fractured reservoirs of oil and gas]. Neftgazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2006. Vol. 1. (In Russian).
2. *Glotov A. A., Dushkin A. B., Neganov V. M., Laptev A. P.* Shirokoazimutal'naya obrabotka 3D seysmicheskikh dannykh pri provedenii azimutalnogo analiza amplitud [Wide-azimuthal processing of 3D seismic data for the azimuthal amplitude analysis] Geofizika. 2018, no. 5, pp. 38-49. (In Russian).
3. *Drofeeva T. V.* Tektonicheskaya treshchinovost' gornyykh porod i usloviya formirovaniya treshchinnykh kollektorov nefi i gaza [Tectonic fracturing of rocks and the conditions of fractured oil and gas reservoirs formation]. L.: Nedra, 1986. 222 p. (In Russian).
4. *Smekhov E. M.* Zakonomernosti razvitiya treshchinovostei gornyykh porod i treshchinnykh kollektorov nefi i gaza [Regularities of fracturing of rocks and fractured oil and gas reservoirs]. L.: Gostoptekhizdat, 1961. 146 p. (In Russian).
5. *Urupov A. K.* Osnovy trekhmernoy seysmorazvedki: Uchebnoe posobie dlya vuzov [Fundamentals of 3D seismic exploration: Textbook for universities]. M.: «Nef't i gaz». RGU nefi i gaza im. I. M. Gubkina, 2004. 584 p. (In Russian).
6. *Al Dulaijan K., Margrave G., Wong J.* Azimuthal anisotropy investigations for P and S waves: a physical modelling experiment. CREWES Research Report. Volume 26, 2014.
7. *Antonich C B, Thomas L. D.* 3-D AVO analysis and modeling applied to fracture detection in coalbed methane reservoirs. Geophysics, 1997. 62 (6). 1683–1695 p.

8. Grechka V., Tsvankin I. 3-D description of normal moveout in anisotropic inhomogeneous media. Geophysics. 63 (3). 1998. 1079–1092 p.

9. Lecerf D., Navion S., Boelle J. L., Belmokhtar A., Ladmek A. Azimuthal Residual Velocity Analysis in Offset Vector for WAZ Imaging. EAGE extended abstracts. V013, 2009.

УДК 550.831

А. С. Долгаль^{1,2}

¹ Горный институт УрО РАН.
614007, Россия, г. Пермь, ул. Сибирская, д. 78 а;

² Пермский государственный национальный
исследовательский университет
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: dolgal@mi-perm.ru

ВЫДЕЛЕНИЕ СОСТАВЛЯЮЩИХ ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЯ, ОБУСЛОВЛЕННЫХ ОБЪЕКТАМИ С РАЗНОЗНАКОВЫМИ ЭФФЕКТИВНЫМИ ПЛОТНОСТЯМИ

Аннотация. С целью разделения гравитационного поля на составляющие, обусловленные объектами с разнознаковыми эффективными плотностями, используется система эквивалентных источников, последовательно погружающихся на разные глубины от поверхности наблюдений.

Ключевые слова: гравиразведка, интерпретация, эффективная плотность, эквивалентные источники, аппроксимация, составляющая поля, обратная задача, декомпозиция.

A. S. Dolgal^{1,2}

¹ Mining Institute UB RAS. 78a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
E-mail: dolgal@mi-perm.ru

SEPARATION OF THE GRAVITATIONAL FIELD COMPONENTS RELATED TO THE OBJECTS HAVING EFFECTIVE DENSITY OF OPPOSITE SIGN

Annotation. In order to separate the gravitational field components caused by objects with effective densities of opposite sign, a system of equivalent sources successively placed at different depths from the observation surface was used.

Keywords: *gravity exploration, interpretation, effective density, equivalent sources, approximation, field component, inverse problem, decomposition.*

В реальных физико-геологических ситуациях, при наличии в разрезе сближенных возмущающих объектов, обладающих эффективной плотностью разного знака, происходит частичная компенсация (аннигиляция) их аномальных эффектов. Аннигиляция может заметно уменьшать амплитуду суммарного гравитационного поля и, соответственно, приводить к существенным ошибкам в определении параметров аномалиеобразующих тел. Эти ошибки будут иметь место как при определении интегральных характеристик масс, так при оценке местоположения особых точек гармонических функций, аппроксимирующих суммарное поле, т.е. даже при применении теоретически однозначных методов количественной интерпретации аномалий силы тяжести.

Постановки обратных задач гравиразведки, в которых присутствуют объекты с эффективными плотностями разных знаков, обычно ассоциируются у геофизиков с ростом влияния практической эквивалентности. В качестве примера можно привести высказывание из работы [3], где после классификации решений обратной задачи, отмечено следующее: «Все рассмотренные решения получены при условии, что постоянная или переменная аномальная плотность имеет один знак, т.е. является либо положительной, либо отрицательной. Введение аномальной плотности другого знака неограниченно расширяет возможности получения различных решений». С целью уменьшения неоднозначности решения обратной задачи гравиразведки предлагается выполнять процедуру разделения аномального гравитационного поля Δg на две составляющие Δg^+ и Δg^- , отвечающие, соответственно, влиянию источников с положительными и отрицательными эффективными плотностями, с использованием процедуры истокообразной аппроксимации [1, 2].

Предположим, что поле Δg задано в n точках профиля с постоянным шагом Δx , а глубины аномалиеобразующих объектов H лежат в интервале $\Delta x \leq H \leq H_2$. Разместим под каждой точкой бесконечные горизонтальные стержни на глубине $z = \Delta x$ и определим значения их эффективной линейной плотности σ путем решения системы линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) с точностью δ (здесь и далее точность – среднеквадратическое расхождение полей). Восстановим две компоненты поля Δg^+ и Δg^- в точках профиля, при этом их сумма будет близка к исходным значениям поля: $\Delta g \cong \Delta g^+ + \Delta g^-$. Компонента Δg^+ обусловлена источниками с положительными эффективными линейными плотностями σ^+ , компонента Δg^- – с отрицательными σ^- . По-

вторим эти операции для ряда глубин z_i расположения стержней с постоянным шагом p по вертикали: $1p, 2p, 3p, \dots, mp$; $mp \geq H_2$. В результате будет получено m вариантов разделения интерпретируемого поля на две составляющие Δg^+ и Δg^- , отвечающих дискретному набору значений глубин z_i , $i = 1, 2, \dots, m$ эквивалентных источников. Как показывают результаты многочисленных вычислительных экспериментов, всегда найдется такая глубина z_k , при которой каждая из аномалий Δg^+ и Δg^- с удовлетворительной точностью приближает соответствующую составляющую интерпретируемого поля Δg . При этом качество аппроксимации «разнознаковых» компонент поля, монотонно ухудшается с ростом расстояния $||i - k||$. К сожалению, до конца объяснить этот факт с теоретических позиций пока не удалось.

Рассмотрим конкретный пример разделения интерпретируемого поля гравитационного поля Δg , созданного тремя объектами, на две составляющие (рис. 1). Число точек профиля $n = 81$, шаг между точками $\Delta x = 500$ м, шаг глубин $p = \Delta x = 500$ м. Мы ограничились интервалом глубин $1,5 \text{ км} \leq H \leq 10 \text{ км}$ при истокообразной аппроксимации, т. е. получили $m = 18$ вариантов разделения поля Δg . Ранее уже отмечалось, что априори предполагается отсутствие в разрезе возмущающих объектов ниже глубины $H_2 = 10 \text{ км}$.

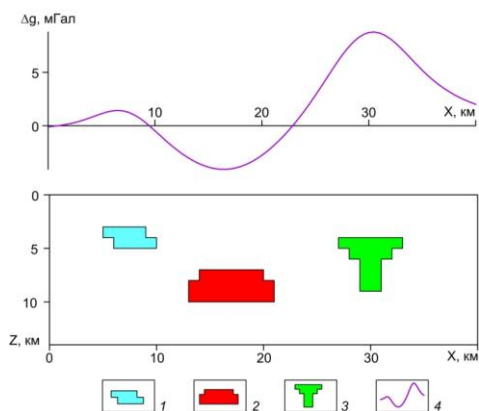


Рис. 1. Геоплотностная модель: аномалиеобразующие объекты, характеризующиеся эффективной плотностью σ : 1 – $0,15 \text{ г/см}^3$, 2 – $-0,2 \text{ г/см}^3$, 3 – $0,3 \text{ г/см}^3$; 4 – график гравитационного поля Δg

Во всех случаях величина $\delta \leq 0.1 \text{ мГал}$, под точностью восстановления компоненты поля подразумевается ее отличие от истинной составляющей (определенной путем решения прямой задачи гравираз-

ведки) в евклидовой метрике. Наилучшие приближения компонент Δg^+ и Δg^- получены, когда горизонтальные стержни помещаются на глубине 5 км, причем прослеживается четкая зависимость качества разделения гравитационного поля от глубины аппроксимационной конструкции (табл.).

Таблица

Результаты разделения интерпретируемого гравитационного поля на «разнознаковые» компоненты Δg^+ и Δg^-

Глубина z_i , км	Точность δ , мГал	Точность восстановления компонент поля, мГал		Суммарная эффективная линейная плотность стержней, г/см ³	
		Δg^+	Δg^-	σ^+	σ^-
1,5	0,005	2,19	2,19	2,97	-1,34
2	0,005	2,05	2,05	3,14	-1,47
2,5	0,005	1,87	1,87	3,39	-1,67
3	0,005	1,66	1,66	3,69	-1,92
3,5	0,005	1,40	1,40	4,04	-2,24
4	0,005	1,11	1,11	4,46	-2,61
4,5	0,005	0,76	0,76	4,99	-3,11
5	0,005	0,39	0,39	5,76	-3,84
5,5	0,005	0,82	0,82	6,96	-5,02
6	0,005	1,98	1,98	8,71	-6,74
6,5	0,005	3,85	3,85	11,44	-9,45
7	0,006	6,56	6,56	15,44	-13,43
7,5	0,008	9,41	9,41	19,81	-17,76
8	0,010	13,33	13,33	25,88	-23,78
8,5	0,015	17,84	17,84	33,06	-30,92
9	0,025	22,32	22,32	40,49	-38,30
9,5	0,035	26,49	26,49	47,77	-45,53
10	0,046	30,77	30,77	55,47	-53,19

В процессе истокообразной аппроксимации, при решении СЛАУ вида $\sigma \mathbf{F} = \Delta \mathbf{g}$, где \mathbf{F} – вектор гравитационных эффектов стержней при $\sigma = 1$, использовалась регуляризация. О весьма высокой степени проявления практической эквивалентности свидетельствует то, что при точности δ подбора поля Δg , не превышающей 0,01 мГал (для $1,5 \text{ км} \leq z_i \leq 8 \text{ км}$), суммарные массы источников положительного и отрицательного знаков могут изменяться на порядок и более (табл. 1). Это неизбежно влечет за собой соответствующие колебания амплитуд при восстановлении составляющих поля Δg^+ и Δg^- для разных значе-

ний z_i .

Предлагаемый подход позволяет осуществить декомпозицию обратной задачи гравиразведки на две подзадачи для разных компонент гравитационного поля (при фиксированной глубине z аппроксимационной конструкции). Можно также проводить решение серии обратных задач (для разных значений z) и анализировать структуру полученного множества допустимых решений. Однако область применения аппроксимационного способа выделения «разнознаковых» составляющих поля Δg^+ и Δg^- не ограничивается решением обратных задач. Этот способ может быть реализован в 3D варианте и использован при решении широкого круга геологических задач, в т.ч. поискового характера. Знак локальной аномалии силы тяжести является одним из основных диагностических признаков для многих типов полезных ископаемых. Все вышесказанное также вполне применимо в области магниторазведки.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект 19-05-00654 А).

ЛИТЕРАТУРА

1. Аронов В. И. Методы построения карт геолого-геофизических признаков и геометризация залежей нефти и газа на ЭВМ. М.: Недра, 1990. 301 с.
2. Долгаль А. С., Костицын В. И., Новикова П. Н., Пугин А. В. Алгоритмы аппроксимации геопотенциальных полей истокообразными функциями // Геофизика, 2016. № 5. С. 4–10.
3. Маловичко А. К., Костицын В. И., Тарунина О. Л. Детальная гравиразведка на нефть и газ. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1989. 224 с.

REFERENCES

1. Aronov V. I. Metody postroeniya kart geologo-geofizicheskikh priznakov i geometrizatsiya zalezhey nefi i gaza na EVM. [Computer methods for constructing the maps of geological and geophysical characteristics and geometrization of oil and gas reservoir]. M.: Nedra, 1990. 301 p. (In Russian).
2. Dolgal A. S., Kostitsyn V. I., Novikova P. N., Pugin A. V. Algoritmy approksimatsii geopotentsial'nykh poley istokoobraznymi funktsiyami. [Algorithms of approximating the geopotential fields by source functions]. Geofizika, 2016, no. 5, pp. 4–10. (In Russian).
3. Malovichko A. K., Kostitsyn V. I., Tarunina O. L. Detal'naya gravirazvedka na nef' i gaz. [Detailed gravity exploration for oil and gas]. M.: Nedra, 1989. 224 p. (In Russian).

**ФРАКТАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАЗЛОМНОЙ СЕТИ
НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ ПО ДАННЫМ
КОСМОТЕКТОНИЧЕСКОЙ КАРТЫ**

***Аннотация.** Статья посвящена оценке фрактальной размерности сети линейных разломов на территории Республики Беларусь. В качестве исходных данных взята космотектоническая карта Беларуси (по Гарецкому, Каратаеву и др.), в исследовании использованы ГИС-технологии и программирование.*

***Ключевые слова:** самоподобие, фрактал, фрактальная размерность, разломная сеть, космотектоническая карта.*

P. S. Dolhi

Polotsk State University. 29 Blokhin Str., Novopolotsk 211440, Belarus;
e-mail: p.dolgi@psu.by

**FRactal ANALYSIS OF THE Fault NETWORK
ON THE TERRITORY OF BELARUS BASED
ON COSMOTECTONIC MAP DATA**

***Abstract.** The article presents the results of evaluation of the fractal dimension of the linear fractures network on the territory of the Republic of Belarus. The cosmotectonic map of Belarus was used as the initial data. GIS technologies and programming were used in the research.*

***Key words:** self-similarity, fractal, fractal dimension, fracture network, cosmotectonic map.*

В настоящее время наблюдается обновление взглядов на классическую науку под влиянием идей нелинейной науки: теорий динамических систем, фракталов, синергетики. Особенно прочно эти идеи проникли в науки о Земле.

Много работ [2, 3 и др.] посвящено исследованиям самоподобия структур литосферы различного масштаба (литосферных плит, блоков, микроблоков); распределения сейсмичности в пространстве и проявления его во времени. Ввести количественные характеристики самопо-

добия позволяет применение теории фракталов – объектов, в которых каждая часть множества несет информацию о целом [2].

Цель данной работы – оценить фрактальную размерность сети тектонических разломов на территории Беларуси. В качестве исходных данных взята космотектоническая карта Беларуси масштаба 1:500 000, полученная на основе изучения синтетических космоизображений, а также комплексных геолого-геофизических материалов в рамках работы Р. Г. Гарецкого, Г. И. Каратаева, Р. Е. Айзберга, А. К. Карабанова, А. А. Святогорова [1].

В общем виде закон делимости описывается степенным соотношением вида

$$N \sim L^{-\alpha}; \quad , \quad (1)$$

где N – количество блоков; L – их размер; α – параметр распределения.

Согласно методике, описанной в работе [2], исследуемую структуру покрывают регулярной сеткой со стороной, равной δ , после чего подсчитывают количество ячеек, покрывающих структуру. Для диапазона значений, в которых выполняется пропорциональность

$$N \sim \delta^{-D}; \quad , \quad (2)$$

где N – количество ячеек сетки, покрытых исследуемой структурой, δ – длина стороны сетки, показатель степени является оценкой фрактальной размерности D исследуемой структуры.

Чаще всего зависимость строится в двойном логарифмическом масштабе

$$\lg(N) = f(\lg(\delta)). \quad (3)$$

Затем исследуемую область аппроксимируют прямой линией методом наименьших квадратов:

$$\lg(N) = -D \lg(\delta) + a, \quad (4)$$

где a – постоянная. Тангенс угла наклона графика является размерностью D .

Пространственный анализ разломной сети выполнен в программном продукте QGIS 3.4. Разломы переведены в векторный вид, после чего покрыты набором регулярных сеток с различным размером ячейки: от 1 до 24 км. При помощи операции «Пространственное соединение» отобраны только те ячейки, которые перекрывают разломную сеть (рис. 1).

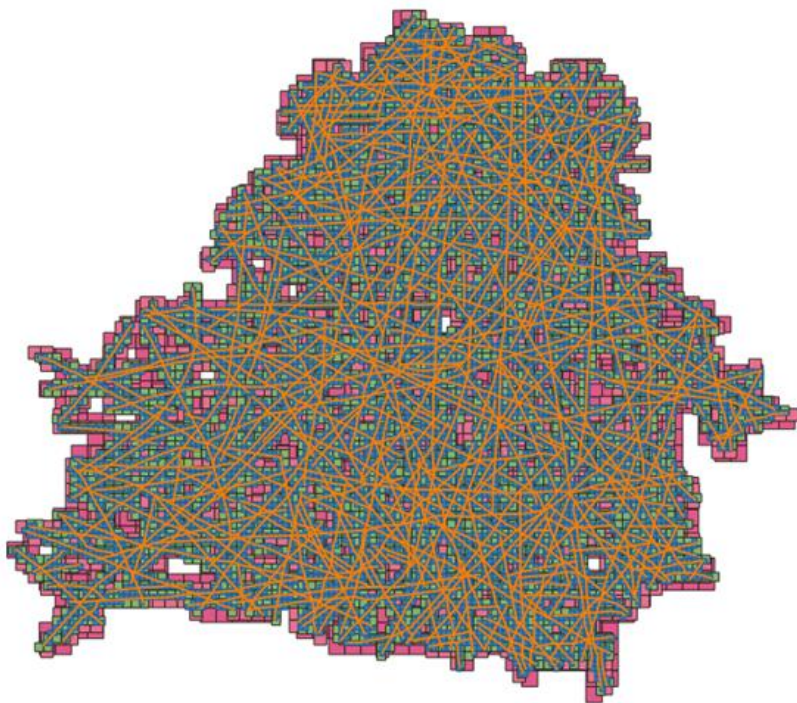


Рис. 1. Разломная сеть Беларуси, покрытая набором регулярных сеток с различными размерами ячеек [1]

Дальнейшая обработка выполнена в среде Jupyter с помощью библиотек научных вычислений языка Python 3.4.4 `numpy`, `scipy` и `matplotlib`. Сформировав массивы исходных данных (класс `numpy.array`), вычисляем десятичный логарифм каждого элемента.

Создаем список аргументов для построения графиков моделей

```
In [126]: fx = sp.linspace(x[0]-0.1, x[-1]+0.1, 1000)
```

Получаем параметры модели для полинома и создаем объект `f` функции-полинома

```
In [127]: fp, residuals, rank, sv, rcond = sp.polyfit(x, y, 1, full=True)
          f = sp.poly1d(fp)
```

Передавая полученный ранее список аргументов в функцию-полином, выполняем отрисовку данной функции в предварительно настроенных осях координат изображения matplotlib (рис. 2). С помощью свойства coeffs объекта функции получаем коэффициенты уравнения и отображаем первый из них (старший член) в качестве подписи к графику.

В результате получаем уравнение аппроксимирующей прямой

$$\lg(N) = 1,39 \lg(\delta) + 5,02 \quad . \quad (5)$$

Таким образом, значение фрактальной размерности D равно 1,39.

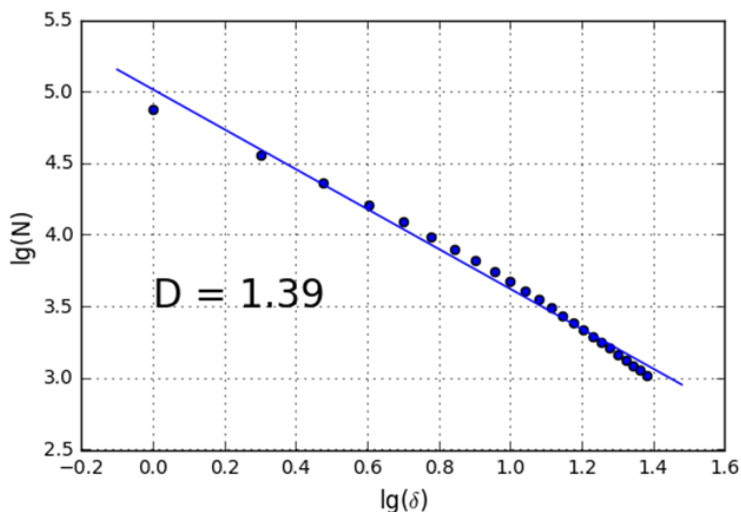


Рис. 2. Зависимость количества ячеек, покрывающих разломную сеть от масштаба рассмотрения и прямая, её аппроксимирующая

Тот факт, что полученная нами фрактальная размерность лежит в промежутке от 1 до 2, говорит о безусловном существовании самоподобия сети и о средней степени изрезанности территории Беларуси разломной сетью [2]. На графике (рис. 2) можно заметить некоторое изменение крутизны графика в районе δ , равного 13 км, что говорит об изменении фрактальной размерности в более крупных масштабах рассмотрения. Наибольшее доверие вызывают масштабы рассмотрения мельче 13 км, т. к. крупная сетка покрывает разломную сеть практически полностью.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гарецкий Р. Г., Каратаев Г. И., Айзберг Р. Е., Карabanов А. К., Святогорov А. А. Космотектоническая карта Беларуси масштаба 1:500000: создание и результаты // Литасфера, 2013. № 1. С. 3–30.
2. Захаров В. С. Самоподобие структур и процессов в литосфере по результатам фрактального и динамического анализа // Диссертация на соискание степени к. г.-м. н., 2014. МГУ.
3. Макаров П. В. Об иерархической природе деформации и разрушения твердых тел и сред // Физическая мезомеханика, 2004. № 7. С. 25–34.

REFERENCES

1. Garetskiy R. G., Karataev G. I., Ayzberg R. E., Karabanov A. K., Svetogorov A. A. Kosmotektonicheskaya karta Belarusi masshtaba 1:500 000: sozdanie i rezul'taty [1:500000 scale cosmotectonic map of Belarus: creation and results]. Litosphera, 2013, no. 1, pp. 3–30. (In Russian).
2. Zakharov V. S. Samopodobie struktur i protsessov v litosfere po rezul'tatam fraktal'nogo i dinamicheskogo analiza [Self-similarity of structures and processes in the lithosphere by results of fractal and dynamic analysis]. Diss. cand. sci., 2014, MSU. (In Russian).
3. Makarov P. V. Ob ierarkhicheskoy prirode deformatsii i razrusheniya tverdykh tel i sred [On hierarchical nature of deformation and fracture of solids and media]. Phizicheskaya mezomekhanika, 2004, no. 7, pp. 25–34. (In Russian).

УДК 550.8.053

И. С. Заклучнов, И. С. Путилов

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг ПермНИПИнефть»
в г. Перми. 614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, д. 3а;
e-mail: Igor.Zaklyuchnov@pnn.lukoil.com, Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ КОЛИЧЕСТВЕННОГО ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D И ГИС

Аннотация. Статья посвящена совершенствованию методики количественного прогноза эффективных толщин коллекторов. Разработан и практически реализован новый подход для количественного прогноза эффективных толщин коллектора в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки 3D и ГИС.

Ключевые слова: сейсморазведка, атрибутный анализ, сейсмическая инверсия, лассо-регрессия.

I. S. Zaklyuchnov, I. S. Putilov
LUKOIL-Engineering Limited. PermNIPIneft Branch Office in
Perm, 3a Permskaya Str., Perm 614015, Russia;
e-mail: Igor.Zaklyuchnov@pnn.lukoil.com, Ivan.Putilov@pnn.lukoil.com

IMPROVEMENT OF METHOD FOR QUANTITATIVE PREDICTION OF RESERVOIR THICKNESS USING 3D SEISMIC AND WELL LOGGING DATA

Abstract. *This study is devoted to improving reservoir thickness prediction methods. The new approach has been developed and used for quantitative prediction of reservoir thickness using 3D seismic and well logging data.*

Key words: *seismic, attribute analysis, seismic inversion, Lasso regression.*

Неоднозначность решения обратной задачи геофизики в сейсморазведке сохраняет свою актуальность до сих пор. Для получения надежного и однозначного решения используются различные подходы: внутриметодное и межметодное комплексирование, наложение ограничений на основе априорной информации об объекте исследования, а также использование новых технологий анализа данных и интерпретации. Одним из направлений, где необходима высокая точность полученных решений, является прогноз параметров коллектора (эффективная толщина), его свойств (пористости, песчанистости, литологии) в межскважинном пространстве. Качественный прогноз является важным для построения геологических моделей, подсчета запасов, планирования точек заложения новых скважин и, в целом, разработки месторождений.

В настоящее время широкое распространение приобрели технологии комплексного прогноза, в основе которых лежит совместное использование сейсмических и скважинных данных. Одной из методик для прогноза является инверсия, под которой понимают восстановление упругих свойств по зарегистрированному волновому полю [1]. Наибольшую актуальность в последние годы приобрели синхронная (упругая) и синхронная геостатистическая инверсия. Последние две разновидности инверсии позволяет выйти за пределы зарегистрированного частотного диапазона сейсмических данных и получить детальные высокоразрешенные модели, а также делать вероятностную оценку запасов и ресурсов углеводородов [3]. Однако, они требовательны как к объему и качеству входных данных, так и к вычислительным мощностям.

Для количественного прогноза кубы упругих параметров (V_p , V_s , V_p/V_s , ρ) полученные в результате инверсионных преобразований, пересчитываются в кубы коллектор/неколлектор на основе данных по скважинам (АК, ГГК-п). После чего происходит оценка временной толщины литотипа «коллектор», которая через интервальные скорости переводится в реальные эффективные толщины пластов [3].

Другой методикой для прогноза является совместный анализ функциональных зависимостей между атрибутами сейсмической записи и результатами интерпретации ГИС. В данной методике можно выделить несколько разновидностей поиска зависимостей, представленных на рис. 1. Первая из которых – сопоставление интервальных атрибутов с толщинами в равных интервалах (рис. 1, а). Данный подход применим для однородных по толщине интервалов, но может давать ошибки при значительной их неоднородности. Второй вариант предполагает сопоставление интервальных атрибутов с эффективными толщинами отдельно взятых пластов (рис. 1, б). Основанием такого подхода является тот факт, что отдельно взятый пласт вносит вклад в формирование волновой картины во всём интервале исследования. Третий вариант основан на прямом сопоставлении объемных атрибутов и результатов интерпретации ГИС (рис. 1, в). Минусом подхода является необходимость построения детальной скоростной модели и структурного каркаса.

Другой подход расширенного сопоставления объемных атрибутов с эффективными толщинами разработан И. С. Путиловым в виде методики многовариантного прогноза коллекторов (МПК) на базе теории нечетких множеств (рис. 1, г). Он предполагает расчет атрибутов по стратиграфической 3D сетке. Обоснованием такого подхода являются результаты одномерного моделирования, которые показывают, что волновое поле формируется более сложным образом, и эффект от пласта-коллектора/неколлектора может проявляться как выше, так и ниже его непосредственного положения по разрезу [4].

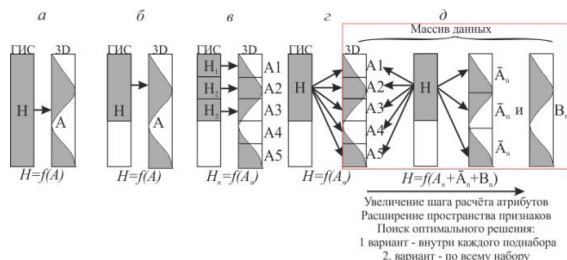


Рис. 1. Различные подходы к прогнозу эффективных толщин

Однако признаковое пространство можно расширить дополнительно, выполнив детальный расчёт объемных атрибутов в окнах равных как одному шагу дискретизации, так и в нескольких (2, 3, 4 и т. д.). Более того, формируя матрицу атрибутов, можно включить и интервальные атрибуты (рис. 1, д). В конечном счёте, такой подход позволит наиболее полно описать изучаемый продуктивный интервал, поскольку неоднородность разреза будет описываться наиболее точно за счет применения разных окон расчёта сейсмических атрибутов. Это, в свою очередь, позволит повысить точность прогноза. Внутри этого подхода возможен поиск оптимального решения для каждого поднабора данных. Большой объем данных, получаемый при формировании массива значений атрибутов, предлагается анализировать с помощью современных алгоритмов машинного обучения: нейронных сетей, регрессий с регуляризацией и ансамблей (случайный лес (RandomForest)). В данной работе будет приведен пример использования случайного леса регрессии с регуляризацией (лассо-регрессия).

Новый подход для прогноза эффективных толщин был опробован на нижнекаменноугольных отложениях визейского яруса на месторождении на юге Пермского края Бб₁. Толщина пласта Бб₁ варьирует от 1,2 до 22,4 м; эффективная толщина пласта – от 0 до 18,7 м (средняя – 4,3 м).

С целью прогнозирования эффективных толщин продуктивных отложений по стратиграфической 3D сетке было рассчитано 27 объемных атрибутов, включающих в себя как мгновенные атрибуты, так и результаты инверсии (продольный импеданс Z_p , V_p , V_s , V_p/V_s) и спектральной декомпозиции от 10 до 70 Гц. Сетка состояла из 30 слоёв. Дополнительно было подготовлено 3 поднабора данных со средними значениями: во всем интервале, в каждых 15 и в каждых 6 слоях. Полученный набор данных был разделен на тестовую (20 % данных) и обучающую выборку (80 % данных). Затем с помощью библиотеки Python «Lasso» – лассо-регрессия с регуляризацией, был выполнен поиск наиболее оптимального количества атрибутов в решении по наборам данных с разным шагом. В результате исследований оптимальным оказался шаг, равный 6, а самыми информативными атрибутами в решении оказалась группа атрибутов WaveForm Difference, которая показывает изменчивость формы сейсмической волны. При этом время расчёта всех карт с разным шагом составило всего 2 минуты 14 секунд, что позволяет значительно ускорить оценку перспектив территории.

Сравнивая результаты прогноза с картой эффективных толщин по методике МПК, можно выявить значительное сходство полученных

карт (рис. 2). При этом полученные коэффициенты корреляции по разным методикам почти равны (МПК – 0,73, лассо-регрессия – 0,72).

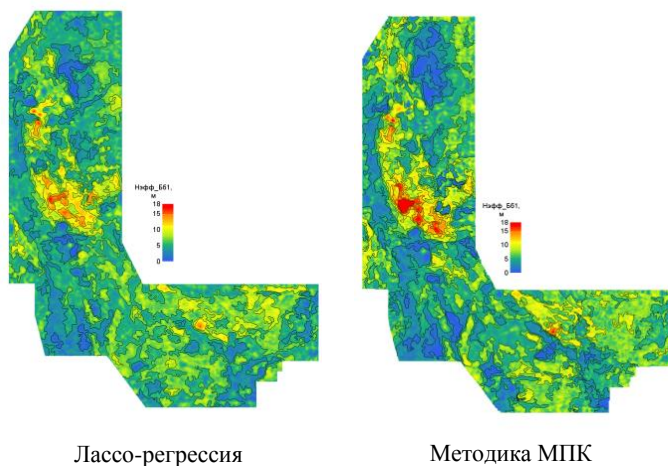


Рис. 2. Сравнение результатов прогноза эффективных толщин пласта Бб₁

Повышенным значениям эффективных толщин соответствует фация осевой и краевой части проток, пониженным – фации песчаников песков разливов, алевро-глинистым и алевро-песчаным отложениям. Максимальная встречаемость по методике МПК была у атрибутов: спектральная декомпозиция на 70 Гц, продольный импеданс и относительный акустический импеданс.

Ранее выполненный прогноз суммы эффективных толщин по сумме пластов Тл₂₋₆, Бб₁, Бб₂ также показал эффективность применения современных математических алгоритмов для прогноза, дав сопоставимый результат с текущей независимой методикой многовариантного прогноза коллекторов [2].

Разработанная методика, реализованная в виде подпрограммы для ПО Roxar RMS, позволяет значительно снизить время расчётов до нескольких минут, минимизировать участие интерпретатора за счет автоматизации процесса, а также находить наиболее оптимальный шаг расчёта атрибутов и их набор.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ампилов Ю. П., Барков А. Ю., Яковлев И. В., Филиппова К. Е., Приезжев И. И. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 // Технологии сейсморазведки, 2009. № 4. С. 3–16.

2. *Заключнов И. С.* Изучение межскважинного пространства с использованием современных технологий машинного обучения // Материалы конференции «Тюмень–2019». Тюмень: DOI: 10.3997/2214-4609.201900623.

3. *Кубышта И. И., Павловский Ю. В., Емельянов П. П.* Эффективность технологий инверсии данных сейсморазведки 3D как основа построения и уточнения сейсмogeологической модели вендских отложений месторождения Восточной Сибири // PRONEFT'. Профессионально о нефти, 2016. № 1 (1). С. 27–37.

4. *Путилов И. С.* Научное обоснование вероятностно-статистических методов прогноза нефтегазоносности структур в условиях высокоизученных территорий: дис. докт. техн. наук. Пермь, 2016. 369 с.

REFERENCES

1. *Ampilov Yu. P., Barkov A. Yu., Yakovlev I. V., Filippova K. E., Priezhev I. I.* Pochti vse o seysmicheskoy inversii. Chast' 1 [Almost everything about seismic inversion. Part I]. Tekhnologii seysmorazvedki, 2009, no. 4, pp. 3–16. (In Russian).

2. *Zaklyuchnov I. S.* Izuchenie mezhskvazhinnoy prostranstva s ispol'zovaniem sovremennykh tekhnologiy mashinnogo obucheniya [Modern machine learning technologies for inter-well space study]. Materialy konferentsii «Tyumen'-2019». Tyumen': DOI: 10.3997/2214-4609.201900623. (In Russian).

3. *Kubyshta I. I., Pavlovskiy Yu. V., Emel'yanov P. P.* Effektivnost' tekhnologii inversii dannykh seysmorazvedki 3D kak osnova postroyeniya i utochneniya seysmogeologicheskoy modeli vendskikh otlozheniy mestorozhdeniya Vostochnoy Sibiri [Efficiency of the 3D seismic data inversion as the basis for development and refinement of the seismic-geological model of the Vendian deposits of the Eastern Siberia]. PRONEFT'. Professional'no o nef'ti, 2016, no. 1 (1), pp. 27–37. (In Russian).

4. *Putilov I. S.* Nauchnoe obosnovanie veroyatnostno-statisticheskikh metodov prognoza nef'tegazonosnosti struktur v usloviyakh vysokoizuchennykh territoriy [Scientific substantiation of probabilistic and statistical methods for predicting oil and gas structures in highly studied areas]: Dis. dok. tekhn. nauk. Perm', 2016. 369 p. (In Russian).

УДК 550.837

А. А. Зубриков¹, В. П. Колесников^{1, 2}, Т. А. Ласкина²

¹ ООО «НПО Уралгеополе». 614000, Россия, г. Пермь, ул. Героев Хасана, д. 68, e-mail: za@uralgeopole.ru;

² Пермский государственный национальный исследовательский университет. 614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: vp@uralgeopole.ru

О РЕЗУЛЬТАТАХ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПОДЗЕМНО-НАЗЕМНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Аннотация. Рассмотрены результаты опытно-методических работ по оценке эффективности применения новых модификаций методов электрометрии в условиях соляного месторождения, включающих интегральное многочастотное зондирование, наземно-подземное и подземно-наземное зондирование.

Ключевые слова: Электроразведка, многочастотное зондирование, методика, соляное месторождение, техногенные электромагнитные поля, шахта.

А. А. Zubrikov¹, V. P. Kolesnikov², T. A. Laskina²

¹ NPO Uralgeopole. 68 Geroev Khasana Str., Perm 614000, Russia; e-mail: za@uralgeopole.ru;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia; e-mail: vp@uralgeopole.ru

ABOUT RESULTS OF EXPERIMENTAL STUDY ON APPLICATION OF UNDERGROUND-GROUND SOUNDING

Annotation. The results of experimental and methodological study to assess the effectiveness of new modifications of the electrometry methods in the conditions of salt deposit. The integrated multifrequency, surface-underground and underground-ground sounding data are considered.

Key words: Electromagnetics, multi-frequency sounding technique, salt deposit, man-made electromagnetic fields, mine.

Одной из актуальных проблем, возникающих при шахтной отработке полезных ископаемых, является получение объективной информации о физическом состоянии надштрековой толщи пород, в целях обеспечения безопасного ведения работ. Из геофизических мето-

дов для решения связанных с этим задач привлекаются в основном наземные методы исследований [4]. Учитывая многофункциональные возможности электрометрии, к настоящему времени разработан метод наземно-подземного зондирования (НПЗ), позволяющий существенно повысить информативность получаемых материалов при высокой экономичности и оперативности работ. Этот метод находится в постоянном совершенствовании и развитии в плане разработки оптимальных методик, аппаратурно-программного обеспечения [3], физико-математических способов численного моделирования и количественной интерпретации наблюдаемых полей, оценки возможностей применения его в различных геоэлектрических и техногенных условиях.

Целью данной работы явилось исследование возможностей аналога НПЗ – метода подземно-наземного зондирования [1, 2] (ПНЗ), т.е. метода с источником поля находящимся в шахте и его регистрацией на земной поверхности. Перспективность его применения связана с двумя факторами: 1) возможностью повышения информативности получаемых результатов, исходя из существующих особенностей поведения эффективной области проникновения электромагнитного поля, увеличивающейся по мере удаления от источника, снижая детальность расчленения разреза; 2) возможностью выполнения площадных наземных наблюдений с любой детальностью при фиксированном положении подземного источника (существенно расширяя возможности пространственного выделения аномальных зон, в отличие от съемки методом НПЗ в условиях ограниченной плотности шахтных выработок).

Реализация метода ПНЗ сталкивается с определенными трудностями – выбор положения и необходимых размеров источника (гальванического в виде заземленной питающей линии АВ, либо индуктивного, в виде петли) в условиях ограниченного пространства, обеспечение необходимой его мощности (при невозможности использования бензогенератора в подземных условиях), заверка необходимого набора используемых частот и их гармоник для контроля исследуемой толщи пород, анализ спектральных характеристик регистрируемого в наземных условиях электромагнитного поля с оценкой соотношения «сигнал/шум».

Для реализации методики ПНЗ в качестве источника использован изготовленный макет генератора для индуктивного источника магнитного поля, включающий в свой состав: генератор импульсов, усилитель генератора импульсов и внешний источник питания (бензогенератор с источником постоянного тока, либо аккумуляторные батареи), для проведения экспериментальных работ использовались индуктивные источники разного размера (петля 70×70 м, 140×140 м,

5×120 м) (рис. 1). Эксперименты проводились для оценки возможности контроля состояния водозащитной толщи (ВЗТ) и надсолевых отложений и геометризации ослабленных зон на контрольном участке в условиях Верхнекамского месторождения калийных солей (ВКМКС).



Рис 1. Аппаратура для генерации (справа) и регистрации (слева) электромагнитного поля

Полевая съемка проводилась в несколько этапов с разными параметрами источника. На первом этапе были проведены наземно-подземные электромагнитные зондирования с размещением на поверхности источников различного размера (петля 60×60 м, 140×140 м) для дальнейшего сопоставления с данными подземно-наземного электромагнитного зондирования. На втором этапе проведены ПНЗ с расположением источника в шахте. На данном этапе выполнена съемка по серии профилей на поверхности, в пределах контрольного участка. Третий этап работ был посвящен оценке возможности выполнения электромагнитного зондирования при наличии одиночной шахтной выработки. Он включал в себя съемку на поверхности по двум профилям, с расположением источника в шахте (линейные заземленные источники длиной 250 и 500 м, индуктивный источник в виде петли размером 5×120 м). По результатам работ проанализированы спектры регистрируемого поля, построены карты и графики. Поле заземленного линейного источника не было уверенно зарегистрировано на поверхности ввиду недостаточной мощности источника (использовался генератор с низким напряжением, что сказалось на силе тока (0,4 А).

На рис. 2 показано распространение электромагнитного поля от индуктивного источника, расположенного в шахте. Регистрация электромагнитного поля производилась на поверхности. Общий характер соответствует нормальному распространению поля от индуктивного

источника, искажения связаны с геологическими особенностями обследуемого участка.

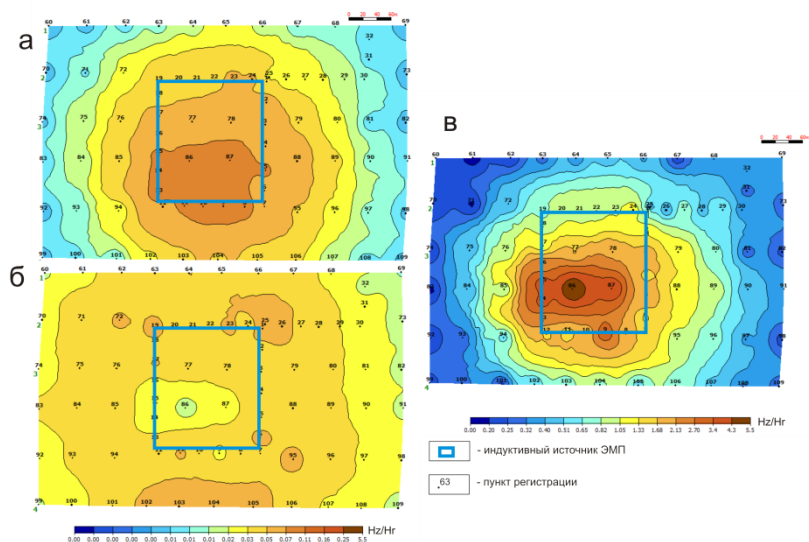


Рис. 2. Карты, отражающие амплитуды горизонтальной составляющей (а), вертикальной составляющей (б) и их отношение (в), полученные в результате подземно-наземного электромагнитного зондирования

В целом, полученные данные свидетельствуют об информативности данных методик и перспективности дальнейшего развития данного направления. Для повышения информативности метода планируется повышение силы тока в заземленной линии, так как ПНЗ позволяют получать информацию о геологическом строении в неотработанной части соляного месторождения, что положительно сказывается на возможности безопасно вести выработку.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колесников В. П., Ласкина Т. А. Разработка и реализация метода низкочастотного наземно-подземного зондирования // Вестник Пермского университета. Геология, 2018. Т. 17. № 3. С. 284–291.
2. Ласкина Т. А., Колесников В. П. О разработке технологии наземно-подземного электромагнитного зондирования // Сборник научных трудов по материалам 46-й сессии Международного научного семинара имени

Д. Г. Успенского «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей», 2019. Пермь. Вып. 1 (46). С. 232–236.

3. Патент на полезную модель. Аппаратурно-программный комплекс для геоэлектроразведки. Авторы: *Колесников В. П., Дягилев Р. А., Колесников С. В.* № 148256 от 28.10.2014.

4. Электроразведка. Справочник геофизика. М.: Недра, 1989. Ч. 1, 2.

REFERENCES

1. *Kolesnikov V. P., Laskina T. A.* Razrabotka i realizatsiya metoda nizkochastotnogo nazemno-podzemnogo zondirovaniya [Development and implementation of the method of low-frequency ground-underground sounding]. Vestnik Permskogo Universiteta. Geologiya, 2018. Vol. 17, no. 3, pp. 284–291. (In Russian).

2. *Laskina T. A., Kolesnikov V. P.* O razrabotke tekhnologii nazemno-podzemnogo elektromagnitnogo zondirovaniya [On the development of technology of the ground-underground electromagnetic sounding]. Proceedings of the 46th session of the international scientific seminar Named after D. G. Uspensky «Questions of theory and practice of geological interpretation of gravitational, magnetic and electric fields», 2019. Perm. Issue 1 (46), pp. 232–236. (In Russian).

3. Патент на полезную модель. Аппаратурно-программный комплекс для геоэлектроразведки [Patent for utility model. Hardware-software complex for geoelectrics]. Authors: *Kolesnikov V. P., Dyagilev R. A., Kolesnikov S. V.* № 148256 from 28.10.2014. (In Russian).

4. Электроразведка. Справочник геофизика [Electrical exploration. Handbook of Geophysics]. М.: Недра, 1989. Ч. 1, 2. (In Russian).

УДК 550.834.05

В. И. Исаев, А. О. Алеева, В. А. Фефелов

Национальный исследовательский Томский политехнический университет. 644050, Россия, Томск, пр. Ленина, д. 30;
e-mail: isaevvi@tpu.ru; rastorguevaAO_90@mail.ru;
vovka.fefelov@gmail.com

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ПРИЗНАКИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЯ (ПО ДАННЫМ ГИС)

Аннотация. На примере геофизической характеристики разрезов 29 глубоких скважин Герасимовского месторождения и 34 скважин Крапивинского месторождения показано, что палеозойские залежи имеют уникальное «отражение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского осадочного разреза.

© Исаев В. И., Алеева А. О., Фефелов В. А., 2019

Ключевые слова: критерий прогнозирования нефтегазоносности палеозоя, юго-восток Западной Сибири.

V. I. Isaev, A. O. Aleeva, V. A. Fefelov

Tomsk Polytechnic University. 30 Lenin Ave., Tomsk 644050, Russia;

e-mail: isaevvi@tpu.ru; rastorguevaAO_90@mail.ru;

vovka.fefelov@gmail.com

PETROPHYSICAL INDICATORS OF THE PALEOZOIC OIL AND GAS POTENTIAL (BOREHOLE LOGGING DATA)

Abstract. *Using the example of the geophysical characteristics of sections of 29 deep wells of the Gerasimovskoe field and 34 wells of the Krapivinskoe field, it is shown that Paleozoic deposits have a unique «reflection» in the geological and geophysical parameters of the overlying Mesozoic-Cenozoic sedimentary section.*

Key words: *the criterion of forecasting the oil and gas potential of Paleozoic, southeast of Western Siberia.*

На юго-востоке Западной Сибири воспроизводство сырьевой базы углеводородов (УВ) связывается с открытием новых залежей в слабоизученных комплексах [1]. Такими перспективными комплексами являются отложения нефтегазоносного горизонта зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений (НГГЗК) и внутреннего палеозоя, залежи в которых относятся к трудно извлекаемым запасам – ТриЗ [2].

На 2018 г. в этом регионе на государственный баланс поставлено 25 месторождений с залежами, приуроченными как к промежуточному структурному этажу – НГГЗК, так и к отложениям внутреннего палеозоя. Эти месторождения отмечены условными номерами на рис. 1: Арчинское (номер 1), Урманское (2), Южно-Урманское (3), Нижнетабаганское (4), Тамбаевское (5), Южно-Тамбаевское (6), Южно-Табаганское (7), Солоновское (8), Калиновое (9), Северо-Калиновое (10), Герасимовское (11), Останинское (12), Северо-Останинское (13), Селимхановское (14), Сатпаевское (15), Верхнекомбарское (16), Восточно-Верхнекомбарское (17), Лугинецкое (18), Средне-Глуховское (19), Фестивальное (20), Речное (21), Ясное (22), Чкаловское (23), Конторовичское (24), Советское (25).

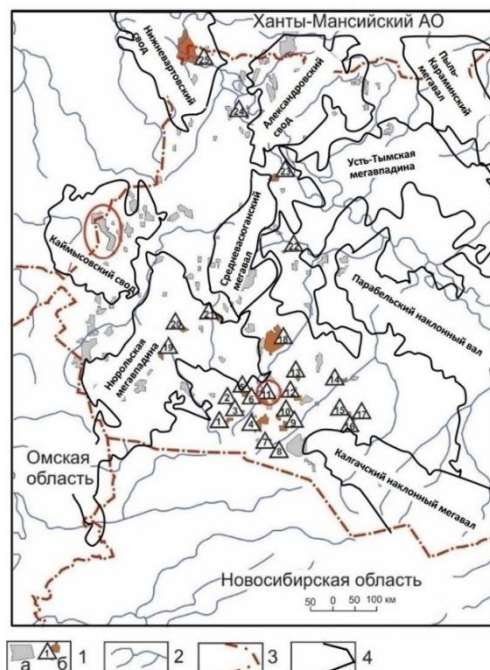


Рис. 1. Схема месторождений западных нефтепромысловых районов Томской области: 1 – месторождение в юрско-меловых НГК (а), с залежами в доюрском НГК (б); 2 – гидросеть; 3 – граница областей; 4 – границы тектонических элементов I порядка. Овалами выделены Герасимовское месторождение (с залежами в доюрском НГК) и Крапивинское месторождение (с залежами в юрско-меловых НГК)

Цель исследований – определить критерии прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов на основе изучения геофизического различия разрезов юрских отложений месторождений, как с палеозойскими залежами нефти, так и месторождений только с юрскими залежами нефти. *Методы исследования* – статистический анализ петрофизических параметров пластов-коллекторов по данным геофизических исследований скважин, расчет интервальных времен упругих колебаний твердой фазы (минерального скелета) и оценка литологического состава коллекторов по петрофизическому критерию, сопоставительная оценка геофизической характеристики баженовской свиты Герасимовского и Крапивинского месторождений. *Концепция исследования* – палеозойские залежи могут иметь уникальное «отра-

жение» в геолого-геофизических параметрах перекрывающего мезозойско-кайнозойского разреза. Такое «отражение» может заметно отличаться от геолого-геофизических параметров мезозойско-кайнозойского разреза месторождений, не имеющих залежей в доюрском основании

Для аргументации концепции в качестве *объектов исследований* выбраны Герасимовское нефтегазоконденсатное и Крапивинское нефтяное месторождения. Герасимовское месторождение отличается большим стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности: юра–палеозой, 11 продуктивных пластов ($Ю_1$ – $Ю_{12}$, М). При этом основные запасы УВ сосредоточены в пласте М, представленном проницаемыми интервалами в глинисто-кремнистых отложениях коры выветривания. А промышленная нефтеносность Крапивинского месторождения связана с терригенными отложениями юрского продуктивного горизонта $Ю_1$ – пластами $Ю_1^2$ и $Ю_1^3$.

Как уже отмечалось ранее [3], высокоомные коллекторы Герасимовского месторождения карбонатизированы, а низкоомные коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

Аргументация критериев прогнозирования и поисков палеозойских залежей углеводородов следующая.

1. Для оценки параметров пластов-коллекторов Герасимовского и Крапивинского месторождений по данным электрических методов геофизических исследований скважин рассчитаны удельные электрические сопротивления $\rho_{\text{нп}}$. Результаты расчетов показали (табл. 1, 2), что *юрские пласты Герасимовского месторождения отличаются от разреза юрских пластов Крапивинского месторождения существенно более высокими значениями УЭС*. Юрский разрез Герасимовского месторождения, имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 7–11 Ом·м при среднем значении 10 Ом·м, юрский разрез Крапивинского месторождения, не имеющего залежи УВ в доюрском основании, обладает УЭС 5–7 Ом·м при среднем значении 6 Ом·м.

2. Для оценки литологического состава коллекторов Герасимовского месторождения проведен расчет интервального времени твердой фазы ($\Delta T_{\text{тв}}$): 160–168 мкс/м, интенсивно карбонатизированная порода, карбонатизированный песчаник. А расчет интервального времени для коллекторов $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ Крапивинского месторождений показывает: 175 мкс/м, слабоглинистый песчаник. Таким образом, оценка литологического состава коллекторов по акустическому каротажу установила, что *коллекторы Герасимовского месторождения карбона-*

тизированы, а коллекторы Крапивинского месторождения характеризуются повышенной глинистостью.

Таблица 1

Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{нп}}$ пластов Герасимовского месторождения

Пласт	* $K_{\text{п}}$ д. е.	* $K_{\text{н}}$ д. е.	* $\rho_{\text{в}}$ ом*м	Петрофизическое уравнение	$R_{\text{п}}$ о. е.	$\rho_{\text{вп}}$ ом*м	$K_{\text{в}}$ д. е.	$R_{\text{н}}$ о. е.	$\rho_{\text{нп}}$ ом*м
Ю ₁ ^{1,2}	0,15	0,56	0,06	$P_{\text{п}}=0,82/K_{\text{п}}^{1,82}$ $P_{\text{п}}=1,05/K_{\text{в}}^{1,84}$	27,1	1,63	0,44	4,8	7,8
Ю ₁ ³	0,16	0,59			24,3	1,46	0,43	5,0	7,3
Ю ₁ ⁴	0,15	0,58			26,1	1,57	0,42	5,2	8,2
Ю ₂	0,15	0,56	0,05	$P_{\text{п}}=2,02/K_{\text{п}}^{1,39}$ $P_{\text{п}}=1,05/K_{\text{в}}^{1,84}$	28,2	1,69	0,44	4,8	8,1
Ю ₁₀	0,14	0,68			35,1	1,75	0,32	8,7	15,2
Ю ₁₁	0,14	0,59			35,4	1,77	0,41	5,5	9,7
Ю ₁₂	0,13	0,56			37,0	1,85	0,44	4,8	8,9
Ю ₁₄	0,14	0,63			33,9	1,69	0,37	6,6	11,2
Ю ₁₅	0,15	0,64			32,3	1,61	0,36	6,9	11,2
М	0,18	0,55	0,04	$P_{\text{п}}=2,65/K_{\text{п}}^{1,47}$ $P_{\text{п}}=1,07/K_{\text{в}}^{2,00}$	34,2	1,37	0,45	5,3	7,3

*средневзвешенные значения по 29 скважинам

Таблица 2

Результаты расчета удельного электрического сопротивления $\rho_{\text{нп}}$ пластов Крапивинского месторождения

Пласт	* $K_{\text{п}}$ д. е.	* $K_{\text{н}}$ д. е.	* $\rho_{\text{в}}$ ом*м	Петрофизическое уравнение	$R_{\text{п}}$ о. е.	$\rho_{\text{вп}}$ ом*м	$K_{\text{в}}$ д. е.	$R_{\text{н}}$ о. е.	$\rho_{\text{нп}}$ ом*м
Ю ₁ ²	0,15	0,59	0,06	$P_{\text{п}}=1,87/K_{\text{п}}^{1,30}$ $P_{\text{п}}=1,08/K_{\text{в}}^{1,6}$	22,2	1,44	0,41	4,5	6,5
Ю ₁ ^{3А}	0,16	0,53			20,8	1,35	0,47	4,4	5,9
Ю ₁ ^{2В}	0,14	0,44			28,3	1,84	0,56	2,8	5,1
Ю ₁ ^{3В}	0,17	0,58			21,9	1,43	0,42	4,8	6,8

*средневзвешенные значения по 34 скважинам

3. На примере скважины 6 Герасимовского месторождения и скважины 226 Крапивинского месторождения были изучены геофизические характеристики баженовской свиты [3]. Отмечено, что *Герасимовское нефтегазоконденсатное месторождение отличается спокойным характером ПС и низким отношением КС/ГК в интервале баженовской свиты. А баженовская свита на Крапивинском нефтяном месторождении обладает противоположными признаками.*

Таким образом, уникальность месторождений с палеозойскими залежами нефти выражается существенно более высокими значениями

УЭС и карбонизацией интервалов юрских отложений, а также отличительной характеристикой геофизических параметров интервала баженовской свиты.

ЛИТЕРАТУРА

1. Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression // Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2015. V. 24. http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (дата обращения 29.04.19)
2. Isaev V. I., Kuzmenkov S. G., Ayupov R. Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G. A., Stulov P. A. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia) // Геофизический журнал, 2019. Т. 41. № 1. С. 33–43.
3. Алеева А.О. Геофизические особенности верхнеюрского разреза месторождений углеводородов Томской области // Всероссийская научно-практическая конференция «Геофизические методы при разведке недр». Томск: Изд-во ТПУ, 2016. С. 82–85.

REFERENCES

1. Lobova G., Osipova E., Isaev V., Terre D. Petroleum potential of Lower-Jurassic deposits in Nurolsk megadepression. In: Scientific and Technical Challenges in the Well Drilling Progress. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2015. vol. 24. http://iopscience.iop.org/1755-1315/24/1/012001/pdf/1755-1315_24_1_012001.pdf (accessed 29.04.19).
2. Isaev V. I., Kuzmenkov S. G., Ayupov R. Sh., Kuzmin Yu. A., Lobova G. A., Stulov P. A. Hard-to-recover reserves of Yugra oil (West Siberia). Geophysical journal, 2019. Vol. 41, no. 1, pp. 33–43.
3. Aleeva A. O. Geofizicheskie osobennosti verkhneyurskogo razreza mestorozhdeniy uglevodorodov Tomskoy oblasti [Geophysical features of the Upper Jurassic of hydrocarbon deposits of the Tomsk region]. In: Geofizicheskie metody pri razvedke neдр. Tomsk. TPU Publ. House, 2016, pp. 82–85. (In Russian).

О ПАРАДОКСЕ АНИЗОТРОПИИ

Аннотация. Для однородной анизотропной среды рассмотрены результаты моделирования для случаев, когда сторонними источниками стационарного электрического поля являются заряд точечного токового электрода А и имеющие различную ориентацию относительно оси анизотропии электрические диполи АВ. Показано, что причиной того явления, которое было названо «парадокс анизотропии», является влияние на электрическое поле индуцированных в анизотропной среде объёмных зарядов.

Ключевые слова: Методы сопротивлений; индуцированные заряды; парадокс анизотропии.

A. D. Karinskiy

Russian State Geological Prospecting University n. a. Sergo Ordzhonikidze.
23 Miklukho-Maklay Str., Moscow 117997, Russia;
E-mail: akarinski@mail.ru

ABOUT THE ANISOTROPY PARADOX

Abstract. For the model of a homogeneous anisotropic medium, the simulation results are considered for cases where the charge of a point current electrode A and having a different orientation relative to the anisotropy axis electrical dipoles AB are the external sources of a stationary electric field. It is shown that the cause of the phenomenon, which was called the «anisotropy paradox», is an influence on the electric field of the volume charges induced in an anisotropic medium.

Key words: Resistivity methods; induced charges; anisotropy paradox.

Анизотропия по удельному электрическому сопротивлению ρ присуща многим горным породам. Обычно применяемой для характеристики электрических свойств анизотропных пород моделью среды является среда с осевой анизотропией. Удельное сопротивление ρ такой среды характеризуют два значения: ρ_n — по направлению оси

анизотропии n (ориентированной, например, по нормали к напластованию тонкослоистых пород) и ρ_t – по любому направлению t , ортогональному оси n . Другие параметры, характеризующие электрически анизотропную среду, это – коэффициент анизотропии $\lambda = \sqrt{\rho_n/\rho_t}$ и среднее геометрическое удельное электрическое сопротивление $\rho_m = \sqrt{\rho_t \cdot \rho_n}$.

В электроразведке методами сопротивления и в каротаже сопротивления (КС) сторонними источниками стационарного электрического поля \mathbf{E} являются токовые электроды A, B , а измеряемая величина – разность потенциалов ΔU_{MN} поля \mathbf{E} в измерительных электродах M, N . По результатам измерений определяют кажущееся удельное электрическое сопротивление ρ_k , которое в однородной изотропной среде (либо для однородного изотропного проводящего полупространства) равно удельному сопротивлению ρ такой среды. Но для модели однородной анизотропной среды, было установлено, что для линейных установок, у которых электроды расположены на одной прямой, при ориентации этих установок по оси анизотропии n величина ρ_k не равна ρ_n , как можно было предположить, а равна ρ_t . Это явление получило название «парадокс анизотропии» (Бурсиан, 1933, Шейнман, 1941 и др.).

В работе Л. М. Альпина (Альпин, 1947) было показано, что в изотропных средах индуцированные заряды могут существовать в местах нарушения однородности среды по удельному электрическому сопротивлению ρ . Но в анизотропной по ρ среде индуцированные заряды могут существовать и в том случае, когда такая среда однородна. Будем полагать, что ось Z декартовых координат направлена по оси анизотропии n . Как показано в работе (Kaufman, and Keller, 1989), в однородной анизотропной среде объемную плотность зарядов δ определяет выражение: $\delta = \varepsilon_0(1 - 1/\lambda^2) \cdot \partial E_z / \partial z$, где $\varepsilon_0 \approx 10^{-9}/(36 \cdot \pi)$, Ф/м – электрическая постоянная. Следовательно, объемные заряды существуют в однородной анизотропной среде (при $\lambda > 1$), если компонента поля \mathbf{E} по оси анизотропии меняется по направлению этой оси.

В работах (Каринский, 2002, 2010, 2018), были приведены примеры того, как распределены индуцированные заряды и каково создаваемое ими поле в моделях анизотропной среды при различных способах возбуждения поля (переменный магнитный диполь, кабель с переменным током и др.). Ниже рассмотрены подобные примеры для случаев, когда заданным источником стационарного поля \mathbf{E} в однородной анизотропной среде являются точечный токовый электрод A , либо электрический диполь AB .

Если сторонним источником стационарного поля \mathbf{E} в однородной анизотропной среде является токовый электрод A , то в такой среде, кроме заряда электрода, существуют объёмные индуцированные заряды. Представим фактически действующее поле \mathbf{E} в виде суммы: $\mathbf{E} = \mathbf{E}^e + \mathbf{E}^\delta$, где \mathbf{E}^e – поле заряда e_A электрода A , а \mathbf{E}^δ – поле объёмных индуцированных зарядов с плотностью δ . Анализ решения соответствующей прямой задачи показал, что заряд $e_A = \epsilon_0 \cdot \rho_m \cdot I$, где I – эмиссия электрода. Следовательно, поле \mathbf{E}^e зависит лишь от одного электрического параметра среды – среднего геометрического удельного сопротивления $\rho_m = \sqrt{\rho_t \cdot \rho_n} = \lambda \cdot \rho_t$. Там, где поле $\mathbf{E}^\delta = 0$, суммарное поле $\mathbf{E} = \mathbf{E}^e$ зависит только от ρ_m . Там, где $\mathbf{E}^\delta \neq 0$, на поле \mathbf{E} могут оказывать влияние другие электрические параметры среды.

На рис. 1 приведены результаты моделирования для случая, когда источником поля \mathbf{E}^e является заряд e_A точечного токового электрода A . Показанные на рис. 1, *a* данные расчётов очевидны. Это – направления векторов \mathbf{E}^e поля точечного заряда. Приведенные на рис. 1, *б* результаты расчётов показывают распределение в плоскости $y = 0$ плотности δ индуцированных зарядов и направления векторов \mathbf{E}^δ поля этих зарядов. Распределение плотности δ при $\delta > 0$ и $\delta < 0$ на рис. 1, *б* (а также – на рис. 2, *б*, 3, *б*) показано оттенками, соответственно, красного и синего цветов. Из решения прямой задачи следует, что плотность δ зарядов меняет знак на круговых конических поверхностях $x^2 + y^2 = 2\lambda^2 z^2$.

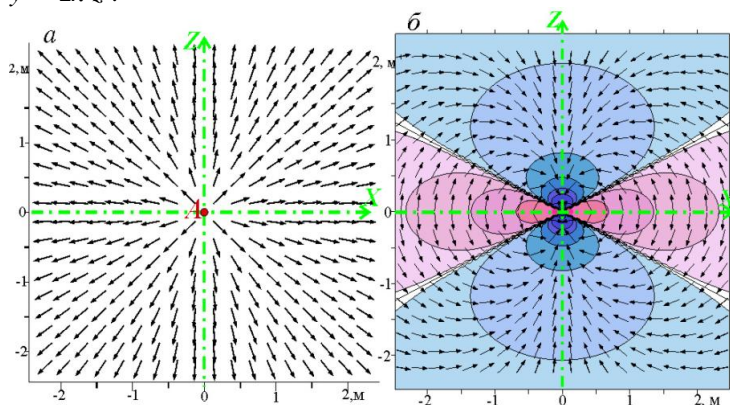


Рис. 1. Направления векторов электрического поля \mathbf{E}^e заряда e_A точечного токового электрода A (*a*); направления векторов \mathbf{E}^δ поля индуцированных объёмных зарядов и распределение плотности δ этих зарядов при $\lambda = 2^{1/2}$ (*б*) в плоскости $y = 0$

Как видно при сравнении рис. 1, *а*, *б* влияние поля \mathbf{E}^δ приводит, в частности, к тому, что на оси Z абсолютная величина ненулевой компоненты E_z поля \mathbf{E} : $|E_z| = |E_z^e + E_z^\delta| < |E_z^e|$. Именно вследствие влияния поля \mathbf{E}^δ на суммарное поле \mathbf{E} при расположении измерительных электродов M, N на общей с электродом A оси анизотропии Z кажущееся удельное электрическое сопротивление $\rho_k = \rho_l$. Это и является объяснением того явления, которое было названо «парадокс анизотропии». В ортогональной оси Z и проходящей через электрод A плоскости $z = 0$ поле $\mathbf{E}^\delta = 0$ (при переходе через эту плоскость векторы \mathbf{E}^δ меняют направления на противоположные) и суммарное поле $\mathbf{E} = \mathbf{E}^e$ зависит от ρ_m .

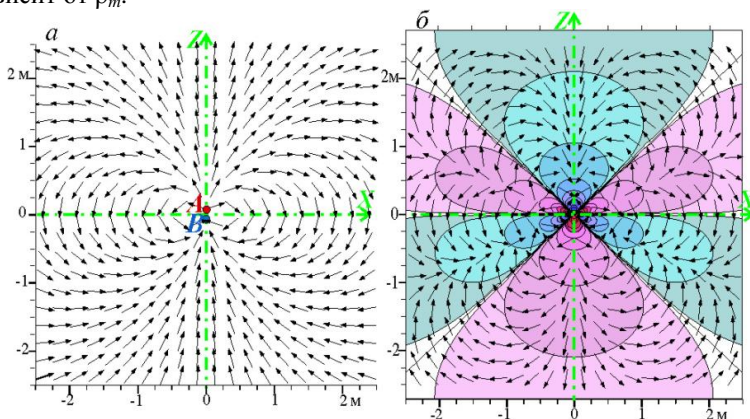


Рис. 2. «Вертикальный» электрический диполь AB . Направления векторов поля \mathbf{E}^e зарядов электродов A, B (*а*); направления векторов \mathbf{E}^δ поля индуцированных зарядов и распределение плотности δ этих зарядов при $\lambda = 2^{1/2}$ (*б*) в плоскости $y = 0$

На рис. 2 показаны результаты расчётов для случая, когда источником поля \mathbf{E}^e является ориентированный по оси анизотропии n (Z) электрический диполь (точечные заряды $\pm e = \pm \epsilon_0 \cdot \rho_m \cdot l$ электродов A, B) с центром в начале координат. На рис. 2, *а* показаны направления векторов \mathbf{E}^e поля зарядов $\pm e$. Приведенные на рис. 2, *б* результаты моделирования показывают распределение в плоскости $y = 0$ плотности δ индуцированных зарядов и направления векторов \mathbf{E}^δ поля этих зарядов. Плотность δ меняет знак в плоскости $z = 0$ и на круговых конических поверхностях $3(x^2 + y^2) = 2\lambda^2 z^2$. При ориентации диполя AB по оси анизотропии Z , как и в примере, показанном на рис. 1, влияние поля \mathbf{E}^δ приводит к уменьшению абсолютной величины $E = |\mathbf{E}|$ по сравнению с

$E^e = |\mathbf{E}^e|$ на оси Z . Поэтому для дипольно-осевой установки, ориентированной по оси анизотропии n , $\rho_k = \rho_t$ (Каринский, Даев, 2018). В плоскости $z = 0$ направления векторов \mathbf{E}^δ и \mathbf{E}^e – одинаковы и $E > E^e$. Вследствие этого для дипольно-экваториальной установки, ориентированной ортогонально оси n , $\rho_k = \lambda^3 \rho_t = \lambda^2 \rho_m > \rho_m$.

Результаты моделирования, приведенные на рис. 3, отличаются от предыдущих тем, что источниками поля \mathbf{E}^e являются заряды $\pm e$ электрического диполя AB , ориентированного по ортогональной оси анизотропии Z оси X . Решение соответствующей прямой задачи показало, что в этом случае плотность δ индуцированных зарядов меняет

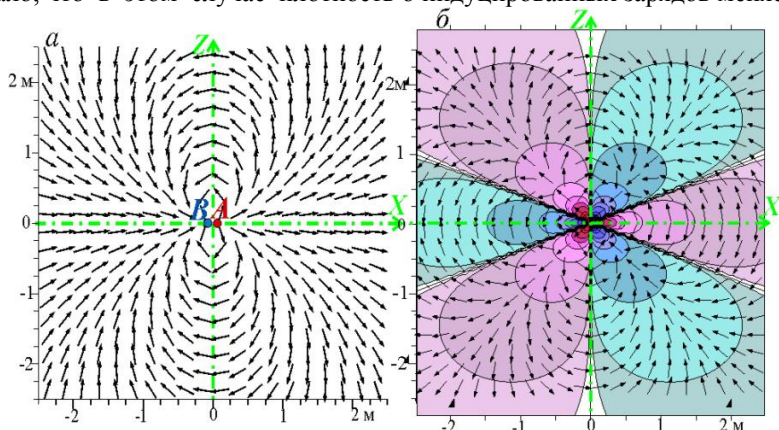


Рис. 3. «Горизонтальный» электрический диполь AB . Направления векторов поля \mathbf{E}^e зарядов электродов A, B (а); направления векторов \mathbf{E}^δ поля индуцированных объёмных зарядов и распределение плотности δ этих зарядов при $\lambda = 2^{1/2}$ (б) в плоскости $y = 0$

знак в плоскости $x = 0$ и на конических поверхностях $x^2 + y^2 = 4\lambda^2 z^2$. Влияние поля \mathbf{E}^δ приводит к уменьшению абсолютной величины E поля \mathbf{E} по сравнению с E^e на оси Z , а на оси X поле $\mathbf{E}^\delta = 0$. Поэтому для дипольно-экваториальной установки, ориентированной по оси анизотропии n , $\rho_k = \rho_t / \lambda^2 = \rho_m / \lambda^3 < \rho_m$. Для дипольно-осевой установки, ориентированной по нормали к оси n , величина $\rho_k = \rho_m$.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альпин Л. М. Источники поля в теории электроразведки // Прикладная геофизика. Вып. 3. Гостоптехиздат, 1947. С. 56–100.
2. Бурсиан В. Р. Теория электромагнитных полей, применяемых в электроразведке. Часть I. Л.; М., ГТТИ, 1933. 232 с.

3. *Каринский А. Д.* Физические предпосылки измерения различных компонент поля в электромагнитном каротаже при изучении анизотропии пластов // Геофизика. 2002. № 4. С. 15–23.
4. *Каринский А. Д.* Индуцированные заряды в микро- и макроанизотропных средах и их влияние на электрическое поле в анизотропных пластах, пройденных скважиной // Геофизика, 2010. № 2. С. 37–48.
5. *Каринский А. Д., Даев Д. С.* Дипольные зонды каротажа сопротивления в некоторых моделях анизотропной среды // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 183–190.
6. *Каринский А. Д.* Электромагнитное поле в моделях электрически анизотропной среды. М.: GEOS, 2018. 184 с.
7. *Шейнман С. М.* Элементы теории электроразведки анизотропных сред // Материалы ВСЕГЕИ, геофиз., 1941. С. 9–10.
8. *Kaufman A. A., and Keller G. V.* Induction logging. Methods in geochemistry and geophysics. Volume 27, 1989. 600 p.

REFERENCES

1. *Al'pin L. M.* Istochniki polya v teorii elektrorazvedki [Field sources in the theory of electrical exploration]. Applied Geophysics, Issue 3. Gostoptekhizdat, 1947, pp. 56–100. (In Russian).
2. *Bursian V. R.* Teoriya elektromagnitnykh poley, primenyayemykh v elektrorazvedke [The theory of electromagnetic fields used in electrical exploration]. Part I. L.: M., GTTI, 1933. 232 p. (In Russian).
3. *Karinskiy A. D.* Fizicheskiye predposylki izmereniya razlichnykh komponent polya v elektromagnitnom karotazhe pri izuchenii anizotropii plastov [Physical background for measuring different field components in electromagnetic logging for formation anisotropy study]. Geofizika, 2002, no. 4, pp. 15–23. (In Russian).
4. *Karinskiy A. D.* Indutsirovannyye zaryady v mikro- i makroanizotropnykh sredakh i ikh vliyaniye na elektricheskoye pole v anizotropnykh plastakh, proydennykh skvazhinoy [Induced charges in micro- and macro-anisotropic media and their effect on the electric field in anisotropic formations passed by the borehole]. Geofizika, 2010, no. 2, pp 35–44. (In Russian).
5. *Karinskiy A. D., Dayev D. S.* Dipol'nyye zondy karotazha soprotivleniya v nekotorykh modelyakh anizotropnoy sredy [Resistivity logging dipole probes in some models of anisotropic medium]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2018, pp. 183–190. (In Russian).
6. *Karinskiy A. D.* Elektromagnitnoye pole v modelyakh elektricheskoy anizotropnoy sredy [Electromagnetic field in electrically anisotropic medium models]. M.: GEOS, 2018. 184 p. (In Russian).
7. *Sheynman S. M.* Elementy teorii elektrorazvedki anizotropnykh sred [Elements of the theory of electrical prospecting of anisotropic media]. Materials of VSEGEI, Geophys., 1941, pp. 9–10. (In Russian).
8. *Kaufman A. A., Keller G. V.* Induction logging. Methods in geochemistry and geophysics. Volume 27, 1989. 600 p.

УДК: 550.837.32

А. Д. Каринский, Д. С. Даев

Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе. 117997, Россия, г. Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23; e-mail: akarinski@mail.ru

К ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКЕ МЕТОДОМ ЗАРЯДА: ОПЫТ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Аннотация. Приведены результаты математического моделирования для случая, когда точечный токовый электрод находится в имеющем форму эллипсоида однородном хорошо-проводящем объекте, расположенном в однородной вмещающей среде. Для учёта влияния плоской границы «земля – воздух» применён метод зеркальных изображений.

Ключевые слова: Электроразведка методом заряда; математическое моделирование.

A. D. Karinskiy, D. S. Daev

Russian State Geological Prospecting University n. a. Sergo Ordzhonikidze.
23 Miklukho-Maclay St., Moscow 117997, Russia;
E-mail: akarinski@mail.ru

TO ELECTRICAL PROSPECTING BY THE CHARGE METHOD; EXPERIENCE OF MATHEMATICAL MODELING

Abstract. The results of mathematical modeling are presented for the case when the point current electrode is in an ellipsoid-shaped homogeneous well-conducting object located in a homogeneous medium. To take into account the influence of the plane boundary «earth – air», the method of mirror images was applied.

Key words: Electrical prospecting by the charge method; math modeling.

Метод заряда (заряженного тела) в электроразведке применяют в рудной геологии – при разведке месторождений руд с высокой удельной электропроводностью по сравнению с рудовмещающими породами [5, 6], а также в гидрогеологии с целью определения направления и скорости движения пресных подземных вод. При разведке рудных месторождений вскрытое горной выработкой тело с высокой удельной электропроводностью «заряжают», заземляя в нём токовый электрод А. Второй токовый электрод B_{∞} размещают на достаточно

большом расстоянии от электрода A и точек наблюдения, чтобы поле этого электрода не оказывало существенного влияния на результаты измерений. Заряды электродов A , B_{∞} поддерживает сторонний ток I . При наземных измерениях по картам изолиний или картам графикам потенциала электрического поля можно бывает проследить направление простираения хорошо-проводящих тел от точки заряда – от положения электрода A . При большой глубине заряженного тела от земной поверхности применение метода заряда может быть эффективным при наличии системы горных выработок и проведении измерений в этих выработках.

В работах [2–4] и др. нами были приведены результаты моделирования, показывающие влияние имеющих различную форму локальных объектов на результаты некоторых методов электроразведки и каротажа сопротивления. В этой работе нами сделана попытка на основе математического моделирования исследовать то, какое количественное влияние может оказать хорошо-проводящий, заряженный при помощи токового электрода A однородный объект на результаты метода заряда.

Источниками стационарного электрического поля с напряжённостью \mathbf{E} и потенциалом U являются электрические заряды. В работе [1] показано следующее. Если токовый электрод A с эмиссией I расположен в однородном проводящем объекте V_0 с удельным электрическим сопротивлением $\rho = \rho_0$, а электрод можно считать идеальным проводником, то заряд электрода

$$e_A = \varepsilon_0 \cdot \rho_0 \cdot I, \quad (1)$$

где $\varepsilon_0 \approx 10^{-9}/(36 \cdot \pi)$, Ф/м – электрическая постоянная. Можно доказать, что если такой объект V_0 окружён однородной средой с $\rho = \rho_1$, то поверхностный заряд e_0 на границе S_0 объекта V_0 :

$$e_0 = \varepsilon_0 \cdot \rho_0 \cdot I \cdot [(\rho_1 / \rho_0) - 1]. \quad (2)$$

При сравнении выражений (1), (2) видно, что если $\rho_0 \ll \rho_1$, то $e_0 \gg e_A$ и доминирующее влияние на суммарное поле \mathbf{E} и его потенциал U оказывает заряд e_0 . Если же ρ заряженного тела V_0 – не очень мало по сравнению с ρ вмещающей среды, то заряд e_A и положение электрода A могут оказывать значительное влияние на суммарное поле \mathbf{E} .

Если источниками поля \mathbf{E} являются заряд e_A точечного электрода A и поверхностные заряды на границе S_0 объекта V_0 , то потенциал U поля \mathbf{E} в точке M определяет выражение

$$U(M) = U_{\text{п}} + U_{\text{в}} = \frac{1}{4\pi\epsilon_0} \left\{ \frac{e_A}{L_{AM}} + \oint_{S_0} \frac{\Sigma dS}{L_{qM}} \right\}, \quad (3)$$

где Σ – поверхностная плотность зарядов, q – точка на поверхности S_0 , $U_{\text{п}}$ – потенциал первичного поля, создаваемого зарядом e_A , а $U_{\text{в}}$ – потенциал вторичного поля, создаваемого зарядами на границе S_0 , L_{AM} и L_{qM} – расстояния между соответствующими точками.

Результаты моделирования получены на основе численного интегрирования по выражениям вида (3) при допущении, безусловно приближённом, о том, что поверхностные заряды равномерно распределены по границе S_0 и $\Sigma = e_0 / s_0$, где s_0 – площадь поверхности S_0 . При численных расчётах была предусмотрена возможность учёта влияния плоской границы $S_{\text{в}}$ между проводящим и непроводящим полупространствами (модели границы «земля – воздух»). Для этого был применён метод зеркальных изображений [1].

На рис. 1 приведены результаты моделирования для случая, когда заряженное тело с $\rho = \rho_0$ имеет форму эллипсоида вращения с осями $l_x = 30$ м, $l_y = l_z = 10$ м и расположено на небольшой «глубине» от границы $S_{\text{в}}$. Показано сечение модели среды плоскостью рисунка ($y = 0$) и векторы поля \mathbf{E} в плоскости $y = 0$ в проводящем полупространстве.

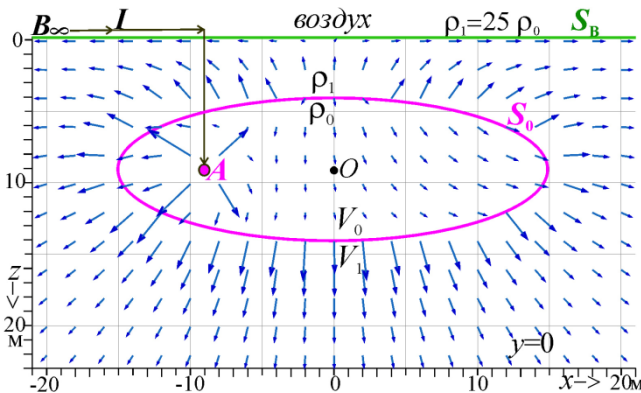


Рис. 1. Векторы \mathbf{E} в плоскости $y = 0$, проходящей через центр O объекта V_0 и электрод A

Длины векторов отражают абсолютные величины $|\mathbf{E}|$ поля \mathbf{E} . В модели на рис. 1 источниками поля \mathbf{E} являются заряды e_A электрода A , e_0 на S_0 , а также заряды, индуцированные на границе $S_{\text{в}}$. Удельное со-

противление вмещающей среды $\rho_1 = 25 \cdot \rho_0$. При этом согласно (1), (2), заряд e_A меньше заряда e_0 в 24 раза. Как видно на рисунке, при этих условиях заряд электрода A оказывает значительное влияние на поле \mathbf{E} лишь вблизи точки A . Другие результаты моделирования показали, что при меньшей величине отношения ρ_1 / ρ_0 заряд e_A и положение точки A в V_0 могут оказывать значительное влияние на поле \mathbf{E} , в том числе – у границы S_B .

Приведенные на рис. 2, 3 результаты расчётов получены при следующих параметрах модели: $\rho_0 = 1$ Ом·м, $\rho_1 = 100$ Ом·м; длины осей объекта V_0 в форме эллипсоида: $l_x = 100$ м, $l_y = l_z = 10$ м, а x, y – координаты его центра O : $x_O = 0$, $y_O = 0$; эмиссия электрода $I = 1$ А, а x, y – координаты точки A : $x_A = -47$ м, $y_A = 0$. Координата $z_A = z_O$, но она не одинакова на рис. 2, 3. В соответствии с формулами (1, 2), при указанных значениях ρ_0, ρ_1 заряд e_A электрода A в 99 раз меньше заряда e_0 на границе S_0 .

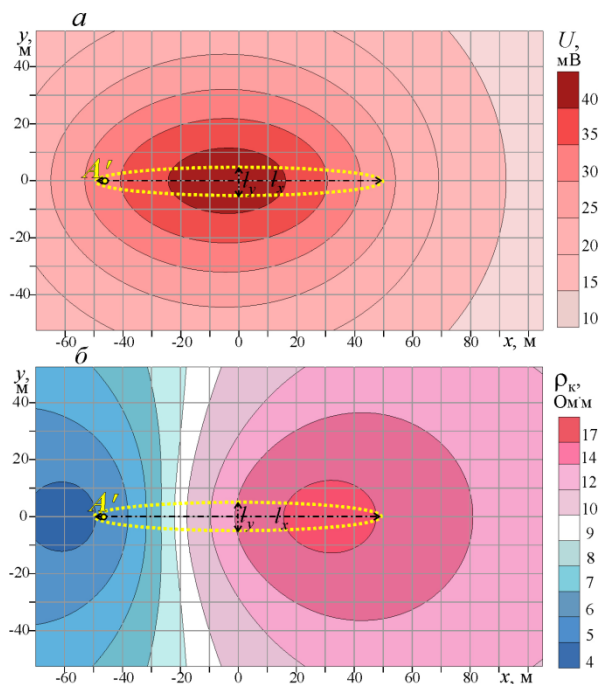


Рис. 2. Карты изолиний U (а) и ρ_k (б). $z_A = z_O = 25$ м

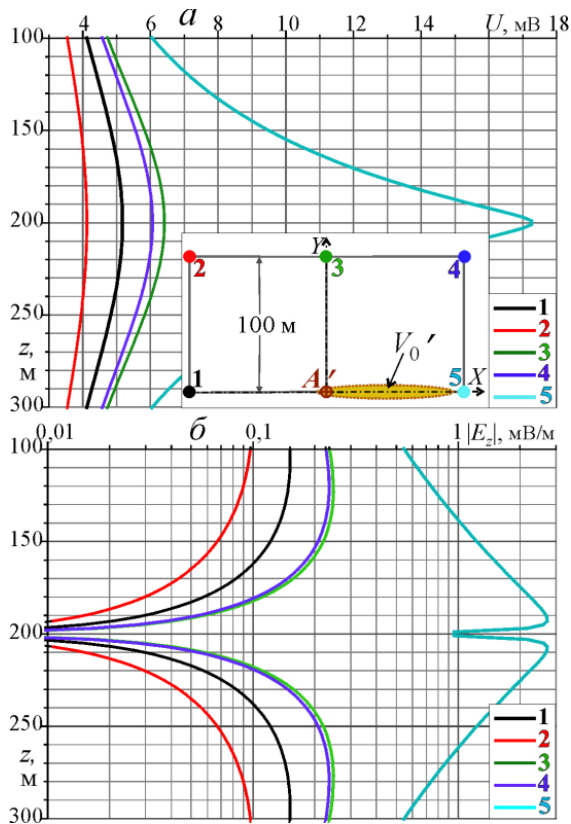


Рис. 3. Проекция A' электрода A и V_0' объекта V_0 на плоскость S_B (а);
зависимости потенциала U (а) и $|E_z|$ (б) от «глубины» z .
 $z_A = z_O = 200$ м

Результаты моделирования на рис. 2 получены при $z_O = z_A = 25$ м. Это – карты изолиний потенциала U (а) и кажущегося удельного сопротивления ρ_k (б) в плоскости S_B (при $z = 0$). Показаны проекция A' электрода A и проекция заряженного тела V_0 на плоскость S_B . На рис. 2, а видно, что при заданных параметрах модели по карте изолиний U не сложно проследить направление простирающегося заряженного тела. Но заметим, что, как показали результаты расчётов, при не очень низком значении ρ_0 по сравнению с ρ_1 решение такой задачи по карте изолиний U может оказаться не столь простым. Более информативной в таком случае является карта изолиний потенциала

$U_B = U - U_{\Pi}$. В соответствии с формулами (1, 3), и в присутствии плоской границы S_B потенциал $U_{\Pi} = \rho_0 I / (2\pi L_{AM})$.

Так как метод заряда относят к группе методов сопротивлений электроразведки [7], представляло интерес опробовать то, какую информацию в методе заряда может дать расчёт кажущегося удельного сопротивление ρ_k – параметра, вычисляемого для интерпретации результатов измерений во всех других методах сопротивлений. Значения $\rho_k(M)$ для двухэлектродной установки AM (электроды B_{∞}, N_{∞}) были определены по формуле: $\rho_k = K \cdot (U(M) / I)$. В присутствии границы S_B и расположении измерительного электрода M на S_B коэффициент установки $K = 2\pi \cdot L_{AM}$. Как видно на рис. 2, карта ρ_k существенно отличается по виду от карты U . Минимальные значения ρ_k наблюдаем вблизи точки A' , а максимальные – смещены от этой точки в направлении простираения заряженного тела V_0 .

Рассмотрим теперь результаты расчётов для модели, которая может отвечать условиям измерения характеристик поля заряженного тела в скважинах. Пусть одной (единственной) из вертикальных скважин, пройденных по сети $100 \text{ м} \times 100 \text{ м}$ (рис. 3, а), вскрыт хорошо проводящий объект V_0 . Требуется определить направление простираения этого объекта, зарядив его при помощи токового электрода A и проводя измерения в других скважинах.

При расчётах не учитывалось влияние границы S_B и влияние скважин. Зависимости потенциала $U(M)$ от координаты z приведены на рис. 3, а. Конечно, максимальные значения U мы наблюдаем на каждой из кривых $U(z)$ при $z = z_0 = 200 \text{ м}$. Результаты моделирования позволили количественно оценить влияние объекта V_0 на значения U при различном положении «скважин» относительно заряженного тела. В случае, когда точка наблюдения M перемещается на минимальном расстоянии от V_0 (кривая 5), максимальное значение $U - 17 \text{ мВ}$. На остальных кривых максимальные значения U – в несколько раз меньше ($4 \text{ мВ} - 6,5 \text{ мВ}$). Однако, принимая во внимание то, что расстояние от объекта V_0 до «скважины» 5 (рис. 3, а) во много раз меньше расстояний до «скважин» 1–4, различия в максимальных значениях U на этих кривых $U(z)$ – не так уж велики. По-видимому, это обусловлено тем, что источники поля \mathbf{E} распределены по всей границе S_0 имеющего большую протяжённость объекта V_0 , а, согласно (3), потенциал $U(M)$ поля каждого элементарного заряда на S_0 с центром в точке q медленно убывает с удалением от этой точки (как $1 / L_{qM}$).

На рис. 3, б приведены зависимости от z абсолютной величины $|E_z|$ компоненты $E_z = -\partial U / \partial z$. Этой компоненте пропорционально напряжение ε_{MN} поля \mathbf{E} в короткой измерительной линии MN . Напряже-

ние $\varepsilon_{MN} \approx E_z \cdot L_{MN}$, где L_{MN} – расстояние между измерительными электродами M , N . Понятно, что при тех координатах z , при которых на кривых $U(z)$ – максимумы, компонента $E_z = 0$. Максимальные значения $|E_z|$ мы наблюдаем при тех координатах z , при которых происходит наиболее резкое изменение U . Как видно на рис. 3, б при минимальном расстоянии от объекта V_0 до «скважины» (кривая 5) максимальное значения $|E_z|$ составляет около 2,5 мВ/м. На остальных кривых такие значения – ниже на порядок или более. Сравнение результатов моделирования на рис. 3 показывает, что по кривым $\varepsilon_{MN}(z)$ можно увереннее, чем по кривым $U(z)$, судить о том, какая из скважин пройдена на минимальном расстоянии от заряженного тела.

ЛИТЕРАТУРА

1. Альпин Л. М. Практические работы по теории поля. М.: Недра, 1971. 305 с.
2. Каринский А. Д., Даев Д. С., Мазитова И. К., Юдин М. Н. Математическое моделирование влияния локальных объектов на результаты методов сопротивлений электроразведки // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2016. С. 122–126.
3. Каринский А. Д., Даев Д. С. Влияние локальных объектов на результаты электроразведки методом сопротивлений; опыт математического моделирования // Геофизика, 2017. № 1. С. 35–44.
4. Каринский А. Д., Даев Д. С., Юдин М. Н. Математическое моделирование влияния локальных проводящих объектов на результаты каротажа сопротивлений // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 177–183.
5. Кормильцев В. В., Семенов В. Д. Электроразведка методом заряда. М.: Недра, 1987. 218 с.
6. Семенов М. В., Сапожников В. М., Авдеевич М. М., Голиков Ю. В. Электроразведка рудных полей методом заряда. Л.: Недра, 1984. 216 с.
7. Якубовский Ю. В., Ренард И. В. Электроразведка. Учебник для вузов. М.: Недра, 1991. 359 с.

REFERENCES

1. Al'pin L. M. Prakticheskiye raboty po teorii polya [Practical work on field theory]. M.: Nedra, 1971. 305 p. (In Russian).
2. Karinskiy A. D., Daev D. S., Mazitova I. K., Yudin M. N. Matematicheskoye modelirovaniye vliyaniya lokal'nykh ob"yektov na rezul'taty metodov soprotivleniy elektrorazvedki [Mathematical modeling of the influence of local objects on the results of resistivity survey]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2016, pp. 122–126. (In Russian).
3. Karinskiy A. D., Daev D. S. Vliyaniye lokal'nykh ob"yektov na rezul'taty elektrorazvedki metodom soprotivleniy; opyt matematicheskogo modelirovaniya.

[Influence of local objects on the resistivity method results; experience of mathematical modeling]. *Geofizika*, 2017, no. 1, pp. 35–44. (In Russian).

4. *Karinskiy A. D., Daev D. S., Yudin M. N.* Matematicheskoye modelirovaniye vliyaniya lokal'nykh provodyashchikh ob"yektov na rezul'tatykarotazha soprotivleniya [Mathematical modeling of the influence of local conducting objects on the results of the resistivity logging]. In: *Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki*. Perm, PSU, 2018, pp. 177–183. (In Russian).

5. *Kormiltsev V. V., Semenov V. D.* Elektrorazvedka metodom zaryada [Electrical prospecting by the charge method]. M.: Nedra, 1987. 218 p. (In Russian).

6. *Semenov M. V., Sapozhnikov V. M., Avdevich M. M., Golikov Yu. V.* Elektrorazvedka rudnykh poley metodom zaryada [Electric prospecting of ore fields using the charge method]. L.: Nedra, 1984. 216 p. (In Russian).

7. *Yakubovsky Yu. V., Renard I. V.* Elektrorazvedka. [Electric prospecting]. M.: Nedra, 1991. 359 p. (In Russian).

УДК 550.832

Г. С. Кашин¹, А. С. Чухлов², А. В. Васильев³, И. А. Яхина³

¹ ПАО «Пермнефтегеофизика». 614090, Россия, г. Пермь,
ул. Лодыгина, д. 34; e-mail: pngf@rusgeology.ru;

² ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 614990, Россия, г. Пермь,
ул. Ленина, д. 62; e-mail: AndrejChukhlov@lp.lukoil.com;

³ ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК». 452602, Россия, г. Октябрьский,
ул. Садовое кольцо, 16 а; e-mail: info@vniigis-ztk.ru

БУРЕНИЕ БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМЫ LWD РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДСТВА

Аннотация. *Описывается опыт проводки боковых горизонтальных стволов скважин с применением системы каротажа в процессе бурения.*

Ключевые слова: *каротаж в процессе бурения, аппаратура, бурение скважин, телеметрия.*

G. S. Kashin¹, A. S. Chukhlov², A. V. Vasilyev³, I. A. Yakhina³

¹ Permneftegeofizika. 34 Lodygina Str., Perm 614090, Russia;
e-mail: pngf@rusgeology.ru;

² LUKOIL-PERM. 62 Lenina Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: AndrejChukhlov@lp.lukoil.com;

³ NPF VNIIGIS-ZTK. 16 a Sadovoe koltso, Oktyabrskiy 452602, Russia;
e-mail: info@vniigis-ztk.ru

DRILLING OF THE LATERAL HORIZONTAL WELLS USING LWD SYSTEM PRODUCED IN RUSSIA

Abstract. *The experience of horizontal lateral wellbore wiring using a logging while drilling system is described.*

Key words: *logging while drilling, equipment, telemetry, wells drilling.*

В процессе эксплуатации нефтяных скважин неизбежно постепенное падение их дебитов, в связи с этим интенсификация добычи нефти является важнейшей задачей, стоящей перед добывающими предприятиями. Одним из методов повышения дебитов скважин является бурение боковых горизонтальных стволов [1]. Для строительства горизонтальных скважин важно использовать высокоинформативную систему каротажа в процессе бурения в совокупности с хорошо подготовленным инженерным составом.

Лидерами в развитии технологий каротажа в процессе бурения являются зарубежные компании: Schlumberger, Weatherford, Halliburton, Baker Hughes, APS Technology. По состоянию на 2015 г. доля рынка подрядчиков MWD/LWD в России, которую занимали первые четыре указанные выше фирмы, составляла 56 % от общего количества операций [2].

В связи с санкциями западных стран и политике импортозамещения многие нефтяные компании в последнее время сотрудничают с российскими производителями и выполняют пилотные проекты, что является показательным трендом для российских компаний [3].

В данной работе представлен опыт сотрудничества ООО «Лукойл-Пермь» как недропользователя, ПАО «Пермнефтегеофизика» в качестве сервисного подрядчика и ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» как производителя оборудования каротажа в процессе бурения.

Для реконструкции были выбраны скважины с дебитами от 0,8 до 10 м³/сут. и обводнённостью до 95 %. Забегая вперёд отметим, что после реконструкции показатели выглядят следующим образом: дебиты достигают 20 м³/сут., обводнённость – порядка 30 %.

При сопровождении строительства боковых горизонтальных стволов (БГС) был применён телеметрический комплекс с комбинированным каналом связи ЗТК-42КК. В комплекс были включены модули каротажа в процессе бурения LWD (logging while drilling): модуль гамма-каротажа, модуль нейтронного каротажа, модуль индукционного каротажа. При этом на поверхность в режиме реального времени передавались следующие данные: инклинометрия (зенитный и азимутальные углы), кривая гамма-каротажа (ГК), кривая нейтрон-нейтронного каротажа малый и большой зонды (ННК1, ННК2), кривая нейтронного гамма-каротажа (НГК), кривая расчётного коэффициента пористости (K_p), кривые индукционного каротажа (ИК) – три зонда УЭС, рассчитанные из разности фаз на частотах 1,8 МГц и 400 кГц.

Геонавигационное сопровождение включало в себя: сбор и анализ геолого-технологического материала по соседним скважинам, построение и обновление геонавигационной модели бурящейся скважины, подготовку рекомендаций и отчетных материалов. Корректировка ствола скважины в процессе бурения производилась на основании динамической геологической модели, строящейся по данным корреляционной увязки комплекса методов ГИС опорной и каротажа в процессе бурения LWD бурящейся скважин (рис. 1).

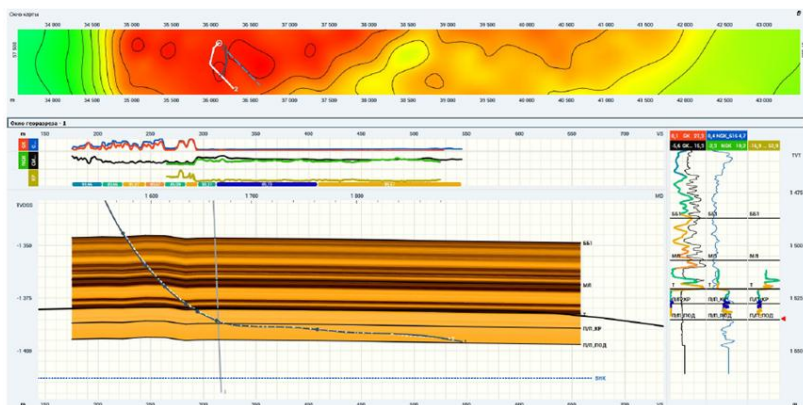


Рис. 1. Геонавигационная модель

В период с июля 2018 г. по декабрь 2018 г. было пробурено 6 боковых горизонтальных стволов в различных горно-геологических условиях на территории Пермского края. По полученному геофизическому материалу были построены объёмные геологические модели для подсчёта запасов, в трёх БГС проведены промыслово-геофизические

исследования для определения профиля притока флюида и подтверждения эффективности вскрытия мощности коллектора.

При проводке скважин наблюдалась сложность оперативного маневрирования конструкции низа бурильной колонны (КНБК) за счет удаления расположения датчиков инклинометрии на расстояние 19 метров от долота, что значительно затрудняло прогнозирование показаний зенитного угла на забое. Для исключения данной проблемы рекомендуется включить в состав КНБК системы измерения на долоте (наддолотный модуль (НДМ) или двигатель со встроенными датчиками измерений – ДРЗ-ТС). Модуль НДМ – разработка ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» представляет собой автономную малогабаритную систему, информация с которой передаётся по беспроводному каналу связи на основную телесистему, а затем полный пакет данных – на поверхность. Модуль НДМ позволяет измерять большой набор геофизических (зенитный угол, ГК, КС) и технологических параметров (частота вращения вала, затрубное давление, осевая нагрузка), а также применяется с любыми типами и диаметрами двигателей и долот.

Описанный опыт говорит о перспективах развития отечественного геофизического приборостроения и подает надежды на то, что в какой-то момент сервис сопровождения наклонно-направленного бурения будет полностью выполняться Российскими компаниями с применением отечественного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1 Беляков Н. В., Фридман М. Я., Бродский П. А., Диева Э. В. (ОАО НПП «ГЕРС»), Крючатов Д. Н., Мустафин А. М. (ОАО «Когалымнефтегеофизика») <http://www.kngf.org/article/article.php?ID=105> (дата обращения 02.08.2019).

2 Геник И. В., Кашин Г. С., Крючатов Д. Н., Шумилов А. В. Радиоактивный каротаж в процессе бурения (зарубежная и российская аппаратура) // НТВ «Каротажник», 2019. Вып. 5 (299). С. 145–158.

3 Российский рынок сопровождения горизонтального и наклонно-направленного бурения: текущее состояние и перспективы развития до 2025 года. URL: <https://rogtectmagazine.com/wp-content/uploads/2016/12/01-MWD-LWD-In-Russia-CurrentStatus-and-Development-Outlook-Through-2025.pdf>.

REFERENCES

1. Belyakov N. V., Fridman M. Ya., Brodskiy P. A., Dieva E. V., Kryuchatov D. N., Mustafin A. M. URL: <http://www.kngf.org/article/article.php?ID=105> (access date 08/08/2019).

2. Genik I. V., Kashin G. C., Kryuchatov D. N., Shumilov A. V. Radioaktivnyy karotazh v protsesse bureniya (zarubezhnaya i rossiyskaya

apparatura) [Radioactive logging while drilling (foreign and Russian equipment)]. Karotazhnik, 2019. Vol. 5 (299), pp. 145–158. (In Russian).

3. The Russian market for supporting horizontal and directional drilling: current status and development prospects until 2025. URL: <https://rogtectmagazine.com/wp-content/uploads/2016/12/01-MWD-LWD-In-Russia-CurrentStatus-and-Development-Outlook-Through-2025.pdf>.

УДК 550.832.5

А. Р. Князев

ПАО «Пермнефтегеофизика». 614090, Россия, г. Пермь, ул. Лодыгина, д. 34; e-mail: knyazev_a@pngf.com

ОБ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИМПУЛЬСНОГО НЕЙТРОННОГО ГАММА-СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

***Аннотация.** Описаны основные положения разрабатываемой методики интерпретации данных импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа.*

***Ключевые слова:** импульсный нейтронный гамма-спектрометрический каротаж, интерпретация, минералогический состав горных пород.*

A. R. Knyazev

Permneftegeofizika. 34 Lodygina Str., Perm 614090, Russia;
e-mail: knyazev_a@pngf.com

ON INTERPRETATION OF A PULSED NEUTRON GAMMA- SPECTROMETRIC LOGGING

***Abstract.** The main provisions of the developed methodology for interpreting the pulsed neutron gamma-ray spectrometric logging data are described.*

***Keywords:** pulsed neutron gamma-ray spectrometric logging, interpretation, mineralogical composition of rocks.*

Актуальность задачи. Метод импульсного нейтронного гамма-спектрометрического каротажа (ИНГКС) является дальнейшим развитием метода С/О-каротажа, известного несколько десятков лет. Имеется литература по методике интерпретации С/О-каротажа [1, 2], однако описания, достаточного для практического применения методики, нам

© Князев А. Р., 2019

не известно. С приобретением аппаратурно-программного комплекса многопараметрического радиоактивного каротажа АИНК-73С-2 (разработка ФГУП «ВНИИА им. Н. П. Духова»), в состав которого входит модуль двухзондового ИНГКС (ИНГК-73С-2), возникла проблема разработки методики интерпретации.

Аппаратура. Модуль ИНГК-73С-2 включает импульсный высокочастотный генератор нейтронов, имеющих энергию 14,1 Мэв, и два спектрометрических детектора гамма-квантов. Генератор работает циклически: короткие импульсы излучения нейтронов чередуются с короткими и длинными паузами. Детекторы регистрируют импульсы фототока, вызванного гамма-квантами различных энергий, и сортируют их по времени и по амплитуде.

Физика. Быстрые нейтроны взаимодействуют с ядрами атомов различных элементов, главным образом, неупруго рассеиваясь на них. При этом возникает гамма излучение неупругого рассеяния (ГИНР). Тепловые нейтроны поглощаются ядрами атомов элементов с генерацией гамма излучения радиационного захвата (ГИРЗ). Спектры энергий ГИНР и ГИРЗ всех элементов различны, по ним элементы можно идентифицировать, а также оценить их концентрации. Однако взаимодействие γ -квантов с веществом детекторов – сцинтилляторов носит сложный характер и «портит» чистые линейчатые спектры излучения элементов. Даже моноэнергетический поток гамма-квантов инициирует в детекторе сложный спектр энергий световых вспышек, состоящий (упрощённо) из фотопика, пиков одинарного и двойного вылета гамма-квантов аннигиляции электронно-позитронных пар, непрерывного спектра комптоновского рассеяния и пика обратного рассеяния. Далее речь идёт о *регистрируемых сцинтилляторами* спектрах. Сложностью этих спектров обусловлены основные проблемы интерпретации ИНГКС.

Софт. Специальный режим работы генератора, сортировка зарегистрированных вспышек сцинтиллятора по времени и по амплитуде и накопление событий за некоторые промежутки времени (кадры) дают возможность программным способом получить энергетические спектры ГИНР, очищенных от ГИРЗ, а также спектры ГИНР и ГИРЗ, очищенные от гамма-излучения нейтронной активации и от гамма-излучения естественной радиоактивности. Очистка и калибровка спектров выполняются программой MarkaWin (MW), разработанной ВНИИА. Программа MW «выдаёт» очищенные калиброванные спектры и ряд вычисленных параметров: пористость и плотность породы, суммарные значения счёта (интегралы) по ГИНР и ГИРЗ для большого и малого зондов, время жизни тепловых нейтронов (τ) в породе, концен-

трации (в условных единицах) нескольких химических элементов в породе и скорости счёта гамма-квантов в энергетических окнах, задаваемых файлом конфигурации. Из этих параметров выдерживают испытание практикой измерений только интегралы и τ , а скорости счёта в энергетических окнах (вместе с интегралами) являются основой для методики интерпретации ИНГКС, разрабатываемой в ПАО «Пермнефтегеофизика».

Для разработки методики интерпретации чистых спектров требуется увидеть, как на этих спектрах отображаются элементы – источники гамма-излучения. Программа MW обладает ограниченными возможностями визуализации. Для визуального анализа спектров была составлена программа SpectrEx на языке VBA для Microsoft Excel. SpectrEx даёт возможность полноценного сравнительного визуального анализа спектров и выделения окон, по которым можно оценить содержание элементов.

Использование справочных данных. Для идентификации пиков элементов нами использовались справочные значения для ГИРЗ элементов **H, B, Na, Mg, Al, Si, S, Cl, K, Ca, Ti, Cr, Mn, Fe, Ni, Zr, Gd, Bi**, и для ГИНР элементов **B, C, N, O, Na, Mg, Al, Si, S, Cl, K, Ca, Cr, Fe, Ni, Zr, Bi**. При анализе спектров найдены только пики элементов, выделенных в списке жирным шрифтом. Из основных породообразующих элементов не найдены при измерениях линии Al, K, Na. Из элементов, выделяемых по данным литосканера фирмой Шлюмберже, не найдены линии *Ba, Gd, Mn, Ti, Cu, Ni*.

Использование результатов измерений в стандартных образцах пористости пород. Для анализа данных ИНГКС использованы, главным образом, замеры в физических моделях пластов – стандартных образцах (СО) пористости и плотности, предназначенных для калибровки приборов радиоактивного каротажа. Большая часть анализа выполнена по измерениям, предоставленным нам ФГУП «ВНИИА» и выполненным в СО НТУ ООО «ТНГ-Групп». Этот набор включает водонасыщенные стандартные образцы кальцитов, кварцитов и доломитов, две модели нефтенасыщенного песчаника, одну модель песчаника, насыщенного солёной водой (NaCl, 200 г/л). Использован также замер в пласте ангидрита в контрольно-поверочной скважине ПАО «Пермнефтегеофизика». Значительная часть измерений выполнена как в открытом стволе, так и с использованием имитатора стальной колонны диаметром 146 мм.

На рис. 1 показаны в качестве примера спектры, зарегистрированные в СО водонасыщенного и нефтенасыщенного песчаника. Спектры получены в открытом стволе (два верхних) и с имитатором колон-

ны. Время накопления спектров 15 минут. Только при таком значительном времени накопления можно получить спектральные кривые, пригодные для анализа. Треугольниками разного цвета на диаграмме обозначены значения пиков ГИНР углерода, кислорода, кремния, кальция и железа, которые можно ожидать на спектральных кривых. На спектрах отлично выражены три пика кислорода и один пик железа. Из трёх ожидаемых для нефти пиков углерода хорошо выражен один, второй проявляется только в открытом стволе. Остальные наблюдаемые пики во-первых, выражены слабо, во-вторых, принадлежность их какому-либо элементу требует отдельного изучения, т.к. многие ожидаемые пики имеют близкие значения энергий.

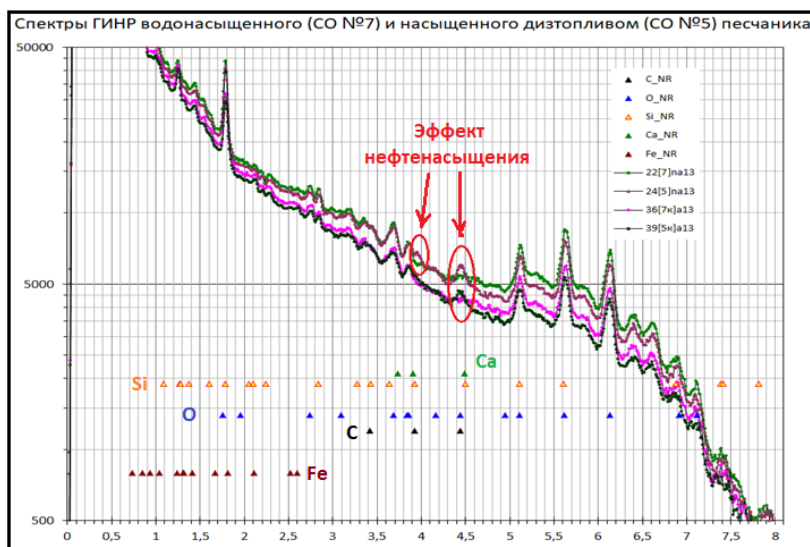


Рис. 1. Пример спектров, зарегистрированных в стандартных образцах пористости пород

Оконный способ анализа спектров. В программе MW оценка концентраций элементов выполняется с использованием теоретических спектров этих элементов. Соответствующие алгоритмы в документации не описаны и дают неудовлетворительный результат. Мы в основу анализа спектров положили простой оконный способ: вычисление скоростей счёта в информативных энергетических окнах. Информативными оказались окна следующих типов: пики элементов, широкие окна (включающие несколько пиков), подложки (окна без

выраженных пиков), «хвосты» (окна, включающие весь диапазон энергий правее пика). Поиск окон и определение их границ выполнялись по замерам в СО и, в некоторых случаях, по скважинным измерениям. Границы окон задаются программе MW в файле конфигурации, программа определяет скорости счёта в этих окнах. Сами скорости счёта сложно интерпретировать, т. к. они зависят от вариаций мощности генератора нейтронов, от пористости породы, от скважинных параметров. Однако удастся найти информативные величины – отношения скоростей счёта в окнах. Пример информативности параметров, вычисленных по счёту в широких окнах, аналогичных тем, что были предложены в [2] для C/O-каротажа, но скорректированных, представлен на рис. 2. Точки соответствуют кадрам, т. е. накопленным за 10 секунд спектрам. Показаны кадры, накопленные в каждом СО за 15 минут. Для открытого (слева) и обсаженного ствола на кроссплотах значений параметров $rCO100$ (C/O) и $irCaSiimb$ (Ca/Si) хорошо выделяются области песчаников, насыщенных пресной водой (синий цвет) и рассолом (красный цвет) от нефтенасыщенных (коричневый), а также от известняков (чёрный), доломитов (зелёный) и ангидритов (серый).

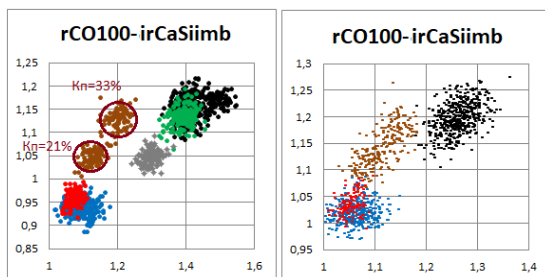


Рис. 2. Пример дифференциации пород по литологии и насыщению на кроссплоте отношений C/O и Ca/Si

Очень важным свойством значений параметров, представленных множествами точек разного цвета на рис. 2, является то, что они не дифференцированы по пористости (кроме нефтенасыщенных), т. е. характеризуют скелет породы. Свойством независимости (или слабой зависимости) от пористости породы обладают многие отношения скоростей счёта, которые можно построить по окнам. Приведём ещё два примера. Точки и их цвета на следующих рисунках отображают те же замеры, что и на рис. 2. На рис. 3 представлены значения параметра $irSi6pg$, полученного из спектров как отношение счёта ГИНР в одном

из пиков кремния к подложке. Можно показать, что этот параметр количественно характеризует содержание кремния в породе. На рис. 4 представлены значения параметра, полученного из спектров как отношение счёта ГИРЗ в пике, соответствующем близко расположенным линиям серы и кремния, к «чистому» пику кремния. Этот параметр характеризует содержание серы в породе.

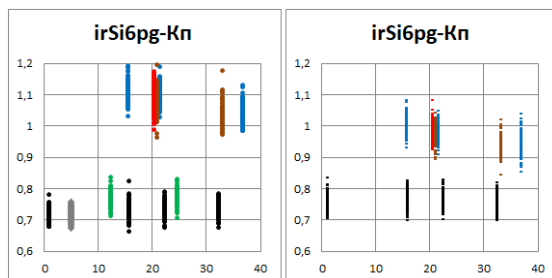


Рис. 3. Параметр, характеризующий содержание кремния в породе, в зависимости от коэффициента пористости

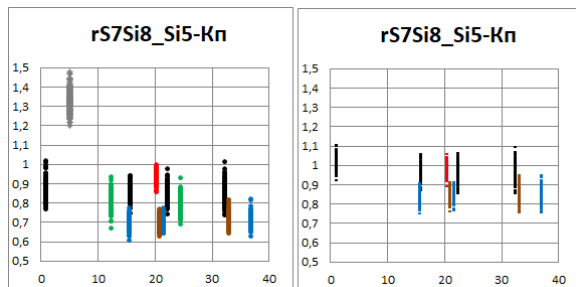


Рис. 4. Параметр, характеризующий содержание серы в породе, в зависимости от коэффициента пористости

При анализе спектров нами выделено несколько десятков окон, используя значения счёта в которых можно построить множество информативных параметров. По одним параметрам можно разрез скважин литологически расчленить на качественном уровне, затем по другим – оценить количественно содержание в скелете породы кремния, кальция, магния, серы и, соответственно, долю кварцита, кальцита, доломита и ангидрита. По параметрам, характеризующим содержание углерода и кислорода (в скелете и пустотном пространстве), а также

хлора определяется (пока на качественном уровне) характер насыщения пустотного пространства.

Проблемы и перспективы. Основной проблемой дальнейшей разработки методики интерпретации ИНГКС является ограниченный набор стандартных образцов, моделирующих вещественный состав породы. Нет моделей нефтенасыщенных карбонатных пород, а также пород, содержащих в минеральном составе серу, железо, алюминий и т. д. Рассчитываем, что по мере накопления скважинных данных, особенно в интервалах, представленных керном, можно будет опереться на эти данные, как в примере с серой, идентифицированной по скважинным замерам в ангидритах.

В настоящее время разрабатывается детальное описание оконной обработки и интерпретации данных ИНГКС. Оно будет представлено в методическом пособии после обработки существенного количества скважинных измерений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по проведению импульсного спектрометрического нейтронного гамма каротажа аппаратурой серии АИМС и обработке результатов измерений при оценке текущей нефтенасыщенности пород (терригенные отложения). МИ 41-17-1399-04. Тверь, 2004. 81 с.
2. Методические рекомендации по применению ядерно-физических методов ГИС, включающих углерод-кислородный каротаж, для оценки нефти- и газонасыщенности пород-коллекторов в обсаженных скважинах. Москва-Тверь, 2006. 41 с.

REFERENCES

1. Instruksiya po provedeniyu impul'snogo spektrometricheskogo neytronnogo gamma karotazha apparaturoy serii AIMS i obrabotke rezul'tatov izmereniy pri otsenke tekushchey neftenasyshchennosti porod (terrigennye otlozheniya) [Instructions for carrying out pulse spectrometric neutron gamma-ray logging using the AIMS series equipment and processing of measurement results in assessing the current oil saturation of rocks (terrigenous deposits)]. MI 41-17-1399-04. Tver, 2004. 81 p. (In Russian).
2. Metodicheskie rekomendatsii po primeneniyu yaderno-fizicheskikh metodov GIS, vklyuchayushchikh uglerod-kislородnyy karotazh, dlya otsenki nefte- i gazonasyshchennosti porod-kollektorov v obsazhennykh skvazhinakh [Methodical recommendations for the use of nuclear-physical methods of petroleum geophysics, including carbon-oxygen logging, to assess the oil and gas saturation of reservoir rocks in cased wells]. Moscow-Tver, 2006. 41 p. (In Russian).

УДК 550.834, 550.837

О. Н. Ковин, Д. С. Бабушкин, Р. Н. Петросян

Пермский государственный национальный
исследовательский университет.

614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: on_kovin@psu.ru

КАРТИРОВАНИЕ УРОВНЯ ГРУНТОВЫХ ВОД С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА ГЕОРАДИОЛОКАЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ

Аннотация. Экспериментальные работы были проведены на территории Пермского государственного национального исследовательского университета (ПГНИУ) с целью исследования возможностей метода георадиолокационного зондирования (георадар) для картирования уровня грунтовых вод. Для привязки отражения от зеркала грунтовых вод использована информация расположенной вблизи профиля наблюдений учебной гидрогеологической скважины. Полученные на частоте 38 МГц данные позволили надежно идентифицировать отражение от границы грунтовых вод по инверсии фазы отраженного сигнала. При этом точное определение положения границы водонасыщенных грунтов было затруднено в связи с её градиентным характером и дисперсией сигнала. Показано, что метод георадиолокационного зондирования может быть успешно использован для картирования зеркала грунтовых вод, а наличие отражений от этой границы должно приниматься во внимание при корреляции литологических границ на радарограммах.

Ключевые слова: георадиолокационное зондирование, георадар, определение уровня грунтовых вод, инверсия фазы сигнала, дисперсия.

O. N. Kavin, D. S. Babushkin, R. N. Petrosyan

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: on_kovin@pu.ru

GROUNDWATER TABLE MAPPING USING GROUND- PENETRATING RADAR

Annotation. Experimental study was conducted in campus of the Perm State University in order to evaluate the feasibility of ground-penetrating radar (georadar, GPR) to map the groundwater table interface. Data from the nearby training hydrological well were used for the water depth constraints. Data obtained with 38 MHz antenna allowed reliable identifying the reflection from the groundwater interface using the effect of inversion of a signal phase. However, it was difficult to clearly define the arrival time of

target reflection because of transitional zone above the water table (gradient reflection interface) and signal dispersion. It is shown that georadar is a tool capable to successfully map the groundwater boundary and this reflection should be taken into consideration for correct interpretation of radargram.

Keywords: *ground-penetrating radar, georadar, groundwater table, phase inversion, dispersion, hydrogeology.*

В последнее время геофизические методы стали широко применяться для решения различных гидрогеологических и геоэкологических задач [5]. Метод георадиолокационного зондирования (георадар) зарекомендовал себя как высокоразрешающий и эффективный инструмент для изучения и картирования малоглубинных структур и гидрогеологических процессов геологического разреза [1, 4]. Успешное использование метода георадар для картирования поверхности грунтовых вод основано на высоком контрасте электрических свойств подземных вод и вмещающих пород. Однако при этом возникает проблема выбора оптимальных параметров зондирующего сигнала. Амплитуда и частотный состав сигнала, отраженного от градиентной границы, представленной транзитной зоной капиллярной водонасыщенности над поверхностью слоя грунтовых вод, существенно зависит от частотного спектра излучаемого импульса [3, 6]. Грунтовые воды обладают низким значением диэлектрической проницаемости, поэтому при распространении электромагнитной волны в водонасыщенной среде спектр сигнала смещается в сторону низких частот в связи с дисперсией [2].

Метод георадиолокации основан на излучении коротких высокочастотных электромагнитных импульсов и приеме сигнала, отраженного от границ сред с различными электрическими свойствами. Диэлектрическая проницаемость среды ε является основным электрическим параметром горных пород, характеризующим распространение сигнала в разрезе. Глубина h отражающей границы определяется по значению скорости в среде v и времени прихода отраженного сигнала t как $h = vt/2$. Скорость распространения сигнала в среде зависит от ε диэлектрической проницаемости среды $v = c/\sqrt{\varepsilon}$, где c – скорость света в вакууме.

Коэффициент отражения в случае падения электромагнитной волны на границу раздела двух сред определяется по формуле

$$R = \frac{\sqrt{\varepsilon_1} - \sqrt{\varepsilon_2}}{\sqrt{\varepsilon_1} + \sqrt{\varepsilon_2}},$$

где ε_1 и ε_2 – диэлектрические проницаемости сред.

Диэлектрическая проницаемость воды ниже, чем у большинства горных пород, поэтому коэффициент отражения от границы водонасыщенных пород имеет отрицательное значение. В этом случае наблюдается инверсия фазы сигнала.

Экспериментальные работы проводились на территории ботанического сада ПГНИУ вблизи учебной гидрогеологической скважины (рис. 1). На изображении отмечен профиль работ и скважина с известной отметкой грунтовых вод. На момент проведения работ уровень грунтовых вод в скважине наблюдался на глубине 2 м. Верхняя часть разреза до глубины 1 м представлена насыпным грунтом. Ниже располагается слой торфа мощностью 0,4 м и слой песка, водонасыщенного в нижней части. Водоупором является слой суглинка на глубине 3,2 м.

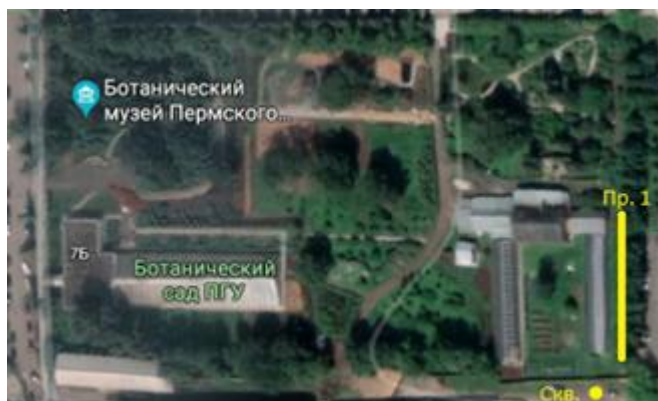


Рис. 1. Расположение георадиолокационного профиля и гидрогеологической скважины (отмечены желтым цветом)

Работы проведены георадиолокационной системой Python (Radar Systems Inc.), снабженной моностатической антенной с операционной частотой 38 МГц. Профиль длиной 51 м был пройден с шагом точек наблюдения 0,5 м.

Обработка данных производилась с использованием программы ReflexW. Подготовка данных для интерпретации включала в себя коррекцию времени вступления, удаление низкочастотной помехи (dewow) и коррекцию спада амплитуды с расстоянием. Так как применялась моностатическая антенна, то определение скоростей не проводилось. При расчете шкалы глубин использовалось табличное значе-

ние скорости 0,06 м/нс, характерное для пород, вскрытых скважиной.

На результирующей радарограмме (рис. 2) в верхней части разреза наблюдаются две основные отражающие границы. Первая граница, на глубине около 1 м, относится к слою торфа или подошве насыпного грунта. Кровля и подошва слоя торфа не различаются в связи с недостаточной разрешающей способностью низкочастотного сигнала. Граница водоносного слоя наблюдается на глубине 2 м. Кровля суглинков следует неуверенно в связи с сильным затуханием сигнала в водоносном слое и смещением его частотного диапазона в сторону низких частот вследствие дисперсии.

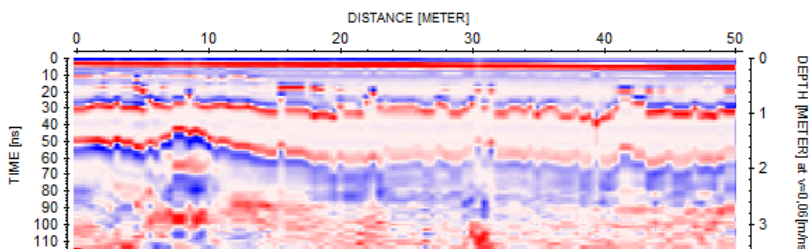


Рис. 2. Радарограмма, полученная с частотой сигнала 38 МГц

Доказательством отражения от границы водоносного слоя является также эффект инверсии фазы сигнала (рис. 3). Фаза сигнала на трассе радарограммы отмечена по максимуму его амплитуды, так как начало импульса на полевых данных обычно прослеживается неуверенно.

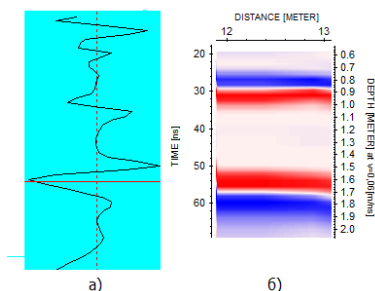


Рис. 3. Эффект инверсии сигнала на границе водоносного слоя: а) отдельная трасса; б) участок радарограммы

Эффект инверсии фазы четко прослеживается на отдельных трассах (рис. 3, а) при сравнении фаз прямого сигнала в начале трассы и отраженного, отмеченного горизонтальной линией, и на участке

цветного разреза по смене цвета (рис. 3, б).

Результаты экспериментальных работ показали возможность использования метода георадар для картирования границы грунтовых вод. Следует отметить, что при наличии отражений от водяного зеркала, возможна ошибочная его корреляция с литологическими границами и этот эффект необходимо учитывать при интерпретации георадиолокационных данных.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ковин О. Н., Логотов Б.Б., Голдырев В.В., Наумов В.А. О результатах опытных работ методом георадар для изучения строения аллювиально-делювиальных отложений // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь. Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2015. С. 71–74.
2. Annan, A.P., Transmission dispersion and GPR // JEEG. 1996. V. 1, pp. 125-136. doi:10.4133/jee1.b.125.
3. Bano M. Effects of the transition zone above a water table on the reflection of GPR waves // Geophysical Research Letters. 2006. Vol. 33. L13309. doi:10.1029/2006GL026158.
4. Fiore J., Pugin A., Beres M. Sedimentological and GPR Studies of Subglacial Deposits in the Joux Valley (Vaud, Switzerland): Backset Accretion in an Esker Followed by an Erosive Jökulhlaup // Géographie physique et Quaternaire, 2002, v. 56, no. 1, pp. 19–32. doi:10.7202/008602ar.
5. Kirsch R. Groundwater Geophysics: A Tool for Hydrogeology // Berlin: Springer / Ed. Reinhard Kirsch. 2006. XVII. 493 p.
6. Klenk P., Jaumann S., Roth K. Monitoring infiltration processes with high-resolution surface-based Ground-Penetrating Radar // Hydrol. Earth Syst. Sci. Discuss., doi: 10.5194/hessd-12-12215-2015, 2015.

REFERENCES

1. Kovin O.N., Logotov B.B., Goldyrev V.V., Naumov V.A. O rezultatakh opytnykh rabot metodom georadar dlya izucheniya stroeniya allyuvialno-delyuvialnykh otlozheniy [About the results of the experimental studies by georadar method for mapping of the alluvial-diluvial deposits]. In: Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala. Perm. Perm State Univ., 2015, pp. 71–74. (In Russian).
2. Annan, A.P., Transmission dispersion and GPR // JEEG. 1996. V. 1, pp. 125-136. doi:10.4133/jee1.b.125.
3. Bano M. Effects of the transition zone above a water table on the reflection of GPR waves // Geophysical Research Letters. 2006. Vol. 33. L13309. doi:10.1029/2006GL026158.
4. Fiore J., Pugin A., Beres M. Sedimentological and GPR Studies of Subglacial Deposits in the Joux Valley (Vaud, Switzerland): Backset Accretion in an Esker Followed by an Erosive Jökulhlaup // Géographie physique et Quaternaire, 2002, v. 56, no. 1, pp. 19–32. doi:10.7202/008602ar.

5. Kirsch R. Groundwater Geophysics: A Tool for Hydrogeology // Berlin: Springer / Ed. Reinhard Kirsch. 2006. XVII. 493 p.

6. Klenk P., Jaumann S., Roth K. Monitoring infiltration processes with high-resolution surface-based Ground-Penetrating Radar // Hydrol. Earth Syst. Sci. Discuss., doi: 10.5194/hessd-12-12215-2015, 2015.

УДК 550.834

Н. В. Кулакова

Пермский государственный национальный
исследовательский университет.

614990, г. Пермь, Россия, ул. Букирева, 15; e-mail: kulakva@gmail.com

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИСПЕРСИИ ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛН РЭЛЕЯ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА

***Аннотация.** Одной из важнейших задач при проведении сейсморазведочных работ является учет верхней части геологического разреза. Существует множество методов по изучению ВЧР, но в последнее время отмечается широкое использование поверхностных волн. В статье рассматривается возможность использования дисперсии поверхностных волн для оценки скоростных характеристик приповерхностной части разреза.*

***Ключевые слова:** сейсморазведка, верхняя часть разреза, поверхностные волны Рэлея, программа RadExPro, модуль MASW.*

N. V. Kulakova

Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: kulakva@gmail.com

USING THE DISPERSION OF SURFACE RAYLEIGH WAVES TO STUDY THE TOP OF THE SECTION

***Abstract.** One of the most important problem of seismic exploration is to take into account the properties of near-surface low-velocity layer. Currently, there are many methods aimed to determination of the near-surface velocity, but recently, there has been a raised attention on use of surface waves for solution of the geophysical problems. The article considers the feasibility of using the surface wave's dispersion to assess the velocity characteristics of the near-surface layers.*

Key words: *seismic, near-surface layer, Rayleigh waves, program RadExPro, module MASW.*

При проведении сейсмических исследованиях методом отраженных и преломленных волн, как правило, возникает поле низкочастотных, относительно низкочастотных поверхностных волн. Обычно на полевых сейсмограммах регистрируются волны Рэлея или Лява, интенсивность которых может значительно превышать уровень полезных волн, особенно при наземных источниках наблюдения. В отличие от сейсмологии, где поверхностные волны широко используются для изучения строения земной коры и верхней мантии, в сейсморазведке они играют роль помех, затрудняющих регистрацию полезных волн, и в ходе обработки прикладываются значительные усилия для их эффективного подавления [2].

В то же время поверхностные волны несут существенно больше информации об упругих свойствах пород верхней части разреза (ВЧР), чем объемные. Качественная характеристика изменений в модели ВЧР по скоростям поверхностных волн может быть полезной для выделения зон неоднородностей. По тому, на каких длинах волн происходит наибольшее изменение скоростей, можно судить о предполагаемой глубине неоднородностей. Определив параметры поверхностных волн, можно непосредственно перейти к анализу параметров объемных волн.

Главной особенностью поверхностных волн является дисперсия. Глубина, на которую распространяются колебания поверхностной волны, пропорциональна длине волны (или обратно пропорциональна частоте). Высокочастотная волна быстро затухает и характеризует первый слой, в то время как низкочастотная распространяется глубже и даёт характеристику более глубоких слоёв.

Зависимость фазовой скорости от частоты для данной среды называется дисперсионной кривой. Форма дисперсионной кривой отображает изменение жесткости с глубиной [1].

Анализ поверхностных волн осуществлялся в программе RadExPro с помощью модуля MASW. Многоканальный анализ поверхностных волн (MASW) предназначен для построения модели скоростей поперечных волн и является одним из методов инженерной геофизики, целью которого является изучение верхней части разреза [3].

Первоначально были установлены параметры поверхностной волны: скоростной и частотный составы. Данный этап нужен для оп-

ределения глубины исследования и вертикальной разрешающей способности.

После этого на каждую полученную сейсмограмму (рис. 1, а) было рассчитано дисперсионное изображение. Затем дисперсионная кривая была извлечена из изображения путем пикировки по максимумам амплитуд (рис. 1, б) [1].

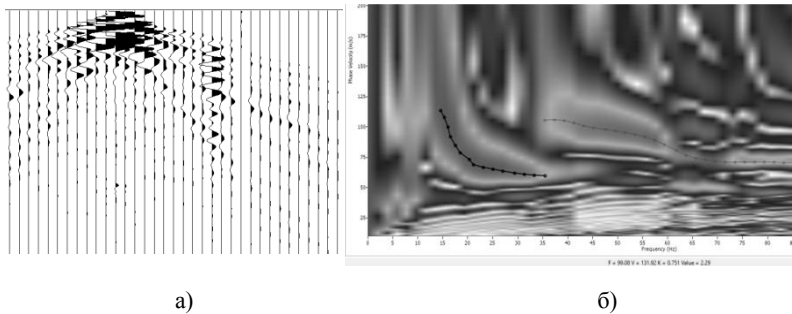


Рис. 1. Сейсмограмма, полученная методом MASW (а) и дисперсионное изображение с пикировочными пунктами (б)

Инверсия – нахождение профиля поперечных скоростей, теоретическая дисперсионная кривая которого максимально приближена к измеренной кривой (рис. 2). В модуле MASW реализована инверсия

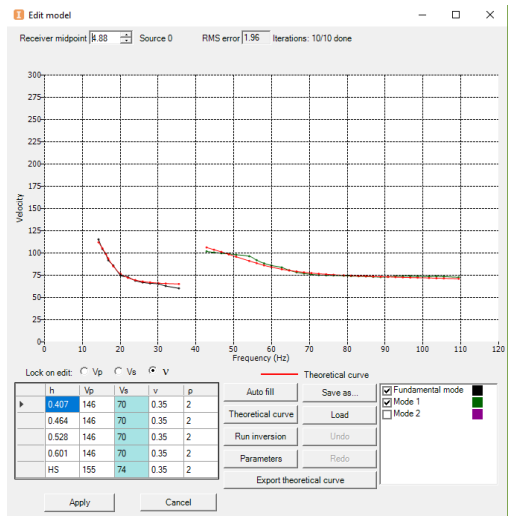


Рис. 2. Теоретическая и измеренная дисперсионные кривые

Оккама – минимизируется среднеквадратическая ошибка между кривыми при условии максимальной гладкости модели [3]. Профиль скоростей поперечных волн привязывается к середине приёмной расстановки. Двумерный профиль скоростей поперечных волн строится путем интерполяции между полученными вертикальными профилями.

В результате исследований была построена итоговая модель среды, включающая в себя значения скоростей волн и расчленение по глубине (рис. 3).

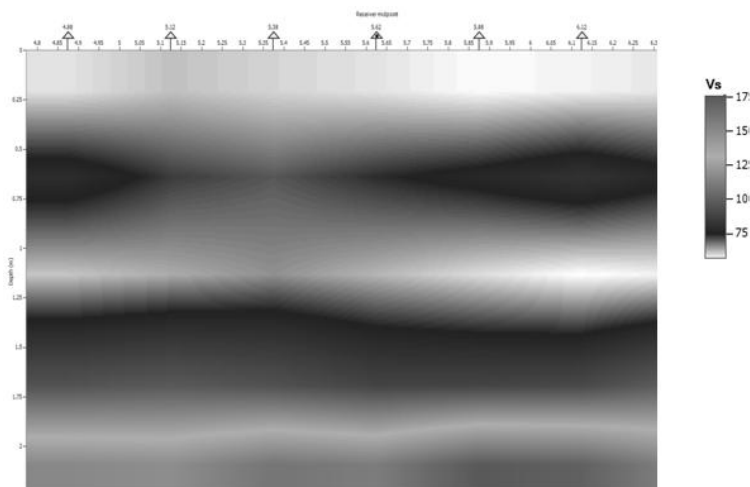


Рис. 3. Модель изменения поперечных скоростей в среде

Выводы. Одним из главных и важных свойств поверхностных волн является дисперсия. С ее помощью можем оценить скоростные характеристики приповерхностной части разреза и учесть их при вычислении статических поправок, которые в свою очередь, имеют немаловажное значение при учете неоднородностей, имеющих в ВЧР.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Кулакова Н. В., Климов В. Ф. Применение поверхностных волн Рэлея в сейсморазведке // Геология в развивающемся мире: сб. науч. тр. (по материалам XII Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молодых ученых): в 2 т. / отв. ред.; Ю. А. Башурова; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Электрон. дан. Пермь, 2019. С. 180–183.
- 2 Митюнина И. Ю., Спасский Б. А., Бабкин А. И. К вопросу изучения верхней части разреза поверхностными волнами Лява и Рэлея // Геофизические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа. Пермь, ПГУ, 1999. С. 30–36.

REFERENCES

1. Kulakova N. V., Klimov V. F. *Primenenie poverkhnostnykh voln Releya v seysmorazvedke* [The use of Rayleigh surface waves in seismic exploration] // *Geologiya v razvivayushchemsya mire: sb. nauch. tr. (po materialam XII Mezhdunar. nauch.-prakt. konf. stud., asp. i molodykh uchenykh)*. v 2. Ed. Yu. A. Bashurova. Perm. gos. nats. issled. univ. Elektron. dan. Perm', 2019, pp. 180–183. (In Russian).
2. Mityunina I. Yu., Spasskiy B. A., Babkin A. I. *K voprosu izucheniya verkhney chasti razreza poverkhnostnymi volnami Lyava i Releya* [On the study of the upper part of the section by the surface Love and Rayleigh waves]. *Geofizicheskie metody poiskov i razvedki mestorozhdeniy nefti i gaza*. Perm', PSU, 1999, pp. 30–36. (In Russian).
3. RadExPro 2013.2. *Rukovodstvo pol'zovatelya* [User's manual] М., 2013. 447 p. (In Russian).

УДК 550.834.05

С. В. Ладейщиков, Е. Г. Чемисова, В. А. Седегова

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»

в г. Перми, 614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, д. 3 а;

e-mail: Sergei.Ladeyshikov@pnn.lukoil.com,

Elena.Chemisova@pnn.lukoil.com, Valentina.Sedegova@pnn.lukoil.com

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЦИЙ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D (СЕВЕРНАЯ ЧАСТЬ КРАСНОЯРСКО-КУЕДИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Аннотация. Рассмотрены способы фациального районирования ви-
зельских терригенных отложений по данным литолого-фациального
анализа керна, геофизических исследований скважин и сейсморазведки
3D. Предложены подходы комплексного прогноза фаций, основанные
на методе многовариантного прогноза коллекторов.

Ключевые слова: нефтяное месторождение, сейсморазведка 3D,
литолого-фациальный анализ, фациальные комплексы, эффективная
толщина, сейсмические атрибуты, геолого-петрофизические
параметры.

S. V. Ladeyshchikov, E. G. Chemisova, V. A. Sedegova
LUKOIL-Engineering Limited. PermNIPIneft Branch Office in Perm;
3a Permskaya Str., Perm 614015, Russia;
e-mail: Sergei.Ladeyshchikov@pnn.lukoil.com,
Elena.Chemisova@pnn.lukoil.com, Valentina.Sedegova@pnn.lukoil.com

THE PREDICTION OF FACIES OF THE TERRIGENOUS DEPOSITS BASED ON 3D SEISMIC DATA (NORTH SIDE OF THE KRASNOYARSK-KUEDINSKOE FIELD)

Abstract: *The article discusses the methods of facies zonation of the Visean terrigenous deposits using data of core lithological-facies analysis, well logging, and 3D seismic. The authors propose the complex facies prediction methods for improving the accuracy of geological and hydrodynamic modeling, and new wells planning.*

Keywords: *oil deposit, 3D seismic, lithological facies analysis, facies complexes, effective thickness, seismic attributes, geological and petrophysical parameters.*

В административном отношении площадь исследований расположена в Куединском районе Пермского края в 200 км юго-западнее административного центра. Согласно схеме тектонического районирования площадь работ по поверхности кристаллического фундамента расположена в пределах Куединского выступа Калтасинского авлакогена, по отложениям палеозойского комплекса – на юге структуры II порядка – Куединском вале, осложняющем северный склон структуры I порядка – Башкирского свода. Площадь сейсморазведочных работ 3D составляет 127,2 км². В ее пределах расположена северная часть Красноярско-Куединского месторождения и Аряжское месторождение, с запада площади находится восточная часть Быркинского месторождения. Промышленные залежи установлены в турнейских карбонатных, визейских терригенных, башкирских карбонатных, верейских и каширско-верейских терригенно-карбонатных отложениях. На площади работ визейскую терригенную толщу (ВТТ) вскрыли 182 скважины. Для уточнения геологического строения ВТТ и оптимизации размещения добывающих скважин выполнен комплексный прогноз фациальной зональности на основе метода многовариантного прогноза коллекторов (МПК).

На этапе динамической интерпретации для выделения зон с увеличенными толщами песчаников были использованы следующие методические приемы: анализ данных ГИС, одномерное моделирова-

ние и кластеризация сейсмического сигнала, анализ атрибутов волнового поля, спектральная декомпозиция, нейронная, акустическая и синхронная инверсия, МПК.

Используемые инструменты позволили дать качественную и количественную оценку изменениям толщин песчаников. На качественном уровне наилучшим образом их характеризуют результаты акустической инверсии и кластеризации по форме сейсмической записи (рис. 1). На седиментационном срезе куба акустического импеданса

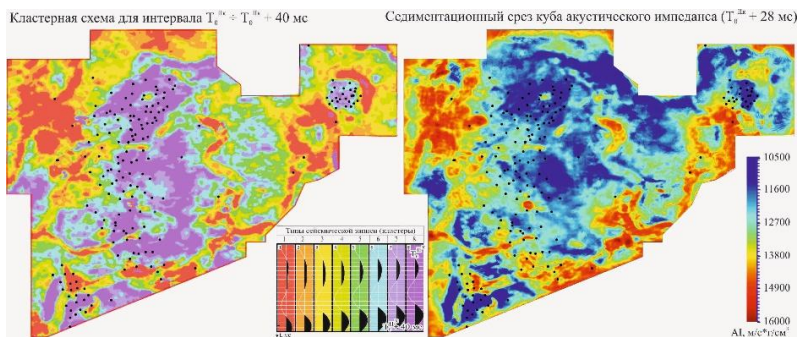


Рис. 1. Латеральная изменчивость бобриковских отложений

области увеличенных толщин песчаников характеризуются повышенными значениями. Кластеризация, проведенная во временном окне $T_0^{Пк} \div T_0^{Пк} + 40$ мс, показывает изменчивость волновой картины – интерференция положительного экстремума свидетельствует об увеличении толщины песчаников.

На рис. 2 представлено обобщение кластерных карт в интервале бобриковских отложений, на котором фиксируются аномалии типа «русло».

Литолого-фациальный анализ кернового материала и форма кривых ГИС из интервала визейских отложений по 155 скважинам позволили объединить литогенетические типы бобриковских отложений в пять фациальных зон:

- осевая часть дельтовой протоки;
- краевая часть дельтовой протоки;
- береговые валы;
- внешняя часть поймы - пески разливов;
- внутренняя глинистая пойма.

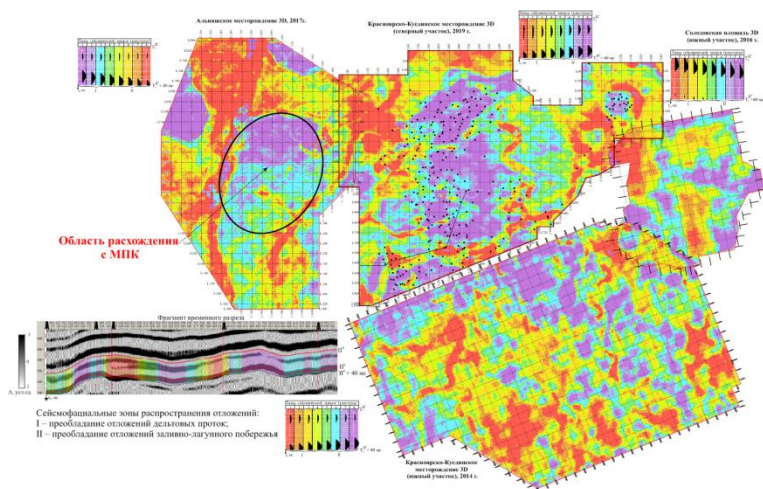


Рис. 2. Результаты изучения латеральной изменчивости бобриковских отложений с учетом сопредельных территорий

Принципиальная схема распределения основных фациальных комплексов бобриковских отложений представлена на рис. 3. Для отложений дельтовых проток и береговых валов характерно преобладание песчаников, пойменные фации представлены, в основном, алевро-глинистыми породами.

Для каждого фациального комплекса по результатам петрофизических исследований ядра и данным ГИС были определены пределы изменений основных геолого-петрофизических параметров (табл.): эффективной толщины ($H_{эфф}$), коэффициентов песчаности ($K_{песч}$), расчлененности ($K_{расч}$) и толщины пласта ($H_{пл}$). Анализ геолого-петрофизических параметров показывает, что наибольшими средними значениями эффективной толщины, коэффициентов песчаности, проницаемости обладают отложения дельтовых проток, наименьшими – пойменные отложения.

По изменению средних значений наблюдается смена фаций для всех параметров. Наиболее устойчивые изменения характерны для эффективных толщин и песчаности.

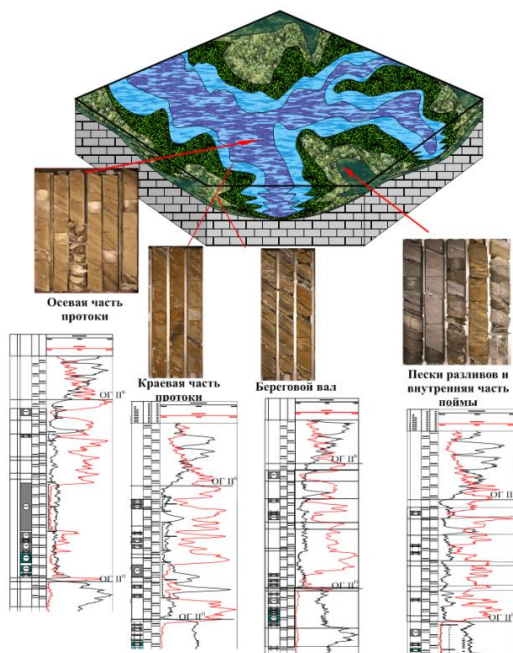


Рис. 3. Принципиальная схема распределения основных фациальных комплексов бобриковских отложений

Таблица

Характеристика фациальных комплексов

Параметры	Протока дельты	Краевая часть протоки	Отложения береговых валов	Заливно-лагунное побережье (2–4 м)	Заливно-лагунное побережье (1–2 м)
$H_{\text{песч}}, \text{ м}$	$\frac{9,2 \pm 5,5}{4,0-31,6}$	$\frac{4,3 \pm 1,7}{1,2-7,8}$	$\frac{3,5 \pm 1,5}{0,9-6,0}$	$\frac{2,7 \pm 1,7}{0,5-4,0}$	$\frac{1,4 \pm 1,3}{0,5-1,8}$
$K_{\text{песч}}, \text{ д. ед}$	$\frac{0,52 \pm 0,16}{0,20-0,85}$	$\frac{0,35 \pm 0,10}{0,20-0,63}$	$\frac{0,27 \pm 0,11}{0,13-0,61}$	$\frac{0,25 \pm 0,10}{0,09-0,63}$	$\frac{0,15 \pm 0,12}{0,05-0,63}$
$K_{\text{расч}}, \text{ д. ед}$	$\frac{2,5 \pm 2,0}{1-10}$	$\frac{2,7 \pm 1,3}{1-6}$	$\frac{2,0 \pm 0,9}{1-5}$	$\frac{1,7 \pm 1,0}{1-4}$	$\frac{1,2 \pm 0,6}{1-4}$
$H_{\text{пл}}, \text{ м}$	$\frac{16,7 \pm 6,9}{4,4-39,0}$	$\frac{12,6 \pm 5,2}{5,4-23,5}$	$\frac{11,2 \pm 4,4}{4,0-21,5}$	$\frac{10,8 \pm 3,6}{4,7-20,5}$	$\frac{9,5 \pm 3,1}{4,2-18,4}$
Примечание. В числителе - среднее значение и стандартное отклонение, в знаменателе - минимальное и максимальные значения показателя					

На основе метода МПК по данным сейсморазведки 3D был использован прямой прогноз фаций. МПК позволяет объединить несколько атрибутов и получить качественно новый прогноз. На вход МПК подавались дискретные значения фаций, определенные в каждой скважине на основе литолого-фациального анализа керна и характерному поведению кривых ГИС. Коэффициент корреляции составил 0,79. Описание технологии МПК изложено в работах [5, 6]. В результате получена прогнозная карта распределения фаций (рис. 4) и размаха, характеризующего неопределенность прогноза фаций (рис. 5).

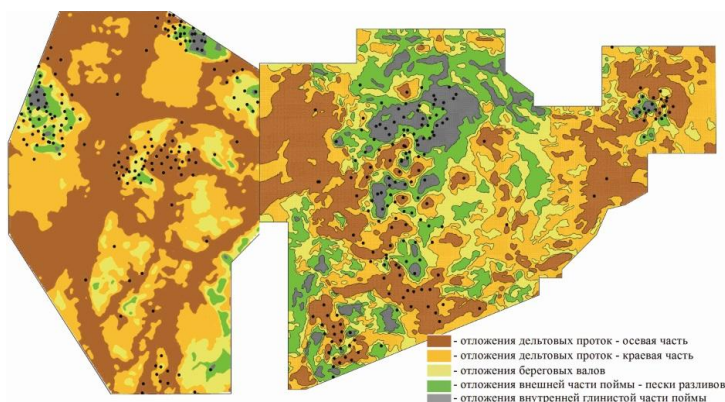


Рис. 4. Прогнозная литологофациальная карта бобриковских отложений

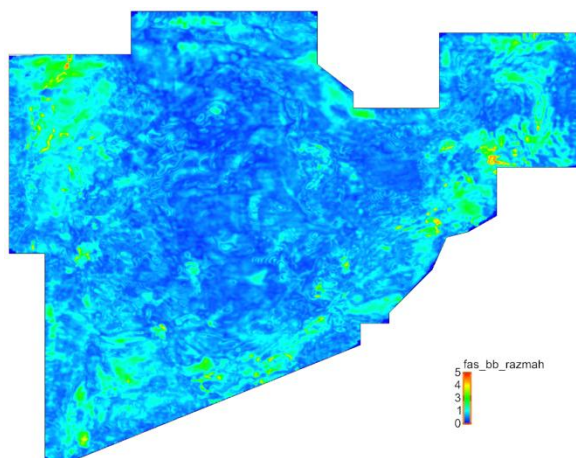


Рис. 5. Прогнозная карта размаха

На Альяншском месторождении была также ранее построена карта фациальной зональности бобриковских отложений. В результате исследований для Альяншского и Красноярско-Куединского месторождений была получена обобщенная карта фациальной зональности для пласта Бб.

Отложения осевой и краевой частей протоков распространены на территории Альяншского месторождения практически повсеместно, при переходе к контуру площади Красноярско-Куединского месторождения толщины песчаников уменьшаются, что влечет за собой сокращение распространения фаций дельтовых протоков. Наименьшие толщины песчаников (фации заливно-лагунного побережья) сосредоточены в центральной части Красноярско-Куединской площади.

В центральной части Альяншского месторождения на качественном уровне (кластерная схема) прогнозируется зона заливно-лагунного побережья (рис. 2), на количественном уровне (прогнозная литологофациальная карта) – фации дельтовых протоков (рис. 4).

Рассмотренный подход при прогнозе фаций на базе МПК позволил детализировать прогноз фациальной зональности бобриковских отложений и провести площадную оценку неопределенности прогноза фаций. Полученная прогнозная карта дает представление о распределении фаций терригенного пласта Бб в скважинах и межскважинном пространстве. Рекомендуется использовать фациальную схему при 3D геолого-гидродинамическом моделировании, подсчете запасов и оптимизации размещения эксплуатационных скважин при разработке месторождений.

Анализ подтверждаемости количественных прогнозов эффективных толщин во вновь пробуренных скважинах показал, что прогнозы, выполненные на качественном уровне, имеют весьма высокую подтверждаемость, в среднем, составляющую 73 % для Соликамской депрессии и 68 % для Башкирского свода. Количественные прогнозы эффективных толщин, выполненные по методу многовариантного прогноза коллекторов, также показали высокую подтверждаемость. По сравнению с другими методами определения эффективных толщин по данным сейсморазведки 3D, стандартное отклонение по всем пластам минимально и находится в пределах разрешающей способности сейсморазведки [12].

Для повышения точности прогнозов коллекторов и ФЕС рекомендуется использовать метод МПК в качестве основного, а также при бурении новых скважин выполнять полный комплекс ГИС и ВСП.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Ладейщиков С. В., Путилов И. С.* Опыт выполнения комплексных прогнозов фаций на основе высокоинформативных сейсмических данных для задач геолого-гидродинамического моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2019. № 3. С. 66–73.
2. *Ладейщиков С. В., Путилов И. С., Пятунина Е. В., Лантес А. П.* Прогнозирование фаций терригенных отложений на основе высокоинформативных сейсмических данных 3Д и машинного обучения // Геофизика, 2018. № 5. С. 31–37.
3. *Муромцев В. С.* Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
4. *Путилов И. С.* Многовариантный прогноз коллекторов по данным 3D-сейсморазведки // Технологии сейсморазведки, 2013. № 1. С. 59–64.
5. *Путилов И. С.* Разработка новой технологии многовариантного прогноза нефтегазоносности по сейсмическим данным // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2014. № 4. С. 47–54.
6. *Путилов И. С.* Авторское свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2013610410. Многовариантный прогноз коллекторов на основе теории нечетких множеств; 9.01.2013.
7. *Путилов И. С.* Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа: моногр. Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. 285 с.
8. *Путилов И. С., Винокурова Е. Е., Пулина А. С., Чемисова Е. Г.* Совершенствование технологии комплексного прогноза фаций на примере бобриковских отложений Москудьинского месторождения нефти // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2015. № 8. С. 37–41.
9. *Путилов И. С., Ладейщиков С. В.* Комплексный подход при сейсмофациальном районировании нижнебобриковских отложений Чашкинского месторождения // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2015. С. 155–162.
10. *Путилов И. С., Ладейщиков С. В.* Совершенствование подходов к прогнозу фаций на основе сейсморазведки 3Д повышенной плотности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2016. № 5. С. 4–8.
11. *Путилов И. С., Ладейщиков С. В., Винокурова Е. В.* Комплексный прогноз фаций турнейских карбонатных отложений на разрабатываемых месторождениях Верхнекамской впадины на основе сейсморазведки 3Д // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2017. № 4. С. 21–25.
12. *Седегова В. А., Ладейщиков С. В.* Мониторинг подтверждаемости прогнозов коллекторов на основе данных сейсморазведки 3Д на территории пермского края // Геология в развивающемся мире, 2019. С. 149–152.
13. *Селетков И. А., Ладейщиков С. В.* Прогноз фаций на разрабатываемых месторождениях для задач геолого-гидродинамического моделирования // Геология в развивающемся мире, 2019. С. 185–188.

REFERENCES

1. *Ladeyshchikov S. V., Putilov I. S.* Opyt vypolneniya kompleksnykh prognozov fatsiy na osnove vysokoinformativnykh seysmicheskikh dannykh dlya zadach geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya. Geologiya, geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy [Experience in performing the complex facies forecasts based on highly informative seismic data for geological and hydrodynamic modeling]. M., 2019, no. 3, pp. 66–73. (In Russian).
2. *Ladeyshchikov S. V., Putilov I. S., Paytunina E. V., Laptev A. P.* Prognozirovaniye fatsiy terrigennykh otlozheniy na osnove vysokoinformativnykh seysmicheskikh dannykh 3D i mashinnogo obucheniya [Prediction of facies of terrigenous deposits based on highly informative 3D seismic data and machine learning]. Geofizika. M.: MOO EAGO, 2018, no. 5, pp. 31–37. (In Russian).
3. *Muromtsev V. S.* Elektrometricheskaya geologiya peschanykh tel – litologicheskikh lovishek nefti i gaza [Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas]. L.: Nedra, 1984. 260 p. (In Russian).
4. *Putilov I. S.* Mnogovariantnyy prognoz kollektorov po dannym 3D-seysmorazvedki [Multivariate reservoir forecast based on 3D seismic data]. Tekhnologii seysmorazvedki, 2013, no. 1, pp. 59–64. (In Russian).
5. *Putilov I. S.* Razrabotka novoy tekhnologii mnogovariantnogo prognoza neftegazonosnosti po seysmicheskim dannym [Development of a new technology for multivariate forecasting of oil and gas potential based on seismic data]. Geologiya geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. M.: OAO «VNIOENG», 2014, no. 4, pp. 47–54. (In Russian).
6. *Putilov I. S.* Avtorskoe svidetel'stvo ob ofitsial'noy registratsii programmy dlya EVM № 2013610410. Mnogovariantnyy prognoz kollektorov na osnove teorii nechetkikh mnozhestv [Copyright certificate on the official registration of a computer program No. 2013610410. Multivariate reservoir forecast based on the theory of fuzzy sets; 9.01.2013]. (In Russian).
7. *Putilov I. S.* Razrabotka tekhnologiy kompleksnogo izucheniya geologicheskogo stroeniya i razmeshcheniya mestorozhdeniy nefti i gaza [Development of technologies for a comprehensive study of the geological structure and location of oil and gas fields]. Monogr. Perm': Izd-vo Perm. nac. issled. politekhn. un-ta, 2014, pp. 285. (In Russian).
8. *Putilov I. S., Vinokurova E. V., Pulina A. S., Chemisova E. G.* Sovershenstvovaniye tekhnologii kompleksnogo prognoza fatsiy na primere bobrikovskikh otlozheniy Mosku'dinskogo mestorozhdeniya nefti [Improving the technology of complex facies forecasting using the example of the Bobrikovian deposits of the Mosku'dinsky oil field]. Geologiya geofizika i razrabotka neftnyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. M., 2015, no. 8, pp. 37–41. (In Russian).
9. *Putilov I. S., Ladeyshchikov S. V.* Kompleksnyy podkhod pri seysmofatsial'nom rayonirovaniy nizhnebobrikovskikh otlozheniy Chashkinskogo mestorozhdeniya [An integrated approach to seismic facies zoning of the Lower Bobrikovian deposits of the Chashkinskoye field]. Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2015, pp. 155–162. (In Russian).
10. *Putilov I. S., Ladeyshchikov S. V.* Sovershenstvovaniye podkhodov k prognozu fatsiy na osnove seysmorazvedki 3D povyshennoy plotnosti [Improving

approaches to facies prediction based on 3D high-density seismic exploration]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. M., 2016, no. 5, pp. 4–8. (In Russian).

11. *Putilov I. S., Ladeyshchikov S. V., Vinokurova E. V.* Kompleksnyy prognoz fatsiy turneyskikh karbonatnykh otlozheniy na razrabatyvaemykh mestorozhdeniyakh Verkhnekamskoy vpadiny na osnove seysmorazvedki 3D [Comprehensive forecast of facies of Tournaisian carbonate deposits in the developed deposits of the Verkhnekamskaya Depression based on 3D seismic exploration]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*. M., 2017, no. 4, pp. 21–25. (In Russian).

12. *Sedegova V. A., Ladeyshchikov S. V.* Prognoz fatsiy na razrabatyvaemykh mestorozhdeniyakh dlya zadach geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya [Forecasting the facies at the operated deposits for geological hydrodynamic modeling]. *Geologiya v razvivayushchemsya mire*, 2019, pp. 149–152. (In Russian).

13. *Seletkov I. A., Ladeyshchikov S. V.* Prognoz fatsiy na razrabatyvaemykh mestorozhdeniyakh dlya zadach geologo-gidrodinamicheskogo modelirovaniya [The prediction of facies in operated fields for problem of geological hydrodynamic modeling]. *Geologiya v razvivayushchemsya mire*, 2019, pp. 185–188. (In Russian).

УДК 550. 837.3

**С. П. Левашов¹, Н. А. Якимчук¹, И. Н. Корчагин²,
Г. М. Дрогицкая²**

¹ Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии.
01133, Украина, г. Киев, пер. Лабораторный, 1;
e-mail: geoprom@ukr.net;

² Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины.
03680, Украина, г. Киев, просп. акад. Палладина, 32;
e-mail: drogitskayag@gmail.com

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ОПЕРАТИВНОГО РЕШЕНИЯ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ ГЕОФИЗИКИ

***Аннотация.** Анализируются результаты экспериментального применения мобильных геоэлектрических методов: становления короткоимпульсного поля (СКИП), вертикального электрорезонансного (ВЭРЗ) и георадарного зондирования с целью оперативного выявления площадей и интервалов глубин увлажненных грунтов на примере конкретных объектов в г. Киеве.*

Ключевые слова: геоэлектрические методы, зондирование, съемка, интерпретация, зоны увлажнения.

**S. P. Levashov¹, N. A. Yakymchuk¹, I. N. Korchagin²,
G. M. Drogitskaya²**

¹ Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry.

1 Laboratorny Lane, Kyiv 01133, Ukraine; e-mail: geoprom@ukr.net;

² Institute of Geophysics of Ukraine National Academy of Sciences. 32
Palladin Ave., Kyiv 03680, Ukraine; e-mail: drogitskayag@gmail.com

APPLICATION OF INNOVATIVE GEOELECTRIC METHODS FOR OPERATIVE SOLUTION OF APPLIED PROBLEMS OF GEOPHYSICS

Annotation. *The results of experimental use of mobile geoelectric methods are analyzed. The formation of a short-impulse field (FSIF), vertical electrical resonance (VERS) and georadar sounding were deployed in order to fast identify areas and depth intervals of saturated soils in urban areas of Kiev.*

Keywords: *geoelectric methods, sounding, survey, interpretation, wet soil.*

Введение. Мобильные геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП), вертикального электрорезонансного (ВЭРЗ) и радарного зондирования [1, 2, 3] активно применяются для оперативного решения практических задач приповерхностной геофизики: определения зон повышенного обводнения пород, оконтуривания оползневых участков, определения подземных водных потоков природного и техногенного происхождения и др.

В данной работе анализируются результаты оперативного поиска увлажненных участков в районе несущих колонн ротонды станции метрополитена «Вокзальная» в г. Киеве. В районе колонны 2 возникла зона просадки грунта, что привело к нарушению фундамента колонны. Начались процессы частичного разрушения самой колонны. Геофизическими методами исследовалось состояние почв в районе колонн 1, 2, 3 (рис. 1).

Методы исследования. Для выполнения работ использовались методы геофизического изыскания: метод становления короткоимпульсного поля (СКИП), метод вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ), метод георадарного зондирования.

Метод СКИП использовался для определения площади зоны увлажненных почв, ВЭРЗ и георадарные зондирования – для построения

вертикальных разрезов, определения интервалов глубин увлажненной зоны.

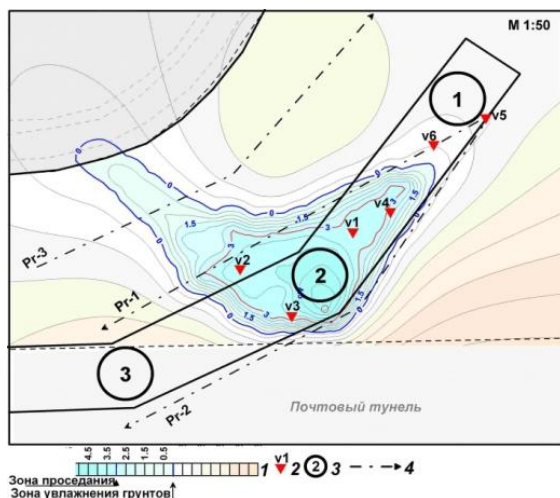


Рис. 1. Карта зоны увлажнения грунта в районе несущих колон 1, 2, 3 ротонды станции метрополитена «Вокзальная», М: 1:50. 1 – шкала интенсивности поля СКИП; 2 – отдельные точки измерений поля СКИП, 3 – колонны; 4 – профили георадарного сканирования

Метод становления короткоимпульсного поля (СКИП) основан на изучении процесса генерации и угасания электромагнитного сигнала в приемных антеннах после прохождения электромагнитного импульса в антенне генератора. Для построения контуров зон повышенной влажности почв, осуществляется суммирование сигнала становления на определенном временном интервале.

Для определения глубины залегания аномальных геоэлектрических объектов используется метод вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ), базирующийся на изучении спектральных характеристик естественного электромагнитного поля над объектами исследований.

Общий принцип действия георадарных систем основан на излучении широкополосных импульсов электромагнитных волн метрового и дециметрового диапазона и приеме сигналов, отраженных от границ разделов слоев среды имеющих различные электрофизические свойства.

ва. Такими границами могут быть контакты между сухими и увлажненными почвами.

Результаты работ. По результатам геофизических исследований в районе колонны 2 определена зона увлажнения почв. Длина зоны вдоль ротонды 6 метров. В центре увлажненной зоны расположена колонна 2, зона увлажнения расположена на расстоянии метра от колонны 1 и на расстоянии 2,5 м от колонны 3. Начало зоны увлажненных почв прослежено от сооружения станции «Вокзальная».

По результатам вертикального зондирования определены глубины зон увлажнения почвы. В таблице приведены данные вертикального зондирования в пунктах v1–v4.

Таблица

Результаты вертикального зондирования методом ВЭРЗ

Точка зондирования	Глубина до кровли увлажненной зоны (м)	Глубина до подошвы увлажненной зоны (м)	Мощность увлажненной зоны (м)
v1	2,5	3,9	1,4
	5,5	7,2	1,7
v2	2,1	4,3	2,2
	6,5	8,2	1,7
v3	2,4	3,9	1,5
	5,2	6,8	1,6
v4	3,0	4,6	1,6
	5,9	7,6	1,7

По данным зондирования в зоне увлажнения два горизонта. Верхний – на глубине от 2,1 до 4,0. Нижний – на глубинах от 6,0 до 7,0 метров. Верхний горизонт увлажнения расположен в зоне насыпных грунтов, которые при увлажнении могли образовать просадку под фундаментом колонны 2. Расположение зон увлажнения отражено на георадарных разрезах (рис. 2, 3).

В целом зона увлажнения прослеживается от сооружения станции к колонне 2. При этом наблюдается увеличение глубины увлажнения почвы в сторону колонны, от 1,5 до 2,1 м. Вероятно фильтрационный водяной поток, формирует зону увлажнения, идет со стороны сооружения станции метро.

При визуальном исследовании канализационного колодца, который расположен возле колонны 1, установлено отсутствие пропуска воды. Канализационная труба не работает, что может быть обусловлено ее прорывом.

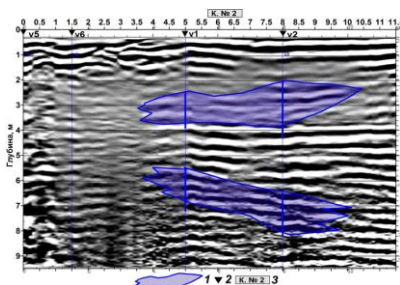


Рис. 2. Вертикальный георадарный разрез Пр. 1 вдоль несущей колонны 2 ротонды станции метрополитена «Вокзальная». 1— зоны увлажнения, 2 — пункты зондирования

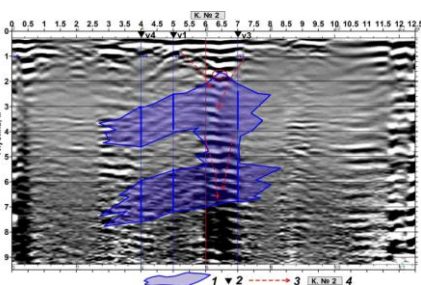


Рис. 3. Вертикальный георадарный разрез Пр. 2 вдоль несущей колонны 2 ротонды станции метрополитена «Вокзальная». 1— зоны увлажнения, 2 — пункты зондирования, 3— зоны нарушения грунта

Выводы. Результаты проведенных экспериментальных исследований свидетельствуют о целесообразности использования методов СКИП, ВЭРЗ и георадаров для «прямых» поисков зон обводнения грунтов. Площадная съемка методом СКИП позволяет выявлять и картировать геоэлектрические аномальные зоны типа «увлажнение», а зондирование ВЭРЗ дает возможность в пределах закартированных аномальных зон определять глубины залегания и мощности обводненных участков.

ЛИТЕРАТУРА

1. Левашов С. П., Якимчук Н. А., Корчагин И. Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований // Геофизический журнал, 2012. Т. 34, № 4. С. 167–176.
2. Левашов С. П., Якимчук Н. А., Корчагин И. Н., Дегтярь Р. В., Божжежа Д. Н. Обнаружение и картирование геоэлектрическими методами зон повышенного газонасыщения на угольных шахтах // Геофизика, 2006. № 2. С. 58–63.
3. Левашов С. П., Якимчук Н. А., Корчагин И. Н., Дрогицкая Г. М. О возможности использования геоэлектрических методов для поисков рудных объектов с урановой минерализацией // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 204–209.

REFERENCES

1. Levashov S. P., Yakymchuk N. A., Korchagin I. N. Chastotno-rezonansnyy printsip, mobil'naya geoelektricheskaya tekhnologiya: novaya paradigma geofizicheskikh issledovaniy [Frequency-resonance principle, mobile geoelectric technology: a new paradigm of geophysical survey]. Geophysical Journal, 2012. Vol. 34, no. 4, pp. 167–176. (In Russian).
2. Levashov S. P., Yakymchuk N. A., Korchagin I. N., Degtyar R. V., Bozhezha D. N. Obnaruzhenie i kartirovanie geoelektricheskimi metodami zon povyshennogo gazonasyshtcheniya na ugol'nykh shakhtakh [Detection and mapping the zones of increased gas saturation in coal mines by geoelectric methods]. Geofizika, 2006, no. 2, pp. 58–63. (In Russian).
3. Levashov S. P., Yakymchuk N. A., Korchagin I. N., Drogitskaya G. M. O vozmozhnosti ispolzovaniya geoelektricheskikh metodov dlya poiskov rudnykh ob'ektov s uranovoy mineralizatsiyey [About the possibility of using the geoelectric methods for prospecting of the ore objects with uranium mineralization]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2018, pp. 204–209. (In Russian).

УДК 550.831+551.7

В. И. Луппов

Пермский государственный национальный
исследовательский университет. 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15;
e-mail: vladimir.luppov@yandex.ru

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ТЕРРИГЕННЫХ И КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Аннотация. Приведены петрофизические зависимости, полученные на образцах керна в условиях, приближенных к пластовым, для продуктивных отложений визейского и турне-фаменского ярусов.

Ключевые слова: образец керна, петрофизическая зависимость, пористость, проницаемость, удельное электрическое сопротивление.

V. I. Luppov

Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: vladimir.luppov@yandex.ru

PETROPHYSICAL RELATIONSHIPS OF PRODUCTIVE TERRIGENOUS AND CARBONATE SEDIMENTS

Abstract. *Petrophysical dependences obtained on core samples under conditions characteristic to Visean and Tournaisian-Famennian reservoirs are presented.*

Key words: *core sample, petrophysical relationships, porosity, permeability, electrical resistivity.*

Физические свойства горных пород [3] визейского и турнефаменского ярусов изучены на образцах керна [1, 2] цилиндрической формы диаметром 30 мм и высотой 30 мм по скважинам 29 различных месторождений. Наибольшее количество изученных образцов в представленной работе относится к Енапаевской площади – 43 образца визейского и 70 образцов Т-Фм (54 образца – Т, 12 – Фм, 4 –Т-Фм) ярусов, Жуковской площади – 14 образцов визейского, 8 образцов турнейского ярусов, Юрчукского месторождения – 13 образцов визейского яруса. Образцы изучались как в разгруженном состоянии – 1 МПа, так и в приближенных к пластовым – 25 МПа. В разгруженном состоянии определялись коэффициенты пористости (K_{Π}), проницаемости по воде ($K_{\Pi PЖ}$), удельное электрическое сопротивление и параметр пористости (P_{Π}). В условиях, приближенных к пластовым, определялись пористость, проницаемость по воде, интервальное время пробега продольной (T_p) и поперечной волн (T_s), удельное электрическое сопротивление, параметр пористости, коэффициенты Пуассона, объёмного сжатия, модули Юнга (E) и сдвига (G), сжимаемость пор (β_{Π}) и скелета. На рис. 1–7 приведена часть полученных петрофизических зависимостей, которые могут быть использованы для производственных и учебных целей.

Анализируя полученные зависимости, можно заметить наиболее тесную связь в Т-Фм отложениях, нежели в визейских. Коэффициент корреляции (R) между K_{Π} и P_{Π} составил 0,80 (в визейских – 0,32), между K_{Π} и T_p – 0,72 (в визейских – 0,41), между K_{Π} и T_s – 0,70 (в визейских – 0,32), между K_{Π} и E – 0,77 (в визейских – 0,46), между K_{Π} и G – 0,76 (в визейских – 0,45), между K_{Π} и β_{Π} – 0,67 (в визейских – 0,51), между T_p и T_s – 0,94 (в визейских – 0,79).

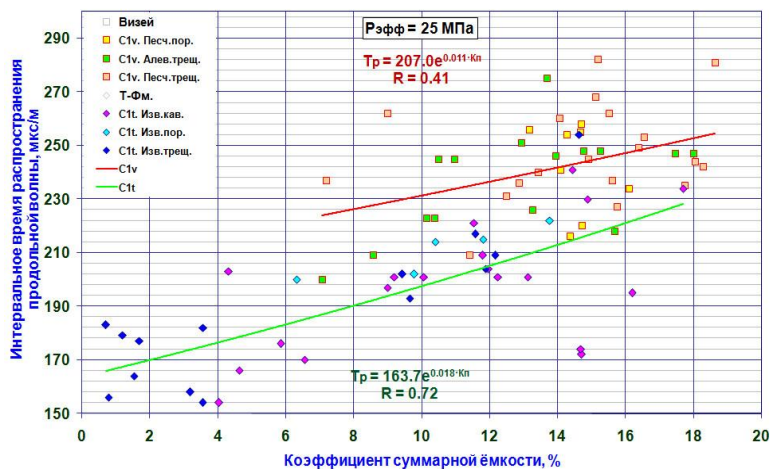


Рис. 1. Петрофизическая зависимость $K_{\Pi} - T_p$

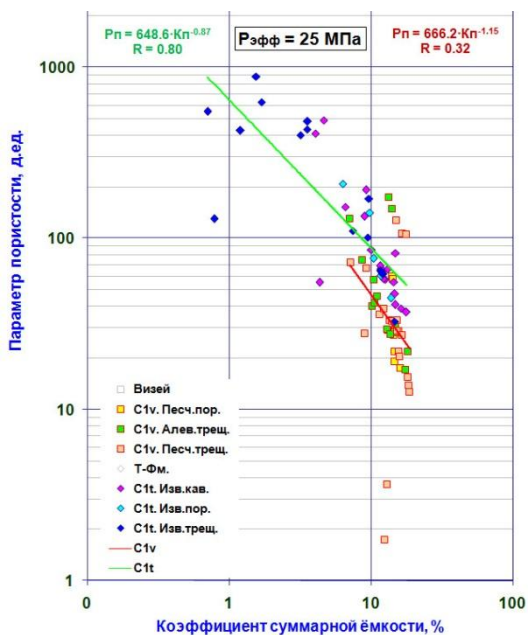


Рис. 2. Петрофизическая зависимость $K_{\Pi} - P_{\Pi}$

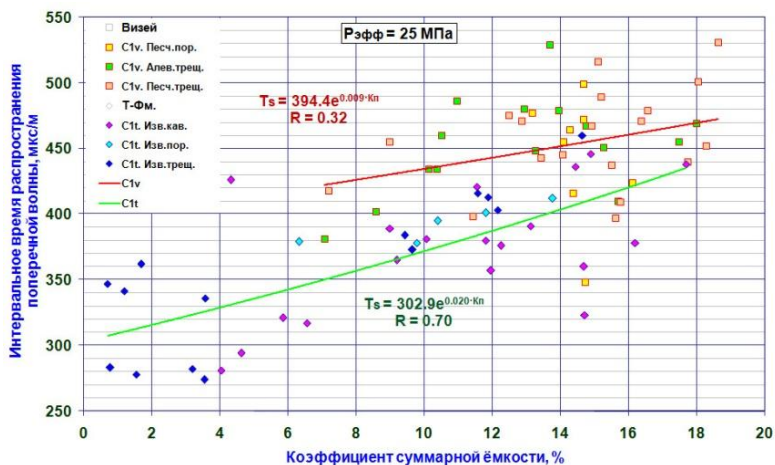


Рис. 3. Петрофизическая зависимость $K_{II} - T_s$

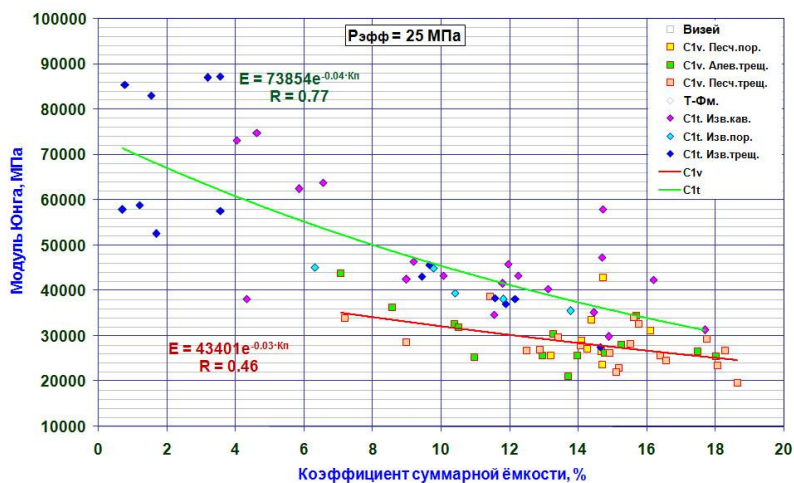


Рис. 4. Петрофизическая зависимость $K_{II} - E$

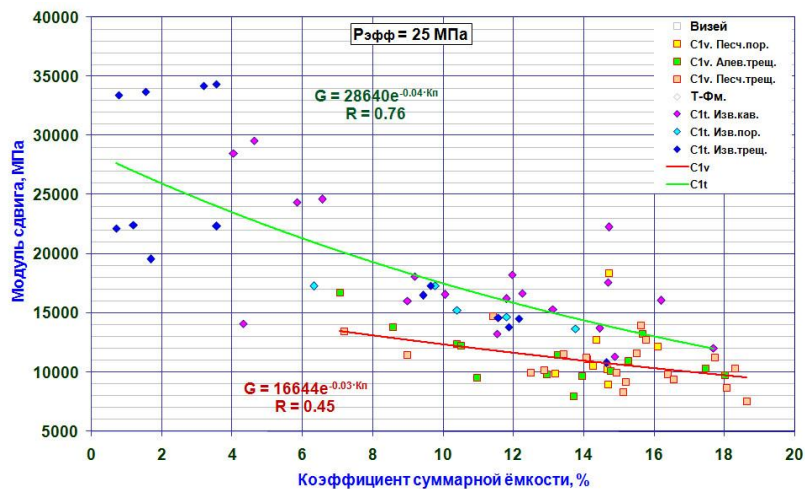


Рис. 5. Петрофизическая зависимость $K_{\Pi} - G$

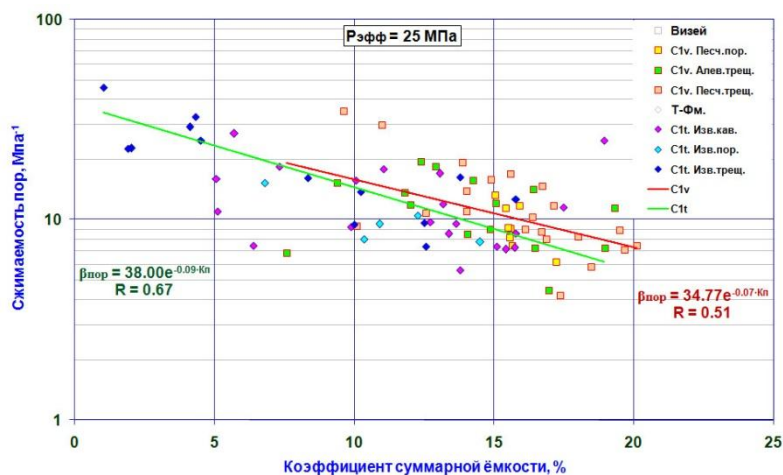


Рис. 6. Петрофизическая зависимость $K_{\Pi} - \beta_{\Pi}$

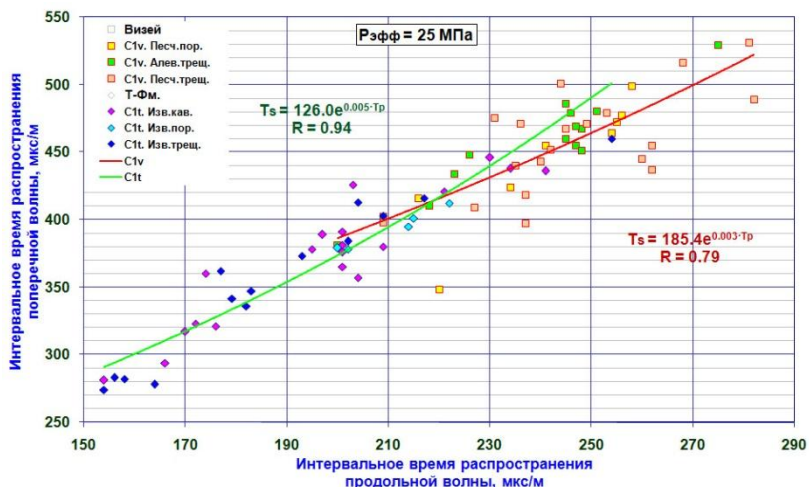


Рис. 7. Петрофизическая зависимость $T_p - T_s$

Автор выражает особую благодарность отделу литолого-физических исследований (ОЛФИ) Центра исследований ядра и пластовых флюидов (ЦИК и ПФ) ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми в лице Б. В. Терентьева, В. В. Плотникова и др. за предоставленные материалы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геофизические методы исследования скважин. Справочник Геофизика / Под ред. В. М. Запорожца. М.: Недра, 1983. 591 с.
2. Дахнов В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 268 с.
3. Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. М.: Гостоптехиздат, 1962. 377 с.

REFERENCES

1. Geofizicheskie metody issledovaniya skvazhin. Spravochnik Geofizika [Geophysical methods of wells study. Handbook of Geophysics]. Ed. V. M. Zaporozhets. M.: Nedra, 1983. 591 p. (In Russian).
2. Dakhnov V. N. Geofizicheskie metody opredeleniya kollektorskikh svoystv i neftegazonasyshcheniya gornykh porod [Geophysical methods for determination of the reservoir properties and oil and gas saturation of rocks]. M.: Nedra, 1975. 268 p. (In Russian)
3. Kobranova V. N. Fizicheskie svoystva gornykh porod [Physical properties of rocks]. M.: Gostoptekhizdat, 1962. 377 p. (In Russian).

УДК 550.83

С. М. Макеев

Институт горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского
федерального университета.

660025, Россия, г. Красноярск, пер. Вузовский, д. 3;

e-mail: smmakeev@mail.ru

ДВА ПРИМЕРА ДЕФОРМАЦИОННО-СДВИГОВОГО АНАЛИЗА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПОЛЕЙ

Аннотация. Приведены основные положения нового метода выделения деформационно-сдвиговых структур, проиллюстрированного примерами из нефтяной и рудной геологии.

Ключевые слова: гравиметрия, электроразведка, сдвиги, дуплексы сжатия и растяжения, углеводороды, полиметаллы.

S. M. Makeev

Institute of Mining, Geology and Geotechnology,
Siberian Federal University.

3 Vuzovskiy Str., Krasnoyarsk 660025 Russia; E-mail: smmakeev@mail.ru

TWO EXAMPLES OF DEFORMATION-SHEAR ANALYSIS OF GEOPHYSICAL FIELDS

Abstract. The main provisions of the new method for identifying the shear-strain structures illustrated by examples from oil and ore geology, are presented.

Key words: gravimetry, electrical exploration, shifts, compression and extension duplexes, hydrocarbons, polymetals.

Деформационно-сдвиговый анализ может стать одним из перспективных направлений интерпретации геофизических полей. Возможность такого анализа связана с тем, что в определения физических свойств горных пород (плотности, удельного электрического сопротивления, намагниченности) прямо или косвенно входит параметр объема, который не только удобен для нормировки петрофизических данных, но и является мерой деформации горных пород в условиях их естественного залегания. Это обстоятельство, в конечном счете, и предопределяет возможность геодинамической интерпретации геофизических полей.

Гравиструктурный метод [1] разработан на предположении,

что карта гравитационного поля отражает *все* особенности пространственного распределения плотности горных пород, независимо от того, вызваны ли они распределением точечных масс (числитель формулы плотности) в результате переноса вещества или же – перераспределением объема пород (знаменатель формулы плотности) в результате тектонических деформаций. В термодинамически открытой геологической среде разделить оба фактора невозможно. Поэтому гравиструктурный метод построен как феноменологический и морфоструктурный. Математической основой метода является *частотно-азимутальный анализ*, позволяющий разложить поле на совокупность *азимутальных состояний*, каждое из которых представляет собой амплитудное распределение поля на одной пространственной частоте в одном азимутальном направлении. Морфоструктурный анализ азимутальных состояний поля позволяет выделять структуры двух типов (рис. 1):

1) *гравитационные дуплексы* – пары конформных, относительно сближенных аномалий противоположного знака, периклинально сопряженных между собой точками замыкания и часто нарушенных флексурными перегибами, в пределе переходящими в *левые* или *правые сдвиги*;

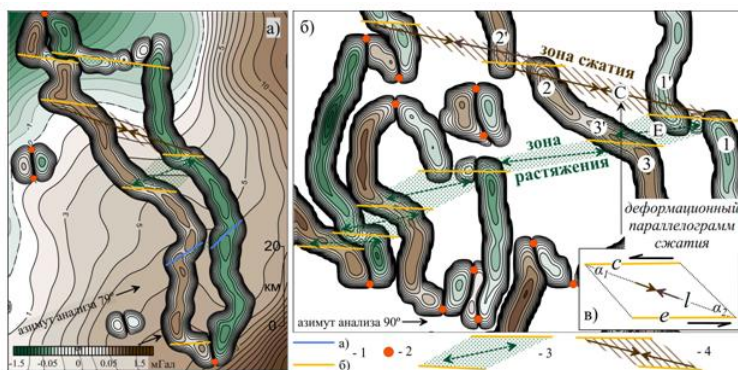


Рис. 1. а) гравитационный дуплекс на фоне исходного поля (мГал): 1 – сдвиги: а) правые, б) левые; 2 – точки замыкания; б) деформационно-сдвиговые зоны левосдвигового растяжения (3) и сжатия (4): если внутри межсдвиговой области С разнополярные аномалии 2 и 1' относительно своих смежных частей 2' и 1 смещаются вдоль длинной оси деформационного параллелограмма навстречу друг другу, то область С интерпретируется как область сжатия. Если же в межсдвиговой области Е разнополярные аномалии 3' и 1 смещаются относительно своих смежных частей 3 и 1' друг от друга, то область Е интерпретируется как область растяжения; в) геометрия размеров (с, е, l) и углов деформации (α_1 , α_2) параллелограмма сжатия

2) *деформационно-сдвиговые зоны сжатия или растяжения* – области между сдвигами одного кинематического знака, интерпретируемые как области право- или левосдвигового сжатия или растяжения.

Для картирования деформационно-сдвиговых зон рассчитывается *межсдвиговый потенциал*
$$P = \frac{h}{4l}(c+e)(\cos\alpha_1 + \cos\alpha_2),$$
 учитывающий размеры (c, e, l) и степень геометрического искажения геологического пространства ($\cos\alpha_1, \cos\alpha_2$) в области *деформационного параллелограмма* (рис. 1, в), а также функцию азимутального состояния поля h – весовую функцию интегральной интенсивности поля вдоль азимута анализа.

В качестве примера практического применения гравиструктурного метода на рис. 2 показаны деформационно-сдвиговые *зоны растяжения*, выделенные в области Ангарских складок (складчатая область в западной части Иркинеевско-Чадобецкого авлакогена на стыке Байkitской антеклизы и Присяяно-Енисейской синеклизы).

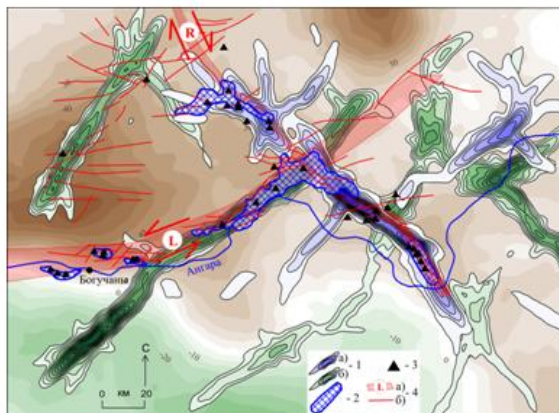


Рис. 2. Корреляция месторождений газа ННГР с деформационно-сдвиговыми зонами право- (1 а) и левосдвигового (1 б) растяжения (усл. ед.) на фоне исходного гравитационного поля (мГал): 2 – месторождения газа; 3 – поисковые скважины; 4 – разломы: а) глубинные (L – Ангарский; R – Ильбокичско-Беряmbинский), б) – прочие

Видно, что месторождения газа Нижнеангарского нефтегазового района (ННГР) – Агалеевское, Ильбокичское и Беряmbинское – пространственно тяготеют к зонам *межсдвигового растяжения* – зонам рифтинга [2]. При этом кинематический знак зоны растяжения

совпадает с кинематическим знаком глубинного разлома, который трассирует выделенная зона. Пространственная корреляция деформационно-сдвиговых зон растяжения с глубинными разломами или их фрагментами и локализация в зоне их динамического влияния месторождений газа позволяют предположить, что подобные зоны трассируют вероятные пути миграции углеводородов.

Следует отметить секущий (наложенный) характер простирания выделенных зон по отношению к аномалиям гравитационного поля. Структурно-геологическими коррелятами деформационно-сдвиговых зон являются присдвиговые структуры сжатия или растяжения, которые формируются в пространстве между сдвигами одного кинематического знака – дуплексы сжатия (реверсные структуры присдвигового сжатия) или дуплексы растяжения (пулл-апарт структуры) – и являются обычными структурами для многих сдвиговых систем геологической природы.

Сильная корреляционная связь (больше 0,9), установленная между функциями азимутального состояния гравитационного и электрических полей, измеренных в разных частях Енисейской рудной провинции позволила распространить формализм гравиструктурного метода и на электрическое поле.

На рис. 3 показаны деформационно-сдвиговые зоны левосдвигового сжатия и растяжения Горевского полиметаллического узла, выделенные по данным аэроэлектроразведки. Сближенность практически всех известных рудных объектов узла с зонами левосдвигового сжатия, а также пространственная корреляция самого Горевского месторождения с интенсивной зоной левосдвигового растяжения позволила рассматривать его как объект SEDEX-типа [3]. Согласно этой модели выделенные зоны сжатия соответствуют *компрессионным* структурами (feeder zone), а зоны растяжения – *декомпрессионным* структурам (diffuser zone). Сближенность декомпрессионной структуры, вмещающей руды Горевского месторождения, с наиболее интенсивной компрессионной структурой создает предпосылки для максимально продуктивной прокачки через связку feeder-diffuser-структур больших объемов рудных флюидов. Практически в одном и том же месте (рис. 3) определенная конфигурация левых сдвигов создает условия для компрессионного сжатия и прокачки флюидов, а рядом – то же самое тектоническое воздействие, но уже при другой конфигурации левых сдвигов, создает декомпрессионный эффект, благоприятный для отложения руд.

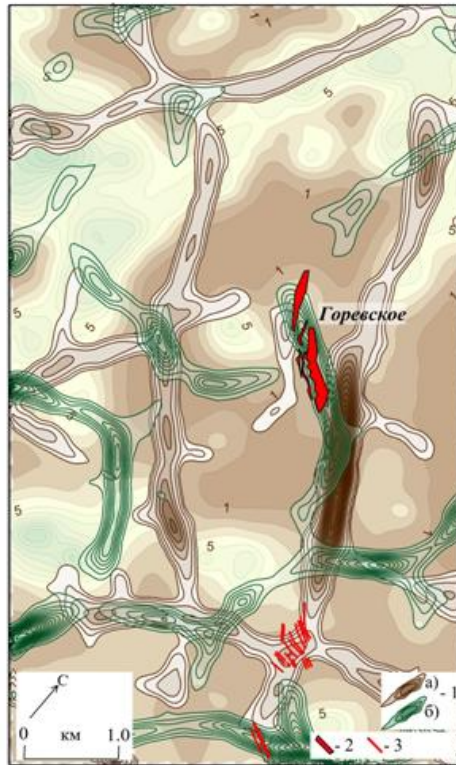


Рис. 3. Деформационно-сдвиговые зоны сжатия (1 а) и растяжения (1 б) лево-сдвиговой кинематики на фоне исходного поля электропроводности (См) Горевского рудного узла: 2 –месторождение; 3 – рудопроявления

Предложенные примеры иллюстрируют универсальность деформационно-сдвигового анализа для прямого выделения *геодинамических структур* геофизическими методами.

ЛИТЕРАТУРА

- 1 *Макеев С. М.* Решение двух задач геодинамики гравиструктурным методом // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири, 2016 (4). С. 63–74.
- 2 *Мигурский А. В., Носкова Е. С.* Геодинамика формирования Нижнеангарской зоны нефтенакопления на юго-западе Сибирской платформы // Геология нефти и газа, 4-2007, электронный ресурс <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/484/77/>.

3 *Goodfellow W. D., Lydon J. W.* Sedimentary exhalative (SEDEX) deposits // Mineral Deposits of Canada: A Synthesis of Major Deposit Types, District Metallogeny, the Evolution of Geological Provinces, and Exploration Methods / Geol. Ass. of Canada, Mineral Deposits Division. [S. l], 2007, pp. 163–183.

REFERENCES

1. *Makeev S. M.* Reshenie dvukh zadach geodinamiki gravistrukturnym metodom [The solution of two problems of geodynamics by the gravistructural method]. *Geologiya i mineralno-syryevye resursy Sibiri*, 2016 (4), pp. 63–74. (In Russian).

2. *Migursky A. V., Noskova E. S.* Geodinamika formirovaniya Nizhneangarskoy zony neftenakopleniya na yugo-zapade Sibirskoy platform [Geodynamics of the formation of the Lower Angara oil accumulation zone in the south-west of the Siberian Platform]. *Geologiya nefti i gaza*, 4-2007, electronic resource <http://www.vipstd.ru/gim/content/view/484/77/>. (In Russian).

3. *Goodfellow W. D., Lydon J. W.* Sedimentary exhalative (SEDEX) deposits. In: Mineral Deposits of Canada: A Synthesis of Major Deposit Types, District Metallogeny, the Evolution of Geological Provinces, and Exploration Methods. Geol. Ass. of Canada, Mineral Deposits Division. [S. l], 2007, pp. 163–183.

УДК 528.22.551.24(075.8)

К. И. Маркович

Полоцкий государственный университет. 211440, Беларусь,
г. Новополоцк, ул. Блохина, д. 29;
e-mail: markovich.kirill@mail.ru

АЛГОРИТМ ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ СКОРОСТЕЙ СОВРЕМЕННЫХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ДВИЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ КОРЫ ПО ГЕОДЕЗИЧЕСКИМ, ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ И СЕЙСМОЛОГИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Аннотация. Представлен алгоритм построения карты скоростей современных вертикальных движений земной коры, учитывающий комплексную природу геодинамических процессов, сопровождающуюся деформациями земной коры, изменением геофизических полей, корреляцией с рельефом и внутренним строением Земли.

Ключевые слова: современные вертикальные движения земной коры, корреляционные связи, гравитационные и магнитные аномалии, мощность земной коры, рельеф дневной поверхности, геологическое строение земной коры.

**ALGORITHM FOR CONSTRUCTING A VELOCITY MAP
OF MODERN VERTICAL MOVEMENTS OF THE EARTH'S
CRUST BY GEODESIC, GEOLOGICAL-GEOPHYSICAL
AND SEISMOLOGICAL DATA**

Abstract. *The paper presents an algorithm for constructing a velocity map of modern vertical movements of the earth's crust. This algorithm takes into account the complex nature of geodynamic processes, which is accompanied by deformation of the earth's crust, changes in geophysical fields, correlation with the relief and internal structure of the Earth.*

Key words: *modern vertical movements of the earth's crust, correlations, gravitational and magnetic anomalies, thickness of the earth's crust, surface relief, geological structure of the earth's crust.*

В данной статье представлены результаты исследования по совершенствованию алгоритма построения карты скоростей современных вертикальных движений земной коры с использованием подхода профессора Г. И. Каратаева [1], базирующегося на разработках в области математического моделирования геолого-геофизических явлений и связанного с аксиоматической корреляционной моделью прогноза различных параметров земной коры по гравитационным аномалиям. Данный подход впервые применен в настоящей работе для территории Беларуси, но с широким привлечением появившихся в настоящее время моделей Земли, прежде всего, гравитационного поля и рельефа, а также новых геолого-геофизических и сейсмологических данных, современных методов интерполяции.

Теоретической основой прогнозирования являлась методика Г. И. Каратаева. Суть предложенной концепции применительно к установлению эмпирических связей между современными вертикальными движениями земной коры (СВДЗК) и геодезическими, геолого-геофизическими и сейсмологическими данными состоит в следующем. Изучаемая область разбивается на эталонную R^3 (совокупность точек с заданными значениями скоростей СВДЗК – V^3) и прогнозную R^K (совокупность точек, в которых требуется найти возможные значения скоростей СВДЗК V^K) области. На всей исследуемой области задаются геодезические, геолого-геофизические и сейсмологические данные g_i ,

по которым предполагается прогноз V^K . Постулируются следующие положения [1]:

1. Если коэффициенты A_1 и A_2 формулы связи между V_1 и g_1 двух различных областей найдены и применение A_2 на первой области, а A_1 на второй дает значение скоростей, близкие к заданным, то коэффициенты считаются совпадающими, т.е. выполняется условие

$$V_1 - A_2 g_1 \leq \varepsilon_0, \quad V_2 - A_1 g_2 \leq \varepsilon_0, \quad (1)$$

где $A_1 g_1$ – операция прогнозирования, ε_0 – точность прогнозирования.

2. Задается система правил классификаций изучаемой территории со все увеличивающимся числом классов ($C_1, C_2, C_3, \dots, C_n$) по геолого-геофизическим признакам (правила разбиения территории).

На основании этих постулатов строится схема прогноза. Необходимым условием является нахождение коэффициентов связи A_1 между V^3 и g^3

$$V^3 - A_1 g^3 \leq \varepsilon_0 - \text{связь найдена.} \quad (2)$$

При условии возможности использования коэффициентов A_1 осуществляется прогноз в области R^K . В противном случае в геолого-геофизическом отношении прогнозная точка значительно отличается от эталонной области и необходимо выполнить разбиение исследуемой области согласно второй классификации C_2 . При этом предполагается, что неизвестный фактор в каждом классе C_2 действует постоянно и изменяется между классами.

Придерживаясь полной комплексности подхода и исходя из отсутствия подобного рода исследований, в работе выполнен поиск корреляционных связей скоростей СВДЗК Беларуси со следующими параметрами: 1) рельеф дневной поверхности h (по данным глобальной цифровой модели рельефа ETOPO1 [2]); 2) аномалии ускорения силы тяжести в свободном воздухе $\Delta g_{CB.B}$ и в редукции Буге $\Delta g_{БУГЕ}$ (по данным глобальной гравитационной модели Земли GECO [3]); 3) магнитные аномалии ΔT согласно «Карты магнитных аномалий Беларуси» (по Г. И. Каратаеву, Ж. П. Хотько, Б. В. Бондаренко и др.) [4]; 4) мощность земной коры $H_{МОХО}$ по «Карте мощности земной коры на территории Беларуси», составленной Р. Г. Гарецким [4]; 5) тектоническое районирование G согласно «Карты тектонического районирования Беларуси» (по Р. Г. Гарецкому, Р. Е. Айзбергу) [5].

Общий вид уравнения, связывающего скорости СВДЗК с перечисленными параметрами, имеет следующий вид:

$$V = f(h, \Delta g, \Delta T, H_{\text{МОХО}}, G), \quad (3)$$

где G – данные о геологическом строении земной коры, которые могут быть представлены в виде классификаций: C_1, C_2, \dots, C_Φ .

В качестве эталонных значений скоростей СВДЗК для поиска корреляционных связей использовались скорости реперов «Карты современных вертикальных движений земной коры по геодезическим данным на территорию СССР масштаба 1:5 000 000» 1988 г., расположенных на карте на линиях нивелирования I и II классов.

Отсутствие какой-либо значимой связи между перечисленными параметрами в целом для всей территории Беларуси в C_1 -классификации послужило основанием для разделения исследуемой территории на основании «Карты тектонического районирования Беларуси» на классы (C_2 -классификация): Оршанская впадина, Припятский прогиб, Полесская седловина, Подляско-Брестская впадина, Белорусская антеклиза.

Нахождение вида уравнения регрессии в каждом классе осуществлялось методом подбора на основе анализа построенных для каждой отдельной структуры корреляционных графиков, характеризующих связи скоростей СВДЗК с представленными выше параметрами. Использование различных видов функций и детальный анализ графиков корреляции скоростей СВДЗК для всех перечисленных выше структур C_2 -классификации показали, что связь V с Δg , $H_{\text{МОХО}}$, ΔT , h должна быть криволинейного типа и наилучшим образом определяется при использовании квадратичной функции вида

$$V = \sum_{j=1}^k (a_j + b_j X + c_j X^2) , \quad (4)$$

где X – один из перечисленных геолого-геофизических параметров; a, b, c – коэффициенты связи геодезических, геолого-геофизических и сейсмологических параметров со скоростью СВДЗК.

Наличие связи между регрессионной моделью и эталонными значениями скоростей определялось при помощи корреляционного соотношения для криволинейной функции. Средняя квадратическая погрешность коэффициента корреляции определялась с использованием формулы В. И. Романовского [6].

Оценка точности полученных регрессионных моделей выполнена по внутренней сходимости модельных скоростей с эталонными скоростями карты СВДЗК СССР, 1988 г.

Найдя по способу наименьших квадратов соответствующие коэффициенты для совместно представленных параметров в моделях (V совместно с Δg , h , $H_{\text{МОХО}}$, ΔT) выполнен прогноз скоростей СВДЗК, который представлен в виде модельной карты скоростей (рис. 1).

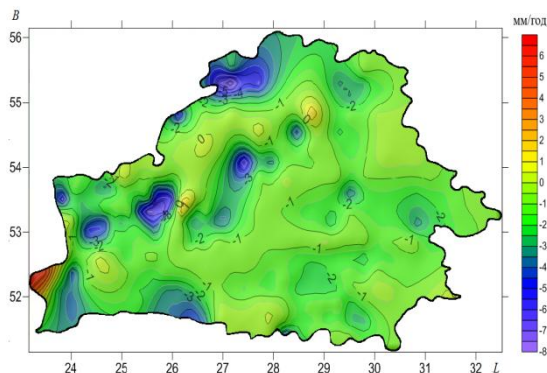


Рис. 1. Модельная карта скоростей СВДЗК

Так как построение модели выполнялось на основании уравнений, относящихся к отдельным тектоническим структурам, для увязки на их границах и интерполирования в областях, где данные отсутствуют, использован «блочный Kriging».

Опираясь на исследования Г. И. Каратаева, А. А. Святогорова, А. Т. Донабетова, Р. Е. Айзберга, А. С. Махнача, можно утверждать, что общей закономерностью для СВДЗК является приуроченность зон высоких градиентов скоростей движений земной коры к тектоническим разломам. На основе анализа градиентов скоростей СВДЗК модельной карты хорошо выделяются Минский, Докшицкий, Чашникский, Полоцкий, Пружанский и Островецкий разломы. Анализ карты СССР (1988 г.) не выявил значительных по величине градиентов скоростей СВДЗК, приуроченных к тектоническим разломам.

Таким образом, можно отметить, что прогнозирование скоростей СВДЗК в пространственном аспекте на территориях, состоящих из разновозрастных и разнотипных геоструктурных элементов должно основываться на установленных закономерностях соотношений и корреляционных связях между современными вертикальными движениями, геофизическими полями, историей развития и различными элементами геологических структур.

ЛИТЕРАТУРА

1. Колмогорова П. П., Каратаев Г. И. Прогнозирование скоростей современных вертикальных движений земной коры с помощью корреляционной модели по статическим геолого-геофизическим данным // Методические вопросы исследования современных движений земной коры, 1975. С. 182–203.

2. ETOPO1 Global Relief Model [Electronic resource]: International Centre for Environmental Information. Mode of access: <https://www.ngdc.noaa.gov/mgg/global>. Date of access: 11.02.2017.
3. Global Gravity Field Models [Electronic resource]: International Centre for Global Earth Models (ICGEM). Mode of access: <http://icgem.gfz-potsdam.de>. Date of access: 06.03.2017.
4. Нацыянальны атлас Беларусі. Мн.: Белкартографія, 2002. 292 с.
5. Тектоника Беларусі / под. ред. Р. Г. Гарецкого. Мн.: Наука и техника, 1976. 200 с.
6. Булатов В. В. Глубинная геомеханика. М.: Недра, 1990. 263 с.

REFERENCES

1. *Kolmogorova P. P. Karataev G. I.* Prognozirovaniye skorostey sovremennykh vertikalnykh dvizheniy zemnoy kory s pomoshchyu korrelyatsionnoy modeli po staticheskim geologo-geofizicheskim dannym [Prediction of the speeds of modern vertical movements of the earth's crust using a correlation model based on static geological and geophysical data]. Metodicheskiye voprosy issledovaniya sovremennykh dvizheniy zemnoy kory, 1975, pp. 182–203. (In Russian).
2. ETOPO1 Global Relief Model [Electronic resource]: International Centre for Environmental Information. Mode of access: <https://www.ngdc.noaa.gov/mgg/global>. Date of access: 11.02.2017.
3. *Global Gravity Field Models* [Electronic resource]: International Centre for Global Earth Models (ICGEM). Mode of access: <http://icgem.gfz-potsdam.de>. Date of access: 06.03.2017.
4. *National Atlas of Belarus*. Minsk: Belkartografiya, 2002. 292 p.
5. *Garetskiy R. G.* Tektonika Belarusi [Tectonics of Belarus]. Minsk: Science and technology, 1976. 200 p. (In Russian).
6. *Bulatov V. V.* Glubinnaya geomekhanika [Deep geomechanics]. Moscow: Nedra, 1990. 263 p. (In Russian).

И. Ю. Митюнина

Пермский государственный национальный исследовательский
университет, 614990 Россия, г. Пермь, ул. Букирева, д. 15;
e-mail: bsg-home@mail.ru

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА НА ОСНОВЕ МУЛЬТИАТРИБУТНОГО АНАЛИЗА СЕЙСМИЧЕСКИХ ЗАПИСЕЙ

Аннотация: Рассмотрены особенности районирования территорий на основе классификации по комплексу атрибутов сейсмической записи. Приведены примеры сейсмофациального анализа продуктивных отложений нижнепермского возраста.

Ключевые слова: атрибуты сейсмических записей, сейсмофациальный анализ, классификация без обучения, нейронные сети Кохонена.

I. Yu. Mityunina

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia,
e-mail: bsg-home@mail.ru

GEOLOGICAL SECTION STUDY BASED ON MULTIATTRIBUTE ANALYSIS OF SEISMIC RECORDS

Abstract. The features of zonation of territories based on classification by a set of seismic attributes are considered. Examples of seismic facies analysis of productive deposits of the Lower Permian age are given.

Key words: seismic attributes, seismic facies analysis, unsupervised classification, neural network Kohonen.

Атрибуты сейсмических записей, под которыми большинство исследователей понимает как конкретные измерения геометрических, кинематических и динамических характеристик волнового поля, так и различные их статистические оценки, полученные на основе анализа сейсмических данных, широко используются при интерпретации данных сейсморазведки МОВ ОГТ.

Физическая основа атрибутного анализа заключается в том, что характер изменения волновой картины на временных разрезах связан со свойствами пород. При этом ни один сейсмический параметр не имеет прямого соответствия с каким-либо геологическим признаком

или фактором [1]. В то же время наиболее характерные закономерности геологического строения, вещественного состава, коллекторских свойств могут отражаться в некой комбинации параметров, в многомерном пространстве атрибутов сейсмической записи.

В настоящее время разработаны различные методы мультиатрибутного анализа сейсмических данных [3], предназначенные как для качественной, так и для количественной оценки геологического строения территорий. Одним из направлений исследований является фациальный анализ территорий на основе классификации по сейсмическим атрибутам.

Технология предполагает расчет для целевого интервала разреза множества интервальных атрибутов сейсмической записи, анализа корреляционной матрицы между ними и выбора наиболее информативных параметров для последующей классификации. Классификация по комплексу атрибутов позволяет районировать территорию на однородные области, которые отличаются друг от друга упругими свойствами и, соответственно, фациальным составом отложений.

Для примера на рис. 1 представлены результаты мультиатрибутного анализа сейсмических данных на одном из месторождений нефти в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции [2]. Залежи углеводородов здесь приурочены к рифогенным структурам ассельско-сакмарского возраста. Суммарные толщины коллекторов по данным 11 скважин, имеющих на месторождении, варьирует в широких пределах: от 0 до 53,2 м.

На изучаемой территории были проведены сейсмические наблюдения 3D по системе многократных перекрытий типа «крест», обеспечивающей обработку материала и получение кубов информации с размером бина 25×25 м.

По временному кубу в окне 28 мс, соответствующем интервалу ассельско-сакмарских отложений, проведен расчет широкого спектра кинематических и динамических атрибутов сейсмической записи. На основе корреляционного анализа между сейсмическими атрибутами (табл.) установлены наиболее информативные параметры: временная мощность целевых отложений ассельско-сакмарского возраста (Δt), мгновенная частота записи и мгновенный Q-фактор, характеризующий относительные поглощающие свойства среды.

По комплексу атрибутивных данных в геоинформационной системе ArcGIS (ESRI Inc.) выполнен классификационный анализ без обучения. Выделение классов проводилось по методике мигрирующего среднего – модифицированной процедуре кластеризации с итеративной оптимизацией [5]. Районирование территории осуществлялось

методом максимального подобия, позволяющего учесть как дисперсии, так и ковариации сигнатур классов. Достоверность классификации оценивалась на основе построения многоканального растра вероятности выделения каждого класса.

Таблица

Корреляционная матрица сейсмических атрибутов

Атрибуты	<i>Delta</i>	<i>Мгновенная энергия</i>	<i>Подобие (Similarity)</i>	<i>Мгновенная частота</i>	<i>Q-фактор</i>
<i>Delta</i>	1,00	0,17	-0,05	0,24	0,34
<i>Мгновенная энергия</i>	0,117	1,00	0,41	0,01	0,01
<i>Подобие (Similarity)</i>	0,053	0,41	1,00	-0,19	0,17
<i>Мгновенная частота</i>	0,237	0,01	-0,19	1,00	0,70
<i>Q-фактор</i>	0,338	-0,01	0,17	-0,70	1,00

В результате на исследуемой площади были выделены 3 класса (рис. 1, а), которые, как показал анализ, во многом контролируют характер пространственного распределения коллекторов и, можно предположить, находятся в тесной связи с особенностями фациальных обстановок накопления нижнепермских отложений. В пределах распространения класса 3 находятся скважины, в которых зарегистрированы повышенные значения эффективных толщин пластов - коллекторов (28–54 м), образовавшихся в центральных частях крупных рифогенных массивов. Класс 2 соответствует зоне относительно небольшой мощности продуктивных отложений (10–15 м), которые, согласно геологическим представлениям, формировались в пределах склоновых частей крупных рифов и серии мелких линзовидных карбонатных тел. В пределах класса 1 отсутствуют скважины, вскрывшие коллекторы. Можно предположить, что эта зона соответствует области развития плотных карбонатных межрифовых образований.

Подобные результаты, но с более дифференцированным расчленением территории на зоны (рис. 1, б) были получены при классификации сейсмических атрибутов на основе нейронных сетей Кохона [4] в системе IP_Seis (ООО «Лаборатория Приезжева»).

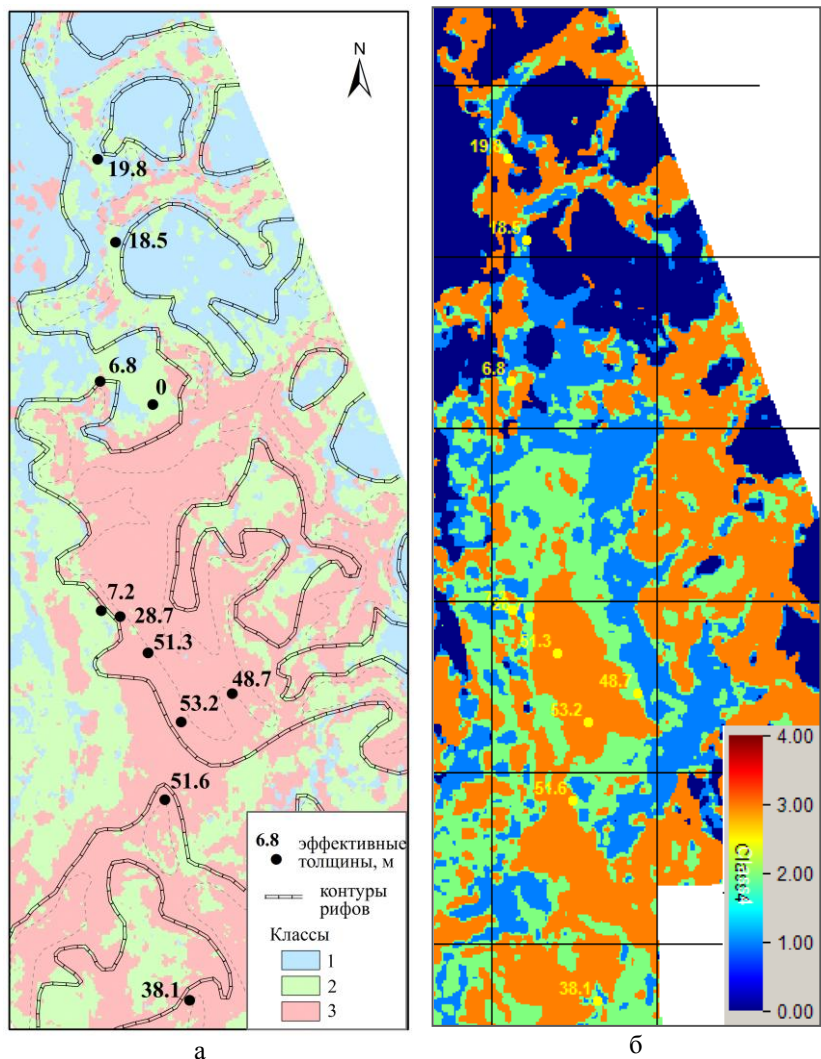


Рис. 1. Схемы районирования территории по комплексу атрибутов сейсмической записи, полученные на основе безэталонной классификации (а) и нейронных сетей Кохонена (б)

ЛИТЕРАТУРА

1. Ампилов Ю. П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа. М., ООО «Издательство «Спектр», 2008. 384 с.
2. Заключнов И. С. Использование комплекса атрибутов сейсмической записи для повышения эффективности прогноза коллекторских свойств // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики, 2016. С. 110–113.
3. Barnes A. E. Handbook of Poststack Seismic Attributes // Geophysical References Series, 2016, no. 21. 254 p.
4. Kobrunov A., Priezzhev I., 2015, Stable Nonlinear Predictive Operator Based on Neural Network, Genetic Algorithm and Controlled Gradient Method, New Orleans, 2015 SEG Annual Meeting.
5. <http://desktop.arcgis.com/ru/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/an-overview-of-the-multivariate-tools.htm>.

REFERENCES

1. Ampilov Yu. P. Ot seysmicheskoy interpretatsii k modelirovaniyu i otsenke mestorozhdeniy nefi i gaza [From Seismic Interpretation to the Modeling and Estimation of Oil and Gas Fields]. M., ООО «Izdatel'stvo «Spektr», 2008. 384 p. (In Russian).
2. Zaklyuchnov I. S. Ispol'zovaniye kompleksa atributov seysmicheskoy zapisi dlya povysheniya effektivnosti prognoza kollektorskikh svoystv [Use of a set of attributes of seismic records to improve the efficiency of the forecast of reservoir properties]. Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki, 2016, pp. 110–113(In Russian).
3. Barnes A. E. Handbook of Poststack Seismic Attributes. Geophysical References Series, 2016, no. 21. 254 p.
4. Kobrunov A., Priezzhev I., 2015, Stable Nonlinear Predictive Operator Based on Neural Network, Genetic Algorithm and Controlled Gradient Method, New Orleans, 2015 SEG Annual Meeting.
5. <http://desktop.arcgis.com/ru/arcmap/10.3/tools/spatial-analyst-toolbox/an-overview-of-the-multivariate-tools.htm>.

УДК 550.34.016

А. С. Мурыськин^{1,2}, Д. Ю. Шулаков²

¹ Пермский государственный национальный
исследовательский университет. 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15;
e-mail: muriskinas@gmail.com;

² Горный институт УрО РАН. 614007, Россия, г. Пермь,
ул. Сибирская, д. 78 а; e-mail: shulakov@mi-perm.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАВИСИМОСТИ МАКСИМАЛЬНОЙ СКОРОСТИ СМЕЩЕНИЯ ГРУНТА ОТ МАГНИТУДЫ ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ И ГИПОЦЕНТРАЛЬНОГО РАССТОЯНИЯ ДЛЯ ТЕРРИТОРИИ СРЕДНЕГО УРАЛА

***Аннотация.** Представлены результаты обработки волновых форм 90 сейсмических событий по 3 станциям. При обработке измерялись амплитуды продольных и поперечных волн. По полученной информации построена региональная зависимость максимальной скорости смещения частиц грунта от магнитуды и расстояния.*

***Ключевые слова:** сейсмология, сейсмостанция, Средний Урал, скорость смещения частиц грунта, каталог землетрясений, магнитуда, гипоцентрального расстояние.*

A. S. Muryskin^{1,2}, D. Yu. Shulakov²

¹ Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: muriskinas@gmail.com;

² Mining Institute UB RAS. 78a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia;
e-mail: shulakov@mi-perm.ru

DETERMINATION OF RELATIONSHIP BETWEEN THE PEAK GROUND VELOCITIES AND EARTHQUAKE MAGNITUDE AND HYPOCENTRAL DISTANCE FOR MIDDLE URALS

***Abstract.** The paper presents the results of waveforms processing of 90 seismic events recorded at 3 stations. During processing, the amplitudes of the P- and S-waves were measured. Based on the information received, the regional relationship between the peak ground velocity and magnitude and distance was determined.*

***Key words:** seismology, seismic station, Middle Urals, ground velocity, seismic catalog, magnitude, hypocentral distance.*

Ученые-сейсмологи во всем мире пытаются получить математические зависимости, по которым можно было бы достаточно точно и легко определить магнитуду события по записи на сейсмостанции, а также использовать зависимость для численного моделирования сейсмических событий [3]. Кроме этого, определение подобных зависимостей дает крайне важную информацию о влиянии геометрического расхождения и затухания волн на их амплитуды в различных регионах мира. Первым сейсмологом, который смог получить зависимость в виде аналитической функции, стал Чарльз Рихтер, исследовавший записи землетрясений Калифорнии при помощи сейсмометра Вуда-Андресона [2]. Его аналитическая модель связывает смещение частиц грунта, магнитуду и расстояние до гипоцентра.

С тех пор геофизическая аппаратура сильно изменилась, современные приборы регистрируют, как правило, первую и вторую производные смещения частиц – скорость и ускорение. Первая такая зависимость для ускорения смещения частиц выглядит следующим образом (Esteve and Rosenblueth, 1964):

$$A = c \cdot e^{\alpha M} \cdot R^{-\beta}, \quad (1)$$

где A – ускорение смещения частиц грунта см/с^2 , R – гипоцентрально расстояние в километрах, M – магнитуда события, эмпирические коэффициенты $c = 2000$, $\alpha = 0,8$, $\beta = 2$.

В данной работе приведено описание получения подобных моделей для территории Среднего Урала. Активное развитие инструментальных сейсмологических наблюдений на территории Среднего Урала началось в 1999 г., и в разные годы сеть насчитывала разное количество сейсмостанций (до 20 единиц) [1]. Для расчета модели в качестве величины сейсмического воздействия выбрана скорость смещения частиц грунта. Этот выбор обусловлен тем, что, с одной стороны, все станции в Уральской сети оборудованы велосиметрами, а с другой, по данным ряда исследователей, именно этот параметр определяет величину разрушений в результате сейсмического воздействия на здания и сооружения. Для получения адекватной аналитической модели необходимо соблюдать некоторые рекомендации:

1. Необходимо обеспечить выборку событий с максимально широким диапазоном магнитуд и расстояний, чтобы полученная модель наиболее полно характеризовала выбранный регион;
2. Волновые формы лучше брать со станций, которые работают достаточно долго, с известным уровнем шумов и точно определенной амплитудно-частотной характеристикой, так как это будет влиять на

результаты расчета скорости смещения при обработке сейсмограмм.

Урал относится к слабосейсмичным регионам, по результатам мониторинга [1] основную часть сейсмических событий составляют промышленные взрывы на карьерах и рудниках. Взрывы характеризуются небольшими магнитудами (в среднем 1,5–2,5), что не позволяет выполнить первую рекомендацию, поэтому в выборку в обязательно порядке включены самые крупные землетрясения на Урале за последние 10 лет – Качканарское, Среднеуральское и Катав-Ивановское.

Согласно второй рекомендации были выбраны 3 сейсмостанции с точно известными амплитудно-частотными характеристиками и достаточно долгим периодом работы – Свердловск (SVE), Арти (ARU) и Каменск-Уральский (KAUR). Расчет модели проводился по следующей методике. Из сейсмического каталога Уральской сети мониторинга для каждой станции выбрано по 30 сейсмических событий. При помощи ПО WSG волновые формы событий визуализировались и проводился замер максимальных скоростей смещения Р- и S-волн. С учетом АЧХ результат приводился в общие единицы измерения (в данном случае, мкм/с). На основании априорных данных было принято, что логарифм скорости смещений грунта линейно зависит от магнитуды сейсмического события и логарифма расстояния до гипоцентра. Таким образом, модельная зависимость имеет следующий вид:

$$\log V = A_0 \cdot M - A_1 \cdot \log R + A_2, \quad (2)$$

где V – скорость смещения частиц, мкм/с, M – магнитуда события, R – гипоцентрально расстояние, км. Необходимо определить коэффициенты A_0 , A_1 и A_2 . Эмпирические коэффициенты содержат определенный физический смысл. Коэффициенты A_0 и A_1 определяют скорость изменения амплитуды сейсмической волны при изменении магнитуды землетрясения и гипоцентрального расстояния. Коэффициент A_2 является некоторой константой, на которую смещена наклонная плоскость аналитической модели. Данный коэффициент должен быть численно равен логарифму скорости смещения частиц для события с магнитудой 0 при гипоцентрально расстоянии 1 км.

По результатам работы не удалось установить достоверную зависимость для Р-волн, для S-волн получена аналитическая модель следующего вида:

$$\log V = 0,903 \cdot M - 1,559 \cdot \log R + 1,263. \quad (3)$$

Полученная модель достаточно точно описывает набранную выборку. При тестировании на отдельных станциях получены схожие результаты, что говорит об устойчивости модели. Среднеквадратическая ошибка прогнозных значений от выборки составила 0,3. Модель можно использовать для моделирования воздействия сейсмических событий с целью оценки регистрационных возможностей Уральской сети сейсмологического мониторинга.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гусева Н. С., Голубева И. В., Белевская М. А., Шулаков Д. Ю., Зверева А. С., Верхоланцев Ф. Г., Варлашова Ю. В., Злобина Т. В. Сейсмичность Уральского региона за 2018 год по инструментальным наблюдениям Уральской сейсмологической сети // Сборник научных материалов Двадцатой уральской молодежной научной школе по геофизике. Пермь: ГИ УрО РАН, 2019. С. 45–49.
2. Рихтер Ч. Элементарная сейсмология / Под ред. В. И. Кейли-Борока и Ю. В. Гизниченко. М: Издательство иностранной литературы, 1963. 670 с.
3. Douglas J. Ground motion prediction equations 1964–2019 // United Kingdom, Glasgow: University of Strathclyde, 2019. 641 p.

REFERENCES

1. Guseva N. S., Golubeva I. V., Belevskaya M. A., Shulakov D. Yu., Zvereva A. S., Verkholtantsev F. G., Varlashova Yu. V., Zlobina T. V. Seismichnost Uralskogo regiona za 2018 god po instrumentalnym nabludeniam Uralskoy seismologicheskoy sety [Instrumental seismic observation data of the Ural region in 2018]. XX Ural Young Science Geophysical school. Perm: MI UB RAS, 2019, pp. 45–49. (In Russian).
2. Richter Ch. Elementarnaya seysmologiya [Elementary seismology] // Moscow: Izdatelstvo inostrannoy literatury, 1963. 670 p. (In Russian).
3. Douglas J. Ground motion prediction equations 1964–2019. United Kingdom, Glasgow: University of Strathclyde, 2019. 641 p.

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДА СПЕКТРОМЕТРИЧЕСКОГО ГАММА-КАРОТАЖА В ПРАКТИКУ СОВРЕМЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

***Аннотация.** Показаны некоторые результаты внедрения метода спектрометрического гамма-каротаж в практику интерпретации на производстве в ПАО «Пермнефтегеофизика».*

***Ключевые слова:** спектрометрический гамма-каротаж, интерпретация, повышение информативности.*

А. N. Nekrasov^{1,2}

¹ Permneftegeofizika. 34 Lodygina Str., Perm 614090, Russia;
e-mail: nekrasov@pngf.com;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: nekrasov_a_n@psu.ru

SOME RESULTS OF THE IMPLEMENTATION OF THE METHOD OF SPECTROMETRIC GAMMA-RAY LOGGING IN THE PRACTICE OF MODERN INTERPRETATION

***Abstract.** Some results of implementation of the method of spectrometric gamma-ray logging in practice of interpretation in PJSC «Permneftegeofizika» are shown.*

***Key words:** spectrometric gamma-ray logging, interpretation, information content enhancement.*

Введение

Разнообразие вещественного состава пород, сложная структура пустотного пространства коллекторов в Пермском регионе, а также возможные пропуски нефтенасыщенных интервалов из-за неверного учёта глинистости пород привели к необходимости дополнять комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) новыми методами.

Одним из давно назревших для включения в обязательный комплекс методов в настоящее время является метод спектрометрического гамма-каротажа (СГК).

Существующая в ПАО «Пермнефтегеофизика» (ПАО «ПНГ») реализация метода СГК в аппаратно-программном комплексе АИНК-73С-2 позволяет регистрировать спектр гамма-излучения и определять в горных породах содержания урана (U, ppm), тория (Th, ppm) и калия (K, %).

Актуальные проблемы метода СГК

В российской практике метода СГК на сегодня наименее освещёнными остаются 2 проблемы:

- учёт условий измерений,
- настройка и решение обратной петрофизической задачи.

Существующие учебные и методические источники обычно полностью игнорируют первую проблему, требуя «на вход» уже исправленные за скважинные условия данные. Для решения второй задачи, как правило, формально представляют уравнения в общем виде, а далее обычно следует руководство по использованию программ собственной разработки. При этом все методические приёмы и решения в этих программах остаются скрытыми от пользователя.

Неосвещённой остаётся проблема: как имея полевые измерения, получить методически обоснованный результат.

При обработке и интерпретации данных СГК можно условно выделить две части (на самом деле эти части неделимы):

- первичная обработка зарегистрированных спектров с получением содержаний элементов U (Ra), Th и K,
- геологическая интерпретация полученных кривых.

Критика программы первичной обработки

Доступная на сегодня программа первичной обработки спектров «MarkaWin» («MW») не учитывает связи содержаний радиоактивных элементов с интегральным каналом ГК, градуированным, например, в мкР/ч. Следовательно, нет контроля метрологического обеспечения процесса разложения зарегистрированного спектра на стандартные спектры, соответствующие радиоактивным элементам. Это означает, например, что в результате первичной обработки нет кривой ГК без урановой составляющей. Полученные в результате разложения на стандартные спектры содержания Th, U и K могут быть рассчитаны только с учётом наличия или отсутствия обсадной колонны, при этом учёт остальных скважинных условий в программе не

реализован. Поэтому полученные в данной программе содержания требуют ввода поправок за условия измерения в скважине.

Проверка интерпретации по керну

Для тестирования возможностей современных программ обработки автору была доступна программа «Интерпретация данных СГК» (далее программа-аналог) в системе Прайм (НПЦ «ГеоТЭК», Уфа).

По данным исследований глин по керну в скважинах юга Пермского края в отложениях нижнего франа установлен преимущественно иллитовый состав глинистого вещества [фонды ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» г. Пермь, 2015].

По решению, полученному в программе-аналоге, в подобных отложениях, например, в ниже-франских отложениях разреза скважины № 123 Трестенского месторождения (здесь и далее названия изменены) получается смесь глин с примерно равномерным содержанием хлорита, монтмориillonита, каолинита, иллита (стар. гидрослюда). Результат такой, как будто в разрезе нет интервалов с преимущественным содержанием того или иного минерала, а везде присутствуют каолинит (преимущественно) и иллит (рис. 1, а).

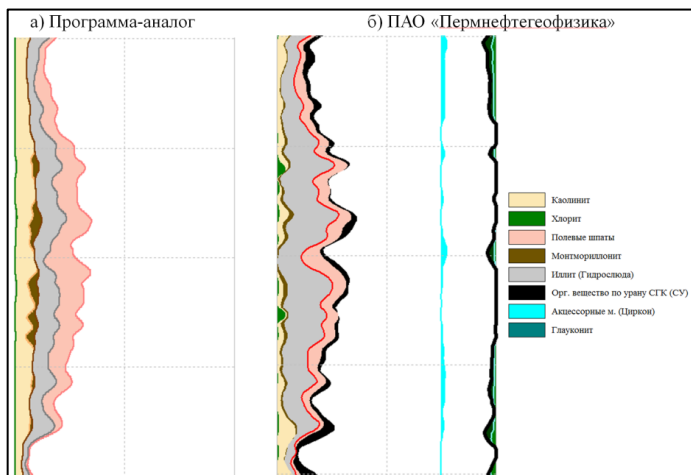


Рис. 1. Количественные определения состава глин в отложениях D₃ в скважине № 123 Трестенского месторождения: а) в программе-аналоге; б) во внедрённой в ПАО программе обработки СГК

На рис. 1, б представлены результаты определения вещественного состава радиоактивных пород по технологии, реализованной в

ПАО «Пермнефтегеофизика». Акцессорные минералы (Циркон) представлены в масштабе, в 5 раз более детальном. При вычислении результатов а) и б) на рис. 1 и 2 применены одинаковые минеральные константы.

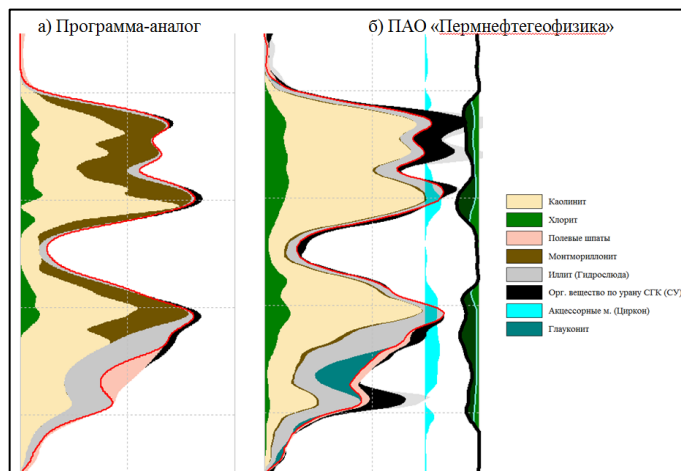


Рис. 2. Количественные определения состава глин в отложениях C_{1v1rd} в скважине № 704 Виленского месторождения: а) в программе-аналоге; б) во внедрённой в ПАО программе

По данным керна радаевские глины содержат менее 5–10 % монтмориллонита. Однако при интерпретации в программе-аналоге на рис. 2, а определено гораздо большее содержание монтмориллонита.

Критика программы-аналога для интерпретации СГК

При тестировании встроенной в Прайм программы интерпретации были выявлены следующие основные недостатки:

1. Применяется закрытый авторский алгоритм [2]. Не раскрываются методические приёмы при получении окончательного варианта содержаний глинистых компонент (нет возможности обосновать методику);
2. Не используются данные о содержании U в породе;
3. Управление соотношением получаемых компонент глины осуществляется в программе через подбор петрофизических констант для вычисляемых минералов. В результате минеральные «константы» будут меняться от скважины к скважине;

4. В программе нет возможности вычислить количество массовой глинистости по входным данным. Это количество нужно знать заранее и задать на старте по принципу выбора 2-х опорных пластов;
5. Отсутствует возможность задания количественных ограничений для каждой из глинистых компонент;
6. Отсутствует возможность поинтервальной настройки решения;
7. Нет возможности настроить результат оценки «органики». На выбор есть 3 варианта: не рассчитывать, рассчитать по уравнению Хаббарова, рассчитать по уравнению Зубкова (оба не подходят, для месторождений Прикамья сильно занижают) ;
8. Отсутствует учёт акцессорных минералов при определении состава глин;
9. Результаты интерпретации не совпадают с данными исследований керна.

Требования к современной обработке и интерпретации метода СГК, реализованные во внедрённой программе

По указанным выше причинам автор создал свою независимую технологию обработки и интерпретации данных СГК (модуль). Технология создана на основе Прайм, с использованием решения систем уравнений MSolve в виде пользовательских программ с открытым кодом. При создании были поставлены задачи:

1. Преодолеть недостатки, выявленные в существующих программах, как на этапе первичной обработки, так и на этапе интерпретации данных СГК;
2. Создаваемая технология должна быть минимально трудозатратой для интерпретатора;
3. Технология должна позволять обрабатывать и интерпретировать данные СГК в оперативном режиме (в рамках внедрения СГК в обязательный комплекс ГИС);
4. Программа и интерфейс модуля СГК должны быть интегрированы в применяемую в ПАО «ПНГ» технологию ЛПСТ (Т-ЛПСТ) и ФДИ.

За период 2016–2019 гг. такой модуль СГК был разработан, опробован и внедрён на производстве.

Состав модуля обработки и интерпретации данных СГК в ПАО «Пермнефтегеофизика»:

1. Программа градуировки и учёта условий измерения при первичной обработке;
2. Программа интерпретации данных СГК;

3. Работающие в автоматической связке и интегрированные в Т-ЛПСТ рабочих и результирующие планшеты в Прайме.

Исследования, выполненные при разработке модуля

1. Установлено соответствие между определяемыми по программе «MW» содержаниями К, U и Th и измеряемым прибором в скважине интегральным ГК. Совместно со службой метрологии ПУГР (Полазна) и ЦНТИР (Пермь) выполнены специальные работы по измерению интегральной и спектральных метрологических характеристик в физических моделях пластов и на «линейке ГК» в Полазенском метрологическом центре. В результате:

а) уточнены коэффициенты связи интегрального канала ГК (мкР/ч) с содержаниями К, U и Th в физических моделях;

б) установлен коэффициент, учитывающий отличия условий измерения в метрологическом центре и в скважинах.

2. Произведено сопоставление результатов обработки и интерпретации данных СГК с результатами исследований керна в отложениях D3 и C₁v₁. В результате установлен факт возможности использования модуля с минимальными настройками и в тех, и в других отложениях (рис. 3).

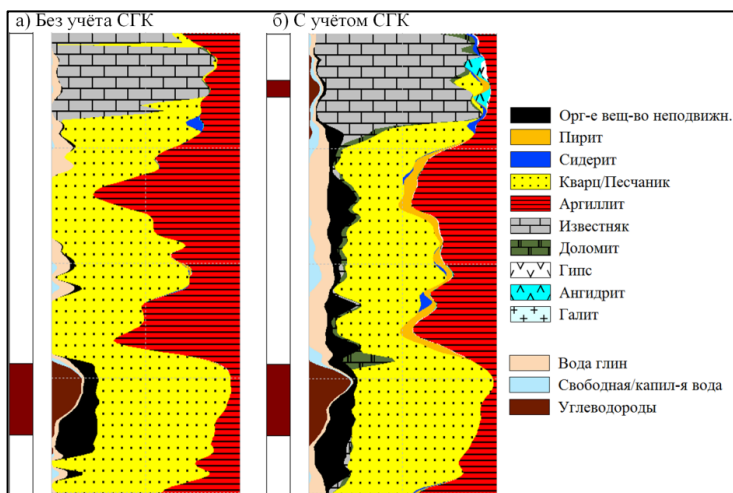


Рис. 3. Результаты Т-ЛПСТ в отложениях C₁ v₂ ok tl в скважине № 703 Шинучернского месторождения: а) без учёта СГК; б) с учётом СГК в комплексе ГИС

3. Выполнена в ряде скважин переинтерпретация и экспертная оценка данных открытого ствола по Т-ЛПСТ с использованием определяемых по SGK параметров глинистости.

Перспективность разработок доказана на примере довыделения коллекторов, которые были пропущены в тульских карбонатных отложениях при интерпретации без учёта SGK (нефтенасыщенный коллектор в верхней части, рис. 3, б).

Основные возможности и преимущества внедрённого модуля обработки и интерпретации данных SGK

При разработке модуля учтены задачи постановщиков и пожелания интерпретаторов. По сравнению с программой - аналогом внедрённый модуль обработки и интерпретации данных SGK имеет следующие основные преимущества и доработки:

1. Программа открыта для понимания интерпретатора, открытый код доступен для редактирования;

2. Реализовано метрологическое обеспечение измеряемых концентраций K, U и Th;

3. Реализован учёт скважинных условий для интегрального и спектральных каналов;

4. Анализ условий накопления глин и пород (фациальный анализ) представлен в виде объёмных моделей на планшете;

5. С привлечением методов пористости и бокового каротажа в единой системе уравнений реализовано вычисление до 11 радиоактивных минералов, в т.ч. глауконита и акцессорных минералов;

6. Состав радиоактивных пород адекватен керну (рис. 1, б и 2, б);

7. Реализовано несколько способов оценки органики, как автоматически, так и в «ручном» режиме, в т.ч. в единой системе уравнений.

Выводы

В результате создания нового модуля обработки и интерпретации SGK повышена информативность метода.

Установлено, что исправление исходных полевых данных за условия измерений возможно на основании метрологического и методического обеспечения.

Интеграция SGK в оперативную интерпретацию позволяет уменьшить неопределённости при интерпретации физических свойств, состава и ФЭС пород, выделить дополнительные коллекторы в интервалах пород, радиоактивность которых не связана с глиной.

Наибольшая результативность SGK в нефтегазовых скважинах достигается в тех условиях, когда есть породы-коллекторы, радиоактивность которых не связана с глиной, где состав глин важен для выделения коллекторов, а также там, где для планирования разработки необходимо уточнение фациальных обстановок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по проведению измерений аппаратурой SGK-1024 и обработке результатов измерений. МИ 41-17-1396-04. Тверь: ГЦИ СИ ВНИИМ им. Д. И. Менделеева ООО «Нефтегазгеофизика», 2004. 48 с.
2. Методические рекомендации по метрологическому обеспечению, обработке и интерпретации данных спектрометрического гамма-каротажа и использованию их при комплексной интерпретации материалов геофизических исследований нефтегазовых скважин. М.: ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем, 2012. 74 с.

REFERENCES

1. Instruksiya po provedeniyu izmereniy apparaturoy SGK-1024 i obrabotke rezul'tatov izmereniy. MI 41-17-1396-04 [Instructions for measurement with equipment SGL-1024 and processing of measurement results. MI 41-17-1396-04]. Tver, 2004. 48 p. (In Russian).
2. Metodicheskie rekomendatsii po metrologicheskomu obespecheniyu, obrabotke i interpretatsii dannykh spektrometricheskogo gamma-karotazha i ispol'zovaniyu ikh pri kompleksnoy interpretatsii materialov geofizicheskikh issledovaniy neftegazovykh skvazhin [Methodological recommendations on metrological support, processing and interpretation of gamma-ray spectrometric logging data and their use in the complex interpretation of geophysical research materials of oil and gas wells]. M.: FGUP GNTC RF VNIIGeosistem, 2012. 74 p. (In Russian).

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ МЕЖДУ ТУРНЕЙСКОЙ И ВИЗЕЙСКОЙ ЗАЛЕЖАМИ НЕФТИ ЯРИНО-КАМЕННОЛОЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. Статья посвящена проблемам разработки объектов различной стратиграфической принадлежности и их связанности в пределах Ярино-Каменноложского месторождения. Рассмотрены вопросы связанности турнейского и визейского пластов и даны рекомендации по проектированию их промышленного освоения.

Ключевые слова: залежь, турнейские и визейские отложения, Ярино-Каменноложское месторождение, гидропроводность, переток.

A. S. Nekrasov¹, L. A. Vilesova²

¹ Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: nekrasov.alexandr.123@gmail.com;

² LUKOIL-Engineering, PermNIPIneft, 3a Permskaya Str., Perm 614015,
Russia; e-mail: Ljubov.Vilesova@pnn.lukoil.com

INVESTIGATION OF HYDRODYNAMIC CONNECTION BETWEEN TOURNAISIAN AND VISEAN RESERVOIRS OF THE YARINO-KAMENNOLOZHSKOE FIELD

Abstract. The article is devoted to problems of development of objects of different stratigraphic units and their connectivity in the Yarino-Kamennolozhskoe field. The authors discuss the problems of connectivity of the Tournaisian and Visean strata and give the recommendations on the design of their industrial development.

Key words: deposit, Tournaisian and Visean sediments, Yarino-Kamenolozhskoe field, hydraulic conductivity, flow.

Основной эксплуатационный объект – залежь кожимского надгоризонта визейского яруса, запасы которой составляют: балансовые –

146 381 тыс. т., извлекаемые – 101 735 тыс. т. Турнейская залежь имеет запасы: балансовые – 7 464 тыс. т., извлекаемые – 3 114 тыс. т или соответственно 4,6 и 3,0 % от запасов визейской залежи. Утвержденный коэффициент извлечения нефти (КИН) для турнейского и кожимского надгоризонта равен соответственно 0,45 и 0,695.

Физико-химические свойства нефтей кожимского надгоризонта и турнейского яруса близки между собой. Плотность нефти – 0,826 г/см³, вязкость в пластовых условиях – 0,99 мПа·с, газонасыщенность – 125 м³/т. Начальное пластовое давление ($P_{пл}$) – 17,2 МПа, давление насыщения – 15,1 МПа. Турнейский пласт преимущественно сложен известняками с признаками трещиноватости и кавернозности. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,3 м на Северо-Яриносском до 10,0 м на Ярино-Каменноложском поднятии.

Распространение проницаемых прослоев по разрезу прерывистое и имеет линзовидный характер. Общее число их варьирует от 1 до 19, мощность колеблется от 0,4 до 4,0 м (рис. 1).

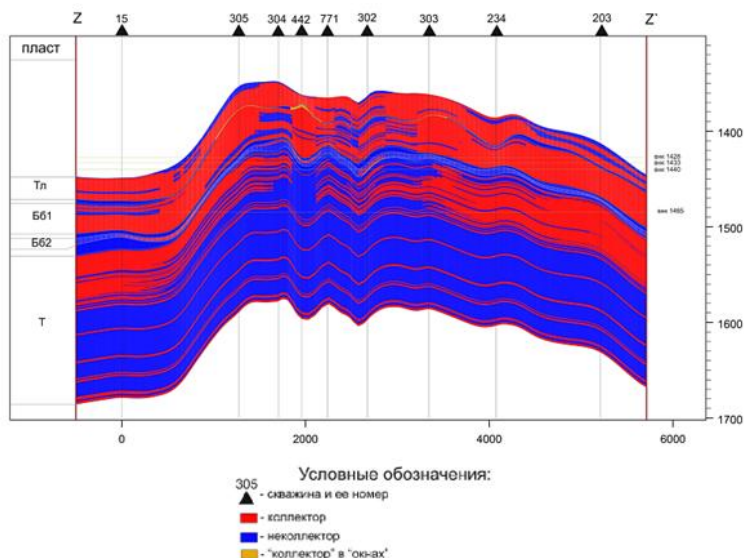


Рис. 1. Геологический разрез продуктивных пластов Ярино-Каменноложского месторождения по линии скв. 15-203

Фильтрационно-емкостные свойства изучались по керну. Проанализировано 325 скважин и 2124 определения в кожимском надгоризонте, 70 скважин и 168 определений в турнейском ярусе. Средние

значения пористости и проницаемости составляют соответственно 17,6 %, 0,586 мкм² для кожимского надгоризонта и 10,6 %, 0,0594 мкм² – турнейского яруса. Средние значения проницаемости по гидродинамическим исследованиям (ГДИ) для Ярино-Каменноложского поднятия 0,100 мкм², Северо-Яринского – 0,038 мкм².

Залежь турнейского яруса массивная, водоплавающая, вероятно запечатанная в подошвенной части. Вода, подстилающая пласт, имеет хлоркальциевую минерализацию. Этаж нефтеносности 50 м.

Пластовое давление в турнейской залежи на 01.01.2019 г. составляет 17,15 МПа, что почти на 1,0 МПа выше $P_{пл}$ визейской залежи – 16,58 МПа.

В настоящее время (на 01.01.2019) темп отбора нефти на залежи составляет 4,7 % и 3 % соответственно для турнейского и кожимского объектов. Средний дебит одной скважины составляет 153 м³/сут (максимальное значение – 2416 м³/сут, минимальное – 6,0 м³/сут). За период разработки с 1958 г. степень выработанности составляет 93 % для турнейского пласта и 95,5 % для визейского объекта.

Уменьшение $P_{пл}$ на 0,1–0,3 МПа за 60 лет вызвано, вероятно, наличием перетоков воды из кожимского надгоризонта в турнейскую залежь при реализации системы поддержания пластового давления (ППД) или перетоками нефти из кожимской залежи. Наиболее вероятна вторая точка зрения, т.к. пуск под нагнетание скважин турнейской залежи привел бы к неминуемому обводнению продукции ее эксплуатационных скважин в момент реализации системы ППД. В настоящее время обводненность продукции составляет – 94 % для визейского объекта и 84 % для турнейского.

Интерпретация результатов гидропрослушивания скв. 410 с целью выявления перетоков между визейской и турнейской залежами не увенчалась успехом. Однако перетоки нефти из кожимского надгоризонта в турнейскую залежь косвенным образом подтверждаются результатами определения содержания гелия в попутном газе этих залежей (табл.).

Газ в визейской залежи в отличие от турнейской содержит гелий. В скв. 929 в пробе нефти из турнейских отложений обнаружен гелий, содержание которого, равное 0,002 % мол, близко к среднему значению концентрации гелия в кожимском надгоризонте. Внимательное рассмотрение раздела между визейской и турнейской залежами (интервал 1766,6–1770,0 м) показывает, что в толщине перемычки, равной 3,4 м, на слиянии кожимских и турнейских отложений (интервал 1768,0–1770,0 м) принадлежат алевролиту с пористостью – 14 % и соответствующей ей проницаемостью равной 0,0399 мкм² (рис. 2).

Также в скв. 454 (пласт Бб₂) интервал нефтенасыщенного коллектора 1712,2–1714,6 м ($h = 2,4$ м). Перемычка между пластом Бб₂ и Т в интервале 1714,6–1717,6 м представлена глинистым алевролитом с пористостью, равной 7,6 % и проницаемостью 0,002 мкм² (предельное значение $K_{пр}$ составляет 0,0021 мкм²). В кровле пласта Т имеется мало мощный нефтенасыщенный коллектор 1718,0–1718,4 м ($h = 0,4$ м) и коллектор в интервале 1720,8–1724,8 м. В пласте Т выполнена перфорация интервала 1718,0–1726,0 м и получена безводная нефть дебитом $Q_n = 40$ т/сут.

Таблица

Данные о содержании сероводорода и гелия в попутном газе турнейской и визейской залежей Ярино-Каменноложского месторождения

Номер скв.	Пласт	Содержание, % мол	
		Сероводород	Гелий
Яринское поднятие			
616	Тл3+Бб1	0,34	0,007
617	Тл3+Бб1	0,2	0,004
51	Тл2+3+Бб1	отс.	0,011
718	Тл2+3	отс.	0,008
среднее	Тл+Бб	0,14	0,008
расчетн.		0,21	0,011
51	кожим.	отс.	0,011
718	кожим.	отс.	0,008
среднее		отс.	0,01
расчетн.			0,014
342	кожим.	0,2	
расчетн.		0,3 (0,004)	
929	Т	отс.	отс.
929	Т	отс.	0,002

Если допустить, что турнейская залежь с подошвы запечатана, что подтверждается превышением $P_{пл}$ законтурной области на 0,6–1,4 МПа над нефтенасыщенной, то сохранение $P_{пл}$, близким к первоначальному при существующих темпах отбора можно объяснить только

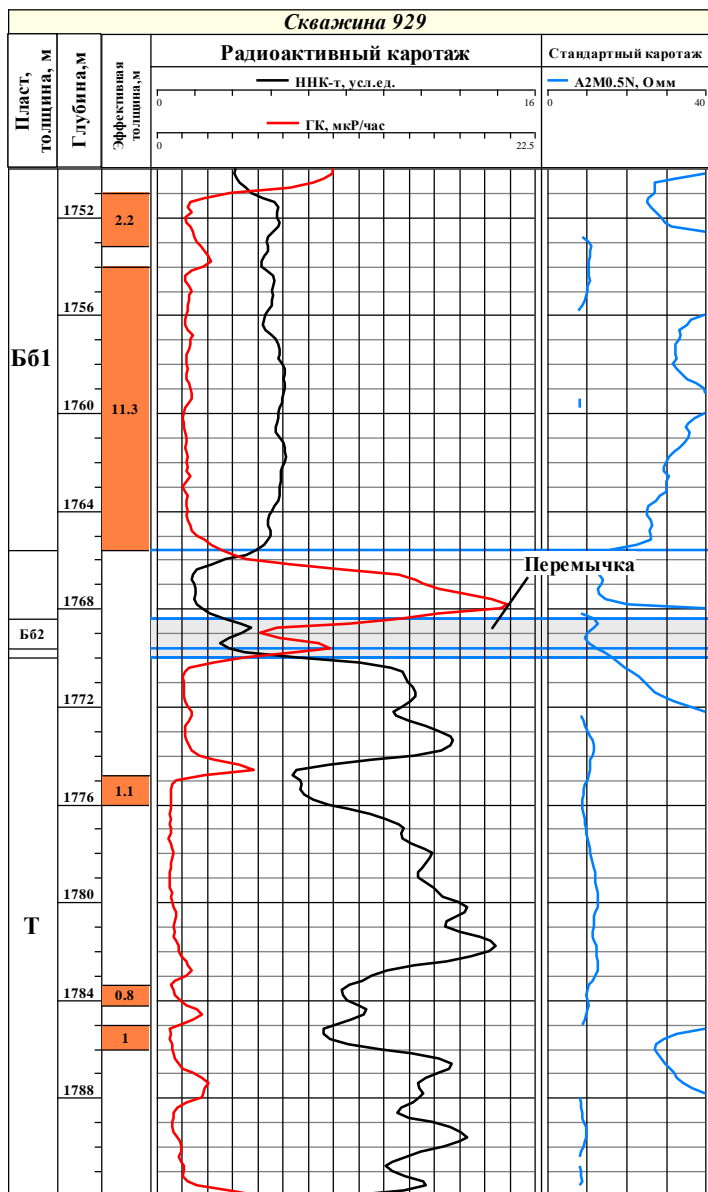


Рис. 2. Комплекс геологических и промыслово-геологических исследований
нижекаменноугольных отложений

перетоками нефти из визейской залежи. Свидетельством этому является наличие окон между турнейским и визейским ярусами в скв. 9, 109, 926, 951, 954, 955 956, 957. Результаты анализа мощности глинистой перемычки (радаевской пачки), разделяющей турнейский и визейский ярусы в этих скважинах свидетельствуют, что мощность глинистого раздела уменьшается в южном направлении от 6–7 до 1–2 м, при среднем значении равном 4 м. В этом же направлении происходит уменьшение пластового давления в визейской залежи с 17,4 МПа (скв. 771) до 15,9 МПа (скв. 268).

В тоже время в турнейской залежи в этом направлении проявляется тенденция увеличения $P_{пл}$ от 15,5 до 16,9 МПа. Следовательно, существует депрессия между турнейским и визейским ярусами [1], что и обеспечивает переток нефти.

Это предположение подтверждается результатами электро моделирования [2], проведенного на месторождении и свидетельствующими, что при мощности глинистого раздела между радаевскими и турнейскими отложениями (4 м), даже при незначительной гидропроводности радаевской пачки (1 % гидропроводности кожимского пласта) в турнейские пласты может перетекать до 22 % дебита визейской залежи, а при значениях гидропроводности около 5 % до 47 % дебита. В нашем случае при гидропроводности кожимского пласта, равной 19,9 мкм²/мПАс (эффективная толщина равна 34 м, $K_{пр} = 0,586$ мкм²), и гидропроводности радаевской пачки (толщина 4 м, средняя $K_{пр} = 0,0203$ мкм²), равной 0,08 мкм²/мПАс, что составляет 0,4 % гидропроводности бобриковского пласта, в турнейскую залежь может перетекать от 0,024 до 9,7 м³/сут, что в среднем составляет 0,612 м³/сут. Таким образом, результаты электро моделирования также показывают возможность перетока нефти из визейской залежи в турнейскую.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шаронов Л. В. Формирование нефтяных и газовых месторождений северной части Волго-Уральского бассейна. Пермь, 1971. 288 с.
2. Шустеф И. Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений. М.: Недра, 1988. 198 с.

REFERENCES

1. Sharonov L. V. Formirovanie neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy severnoy chasti Volgo-Ural'skogo basseyne. Perm [Formation of oil and gas deposits at northern part of Volgo-Uras province], 1971. 288 p. (In Russian).
2. Shustef I. N. Geologicheskije osnovy tekhnologicheskikh resheniy v razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy [Geological basics for technological solutions in the oil deposits development]. M.: Nedra, 1988. 198 p. (In Russian).

УДК 550.834

И. В. Огородова

Пермский государственный национальный исследовательский
университет, 614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, д. 15;

e-mail: irinaog@mail.ru

ИЗУЧЕНИЕ АНИЗОТРОПИИ СКОРОСТЕЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА ПО ДАННЫМ ПЛОЩАДНОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

***Аннотация.** Представлены возможности изучения скоростной анизотропии пород с построением круговых диаграмм скоростей.*

***Ключевые слова:** анизотропия, скорости преломленных волн, верхняя часть разреза.*

I. V. Ogorodova

Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990,
Russia, e-mail: irinaog@mail.ru

STUDY OF VELOCITY ANISOTROPY OF THE UPPER PART OF THE SECTION ACCORDING TO 3D SEISMIC DATA

***Abstract.** The possibility of studying the velocity anisotropy of rocks by the construction of circular velocity diagrams is discussed in this paper.*

***Key words:** anisotropy, velocity of refracted waves, the upper part of the section.*

Азимутальная анизотропия – изменение одного или более свойств однородного материала (среды) с изменением азимута. Это явление выражается в различии скоростей распространения объемных волн в различных направлениях. Данные об анизотропии базируются, в основном, на наблюдениях изменений времен пробега сейсмических продольных волн в зависимости от направления. Критерием азимутальной анизотропии являются периодические изменения времен пробега или скоростей сейсмических волн. Азимутальная анизотропия является общим свойством пород и выражается присутствием ориентированных трещин и (или) неравных горизонтальных напряжений. При этом эффекты анизотропии на продольных волнах в сейсмических волновых полях затушевываются латеральными скоростными неоднородностями, и оценка анизотропии оказывается неустойчивой [1].

Учет искажающего влияния верхней части разреза (ВЧР) в

сейсморазведке – один из основных этапов обработки, который оказывает значительное влияние на результаты структурных построений. В последние годы для учета скоростных неоднородностей верхней части разреза в связи с уменьшением объемов производства микросейсмокаротажа и вертикального сейсмического профилирования повсеместно используются времена первых вступлений преломленных и рефрактированных волн [2]. Для качественной подготовки статических поправок необходимо изучение анизотропии верхней части разреза. Вопросы изучения анизотропии ВЧР для профильных систем наблюдения рассмотрены в работах [3]. В настоящее время имеется возможность изучить сейсмическую анизотропию сейсморазведки 3D.

Для анализа взят участок Гагаринской структуры (Красновишерский район Пермский край), где ПАО «Пермнефтегеофизика» проводила детальные площадные сейсмические наблюдения 3D по системе многократных перекрытий типа «крест». Профили приема и возбуждения располагались ортогонально по отношению друг к другу. Расстояния между линиями приема и возбуждения составляли 250 м, расстояния между пунктами приема и возбуждения – 50 м. Кратность прослеживания была 60. Гагаринское месторождение в тектоническом отношении расположено в восточной части Соликамской депрессии и приурочено к позднедевонскому рифовому массиву. Подстилающая ЗМС сульфатно-карбонатная толща представлена отложениями от кровли кунгурского яруса до кровли верейского горизонта. Верхняя часть толщи представлена отложениями кунгурского яруса, который сложен песчаниками, алевролитами, каменной солью, прослоями мергелей, известняков и ангидритов, мощностью 160–600 м. Скорость в кунгурском ярусе составляет 3800–4500 м/с. Увеличение скорости до 5500 м/с наблюдается в отложениях филипповского горизонта (переслаивание глин, мергелей; в подошве пачка ангидритов мощностью до 30 м). Особенностью строения верхней части разреза участка является широкое развитие болот в центральной части площади, что приводит к появлению аномально высоких значений статических поправок на этих участках территории. Альтитуды на этом участке работ изменялись в небольшом диапазоне.

Для оценки характера изменения скорости в подстилающих зону малых скоростей толщи разреза нами было проведено изучение скоростей по следующей технологии:

- времена первых вступлений были прослежены на сейсмограммах общего пункта приема;
- для расчетов были использованы пункты возбуждения в центральной части исследуемого участка с шагом 200 м.;

- для каждого ПВ в каждом из азимутальных интервалов на сейсмограммах был построен сводный годограф первых вступлений (рис. 1), по которому проведена оценка распределения скоростей в подстилающей толще;

- было осуществлено построение круговых диаграмм – сортировка массива времен по азимуту с интервалом 20 градусов (рис. 2).

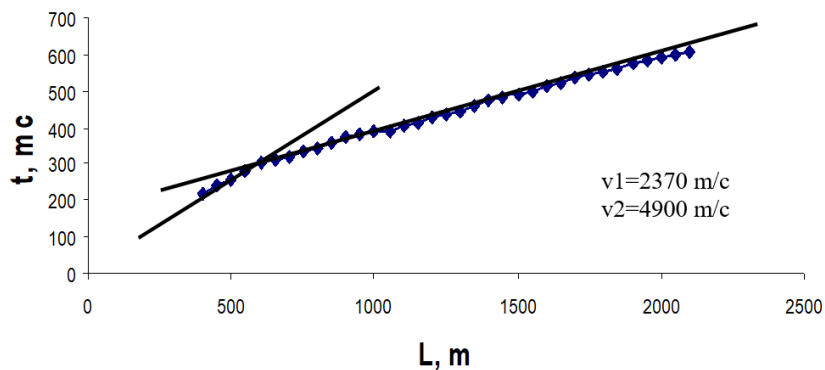


Рис. 1. Сводный годограф первых вступлений

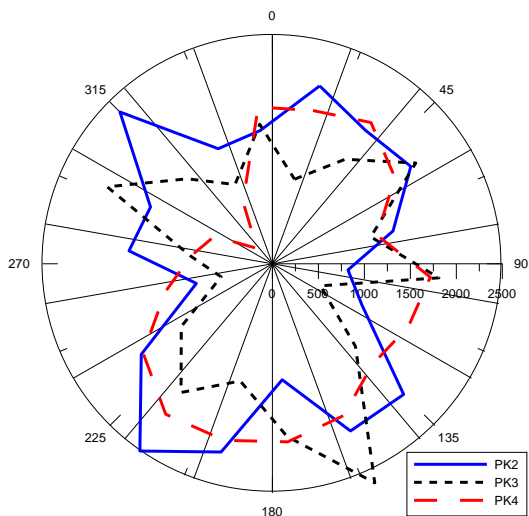


Рис. 2. Розы-диаграммы распределения скоростей

Результаты обработки показали, что анизотропия скоростей присутствует в данных отложениях. Наибольшее увеличение скоростей намечается в направлении северо-восток (≈ 30 градусов), что совпадает с направлением общей трещиноватости территории, согласующейся с влиянием передовых складок Урала, и направлении северо-запад (≈ 340 градусов). Абсолютные величины скоростей находятся в пределах 3300–5700 м/с. По площади заметно изменение скорости в меридиональном направлении. Наибольшие их величины приурочены к центральной части участка, а пониженные – в краевых зонах.

Полученную информацию полезно использовать при скоростном анализе сейсмических данных, расчете статических поправок по временам первых вступлений, а также при выборе азимутов профилей наблюдений.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Кашибин С. Н.* Сейсмическая анизотропия и эксперименты по ее изучению на Урале и Восточно-Европейской платформе. Екатеринбург: УрО РАН, 2001. 182 с.
2. *Митюнина И. Ю., Спасский Б. А., Лантев А. П.* Первые волны на сейсмограммах МОВ и изучение верхней части разреза // Геофизика, 2003. № 5. С. 5–12.
3. *Огородова И. В.* Сейсмическая анизотропия пород верхней части разреза по преломленным волнам // Шестая Уральская молодежная школа по геофизике: Сборник научных материалов. Пермь, Горный институт УрО РАН, 2005. С. 159–162.

REFERENCES

1. *Kashubin S. N.* Seismicheskaya anizotropiya i eksperimenty po ee izucheniyu na Urale i Vostochno-Evropeyskoy platforme [Seismic anisotropy and experiments on its study in the Urals and the East European Platform]. Yekaterinburg. UrO RAN, 2001. 182 p. (In Russian).
2. *Mityunina I. Yu., Spassky B. A., Laptev A. P.* Pervye volny na sejsmogrammakh MOV i izuchenie verkhney chasti razreza [First waves on reflection seismograms and study of the upper part of the section]. Geophysics. 2003, no. 5, pp. 5–12 (In Russian).
3. *Ogorodova I. V.* Seismicheskaya anizotropiya porod verkhney chasti razreza po prelomlennym volnam [Seismic anisotropy of rocks of the upper part of the section by refraction data]. Sixth Ural youth school of Geophysics: Collection of scientific materials. Perm, Mining Institute, Ural branch of RAS, 2005, pp. 159–162 (In Russian).

**КОМПЛЕКС СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ МАЛОГЛУБИННОЙ
ЭЛЕКТРОРАЗВЕДКИ ДЛЯ ДЕТАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ
МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД**

Аннотация. *От адекватности построенной по результатам кинематической инверсии глубинно-скоростной модели (ГСМ) зависит точность и достоверность результатов интерпретации сейсмических данных. Целостный подход к повышению точности сейсморазведочных работ должен быть интегрированным во все основные стадии – от проектирования работ до построения ГСМ. Именно мало-глубинная электроразведка позволяет решать эти задачи.*

Ключевые слова: *Зондирование становлением, ближняя зона, георадар, радиометрия, комплексирование методов.*

I. A. Perepletkin

Tyumen Industrial University. 38 Volodarskogo Str., Tyumen 625000,
Russia, e-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

**COMPLEX OF MODERN NEAR-SURFACE RESISTIVITY
METHODS FOR DETAILED STUDY
OF THE PERMAFROST ZONES**

Abstract. *The reliability of the results of seismic data interpretation depends on the accuracy of the constructed depth-velocity model based on the results of kinematic inversion. A complex approach to improving the accuracy of seismic exploration should be integrated into all stages of the seismic exploration process from exploration to the construction of a model. The shallow electrical exploration allows solving these issues.*

Key words: *Transient field sounding, near zone, georadar, radiometry, integrated methods.*

Известно, что Западная Сибирь находится в стадии глубокого освоения, в настоящее время прирост запасов углеводородов происходит главным образом за счет локальных малоразмерных и малоамплитудных объектов. На севере региона одной из главных причин расхождения сейсмических данных с реальными являются ошибки структурных построений, связанных с влиянием ВЧР, в которую традиционно

включается два основных типа неоднородностей. Это низкоскоростные (ЗМС) неоднородности разреза, находящиеся в непосредственной близости от дневной поверхности и высокоскоростные – многолетнемерзлые породы (ММП), залегающие глубже (Долгих, 2017).

В последние десятилетия быстро развивается наиболее информативный среди всех методов электромагнитного зондирования, обеспечивающий получение наиболее полной и качественной информации о среде – метод георадиолокационного подповерхностного зондирования на отраженных электромагнитных волнах (МОЭМВ). Идея метода заключается в излучении импульсов электромагнитных волн и регистрации сигналов, отраженных от границ раздела слоев зондируемой среды, имеющих различие по диэлектрической проницаемости. Такими границами раздела в исследуемых средах являются, например, контакт между сухими и водонасыщенными грунтами, контакты между породами различного литологического состава, между мерзлыми и тальными грунтами и т. д. Распространяющаяся в толще горных пород волна испытывает следующие явления: отражение и преломление на границе раздела сред с разной относительной диэлектрической проницаемостью, дифракция, затухание (уменьшение амплитуды сигнала при прохождении его в геологической среде). В настоящее время технические характеристики новейшего георадарного оборудования позволяют работать в диапазоне рабочих частот от 1 МГц до 3 ГГц при вертикальном разрешении 1 нс на канал. Говоря о глубинности метода, максимальные глубины апробации метода – в пределах 1200–1300 м, для пород со скоростями распространения импульсов 0,15 м/нс доступные глубины могут теоретически превысить 3 км.

Волновая природа метода георадиолокации расширяет потенциал метода – помимо скорости распространения сигнала в среде, ведется измерение проводимости. Высокая глубинность метода МОЭМВ, основанного на электромагнитном зондировании среды сверхширокополосными импульсами длительностью от одной до нескольких наносекунд, выгодно отличает метод от традиционной георадиолокации. Вообще глубина георадарного зондирования, кроме свойств исследуемой среды, определяется мощностью передатчика, динамическим диапазоном приемника и параметрами антенных систем, определяющих совместно с передатчиком и подстилающей поверхностью длину и форму импульса (Гулевич, 2015).

В ноябре 2014 г. специалистами ЗАО «ТАЙМЕР» были проведены исследования метода и на уникальных с точки зрения геокриологии объектах на полуострове Ямал – гигантских воронках. На рис. 1 представлены исходные волновая форма сигнала и радарограмма про-

фия, полученного при обследовании территории, прилегающей к кратеру при помощи георадара ГРОТ 12 с антеннами 10 метров, передатчиком напряжением 15кВ и длиной импульса 20 нс без ослабления. Движение по профилю от точки 0 м к точке 240 м соответствует движению в радиальном направлении от края бруствера кратера с запада на восток. Видно, что ближняя к кратеру зона до отметок 112–115 метров характеризуется меньшей контрастностью диэлектрической проницаемости до границ мерзлоты, чем зона от 120 до 240 метров по профилю, что может быть косвенным признаком произошедших при формировании кратера различных флювиогляциальных процессов, вероятно изменивших электрофизические характеристики среды в прилегающих слоях. Аналогичная картина наблюдается на других профилях, пройденных по поверхности вблизи кратера.

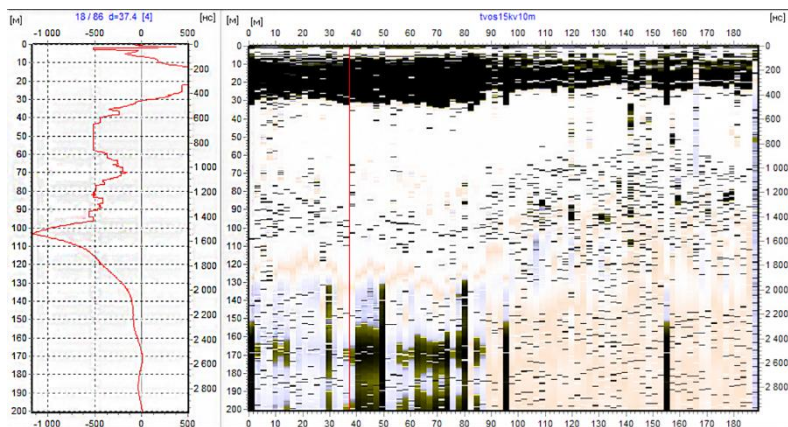


Рис. 1. Волновая форма сигнала (слева), радарограмма профиля (справа), полученная с георадаром ГРОТ 12 с антеннами 10 метров и передатчиком 15кВ в мин/макс представлении

Метод георадиолокации (ГРЛ) позволил провести разделение слоёв разреза с различными электрофизическими параметрами до глубин 140–150 м и выделить предполагаемые зоны тектонических нарушений. Вертикальная разрешающая способность метода ГРЛ оказалась на порядок выше традиционных методов электроразведки (в частности, метода МЗСБ), поскольку имеем дело с более широким диапазоном частот и сравнительно малыми пространственно-временными усреднениями экспериментальных данных непосредственно в процессе проведения полевых работ.

Изменение проводимости горных пород по латерали также были установлены и по данным других электромагнитных методов (зондирования становлением поля в ближней зоне (мЗСБ) и электротомографии (ЭТ)), испытания которых также были проведены на этом же участке, но с меньшей точностью. На рис. 2 представлены геоэлектрические модели по данным методов ЗСБ (а) и (в), а также волновая форма сигнала ГРЛ (б), полученная после обработки, проявляющей границы неоднородностей ДП, с помощью метода вычитания огибающей. По данным ГРЛ МОЭМВ был выделен мало контрастный слой с отметок 600 нс (отмеченный штрихпунктирными линиями на рис. 2), который

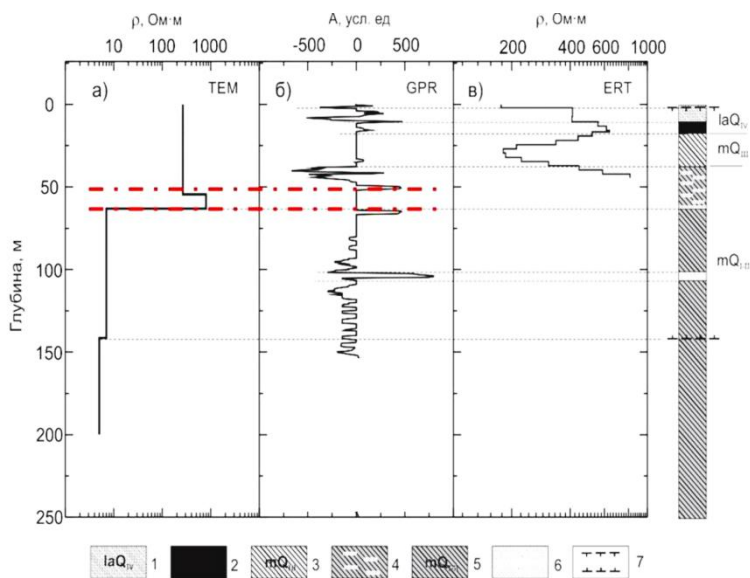


Рис. 2. Геоэлектрические модели по данным методов ЗСБ (а) и ЭТ (в) и волновая форма сигнала ГРЛ (б) в одной и той же точке профиля съемки: 1 – озерно-аллювиальные супеси; 2 – лёд; 3 – суглинки; 4 – горизонт с прослоями газогидратов; 5 – морские засоленные суглинки; 6 – песок; 7 – границы ММП

содержит неоднородные включения, создающие переотражения сигнала при достаточно слабом затухании. Данный конкретный горизонт характеризуется аномально высоким УЭС по данным мЗСБ, что может быть связано с повышенной льдистостью грунтов. Анализируя малое ослабление сигнала внутри слоя, можно предположить существование в нем прослоев песка с газогидратными включениями, наличие которых в этом регионе и на этой глубине зафиксировано ранее другими

исследователями. По изменению затухания отраженного сигнала по профилю съемки, прослеживается линзовый характер слоев по данному разрезу (Волкомирская и др., 2015).

В результате сопоставления методов было установлено, что внедрение георадарной радиометрии совместно с другими электроразведочными методами существенно повышает общую информативность исследований за счёт высокой разрешающей способности сверхширокополосной георадиолокации (Гулевич, 2015).

На текущий момент технология имеет большой потенциал для изучения ВЧР в контексте коррекции кинематических поправок и обеспечения более эффективного решения обратной задачи сейсморазведки, а также для обустройства наземных технологических работ на месторождении и решения других инженерно-геологических задач. При модернизации георадарного оборудования (антенн, излучателей), а также повышения разрядности преобразователей до 20 нанмоу увеличится глубинность работ и значительно повысится успешность геологоразведки за счет снижения объема неэффективного бурения. Помимо оптимизации затрат на этап ГРП также могут быть минимизированы негативные экологические последствия.

ЛИТЕРАТУРА

1. Волкомирская Л. Б., Сахтеров В. И., Шерстнев А. В. Исследование воронки на полуострове Ямал 10 ноября 2014 г. георадарами Грот-12 и Грот-12Н. Салехард: Научный вестник ЯНАО. 2015. № 2. С. 81–89.
2. Гулевич О. А. Импульсное сверхширокополосное электромагнитное зондирование природных и техногенных сред с дисперсией: дис. на соиск. ученой степ. канд. физ.-мат. наук: 25.00.10 – геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых. М., 2015. 126 с.
3. Долгих Ю. Н. Комплексная адаптивная технология кинематической инверсии данных сейсморазведки в условиях неоднородной верхней части разреза: дис. на соиск. ученой степ. док. геол.-мин. наук: 25.00.10 – геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых. Тюмень, 2017. 306 с.

REFERENCES

1. Volkomirskaya L. B., Sakhterov V. I., Sherstnev A. V. Issledovaniye voronki na poluostrove Yamal 10 noyabrya 2014 g. georadarami Grot-12 i Grot-12N [A study of the sinkhole on the Yamal Peninsula on 10 Nov 2014 with the Grot-12 & Grot-12N georadars]. Salekhard: Nauchnyy vestnik YaNAO. 2015, no. 2, pp. 81–89. (In Russian).
2. Gulevich O. A. Impul'snoye sverkhshirokopolosnoye elektromagnitnoye zondirovaniye prirodnykh i tekhnogennykh sred s dispersiyey [Pulse ultrawideband electromagnetic sounding of natural and industrial media with dispersion]. Dis. kand. fiz.-mat. nauk, Moscow, 2015. 126 p. (In Russian).

3. Dolgikh Yu. N. Kompleksnaya adaptivnaya tekhnologiya kinemacheskoy inversii dannykh seysmorazvedki v usloviyakh neodnorodnoy verkhney chasti razreza [Integrated adaptive technology of kinematic inversion in a heterogeneous upper section]. Dis. dok. geol.-min. nauk, Tyumen, 2017. 306 p. (In Russian).

УДК 550.834

И. А. Переплеткин

Тюменский индустриальный университет. 625000, Россия, г. Тюмень,
ул. Володарского, д. 38; email: ivan_perepletkin@mail.ru

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ СЕЙСМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ В РОССИИ И ЗА РУБЕЖОМ

***Аннотация.** Обнаружение и картирование мелких залежей нефти, связанных с ловушками неструктурного типа, требует применения особых наукоёмких методов, одним из которых является многоволновая сейсморазведка, подразумевающая наблюдения монотипных продольных (P) и поперечных (S) волн различной поляризации, а также обменных волн PS. Такой комплекс позволяет получать всю необходимую информацию: о скоростях и их соотношении, о коэффициенте Пуассона. Это позволяет улучшить качество сейсмических разрезов и придать им реальное геологическое содержание, дополнить сведениями о коллекторских свойствах пород.*

***Ключевые слова:** Многоволновая сейсморазведка, нетрадиционные коллектора, направленные приемники.*

I. A. Perepletkin

Tyumen Industrial University. 38 Volodarskogo Str., Tyumen 625000,
Russia, e-mail: ivan_perepletkin@mail.ru

CASE STUDY OF MULTI-COMPONENT SEISMIC SURVEY ON OIL DEPOSITS IN RUSSIA AND ABROAD

***Abstract.** Detection and mapping of local small hydrocarbons deposits associated with unconventional reservoirs requires the use of non-traditional methods, one of which is multicomponent seismic survey. This method allows obtaining all the necessary information: velocities of differently polarized elastic waves & their ratio, and, accordingly, a Poisson's coefficient.*

This technique improves the quality of seismic sections and gives them real geological (lithological) content, supplementing constructed models with information on reservoir properties and type of saturation.

Key words: *Multi-wave seismic, unconventional collectors, directional receivers.*

В основе методики многоволновой сейсморазведки лежит оптимальное для каждого из используемых типов волн возбуждение колебаний. Говоря об источниках, то в случае трехкомпонентной (3С) вариации – это обычный вибрационный вертикально направленный источник, который находит применение при проведении классического однокомпонентного вертикального сейсмического профилирования (ВСП), а при 9С-измерениях – уже направленный источник по трем компонентам. Чаще всего в данной технологии используются XYZ-ориентированные сейсмоприёмники: здесь XY – ортогональные оси в горизонтальной плоскости, причем X – радиальная компонента для приёма волн SV, а Y – трансверсальная компонента – ортогональна к X, для приёма волн SH. Механизм действия прибора прост – принимаются сигналы по трем осям распространения упругих волн, записываются колебания среды в разных направлениях. С помощью преобразователя идет перевод сейсмограмм в электрический сигнал по сейсмическим трассам, являющийся функцией колебания упругой среды [2, 3, 8].

Обработка данных МВС более сложна по сравнению со стандартной однокомпонентной сейсморазведкой. Однако способы интерпретации получаемых временных разрезов по данным МВС по своему содержанию в целом подобны интерпретации разрезов Р-волн. Включает следующие этапы: определение природы зарегистрированных волн, отождествление волн, приуроченных к одним и тем же горизонтам, определение волновых параметров по разным волнам при автономной интерпретации, совместная интерпретация волн различного типа, геологическое истолкование результатов. Опорные отражающие границы в большинстве районов являются общими для всех типов волн и не вызывают затруднений. Полученные в результате обработки данных МВС временные разрезы (кубы) служат основой для построения карт полей значений параметра $\gamma = V_p / V_s$ и соответствующих трехмерных изображений [2, 3].

Специалистами ООО «НОВАТЭК НТЦ» [5] была проведена апробация технологии 3С сейсморазведки в сочетании с методикой 2D на Ван-Еганском месторождении (Среднее Приобье). По данным [4], это высоковязкие нефтеносные нефти, освоение которых сопряжено с

комплексом проблем. Ниже (рис. 1) представлены результаты исследования. По данным временных разрезов по различным компонентам, выделены три основных отражающих горизонта (сеноманской, аптский, баженовский), и, при их сопоставлении, построено поле значений отношения скоростей различной поляризации. На нем видно, что на рассматриваемом профиле лишь в верхнеюрском горизонте прослеживаются перспективные зоны нефтенасыщения (соответствуют минимальным значениям γ). Их положение определено со значительной точностью. В то же время в вышележащих толщах соотношение скоростей достаточно велико ($\gamma > 1,8$), что позволяет сделать вывод, что продуктивных горизонтов там не отмечается. Для большей достоверности данных, по результатам 3С-регистрации был построен глубинный разрез распределения коэффициента Пуассона (σ). Интервал $\gamma = (1,42-3,33)$ соответствует значениям $\sigma = (0,01-0,45)$. Выделенный участок соответствует положению ВНК, наличие которого подтверждено последующим бурением [1, 5].

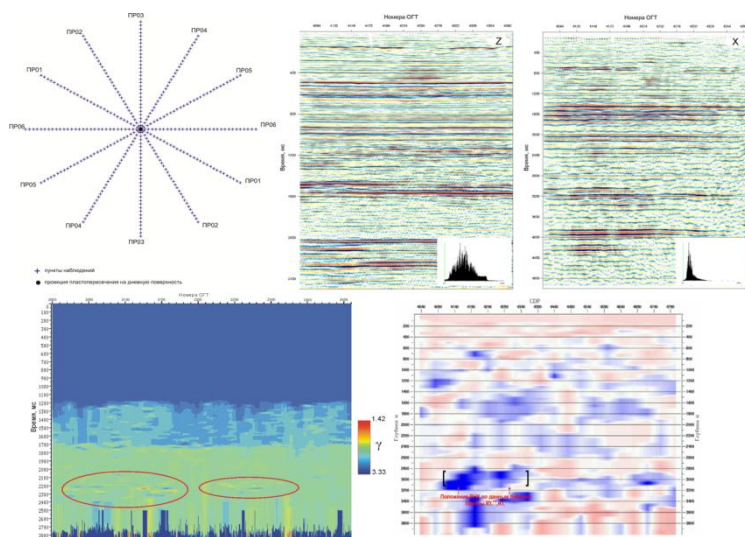


Рис. 1. Результаты применения 3С-2D сейсморазведки на Ван-Еганском месторождении: схема наблюдения, временные разрезы по вертикальной и горизонтальной компонентам, поле значений параметра V_p/V_s , глубинный разрез коэффициента Пуассона

Ссылаясь на данные [7], приведем пример (рис. 2) проведения испытаний технологии МВС в площадном (3D) варианте съемки на площади Чанел-Вабаун (Альберта, Канада). Данный пример приведен в работе неслучайно. На картах нанесены ранее пробуренные продуктивные и непродуктивные скважины. Видно, что практически в 100 % случаях продуктивными участками оказались те, где значение отношения скоростей минимально [3, 7]. Следовательно, подобные структурные построения не только позволят дополнить имеющиеся материалы о флюидонасыщенности пород, но и позволят судить об эффективности проведенного комплекса геологоразведочных работ ранее. Это крайне актуально для Западной Сибири, где сосредоточено множество месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и газа, разведка которых часто дает ошибочный прогноз [8].

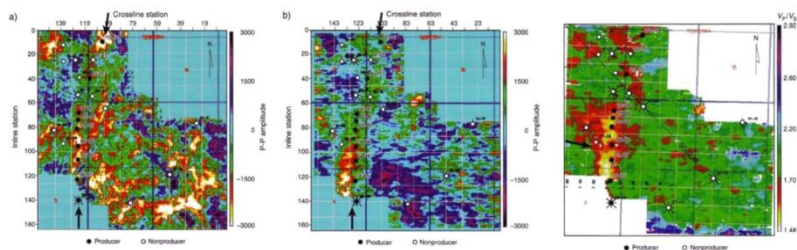


Рис. 2. Результаты работ 3D-ЗС на площади Чанел-Вабаун: карты распределения амплитуд монотипных PP- и обменных PS-волн, комплексного параметра $\gamma = V_p / V_s$

В работе [6] по результатам проведения шестикомпонентных исследований на одном из газовых месторождений ЯНАО. Ввиду того, что наблюдения проводились в зоне ВЧР, наибольшее качество имели сейсмограммы и соответствующие временные разрезы по Zz- и Yy-компонентам (по отраженным монотипным P- и SH-волнам) (рис. 3). Именно по их данным были построены глубинные разрезы по рассматриваемому профилю. Судя по разрезу, помимо основных границ 1 и 2 (кровля / подошва ВЧР), выделена дополнительная граница (3) – подошва погребенной долины. Поскольку для P- и S-волн идентифицирована кровля ММП, появилась возможность оценки коэффициента Пуассона по профилю. Авторами работы [6] сделан вывод, что комплексирование волн разных типов позволило детально изучить строение и состояние пород в мерзлой части разреза, что позволило снизить геологические риски выделения ЗМС.

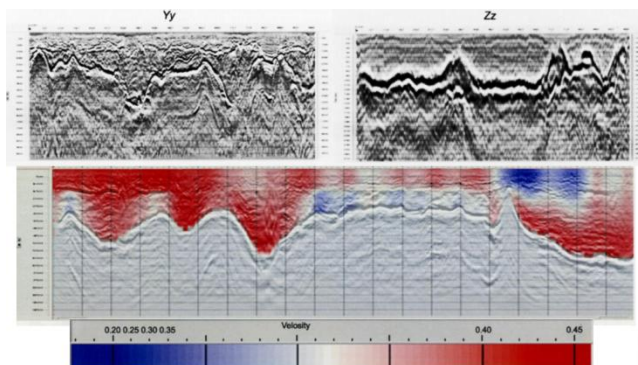


Рис. 3. Работы по детальному расчленению ВЧР на участке одного из газовых месторождений (ЯНАО): временные разрезы по двум компонентам и разрез распределения коэффициента Пуассона

Исходя из обзора последних исследований методом МВС, можно сделать вывод, что технология позволяет значительно расширить круг решаемых задач, связанных с уточнением сложных разрезов [3]. По данным 3D-3С-работ можно будет судить об эффективности проведенного комплекса геологоразведочных работ, а также производить сейсмомониторинг данных по конкретному участку. Этот комплекс работ в будущем может позволить оптимизировать разведку трудноизвлекаемых запасов углеводородов [8]. Технология имеет большой экономический потенциал: при удорожании общей стоимости проекта проведения работ примерно в 1,5 раза, он окупается в 2–3 раза [1]. При усовершенствовании технических характеристик приемников, технология может в перспективе найти применение и в контексте уточнения ВЧР [2].

ЛИТЕРАТУРА

1. *Борисов А. С.* Многоволновая сейсморазведка. Казань: К(П)ФУ, 2012. 56 с.
2. *Кузнецов В. И.* Экспериментальные исследования возможностей многоволновой сейсморазведки (3С). Тюмень: Современные технологии нефтегазовой геофизики, 2016. С. 41–47.
3. *Кузнецов В. М.* Изучение многолетнемерзлых пород с использованием многоволновой сейсморазведки в применении к верхней части разреза // Технологии сейсморазведки, 2014. № 1. С. 74–83.
4. *Нестеров И. И.* Перечень инновационных, в том числе прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом. Тюмень: НОЦ ТИУ, 2015. 85 с.

5. *Переpletкин И. А.* Выявление областей нефтегазонасыщения в нетрадиционных коллекторах при проведении трехкомпонентной сейсморазведки в Западной Сибири // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 230–234.

6. *Пузырев Н. Н.* Поперечные и обменные волны в сейсморазведке. М.: Недра, 1997. 128 с.

7. *Kashirtsev B., Nesterov I., Fursenko E.* Biomarkers and adamantanes in crude oils from Cenomanian deposits of Northern West Siberia // Russian Geology and Geophysics, 2013. Pp. 958–965.

8. *Hardage, B., DeAngelo, M., Murray P., Sava, D.* Multicomponent seismic technology. Tulsa: SEG, 2011. Pp. 509–513.

REFERENCES

1. *Borisov A. S.* Mnogovolnovaya seysmorazvedka [Multicomponent seismic exploration]. Kazan: K(P)FU, 2012. 56 p. (In Russian).

2. *Kuznetsov V. I.* Eksperimental'nye issledovaniya vozmozhnostey mnogovolnovoy seysmorazvedki (3C) [Experimental studies of multicomponent seismic (3C) capabilities]. Tyumen: Sovremennyye tekhnologii neftegazovoy geofiziki, 2016, pp. 41–47. (In Russian).

3. *Kuznetsov V. M.* Izucheniye mnogoletnemerzlykh porod s ispol'zovaniyem mnogovolnovoy seysmorazvedki v primenenii k verkhney chasti razreza [The study of permafrost using multiwave seismic exploration as applied to the upper part of the section]. Tekhnologii seysmorazvedki, 2014, no. 1, pp. 74–83. (In Russian).

4. *Nesterov I. I.* Perechen' innovatsionnykh, v tom chisle, proryvnykh tekhnologiy, ne imeyushchikh analogov za rubezhom [A list of innovative, including breakthrough technologies that have no analogues abroad]. Tyumen: NOTS TIU, 2015. 85 p. (In Russian).

5. *Perepletkin I. A.* Vyyavleniye oblastey neftegazonasyshcheniya v netraditsionnykh kolektorakh pri provedenii trekhkomponentnoy seysmorazvedki v Zapadnoy Sibiri [Identification of oil-bearing reservoirs using three-component seismic technology in Western Siberia]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2018, pp. 230–234. (In Russian).

6. *Puzyrev N. N.* Poperechnyye i obmennyye volny v seysmorazvedke [Transverse and exchange waves in seismic exploration]. М.: Nedra, 1997. 128 p. (In Russian).

7. *Kashirtsev B., Nesterov I., Fursenko E.* Biomarkers and adamantanes in crude oils from Cenomanian deposits of Northern West Siberia. Russian Geology and Geophysics, 2013, pp. 958–965.

8. *Hardage B., DeAngelo M., Murray P., Sava D.* Multicomponent seismic technology. Tulsa, SEG, 2011, pp. 509–513.

Л. Д. Плешков

Пермский государственный национальный
исследовательский университет. 614990 Россия, г. Пермь,
ул. Букирева, 15; e-mail: levpleshkov@gmail.com

АВТОМАТИЧЕСКАЯ ПАРНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА С ПРИМЕНЕНИЕМ МАРКОВСКОЙ МОДЕЛИ

Аннотация. *Описан подход к автоматической корреляции геофизических данных, основанный на методах машинного обучения. Исходные данные, представляющие набор геофизических каротажных кривых в двух скважинах, сначала подвергаются процедуре кластеризации, затем – анализу с применением цепей Маркова в скользящем окне, после чего строится карта когерентности и корреляционная линия. Приведены первые результаты нового способа автоматической корреляции, указаны положительные стороны и существующие на настоящем этапе недостатки.*

Ключевые слова: *автоматическая корреляция, модель Маркова, машинное обучение.*

L. D. Pleshkov

Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: levpleshkov@gmail.com

AUTOMATIC PAIRWISE WELL LOG CORRELATION BASED ON MARKOV MODEL ANALYSIS

Abstract. *Novel machine learning approach to automatic well log correlation is presented. First, the geophysical logs of two wells are clustered using simple k-means clustering, then the Markov model for the whole section of each wells is computed in several iterations using sliding window of alternate size. Finally, Markov model parameters are correlated into the coherence map that is traced along the values of the maximum coherence to produce depth connections between two wells. The results of suggested technique application to the real well log data are shown.*

Keywords: *automatic well log correlation, Markov model, machine learning.*

Автоматическая корреляция разрезов скважин по геофизическим данным развивается с 1990-х годов российскими и зарубежными учеными. Основной подход, на котором основываются различные методики автоматической корреляции, заключается в определении меры различия парных интервалов, содержащих одну или несколько коротажных диаграмм, с помощью скользящего окна вдоль коррелируемых интервалов [1, 5, 7]. Другой распространенный способ оперативной автоматической корреляции — интерполяция диаграмм ГИС и поиск значений максимального вертикального градиента, соответствующего границам пластов.

Поскольку осадочные системы обладают цикличностью в смене состава и свойств горных пород, представляется возможным использовать эту особенность при автоматической корреляции скважин. Особенно актуальной эта задача является для мощных карбонатных толщ с многократным чередованием слоев и единообразно меняющимися значениями геофизических параметров. К настоящему моменту накопился значительный объем исследований, посвященных изучению цикличности осадконакопления в различных геологических обстановках с использованием анализа, основанного на применении теории Марковских цепей [3, 4, 6].

Способ автоматической парной корреляции скважин, предлагаемый автором, основан на расчете параметров марковской модели в скользящем окне с предварительным разделением данных на кластеры, которые принимаются за состояния марковского процесса. Ниже описаны этапы реализации способа.

1. Выбор коротажных кривых, наиболее полно описывающих петрофизические изменения по разрезу, и обладающих наименьшей корреляцией.

2. Нормализация выбранных кривых по опорным пластам с минимальным и максимальным показаниями в каждой скважине для исключения влияния «негеологических» факторов на данные методов напротив пластов с одинаковыми петрофизическими свойствами в разных скважинах.

3. Кластеризация данных в обеих скважинах методом k -средних с числом кластеров $k = 10$. Оптимальное число кластеров для карбонатного типа разреза, получаемое по тому же набору коротажных параметров, как было установлено ранее [2], близко к 7. Поскольку исследуемый интервал содержит как карбонатные, так и терригенные породы, число кластеров было увеличено.

4. Расчет марковской модели в скользящем окне по обоим скважинам. Входными параметрами модели служат матрицы счета

переходов состояний (кластеров), выходными – матрицы вероятности «неслучайных» переходов [8]. Расчет производится в несколько итераций, на каждой из которых уменьшается размер и шаг скользящего окна.

5. Сопоставление параметров марковской модели в каждой точке одной скважины с параметрами модели в каждой точке другой скважины. В качестве меры соответствия параметров используется норма Фробениуса. В результате сопоставления получается карта когерентности, где минимальные значения указывают на наибольшее сходство параметров марковского процесса.

6. Расчет пути, проходящего по минимальным значениям карты когерентности, каждая точка которого устанавливает соответствие глубины в одной скважине глубине в другой.

Предлагаемый способ был опробован на данных каротажа двух скважин, расположенных на одной геологической структуре. Каротаж включал следующие методы: ГК, ННКт, ГГК-ЛП, кавернометрия, АК, БКЗ. Кривые крупных зондов БКЗ хорошо отражают цикличность в смене литологических свойств в карбонатном разрезе. Это обстоятельство является важным при анализе с использованием марковской модели.

Стратиграфический интервал исследований включал породы начиная от фаменского яруса девонской системы (D_3fm) до визейского яруса каменноугольной системы (C_1v). Геологическое строение исследуемой части разреза является типичным для территории части Башкирского свода в пределах Пермского края.

Контроль статистической значимости марковского процесса по всему интервалу исследования каждой скважины производился при помощи критерия хи-квадрат, рассчитываемого по [6, формула (4)]. Анализ результатов кластерного анализа и моделей Маркова позволил сделать предположение о том, что в этих данных содержится информация, пригодная для межскважинной корреляции: полученные кластеры объединяют измерения, относящиеся к характерным литологическим разностям, а параметры марковских моделей свидетельствуют о наличии в разрезе интервалов с выраженной цикличностью.

Результаты автоматической корреляции показаны на рис. 1. Наибольшее соответствие параметров марковской модели отмечается на карте когерентности (рис. 1, *a*) минимумами, наименьшее соответствие – максимумами. Отчетливо видно, что интервалы карбонатных и терригенных пород плохо коррелируют друг с другом (зеленые области), в отличие от интервалов пород схожих по происхождению и свойствам (фиолетовые области). Линия, соединяющая минимальные зна-

чения на карте, проходит вблизи диагональной оси карты, что говорит о согласованности отложений по мощности в обеих скважинах. Горизонтальные и вертикальные участки линии соответствуют растяжению и сжатию по мощности разреза скважины «В» относительно разреза скважины «А».

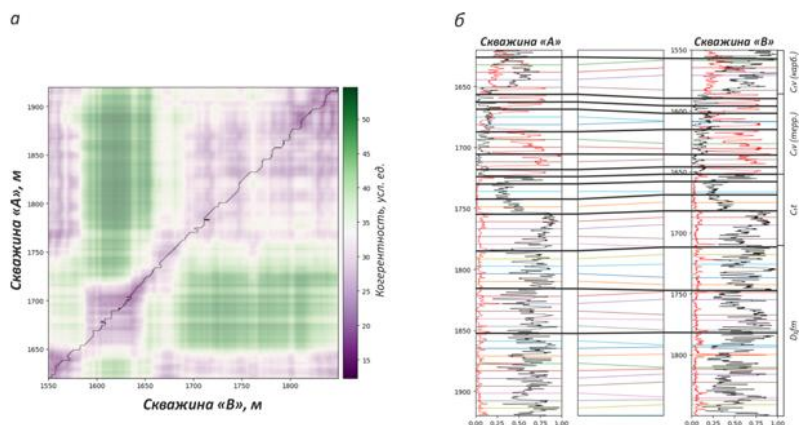


Рис. 1. Карта когерентности (а) и корреляционная диаграмма скважин «А» и «В» (б)

На рис. 1, б изображены разрезы коррелируемых скважин (диаграммы методов ГК и НК-т). Цветными линиями показаны линии корреляции, при этом скважина «А» разделена на равные интервалы, границы которых прослежены по карте когерентности в скважине «В». Анализируя полученную корреляционную схему, можно отметить, что наиболее согласованными являются корреляционные линии, проходящие через терригенную толщу визейского яруса. В карбонатной части разреза наблюдается лишь общая тенденция к смещению линий от реперов в скважине «А» к соответствующим реперам скважины «В». Утолщенными линиями на рисунке отмечены те корреляционные связи, которые с большей степенью достоверности соответствуют реальным геологическим границам.

В целом, описанный способ автоматической корреляции показал обнадеживающие результаты на опытных скважинных данных. Предложенный алгоритм имеет несколько параметров: минимальный размер скользящего окна, скорость уменьшения его размеров, радиус поиска пути и интенсивность сглаживания карты когерентности. Широкий диапазон возможных комбинаций параметров позволяет адаптировать алгоритм к различным геологическим условиям. К его недос-

таткам на данном этапе работы можно отнести отсутствие возможности проверять достоверность полученных связей, что позволило бы «отбраковывать» те из них, которые не укладываются в существующие представления о строении и геологического разреза.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бердов В. А., Власов А. А., Лапковский В. В. Метод автоматической корреляции разрезов скважин по геофизическим данным в программном комплексе Petrel / Интерэкспо ГЕО-Сибирь 2013. IX Междунар. науч. конгр. (Новосибирск, 15–26 апреля 2013 г.): Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Новые направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Геоэкология»: Сб. материалов в 3 т. Изд. СГГА, 2013. С. 179–184.
2. Пleshkov Л. Д. Выбор и настройка алгоритма кластеризации данных геофизических исследований в одной скважине для описания последовательности карбонатных фаций // НТВ «Каротажник», 2018. Вып. 10 (292). С. 61–67.
3. Пleshkov Л. Д. Изучение геологического строения карбонатных пород с применением цепей Маркова // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 61–67.
4. Borka S. Markov chains and entropy tests in genetic-based lithofacies analysis of deep-water clastic depositional systems // De Gruyter (8), 2016, pp. 45–51.
5. Linemann D. J., Mendelson J. D., Toksoz M. N. Well-to-well log correlation using knowledge-based systems and dynamic depth warping // Massachusetts Institute of Technology, Earth Resources Laboratory. Earth Resources Laboratory Industry Consortia Annual Report (14), 1987, pp. 421–454.
6. Miall A. D. Markov chain analysis applied to an ancient alluvial plain succession // Sedimentology (20), 1973, pp. 347–364.
7. Shi Yunzhi, Wu Xinming, Fomel, S. Finding an optimal well-log correlation sequence using coherence-weighted graphs // 2017 SEG International Exposition and Annual Meeting, 24–29 September, Houston, Texas, 2017.
8. Witten I. H., Frank E., Hall M. A., Pal C. J. Data mining: practical machine learning tools and techniques // Elsevier, 2017. 621 p.

REFERENCES

1. Berdov V. A., Vlasov A. A., Lapkovsky V. V. Metod avtomaticheskoy korrelyatsii razrezov skvazhin po geofizicheskim dannym v programmnom komplekse Petrel [Method of automatic well log correlation in Petrel]. Interexpo GEO-Sibir 2013. IX International scientific congress (Novosibirsk, 15–26 of April 2013): International scientific conference «Nedropolzovanie. Gornoe delo Novye napravleniya i tekhnologii poiska razvedki i razrabotki mestorozhdenij poleznykh iskopaemykh Geoekologiya»: Proceeding in 3 volumes. Published by SSGA, 2013, pp. 179–184. (In Russian).
2. Pleshkov L. D. Vybory i nastroyka algoritma klasterizatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy v odnoy skvazhine dlya opisaniya posledovatelnosti

karbonatnykh fatsiy [The selection and adjustment of the single-well logs-clustering algorithm to describe the carbonate facies sequence]. Karotazhnik, 2018. Issue 10 (292), pp. 61–67. (In Russian).

3. *Pleshkov L. D.* Izuchenie geologicheskogo stroeniya karbonatnykh porod s primeneniem tsepey Markova [Markov chain analysis for better understanding of carbonate sequences based on well-logging data] In: *Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki*. Perm, PSU, 2018, pp. 234–240. (In Russian).

4. *Borka S.* Markov chains and entropy tests in genetic-based lithofacies analysis of deep-water clastic depositional systems. *De Gruyter* (8), 2016, pp. 45–51.

5. *Linemann D. J., Mendelson J. D., Toksoz M. N.* Well-to-well log correlation using knowledge-based systems and dynamic depth warping. Massachusetts Institute of Technology, Earth Resources Laboratory. Earth Resources Laboratory Industry Consortia Annual Report (14), 1987, pp. 421–454.

6. *Miall A.D.* Markov chain analysis applied to an ancient alluvial plain succession. *Sedimentology* (20), 1973, pp. 347–364.

7. *Shi Yunzhi, Wu Xinming, Fomel, S.* Finding an optimal well-log correlation sequence using coherence-weighted graphs. 2017 SEG International Exposition and Annual Meeting, 24–29 September, Houston, Texas, 2017.

8. *Witten I. H., Frank E., Hall M. A., Pal C. J.* Data mining: practical machine learning tools and techniques. Elsevier, 2017. 621 p.

УДК 550.832

О. Л. Сальникова, А. В. Серкина

ПАО «Пермнефтегеофизика». 614090, Россия, г. Пермь, ул. Лодыгина, д. 34; e-mail: salnikovaol@pngf.com

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА МНОГОЗОНДОВОГО БОКОВОГО КАРОТАЖА

Аннотация. Представлен опыт использования прибора многозондового бокового каротажа (МнБК), расширяющего возможности стандартного комплекса для повышения достоверности и эффективности в определении характера насыщения в бурящихся скважинах. Проведен анализ корректности измерений результатами освоения, данными по эксплуатации и методом сравнения с результатами измерений аналогичной аппаратурой других производителей.

Ключевые слова: многозондовый боковой каротаж, удельное электрическое сопротивление, зона проникновения, характер насыщения, эффективность, анализ, импортозамещение.

EXPERIENCE OF APPLICATION OF MULTI-PROBE LATERAL LOGGING METHOD

Abstract. *The paper describes the experience of using a multi-probe lateral logging device, which boosts the capabilities of the standard complex for improving the reliability and efficiency of determining the nature of saturation in drilling wells. The analysis of measurements correctness was conducted using the results of well development and exploitation, and by comparison with results of measurements carried out with the similar equipment of other producers.*

Key words: *multi-probe side logging, electrical resistivity, penetration zone, saturation character, efficiency, analysis, import substitution.*

В современных условиях перед геофизиками остро стоит задача повышения точности данных ГИС при определении характера насыщения. Высокая скорость обводнения нефтяной продукции, характерная для скважин Пермского края, требует более тщательно подходить к достоверности определения удельного электрического сопротивления (УЭС) для снижения рисков при выборе интервалов перфорации.

Также в современное время экономии, увеличения эффективности и оптимизации сроков бурения скважин, требования заказчика к проведению каротажей модульными сборками за меньшее количество спуско-подъёмных операций все актуальнее. Поэтому возник вопрос отказаться от использования аппаратуры бокового электрического каротажа и бокового электроразведывания, требующим отдельный спуск аппаратуры с электрической косой типа К1А-723-МИН (производство ООО «ГЕОПРОМ») в пользу модуля МнБК (5БК) (производство НПФ «Геофизика», г. Уфа). На рис. 1 представлены схемы приборов, из которых видно, что длина сборки МнБК+5ИК (рис. 1, Б, В) меньше длины прибора К1А с электрической косой (рис. 1, А) и требует меньший зумпф для исследования.

Модуль МнБК (5БК) применяется в сборке со всеми приборами, которые могут работать в АМК «МАГИС-2». Основными функциями работы модуля являются измерение кажущегося удельного сопротивления пятью зондами бокового каротажа, где глубинность исследования зондов увеличивается от первого зонда БК1 к пятому зонду БК5. Схема фокусирования каждого зонда БК соответствует схеме БК-9: зонд БК1 по глубинности эквивалентен микробоковому каротажу, зонд

БК5 по глубинности эквивалентен зонду БК прибора К1. Применяется в открытом стволе вертикальных и слабонаклонных скважин диаметром от 98 до 360 мм, заполненных промывочной жидкостью на водной основе с удельным электрическим сопротивлением от 0,03 до 3 Ом·м [1].

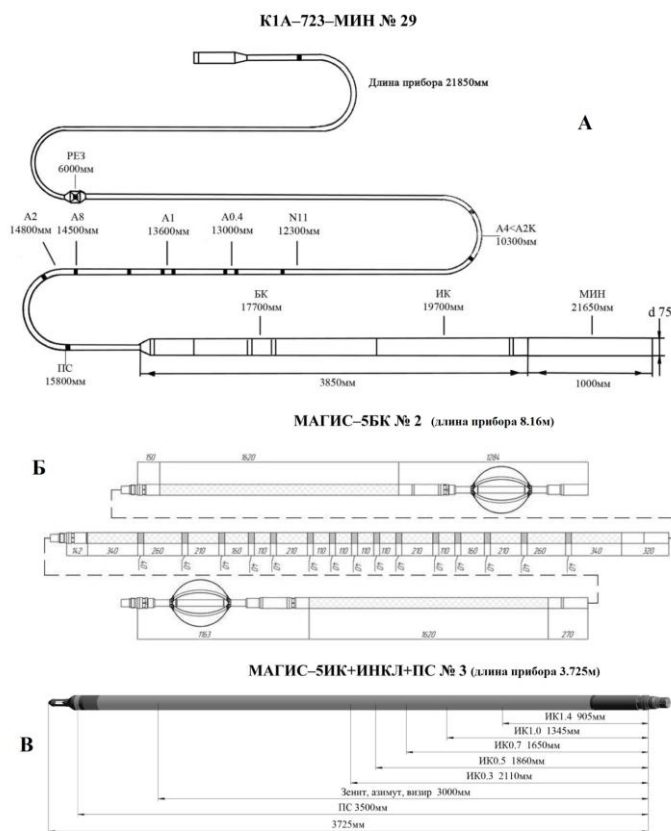


Рис. 1. Схемы приборов: **А** – К1-А723МИН; **Б** – МнБК(5БК); **В** – СИК

Многозондовый боковой каротаж применяется на месторождениях Пермского края с 2016 г. и в настоящее время входит в обязательный комплекс по ряду месторождений. Авторами проводился анализ качества более 50 результатов проведенных исследований. Обработка разноглубинных зондов проводится по трехслойным палеткам с учетом скважинных условий и вмещающих пород, в результате кото-

рой определяется удельное электрическое сопротивление пласта, оценивается наличие зоны проникновения, с определением удельного электрического сопротивления зоны проникновения и радиуса зоны проникновения.

На примере скважин Пермского края совместно со специалистами НПФ «Геофизика» проводилась доработка программного обеспечения. Так, устранено, выявленное ранее, расхождение УЭС по различным зондам в интервале плотных карбонатных известняков. С 2019 г. алгоритм обработки, наряду с попластовым вариантом, пополнился непрерывным (поточечным) вариантом обработки данных.

На рис. 2 показан пример обработки данных 5БК на одной из скважин Таныпского месторождения Пермского края. Стволом скважины вскрыты визейские терригенные породы и известняки турнейского яруса. Обработка проведена как в попластовом, так и в поточечном (непрерывном) вариантах, получено значение УЭС пласта и УЭС зоны проникновения, определен характер насыщения. После перфорации интервала карбонатного коллектора турнейского яруса 1613–1617 м, характер насыщения которого по данным 5БК определен как нефтенасыщенный, при свабировании была получена нефть с прогнозным дебитом в 11 м³/сут.

На рис. 2 представлено сопоставление данных 5БК (синяя кривая) и данных БК (прибор К-1 – зеленая кривая). В интервале плотного известняка 1621,7–1623,1 м с пористостью 1 % по данным прибора К-1 отмечается занижение УЭС в связи с ограниченным диапазоном измерений этого прибора. Обработка 5БК позволила более достоверно определить УЭС пласта в высокоомном разрезе.

Сопоставление расчётных кривых удельного электрического сопротивления (УЭС) по данным прибора К-1 (зелёная кривая) и прибора МнБК (синяя кривая) приведены на рис. 3, А в скважине Аспинского месторождения. Терригенно-карбонатный разрез вскрыт на буровом растворе типа ББР-СКП-МГ плотностью 1,12 г/см³ с удельным электрическим сопротивлением 0,05 Ом·м. Расхождений по данным практически не отмечено. Только в интервалах высокоомных нефтенасыщенных коллекторов 1541–1543 м, 1590,5–1593 м, 1598,3–1599,6 м УЭС по МнБК выше примерно в 2,5 раза. Данный факт объясняется неучтённым влиянием на показания прибора К-1 сопротивления зоны проникновения, поэтому УЭС по данным МнБК более достоверно. После перфорации песчаника радаевского горизонта в интервале 1596,5–1600 м при освоении скважины свабированием получена нефть, скважина вышла на режим фонтанирования. В настоящее время при эксплуатации указанного объекта при помощи электроцентробеж-

ного насоса (ЭЦН-30) получают практически безводную нефть с дебитом 59 м³/сут. Характер насыщения, определенный по данным МнБК, подтверждается данными эксплуатации.

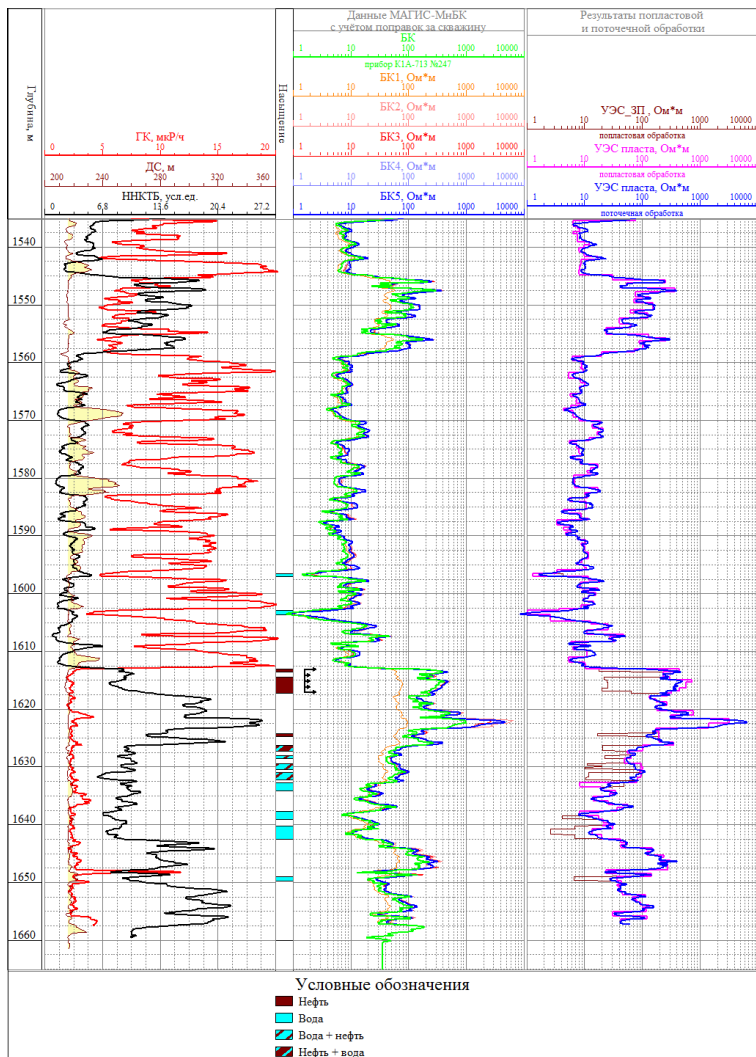


Рис. 2. Пример обработки данных МнБК (5БК) по скважине
Таныпского месторождения

лать вывод, что в аналогичных интервалах с одинаковой литологией, явных расхождений УЭС и в терригенной, и в карбонатной частях разреза не отмечено, что подтверждает корректность измерений прибором МнБК.

Авторами также проводился анализ сопоставимости данных расчета зоны проникновения и радиуса зоны проникновения по методам 5БК и палеткам БКЗ, в интервалах коллекторов результаты сопоставимы.

По результатам применения многозондового бокового каротажа и проведенного анализа этих исследований в период с 2016–2019 гг. можно сделать следующие выводы:

1. Метод МнБК позволяет определять сопротивление пласта, сопротивление и радиус зоны проникновения, в том числе и высокоомных разрезах. Определение характера насыщения подтверждается результатами освоения и данными по эксплуатации объектов.

2. Решена задача учета поправок за скважину и расчета УЭС как в попластовом, так и в поточечном варианте. Программа обработки внедрена в производственный режим.

3. По проведенному сопоставлению данных 5БК и БКЗ сопротивления зоны проникновения и радиуса зоны проникновения получены сопоставимые результаты.

4. В пластах-коллекторах значения УЭС по стандартному методу БК (прибор К-1) и 5БК сопоставимы. Данные многозондового бокового каротажа более корректны, особенно в условиях высокоомных разрезов и интервалов с увеличенной зоной проникновения.

5. Применение метода многозондового бокового каротажа позволяет повысить геологическую эффективность и точность ГИС в решении задачи по оценке характера насыщения.

6. Аппаратура, входящая в многомодульные комплексы, к которым относится модуль «МАГИС-МнБК», позволяет проводить ГИС без дополнительного спуска-подъёма в процессе окончательного каротажа, т. к. является модулем ТК «МАГИС». Это позволяет оптимизировать и сократить время на производство ГИС. Внедрение аппаратуры отечественных производителей позволило серьезно подойти к вопросу импортозамещающих технологий [2], что наиболее актуально в современное время.

ЛИТЕРАТУРА

1. Савич А. Д., Сальникова О. Л., Горбачёва А. П., Серкина А. В., Чухлов А. С. Повышение эффективности проведения ГИС за счёт использования новых технологий и методов // Геофизика, 2018. № 5. С. 70–80.

2. Чухлов А. С. Возможности современного отечественного комплекса геофизических методов при решении геолого-технологических задач на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2017. С. 218–225.

REFERENCES

1. Savich A. D., Salnikova O. L., Gorbacheva A. P., Serkina A. V., Chukhlov A. S. Povyshenie effektivnosti provedeniya GIS za schyot ispol'zovaniya novykh tekhnologiy i metodov [Improving the effectiveness of logging through the use of new technologies and methods]. Geofizika, 2018, no. 5, pp. 70–80. (In Russian).

2. Chukhlov A. S. Vozmozhnosti sovremennogo otechestvennogo kompleksa geofizicheskikh metodov pri reshenii geologo-tekhnologicheskikh zadach na mestorozhdeniyakh ООО «LUKOIL-PERM'» [Modern Russian complex of geophysical methods for solving geological and technological challenges in the fields of LLC «LUKOIL-PERM'»]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2017, pp. 218–225. (In Russian).

УДК 550.34

А. А. Саяпина¹, С. С. Багаева¹, И. Ю. Дмитриева¹,
А. И. Калякин¹, С. В. Горожанцев¹, Р. А. Дягилев²

¹Северо-Осетинский филиал ФИЦ ЕГС РАН. 362002, Россия,
г. Владикавказ, ул. Маркова 93 А; e-mail: sofgrsas@gmail.com;

²Федеральный исследовательский центр «Единая геофизическая
служба Российской академии наук». 249035, Россия, г. Обнинск,
пр. Ленина, д. 189; e-mail: dra@gsras.ru

К ВОПРОСУ ОРГАНИЗАЦИИ СЕЙСМОЛОГИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ СЕВЕРНОЙ ОСЕТИИ

Аннотация. В статье приводятся краткие исторические сведения о создании и развитии сейсмической сети наблюдений в Северной Осетии. На основе существующей структуры сбора данных сейсмических наблюдений рассмотрены основные функциональные технологические решения, приведены возможности регионального информационно-обрабатывающего центра в г. Владикавказе. Отмечены необходимость и пути дальнейшего развития сейсмологического мониторинга на контролируемой территории.

Ключевые слова: землетрясения, сейсмический мониторинг, сеймостанции, сервер сбора данных.

© Саяпина А. А., Багаева С. С., Дмитриева И. Ю., Калякин А. И.,
Горожанцев С. В., Дягилев Р. А., 2019

A. A. Sayapina¹, S. S. Bagaeva¹, I. Yu. Dmitrieva¹, A. I. Kalyakin¹,
S. V. Gorozhantsev¹, R. A. Dyagilev²

North Ossetia Branch FRC GS RAS. 93 A Markova Str., Vladikavkaz
362002, Russia; E-mail: sofgsras@gmail.com;

²FRC GS RAS. 189 Lenina av., Obninsk 249035, Russia;
E-mail: dra@gsras.ru

TO THE PROBLEM OF ORGANIZATION OF SEISMOLOGICAL OBSERVATIONS ON THE TERRITORY OF NORTH OSSETIA

Abstract. *The paper presents a brief historical information on the establishment and development of the seismological network in North Ossetia. The main functional technological solutions are considered on the base of the existing structure of seismic data collection. The possibilities of the regional data processing center in Vladikavkaz are given. The necessity and ways of further development of seismological monitoring in the controlled area are noted.*

Key words: *earthquakes, seismological observations, seismic stations, data collection server.*

Первая сейсмостанция на территории Республики Северная Осетия-Алания (РСО-А) установлена в 1984 г. в Цейском ущелье у подножия горы Монах и получила название «Цей». Станция находилась в подчинении Центральной опытно-методической экспедиции (ЦОМЭ), которая располагалась в г. Обнинске и подчинялась Институту физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук (ИФЗ РАН), г. Москва [1].

Началом образования сейсмологической сети в РСО-А послужило создание в 1997–1998 годах восьми пунктов инструментальных сейсмических наблюдений Геофизическим центром экспериментальной диагностики в г. Владикавказе. Цифровая регистрация землетрясений производилась в триггерном режиме и позволяла обнаруживать только наиболее значимые сейсмические события с $K_p \geq 9$. Информация с сейсмостанций снималась один раз в неделю и отправлялась для сводной обработки по Северному Кавказу в информационно-обрабатывающий центр (ИОЦ) Геофизической службы РАН в городе Обнинске [2].

Основное развитие сейсмологический мониторинг РСО-Алании получил после 2001 г., когда пункты сейсмических наблюдений перешли под юрисдикцию Северо-Осетинской опытно-методической сейсмологической партии в составе Геофизической службы Российской

академии наук (С-ООМСП ГС РАН) и на их основе была организована сеть сейсмологических наблюдений республики. В последствии С-ООМСП ГС РАН неоднократно переименовывалась, и с 2016 г. по настоящее время носит название Северо-Осетинский филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки Федерального исследовательского центра «Единая геофизическая служба Российской академии наук» (СОФ ФИЦ ЕГС РАН). Основной деятельностью организации является осуществление непрерывного сейсмологического мониторинга РСО-А и прилегающих к ней территорий центральной части Северного Кавказа, необходимого для выполнения фундаментальных, поисковых и прикладных научных исследований, направленных на получение новых знаний в области сейсмологии и геофизики, а также в целях улучшения состояния защищенности от угроз сейсмического характера инфраструктурных объектов, объектов жизнеобеспечения и повышения уровня безопасности жизни населения.

За последние 18 лет сеть наблюдений расширилась и изменила свою конфигурацию. В настоящее время на территории РСО-Алании функционируют двенадцать сейсмических станций (табл.), оборудованных системами бесперебойного питания, компьютерами сбора информации, имеющих беспроводное или проводное подключение к сети интернет для передачи данных в региональный информационно-обрабатывающий центр (РИОЦ) во Владикавказе. [3, 4].

Таблица

Сведения о сейсмических станциях СОФ ФИЦ ЕГС РАН

№	Сейсмическая станция		Координаты и высота над уровнем моря			Тип оборудования
	название	код	φ, °N	λ, °E	h, м	
1	Ардон	ARNR	43.180	44.284	420	CM-3KB+SDAS
2	Батакоюрт	BTKR	43.372	44.542	595	CM-3KB+SDAS
3	Владикавказ*	VLKR	43.047	44.677	680	CM-3OC+UGRA; CMG-3TB,CMG-5T+ CMG-DAS-S6
4	Дигорское ущелье	DIGR	42.899	43.581	1903	TrilliumCompactTC120 - SV1+ CENTAUR
5	Комгарон	KMGR	43.057	44.866	739	CM-3KB+SDAS
6	Кора	KORR	43.086	44.068	618	CM-3KB+SDAS
7	Лац	LACR	42.827	44.296	1276	CM-3KB+UGRA
8	Лескен	LSNR	43.268	43.804	721	CM-3KB+SDAS

№	Сейсмическая станция		Координаты и высота над уровнем моря			Тип оборудования
	название	код	φ, °N	λ, °E	h, м	
9	Притеречная	PRTR	43.752	44.282	136	CM-3KB+SDAS
10	Ставд-Дурт	STDР	43.369	44.063	352	CM-3KB+UGRA
11	Терская	TRKR	43.723	44.732	140	CM-3KB+SDAS
12	Цей**	ZEI	42.788	43.901	1926	CM-3KB+SDAS

Примечание: * – на станции установлен прибор сильных движений;

** – эксплуатируется совместно с ФИЦ ЕГС РАН.

РИОЦ предназначен для непрерывного мониторинга сейсмичности на контролируемой территории, анализа и обработки сейсмологических данных с оперативным оповещением МЧС РСО-Алания, Республики Ингушетия и службы срочных донесений ФИЦ ЕГС РАН в случаях ощутимых и сильных землетрясений, а также межрегионального обмена данными наблюдений и результатами их обработки [2, 5, 6].

Для повышения качества определения параметров гипоцентров землетрясений и расширения зоны мониторинга в оперативном режиме при обработке используются данные сейсмических станций, находящихся в подчинении ФИЦ ЕГС РАН на территории Кабардино-Балкарской, Чеченской республик и Дагестанского филиала.

РИОЦ оснащен двумя каналами доступа к сети интернет с различными технологиями передачи данных, один из которых резервный. Переключение на запасную линию связи в случае отказа основной осуществляется автоматически. Для защищенного соединения пунктов наблюдений и РИОЦ применяется GRE туннелирование. Отказоустойчивая система приёма-передачи информации в сочетании с бесперебойным питанием в обрабатывающем центре и на сейсмостанциях позволяет непрерывно получать данные наблюдений в двух режимах:

- в близком к реальному времени на сервер сбора данных, используя систему NRTS (Near Real Time System) с потоковым приемом информации с 24-х сейсмических станций, для последующей оперативной, а затем уточненной обработки;

- один раз в час с 12-ти станций сети наблюдений поступают файлы, формирующие архив данных на сетевом хранилище, к которому организован доступ для ФИЦ ЕГС РАН в частной сети.

Наряду с использованием технических средств для повышения надежности передачи данных внедряются и программные. Так, для стабильной передачи информации с пунктов наблюдений, разработан комплекс программ, который осуществляет мониторинг состояния

компьютера сбора данных, отслеживает сбои программного обеспечения и автоматически восстанавливает его работоспособность.

В ближайшее время в РИОЦ будет введен в эксплуатацию новый сервер на платформе HPE DL360 Gen10 с шести ядерным процессором Intel® Xeon-Bronze с высокопроизводительной системой хранения данных HPE MSA 2050. Это увеличит скорость обмена информацией с ИОЦ (г. Обнинск) и позволит хранить большие объемы данных.

Для предоставления актуальной информации об основных направлениях деятельности филиала, его структуре, контактных данных и последних десяти сейсмических событиях на территории центральной части Северного Кавказа с $K_p \geq 8$ в сети интернет размещен сайт по адресу <http://sofgras.ru/>.

В результате выполненных работ создана система наблюдений, которая позволяет оперативно решать практические задачи и использовать полученную информацию для решения многих фундаментальных и прикладных задач геофизики. Анализ регистрационных возможностей сети показал, что на территории Северной Осетии уверенно регистрируются сейсмические события с $K_p \geq 4$, Республик Ингушетия и частично Кабардино-Балкария (КБР) с $K_p \geq 6$, Чеченской Республики с $K_p \geq 7$, Карачаево-Черкесской Республики (КЧР), Республики Дагестан, юга Ставропольского края и приграничных зон Южной Осетии и Грузии с $K_p \geq 8$ [7]. За период с 2004 по 2018 гг. сетью было зарегистрировано 16641 сейсмическое событие с $K_p \geq 4$. На рис. 1 приведены эпицентры землетрясений зарегистрированных сейсмической сетью филиала в этот период [2].

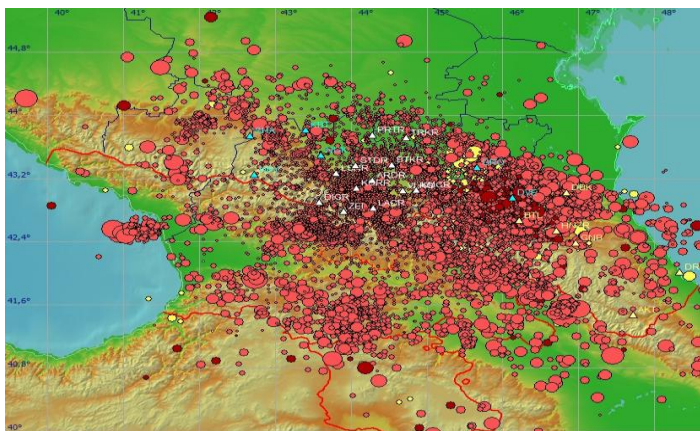


Рис. 1. Эпицентры землетрясений зарегистрированных сейсмической сетью СОФ ФИЦ ЕГС РАН в период 2004–2018 гг. [2]

Следует отметить, что технический прогресс, новые достижения в приборостроении, в геолого-геофизических исследованиях неминуемо приводят к необходимости совершенствования методико-технологической части сейсмологического мониторинга. В связи с этим продолжает свое развитие и система сейсмических наблюдений СОФ ФИЦ ЕГС РАН.

Грамотное расширение и совершенствование сети наблюдений с увеличением количества сейсмических станций, расширение их частотного и динамического диапазона, использование средств и методов параметрического контроля и дистанционного наблюдения, с возможностью передачи оперативной информации в автоматизированные системы, приведет к существенному увеличению количества регистрируемых событий. Это позволит уточнять местоположение активных разломов на контролируемой территории и оперативно отслеживать их сейсмическую активность, что в итоге приведет к повышению оперативности и точности регистрации сейсмических событий, своевременной передаче информации в заинтересованные ведомства (МЧС и др.), повышению достоверности и оперативности принятия решений по локализации риска и ликвидации последствий сейсмических воздействий.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Старовойт О. Е., Мишаткин В. Н.* Сейсмические станции Российской академии наук (состояние на 2001 г.) Москва-Обнинск: ГС РАН, 2001. 88 с.
2. *Саяпина А. А., Багаева С. С., Горожанцев С. В.* Краткая история создания и этапы развития сейсмологической службы в Республике Северная Осетия-Алания (к 80-летию Э. В. Погоды и 20-летию образования СОФ ФИЦ ЕГС РАН) // Вестник Владикавказского научного центра. Владикавказ: ВНИЦ РАН, 2019. Т. 19. № 2. С. 56–64.
3. *Погода Э. В., Габсатарова И. П., Головкова Л. В., Коломиец Ю. Н., Перевозникова А. А.* Состояние и перспективы развития системы сейсмического мониторинга Республики Северная Осетия – Алания. Материалы международной конференции «Сейсмичность Северной Евразии». Обнинск: ГС РАН, 2008. С. 240–243.
4. *Саяпина А. А., Багаева С. С., Горожанцев С. В.* О методико-технологических особенностях выполнения сейсмологических наблюдений в Северной Осетии // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 252–258.
5. *Погода Э. В., Дзесов Т. Р., Перевозникова А. А.* Телеметрическая сеть сбора информации системы сейсмического мониторинга Северной Осетии – Алания // Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных. Материалы III Международной сейсмологической школы / Отв. ред. А.А. Маловичко. Обнинск: ГС РАН, 2008. С. 141–144.

6. *Погода Э. В., Саяпина А. А., Степанова Т. В., Калякин А. И.* Система сбора информации в С-ОФ ГС РАН // Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных. Материалы VIII Международной сейсмологической школы / Отв. ред. А. А. Маловичко. Обнинск: ГС РАН, 2013. С. 263–265.

7. *Погода Э. В., Багаева С. С., Саяпина А. А.* Регистрационные возможности сети сейсмологических наблюдений Северо-Осетинского филиала ГС РАН // Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных. Материалы VIII Международной сейсмологической школы / Отв. ред. А. А. Маловичко. Обнинск: ГС РАН, 2013. С. 266–269.

REFERENCES

1. *Starovoyt O. E., Mishatkin V. N.* Seismicheskiye stantsii Rossiyskoy akademii nauk (sostoyaniye na 2001g.) [Seismic stations of the Russian Academy of Sciences (state of 2001)]. Moscow-Obninsk: GS RAN, 2001. 88 p. (In Russian).

2. *Sayapina A. A., Bagayeva S. S., Gorozhantsev S. V.* Kratkaya istoriya sozdaniya i etapy razvitiya seysmologicheskoy sluzhby v Respublike Severnaya Osetiya-Alaniya (k 80-letiyu E. V. Pogody i 20-letiyu obrazovaniya SOF FITS EGS RAN) [A brief history of the creation and stages of development of the seismological service in the Republic of North Ossetia-Alania (on the 80th anniversary of E. V. Pogoda and the 20th anniversary of the North Osetij Branch of the Geophysical Survey of Russian Academy of Sciences)]. Vestnik Vladikavkazskogo nauchnogo tsentra. Vladikavkaz: VNTS RAN, 2019. Vol. 19, no. 2, pp. 56–64. (In Russian).

3. *Pogoda E. V., Gabsatarova I. P., Golovkova L. V., Kolomiyets YU. N., Sayapina A. A.* Sostoyaniye i perspektivy razvitiya sistemy seysmicheskogo monitoringa Respubliki Severnaya Osetiya – Alaniya [State and prospects of development of the seismic monitoring system in Republic Northern Ossetia-Alania]. In: Seysmichnost' Severnoy Evrazii. Obninsk: GS RAN, 2008, pp. 229–232. (In Russian).

4. *Sayapina A. A., Bagayeva S. S., Gorozhantsev S. V.* O metodiko-tekhnologicheskikh osobennostyakh vypolneniya seysmologicheskikh nablyudeniy v Severnoy Osetii [About methodological and technological features of seismological observations in North Ossetia]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm State Univ., Perm, 2018, pp. 252–258. (In Russian).

5. *Pogoda E. V., Dzesov T. R., Perevoznikova A. A.* Telemetricheskaya set' sbora informatsii sistemy seysmicheskogo monitoringa Severnoy Osetii – Alaniya [Telemetric network for collecting information of the seismological monitoring system (Republic of North Ossetia-Alania)]. Sovremennyye metody obrabotki i interpretatsii seysmologicheskikh dannykh. Materialy III Mezhdunarodnoy seysmologicheskoy shkoly. Ed. A. A. Malovichko. Obninsk: GS RAN, 2008, pp. 141–144. (In Russian).

6. *Pogoda E. V., Sayapina A. A., Stepanova T. V., Kalyakin A. I.* Sistema sbora informatsii v S-OF GS RAN [System of collection of information of the North Osetian Branch of GS RAS]. In: Sovremennyye metody obrabotki i interpretatsii

seismologicheskikh dannykh. Ed. A. A. Malovichko. Obninsk: GS RAN, 2008, pp. 263–265. (In Russian).

7. Pogoda E. V., Bagayeva S. S., Sayapina A. A. Registratsionnyye vozmozhnosti seti seismologicheskikh nablyudeniy Severo-Osetinskogo filiala GS RAN [Registration capability of seismological monitoring network of the North Osetian Branch GS RAS]. In: Sovremennyye metody obrabotki i interpretatsii seismologicheskikh dannykh. Ed. A. A. Malovichko. Obninsk: GS RAN, 2013, pp. 266–269. (In Russian).

УДК 550.834.05

И. А. Селетков^{1,2}, С. В. Ладейщиков¹

¹ Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть»
в г. Перми. 614015, Россия, г. Пермь, ул. Пермская, д. 3 а;
e-mail: Sergei.Ladeyshnikov@pnn.lukoil.com;

² Пермский государственный национальный исследовательский
университет. 614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, д. 15;
e-mail: Seletkov.Ilya@gmail.com

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА НА ОСНОВЕ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ 3D В УСЛОВИЯХ НЕДОСТАТКА СКВАЖИННЫХ ДАННЫХ

***Аннотация.** Рассмотрена проблема прогноза геологического разреза на основе данных сейсморазведки 3D при полном отсутствии скважин в контуре работ. Предложен и реализован метод привлечения каротажных данных по ряду критериев. Описана методика построения прогнозов временных толщин коллекторов, литотипов и куба общей пористости.*

***Ключевые слова:** сейсморазведка, динамическая интерпретация, инверсия, привлечение скважинной информации, прогноз коллекторов.*

I. A. Seletkov^{1,2}, S. V. Ladeyshchikov¹

¹ LUKOIL-Engineering Limited. PermNIPIneft Branch Office in Perm.
3 a Permskaya Str., Perm 614015, Russia;
e-mail: Sergei.Ladeyshnikov@pnn.lukoil.com;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: Seletkov.Ilya@gmail.com

GEOLOGICAL SECTION FORECASTING BASED ON 3D SEISMIC DATA IN CONITIONS OF WELL DATA SHORTAGE

Abstract. *The problem of geological section prediction using 3D seismic exploration data with lack of wells in the survey area was discovered in this article. The certain criteria of using logging data were suggested and realized. The method of making predictions of collectors time thickness, litho-types and average porosity was described.*

Key words: *seismic, dynamic interpretation, inversion, attracting well data, reservoir prediction.*

Для поисков и разведки месторождений углеводородов основным методом является сейсморазведка 3D, задачами которой, прежде всего, являются выявление перспективных структур по результатам кинематической интерпретации и прогноз фильтрационно-емкостных свойств и литологии по результатам динамической интерпретации [3]. При этом точность и однозначность интерпретации напрямую зависит от наличия скважин в рамке сейсморазведочных работ 3D и от наличия и качества каротажа в этих скважинах. Примеры динамической интерпретации сейсмических данных в совокупности с большим количеством скважин и качественным каротажом приведены в многочисленных работах [1, 2]. Однако распространены случаи, когда скважины в рамке работ совсем отсутствуют. Исходя из данных условий, можно сформулировать проблему: как при полном отсутствии скважинной информации снизить неоднозначность результатов динамической интерпретации.

Целью данной работы является разработка и апробация методов прогнозирования геологического разреза в условиях недостатка скважинной информации. В качестве примера рассмотрена площадь сейсморазведочных работ 3D, расположенная в республике Коми. При отработке данной площади использованы следующие параметры системы наблюдения: размер бина – 25×25 м, шаг ПП и ПВ – 50 м, кратность 88, шаг ЛПВ – 300 м, шаг ЛПП – 200 м. Характерной особенностью данной площади является полное отсутствие скважин в рамке работ. На рис. 1, а представлен ситуационный план, где изображен контур работ 3D и близлежащие скважины.

Для прогноза коллекторов, пористости и литологического состава пород в ходе динамической интерпретации выполнено привлечение скважинной информации с близлежащих скважин. Следует отметить, что выбор точек для переноса скважин аналогов в рамку работ 3D осуществлен с учетом ряда критериев. Подбор данных критериев определяет научную новизну данной работы, поскольку данный подход предложен и апробирован впервые.

Во-первых, проанализированы толщины целевых отложений по скважинам и по результатам кинематической интерпретации сейсмических данных. Для каждой скважины определены полигоны в рамке работ 3D, в которых толщины соответствуют скважинам данным.

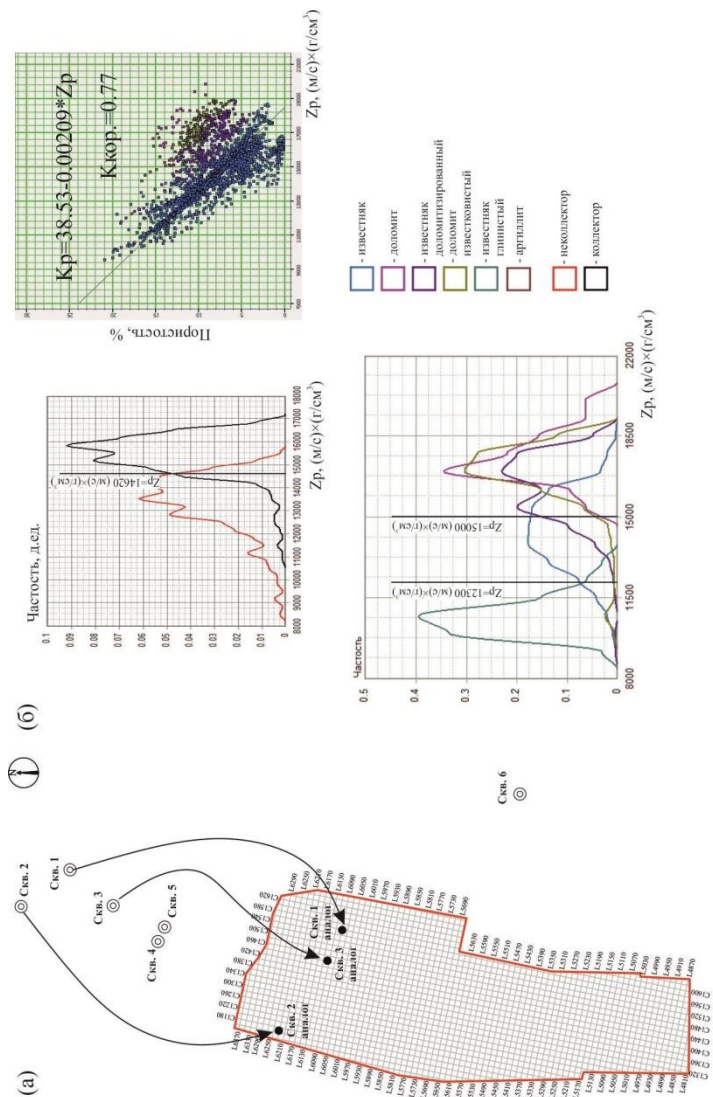


Рис. 1. Схема расположения съемки 3D, близлежащих и скважин аналогов (а), анализ упругих свойств в целевом интервале (б)

Во-вторых, для каждой скважины получены карты коэффициентов корреляции между реальными сейсмическими и синтетическим трассами. В результате выявлены точки, в которых наблюдается наибольшее подобие трасс.

В-третьих, по общим геологическим сведениям о распределении фациальных комплексов отобраны только те точки расположения скважин-аналогов, в которых наблюдается высокий коэффициент корреляции и схожесть условий осадконакопления, примерно равные толщины целевых отложений.

Привлеченные каротажные данные позволили выполнить акустическую инверсию суммарного куба, в результате чего получен куб акустического импеданса, который стал основным инструментом для динамической интерпретации сейсмических данных. Это связано с тем, что скважины, привлеченные в контур работ, не могут быть использованы для атрибутивного анализа, однако могут служить источником информации для статистической оценки акустических свойств различных литотипов. Так проанализированы распределения акустического импеданса, определенного в скважинах-аналогах (рис. 1, б). По скважинным данным установлено, что для литотипа «коллектор-неколлектор» можно выявить граничное значение. Так же граничные значения можно получить при разделении пород по литологическому составу. Кроме того, получена уверенная зависимость между коэффициентом пористости и акустическим импедансом, что позволяет пересчитать куб акустического импеданса в куб общей пористости, на основе которого построена карта общей пористости для целевого интервала (рис. 2).

Опираясь на установленные граничные значения, реализован подход объемного прогноза дискретных параметров (в данном случае, класса «коллектор» для целевых отложений) на основе анализа Geobody («геотел»). В ходе реализации данного подхода построены стратиграфические гриды, на сетку которых перенесены значения куба акустического импеданса, полученного с помощью акустической инверсии. Затем, используя граничные значения акустических импедансов для коллекторов и неколлекторов, обнулены ячейки со значениями больше граничного. Следующим шагом, путем суммирования временных толщин ненулевых ячеек, получена общая карта временных толщин перспективных тел (рис. 2).

Кроме прогноза коллекторских свойств, анализ разделения различных литотипов в поле акустического импеданса позволяет спрогнозировать временные толщины литотипов с помощью вышеописанного подхода объемного прогноза дискретных свойств. В результате можно оценить примерное соотношение в разрезе различных литологических разностей.

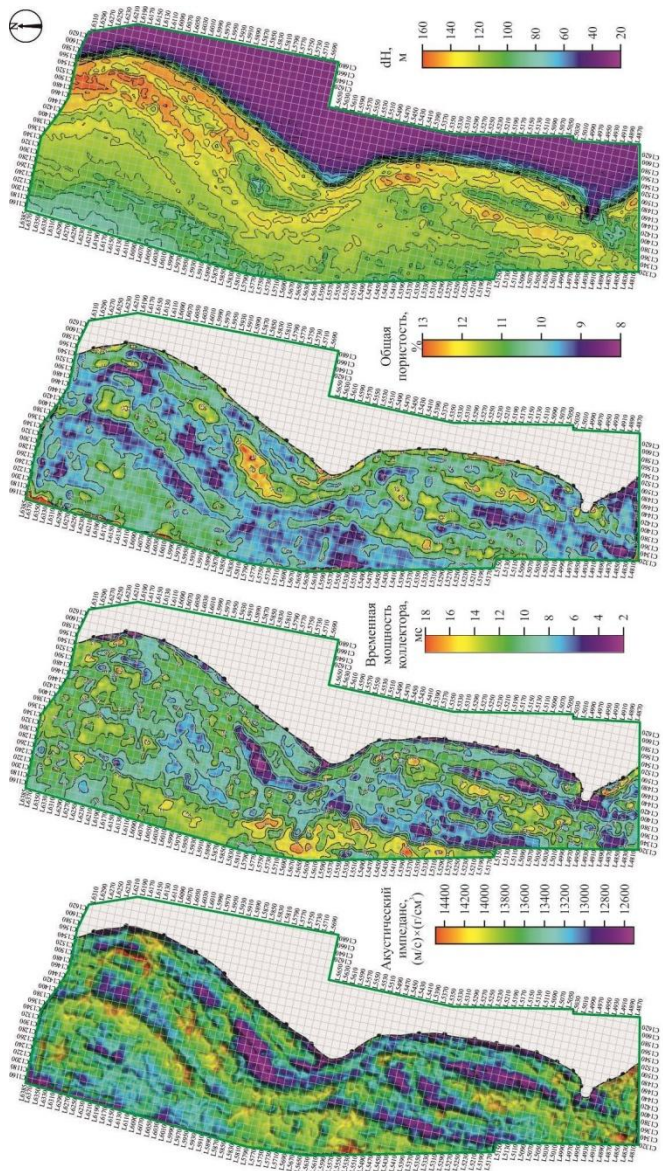


Рис. 2. Карты акустического импеданса, прогнозные карты филь-трационно-емкостных свойств и мощности целевого интервала

Резюмируя описанную технологию интерпретации сейсмических данных в условиях недостатка скважинных данных, авторы отмечают: привлечение скважинных данных на основе ряда критериев позволяет с высокой надёжностью производить инверсионные преобразования, а комплексная кинематическая и динамическая интерпретация, в совокупности с глубоким анализом скважинных данных позволяет перейти к количественному прогнозу фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. В конечном счете, данный подход позволяет выявлять наиболее оптимальные точки для расположения поисковых и разведочных скважин, что было бы невозможно без привлечения скважин-аналогов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Путилов И. С., Ладейщиков С. В. Совершенствование подходов к прогнозу фаций на основе сейсморазведки 3Д повышенной плотности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. М., 2016. № 5. С. 4–8.
2. Путилов И. С., Ладейщиков С. В. Комплексный подход при сейсμοфациальном районировании нижнебобриковских отложений Чашкинского месторождения // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2015. С. 155–162.
3. Спасский Б. А., Герасимова И. Ю. Сейсмостратиграфия: учебно-метод. пособие. Пермь, Перм. ун-т. 2007. 267 с.

REFERENCES

1. Putilov I. S., Ladeyshchikov S. V. Sovershenstvovanie podkhodov k prognozu fatsiy na osnove seysmorazvedki 3D povyshennoy plotnosti [Improvement of approaches to the prediction of facies on the basis of high density 3D seismic]. Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy. M., 2016, no. 5, pp. 4–8. (In Russian).
2. Putilov I. S., Ladeyshchikov S. V. Kompleksnyy podkhod pri seysmofatsial'nom rayonirovaniy nizhnebobrikovskikh otlozheniy Chashkinskogo mestorozhdeniya [Integrated approach for seismic facies zonation of Lower Bobrikovian beds of Chashkinskoye field]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2015, pp. 155–162. (In Russian).
3. Spasskiy B. A., Gerasimova I. Yu. Seysmostratigrafiya [Seismic stratigraphy]. Perm', Perm. univ., 2007. 267 p. (In Russian).

МЕТОДИКА ПОЛЕВЫХ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ВЫЯВЛЕНИИ ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ

Аннотация. Рассматривается метод геолого-геофизического моделирования (ГГМ), заключающийся в решении обратных задач по аномалиям Буге на количественном уровне с одновременным созданием 2Д и 3Д моделей плотностей геологических сред и объектов прогнозирования.

Ключевые слова: гравиразведка, полевые измерения, геологическая интерпретация, нефтяные месторождения.

Z. M. Slepak

Kazan Federal University, IG&NGT.
18 Kremlevskaya Str., Kazan 420008, Russia;
e-mail: Zakhar.Slepak@kpfu.ru

METHODOLOGY OF THE GRAVITY PROSPECTING FOR OIL FIELDS IDENTIFICATION

Abstract. The author presents a method of geological and geophysical modeling (GGM) that consists in inversion of Bouguer anomalies at a quantitative level with the simultaneous creation of 2D and 3D density models of geological media and target objects.

Key words: gravity prospecting, field measurements, geological interpretation, oil fields.

Проблема поисков нефтяных месторождений рассматриваются во многих опубликованных работах, в которых уделяется внимание качеству полевых измерений [1–13].

Выявление локальных изменений гравитационного поля, создаваемых объектами поисков, неизбежно связано с достоверностью полевых измерений. При решении геологических задач нефтяной геологии является чрезвычайно важным соблюдение требований, предъявляемых к методике полевых гравиметрических работ.

Существенные погрешности измеряемого поля создаются при введении поправок за «промежуточный слой» и влияние земного рельефа, поскольку используются постоянные значения постоянных значений плотностей и не учитывается их изменчивость. Погрешности особенно значительны на участках с резко изменяющимся рельефом. Это негативно отражается на результатах последующей геологической интерпретации гравитационных аномалий.

Для изучения геологического строения и прогнозирования нефтяных месторождений необходимо проведение целенаправленных высокоточных гравиметрических работ. При их выполнении следует использовать современные гравиметры типа «Scintrex», применение которых повышает качество интерпретации и значительно ускоряет процесс измерений, одновременно уменьшая экономические затраты.

Разработанный автором метод геолого-геофизического моделирования (ГГМ) основан на решении обратной линейной задачи гравиметрии [12]. Метод направлен на решение двух задач нефтяной геологии: 1) прогнозирование потенциально нефтеносных структур в осадочном комплексе и 2) изучение блокового строения кристаллического фундамента. При применении метода создаются плотностные модели геологических сред и прогнозируемых объектов.

Для оценки достоверности решения обратных задач методом ГГМ используются результаты многолетних измерений плотностей по керну и данным ГИС, а также установленные закономерности их изменчивости на участках нефтеносных структур и в пределах кристаллического фундамента.

Результаты практического применения метода при решении задачи прогнозирования нефтеносных структур представляются в виде 2Д (рис. 1) и 3Д моделей, при изучении строения кристаллического фундамента – в виде плотностных моделей вдоль региональных профилей и глубинных геологических разрезов [7, 8, 10, 11].

Прогнозируемая структура выявлена автором по результатам высокоточных гравиметрических измерений и бурения скважины № 22. Структура была оконтурена при последующих буровых работах.

Поскольку аномальные массы фундамента находятся на глубинах, измеряемых единицами и первыми десятками километров, создаваемые ими изменения гравитационного поля в Урало-Поволжье достигают первых десятков мГал. Для их выявления гравиметрические измерения проводятся вдоль профилей, протяжённость которых может составлять сотни километров. Простирание профилей должно быть близким к прямолинейным.

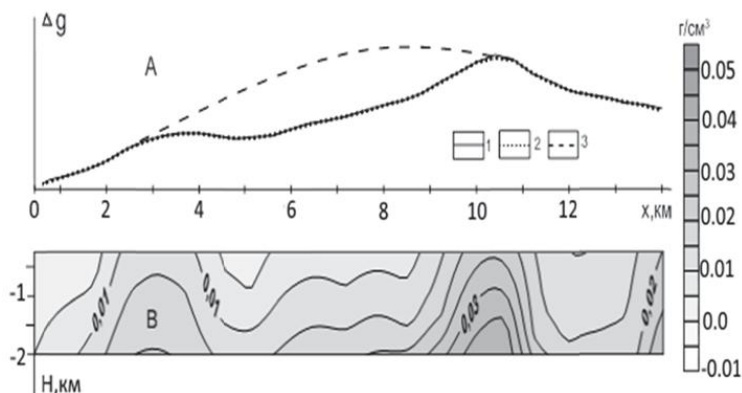


Рис. 1. Физико-геологическая интерпретационная модель Актанышской структуры по профилю 1: А – аномальное гравитационное поле; В – плотностная модель геологического разреза; 1 – наблюдаемое поле; 2 – теоретическое поле; 3 – фоновая составляющая локального минимума

В отличие от решения задачи прогнозирования нефтеносных структур, нет необходимости выполнения высокоточных измерений, поскольку создаваемые структурами локальные изменения поля на порядок меньше влияния масс фундамента и практически сливается с аномалиями, создаваемыми изменчивостью масс фундамента. Это позволяет считать вполне достаточной погрешность гравиметрических измерений порядка 0,1 мГал.

На начальном этапе поисково-разведочных работ на нефть и газ также является целесообразным использование ранее построенных по данным предшествовавших съёмок гравиметрических карт аномалий Буге масштабов 1:50 000 – 1:100 000, по которым могут быть определены значения поля вдоль проектируемых профилей.

Решение обратных задач методом ГГМ по региональным профилям одновременно с изучением блокового строения кристаллического фундамента также позволяет выявлять зоны разломов, разделяющие блоки (рис. 2, 3), отражающиеся в перекрывающем его осадочном комплексе, с которыми могут быть связаны структуры типа флексур [7, 10, 11].

Результаты геологической интерпретации аномального гравитационного поля вдоль профилей должны быть использованы при выборе площадей для последующего проведения детальных профильно-площадных высокоточных гравиметрических работ, направленных на изучение геологического строения нефтяных месторождений и про-

гнозирование скоплений углеводородов. Они также должны представлять несомненный интерес для изучения динамики поступления углеводородов из его глубин в вышележащий осадочный комплекс и прогнозирования возможного их скопления в самом фундаменте [5].

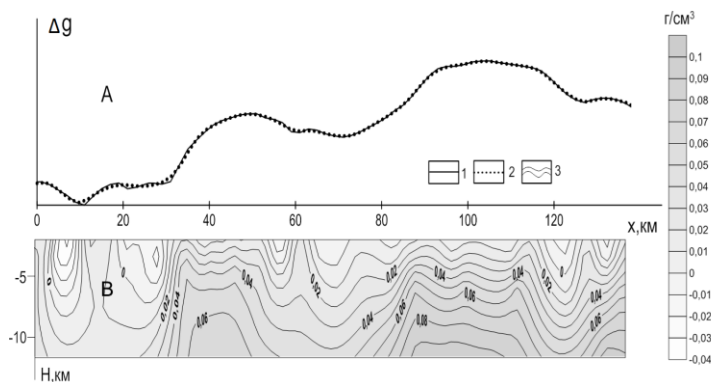


Рис. 2. Плотностная модель геологического разреза вдоль регионального профиля 1, пересекающего Мелекесскую впадину РТ:
А – наблюдаемое и измеренное (подобранное) поле, В – плотностная модель геологического разреза, 1 – наблюдаемое поле, 2 – измеренное поле, 3 – плотностная модель

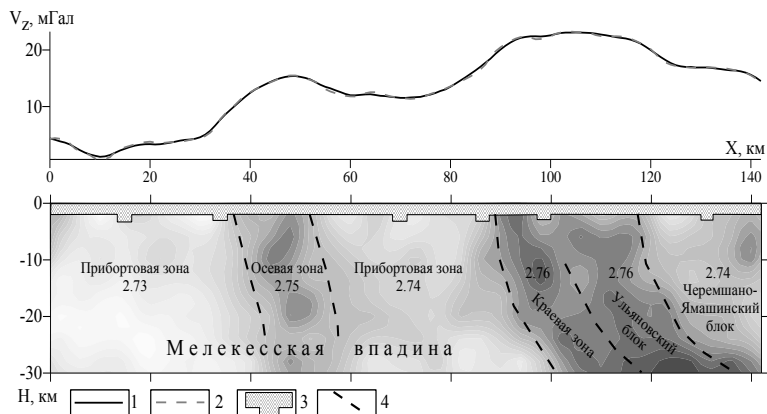


Рис. 3. Схематический глубинный разрез по региональному профилю I:
1 – наблюдаемое поле; 2 – подобранное поле; 3 – осадочный чехол; 4 – предполагаемые границы блоков фундамента

На глубинном разрезе фундамента (рис. 3) наблюдается отображение в гравитационном поле блоковой структуры кристаллического фундамента. Увеличенными значениями поля характеризуются осевая, краевая зоны Мелекесской впадины и Ульяновский блок, расположенный на западном склоне Южно-Татарского свода. Относительное уменьшение поля наблюдается в прибортовых зонах и над Черемшано-Ямашинским блоком.

Следует отметить, что из четырех скважин, пробуренных в пределах Ульяновского блока, было отобрано 260 образцов керна, прошедших по фундаменту на глубины до 1 км. Среднее значение плотности пород блока, полученное по лабораторным измерениям, составило $2,77 \text{ г/см}^3$. Оно практически совпадает с результатами интерпретации гравитационного поля, при которой величина плотности на глубинном разрезе (рис. 3) составила $2,76 \text{ г/см}^3$, что, несомненно, свидетельствует о высокой достоверности решений обратных задач методом ГГМ.

Это явилось обоснованием для применения метода при изучении блокового строения кристаллического фундамента вдоль других региональных профилей, вблизи которых бурение глубоких скважин не проводилось. Результаты измерений показали, что блоковая структура кристаллического фундамента достаточно уверенно прослеживается по результатам гравитационного моделирования вдоль пяти профилей, пересекающих Южно-Татарский свод в различных направлениях, и свидетельствуют о высокой геологической эффективности метода ГГМ [10, 11, 13].

Результаты геологической интерпретации гравитационного поля вдоль региональных профилей целесообразно использовать при выборе площадей для проведения детальных профильно-площадных высокоточных гравиметрических работ, направленных на изучение геологического строения нефтяных месторождений и прогнозирование скоплений углеводородов. Эти результаты также должны представлять несомненный интерес для изучения возможной динамики поступления углеводородов из глубин земной коры в перекрывающий ее осадочный комплекс и прогнозирования их скоплений в самом фундаменте [5].

Можно утверждать, что за время разработки ранее открытых нефтяных месторождений значительно изменяются физико-геологические особенности осадочных комплексов под влиянием динамики подземных вод, воздействий вторичных преобразований пород и неотектонических движений. Создаются условия для миграции неф-

тяных залежей в другие пласты. Поэтому проведение высокоточных гравиметрических измерений в режиме мониторинга в период поздней стадии разработки месторождений должно, несомненно, должно способствовать выявлению новых скоплений углеводородов.

Впервые разработанная автором новая методология геофизического мониторинга позволяет исключать необходимость учета влияний земного рельефа, зданий и других наземных и подземных объектов. Создается возможность успешно проводить измерения не только на открытых площадках, но даже внутри строений, которые при традиционных измерениях сами являются помехами и требуют исключения их влияний. Более того, применение геофизического мониторинга позволяет выявлять изменения полей, создаваемых активными геологическими процессами, устанавливать их природу и выдавать рекомендации для устранения связанных с ними возможных негативных последствий [9].

При проведении гравиметрических измерений над нефтяными месторождениями, прогнозируемыми под городскими застройками, возникает проблема получения разрешения для проведения геолого-геофизических работ с целью последующего выбора участков выполнения проектируемых буровых работ и соблюдения требований, касающихся археологических исследований и экологии.

При необходимости постановки бурения с целью выявления нефтяных залежей на урбанизированных площадях возникают требования предварительного их обследования – проведения инженерных изысканий. В условиях города их принято разделять на сплошное обследование участков до начала строительства новых объектов с целью решения археологических задач и проведения геофизических измерений в режиме мониторинга для устранения негативного влияния активных геологических процессов на строения [9].

Создание 3Д моделей методом ГТМ, содержащих данные о физико-геологических неоднородностях объектов прогнозирования, должно являться важной информацией для планирования и проведения буровых работ скважинами вертикального, наклонного, горизонтального и других видов.

Поскольку гравиметрический метод относится к так называемым лёгким оперативным методам, его широкое применение для решения проблем нефтяной геологии позволяет значительно уменьшать материальные затраты при выполнении полевых работ.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Боровский М. Я.* Несейсмические методы изучения доманиковых отложений. В кн. Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых

месторождений. Альметьевск, ООО «ТатАвтоматизация», 2015. С. 191–199.

2. Бычков С. Г., Долгаль А. С., Симаков А. А. Вычисление аномалий силы тяжести при высокоточных гравиметрических съемках. Соликамск. ООО «Топограф», 2015. 143 с.

3. Костицын В. И. Методы повышения точности и геологической эффективности детальной гравиразведки. Пермь, ПГУ, 2002. 224 с.

4. Мудрецова Е. А. Интерпретация данных высокоточной гравиразведки на неструктурных месторождениях нефти и газа. М.: Недра, 1979. 197 с.

5. Муслимов Р. Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань. Изд-во «ФЭН» АН РТ, 2012. 663 с.

6. Немылов Л. Д. Высокоточная гравиразведка. М.: Недра, 1967. 270 с.

7. Слепак З. М. Применение гравиразведки при поисках нефтеперспективных структур. М.: Недра, 1980. 200 с.

8. Слепак З. М. Гравиразведка в нефтяной геологии. Казань. Изд-во Казанского университета, 2005. 222 с.

9. Слепак З. М. Геофизика для города. М.: ЕАГО. Изд-во «ГЕРС», 2007. 240 с.

10. Слепак З. М. Гравиразведка. Новые технологии прогнозирования нефтяных месторождений. Казань. Изд-во Казанского университета, 2015. 168 с.

11. Слепак З. М. Гравиразведка при прогнозировании нефтяных месторождений. Казань. Изд-во Казанского университета. 2019. 204 с.

12. Страхов В. Н. Основные направления развития теории и методологии интерпретации геофизических данных на рубеже XXI столетия. Ч 1. Геофизика, 1995. № 3. С. 9–18.

13. Slepak Z. M. Efficiency of High-Precision Gravity Prospecting at Discovery of Oil Fields at Late Stage of Development // Springer Nature Switzerland AG, 2019. Pp. 293–302.

REFERENCES

1. Borovskiy M. Ya. Neseysmicheskie metody izucheniya domanikovykh otlozheniy [Non-seismic methods of study of the Domanic deposits]. In: Perspektivy uvelicheniya resursnoy bazy razrabatyvaemykh mestorozhdeniy. Almet'yevsk, TatAvtomatizatsiya, 2015, pp. 191–199. (In Russian).

2. Bychkov S. G., Dolgal A. C., Simanov A. A. Vychislenie anomaiy sily tyazhesti pri vysokotochnykh gravimetricheskikh syemkakh [Calculation of anomalies of the high-precision gravity survey]. Solikamsk, Topograf, 2015. 143 p. (In Russian).

3. Kostitsyn V. I. Metody povysheniya tochnosti i geologicheskoy effektivnosti detalnoy gravirazvedki [Methods of increasing the accuracy and geological effectiveness of the detail gravity survey]. Perm, PSU, 2002. 224 p. (In Russian).

4. Mudretsova E. A. Interpretatsiya dannykh vysokotochnoy gravirazvedki .na nestrukturnykh mestorozhdeniyakh nefiti i gaza [Interpretation of high-precision gravity data obtained at the non-structural oil and gas deposits]. М.:

Nedra, 1979. 197 p. (In Russian).

5. *Muslimov R. Kh.* Nefteotdacha: proshloe, nastoyashchee, budushchee [Oil recovery: past, present, future]. Kazan, FEN AHT, 2012. 663 p. (In Russian).

6. *Nemtsov L. D.* Vysokotochnaya gravirazvedka [High-precision gravity survey]. M.: Nedra, 1967. 270 p. (In Russian).

7. *Slepak Z. M.* Primenenie gravirazvedki pri poiskakh nefteperspektivnykh struktur [Usage of gravity for prospecting of oil potential structures]. M.: Nedra, 1980. 200 p. (In Russian).

8. *Slepak Z. M.* Gravirazvedka v neftyanoy geologii [Gravity survey for oil geology]. Kazan, Kazan Univ., 2005. 222 p. (In Russian).

9. *Slepak Z. M.* Geofizika dlya goroda [Geophysics for city]. M. ЕАГО. GERS, 2007. 240 p. (In Russian).

10. *Slepak Z. M.* Gravirazvedka. Novye tekhnologii prognozirovaniya neftyanykh mestorozhdeniy [Gravity survey. New technologies of oil deposits prospecting]. Kazan, Kazan Univ., 2015. 168 p. (In Russian).

11. *Slepak Z. M.* Gravirazvedka pri prognozirovanii neftyanykh mestorozhdeniy [Gravity survey for oil deposits prospecting]. Kazan, Kazan Univ., 2019. 204 p. (In Russian).

12. *Strakhov V. N.* Osnovnye napravleniya razvitiya teorii i metodologii interpretatsii geofizicheskikh dannykh na rubezhe XXI stoletiya [General directions of development of theory and methodology of geophysical data interpretation at XXI century threshold]. P 1. Geofizika, 1995, no. 3, pp. 9–18. (In Russian).

13. *Slepak Z. M.* Efficiency of High-Precision Gravity Prospecting at Discovery of Oil Fields at Late Stage of Development. Springer Nature Switzerland AG, 2019, pp. 293–302.

УДК 550.837

**Ю. И. Степанов^{1,2}, А. В. Горожанцев²,
С. М. Костарев², А. А. Тайницкий¹**

¹ Горный институт УрО РАН. 614007, Россия,
г. Пермь, ул. Сибирская, д. 78 а; e-mail: stepanov@mi-perm.ru;

² Пермский государственный национальный
исследовательский университет
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: gav@psu.ru

МЕТОДЫ ЭЛЕКТРОМЕТРИИ ПРИ ПОИСКЕ УЧАСТКОВ ЗАСОЛОНЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В ЗОНЕ АКТИВНОГО ВОДООБМЕНА

***Аннотация.** Приведены результаты обработки и интерпретации данных ВЭЗ на участке месторождения нефти Построены разрезы*

© Степанов Ю. И., Горожанцев А. В., Костарев С. М., Тайницкий А. А., 2019

кажущихся сопротивлений, геоэлектрические разрезы, Даны количественные оценки минерализации, указаны вероятные источники засоления подземных вод в пределах исследуемого объекта.

Ключевые слова: электрометрия, зона аэрации, геоэлектрический разрез, минерализация, подземные воды, наблюдательная скважина, засоление подземных вод.

Y. I. Stepanov^{1,2}, A. V. Gorozhancev²,
S. M. Kostarev², A. A. Taynitsky¹

¹ Mining Institute UB RAS. 78a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia;
e-mail: stepanov@mi-perm.ru;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: gav@psu.ru

ELECTROMETRY METHODS FOR PROPECTING OF THE UNDERGROUND WATER SALINIZATION OCCURRENCES IN THE ZONE OF ACTIVE WATER EXCHANGE

Abstract. *The results of processing and interpretation of VES data at an oil field area are considered. The constructed apparent resistivity, geoelectric sections are presented. Quantitative estimates of water mineralization are given, and the probable sources of salinization of groundwater within the studied object are indicated.*

Key words: *electrometry, aeration zone, geoelectric section, mineralization, groundwater, observation well, groundwater salinization.*

В работе [4] показано, что среди методов геофизики при решении экологических задач особое место занимают методы электрометрии. Они сравнительно недорогие, достаточно производительны, несут информацию о строении и физическом состоянии изучаемых отложений, обладают широким арсеналом средств исследования геологической среды, что и обеспечивает эффективность их применения.

Целью данной публикации является выявление методами электрометрии наличия засоления подземных вод и его возможных источников в зоне активного водообмена приповерхностной части разреза на отдельном участке Южно-Чернушинского нефтяного месторождения. Задачи, определяемые для достижения поставленной цели, включают проведение полевых электроразведочных наблюдений методом вертикального электрического зондирования (ВЭЗ); выполнение цифровой обработки и интерпретации полученных данных; анализ резуль-

татов, определение возможного загрязнения подземных вод и его причин на исследуемом объекте.

Объект исследования представлен горными породами приповерхностной части разреза на глубину не менее 80 м и в радиусе 300 м относительно устья имеющейся наблюдательной скважины (1-НГ), пробуренной до глубины 63 м.

Согласно ООО «ЧУРС», производившему сооружение скважины 1-НГ, абсолютная отметка устья составляет 128 м, при бурении пройдены четвертичные (Q) породы (суммарной мощностью 15 м) представленные слоями торфа, суглинков, глин. Глубже по разрезу до глубины 63 м вскрыты пласты пород нижней перми (P_2) представленные песчаником, известняком с прослоями ангидрита, аргиллитом с прослоями песчаника суммарной мощностью 48 метров.

Наблюдения методом ВЭЗ [5] выполнены, как и на других подобных объектах [7], с использованием аппаратурно-программного комплекса АМС-1 (рис. 1 а), сотрудниками лаборатории наземной и подземной электрометрии ГИ УрО РАН в летний период 2018 г. Зондирования проведены в 20 точках при помощи симметричной четырёхэлектродной установки АМНВ. Сила тока I_{AB} в питающей линии АВ не превышала 100 мА. Схема наблюдений представляет собой четыре профиля протяженностью по 300 м, которые условно сгруппированы в две взаимно перпендикулярные линии наблюдения: профиль 1-2 и профиль 3-4 (рис. 1, б). Точки ВЭЗ на профилях удалены от устья скважины, располагающейся в точке пересечения линий наблюдения, на расстояние 1, 25, 100, 200 и 300 м. Погрешность наблюдений составила до 5 %.

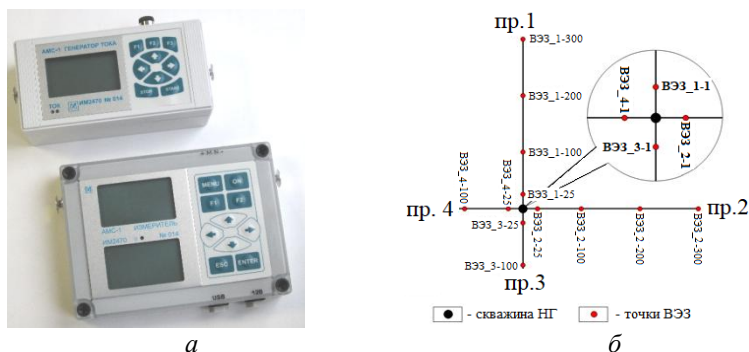


Рис. 1. Внешний вид АМС-1(а): генератор тока (вверху), измеритель (внизу).
Фрагмент схемы профилей с точками ВЭЗ (б)

Обработка и интерпретация данных ВЭЗ производилась с использованием пакета программ IPI2Win(IP) [1]. Были вычислены значения кажущегося удельного электрического сопротивления (КС) ρ_k горных пород на основании известного выражения: $\rho_k = K \cdot \Delta U_{MN} / I_{AB}$, где K – геометрический коэффициент.

С использованием геостатистического метода (Kriging) интерполяции в программе Surfer построены планы изоом КС (рис. 2), позволяющие проследить изменение электрических свойств изучаемого объекта с глубиной от поверхности до эффективной глубины $H_{эф}$.

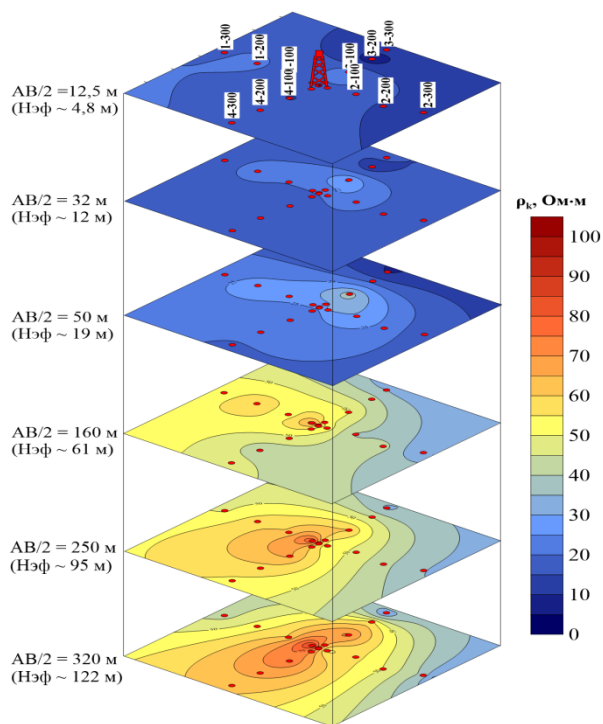


Рис. 2. Планы изоом кажущихся сопротивлений

Эта величина рассчитана с учетом соотношения $H_{эф} \approx AB/6$. Для глубины $H_{эф} \approx 4,8$ м характерно наличие зоны относительно малых электрических сопротивлений (от первых единиц до 10 Ом·м), простирающейся в юго-восточном направлении от скважины 1-НГ. С увеличением $H_{эф}$ до 12–19 м эта зона сокращается в размерах, а сопротивление

ние ρ_k пород постепенно возрастает, примерно, до 30–35 Ом·м. Простираение изолиний на этих глубинах имеет выраженный меридиональный характер. С глубины $H_{эф} \approx 61$ м преобладающее направление простирания изоом КС начинает меняться и на глубине $H_{эф} \approx 122$ м становится широтным. Значения же ρ_k увеличиваются. Примечательно то, что здесь максимальные величины КС наблюдаются на всех планах изоом в месте расположения скважины.

На разрезе КС (профиль 1-2) (рис. 3) в приповерхностном слое тоже имеется зона пониженных значений КС вблизи т. ВЭЗ 1-100. Мощность зоны уменьшается в месте расположения устья скважины, находящегося ниже (до 2–3 м) отметок рельефа крайних точек профилей.

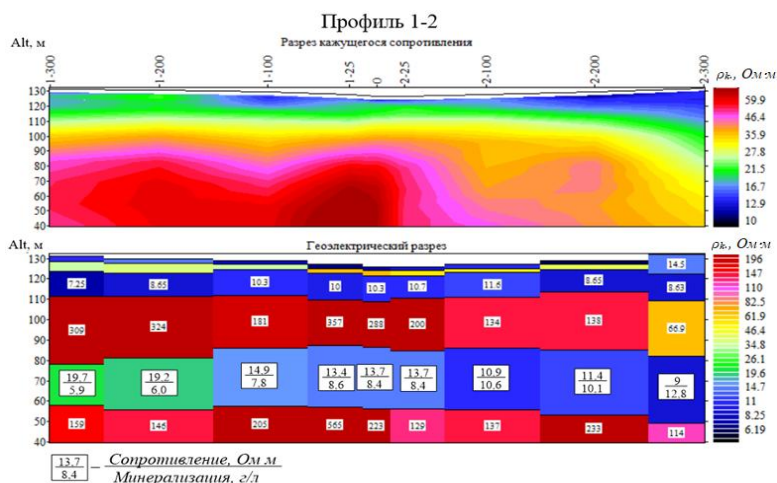


Рис. 3. Разрез кажущихся сопротивлений и геоэлектрический разрез по профилю 1-2

Далее мощность зоны увеличивается в меридиональном направлении до конца профиля (т. ВЭЗ 2-300). В результате количественной интерпретации данных ВЭЗ [1, 3, 5] по данной линии наблюдений также составлен геоэлектрический разрез, представленный шестью горизонтально залегающими слоями. Согласно *представленной* модели разреза на профиле 1-2 (т. ВЭЗ 1-100, 0 и 2-200) в 1-м и 2-м приповерхностных слоях четвертичного возраста отмечаются самые низкие значения ρ от первых единиц до 20–25 Ом·м. Подстилающий их (третий) слой также имеет относительно низкие сопротивления от 7 до 12 Ом·м. Последовательно залегающий ниже *четвертичных* отложений четвертый

слой пород нижнепермского возраста имеет более высокие значения сопротивлений от 70 до 320 Ом·м. Основной водоносный (пятый) слой характеризуется значениями ρ от 9 до 20 Ом·м.

Анализ вычисленных величин общей минерализации подземных вод [8] по данным электроразведки показывает увеличение её значений с севера на юг от 5,9 г/л (т. ВЭЗ 1-300) до 12,8 г/л (т. ВЭЗ 2-300, второй слой снизу). Подстилающий вскрытую скважиной часть разреза шестой слой представленной модели характеризуется значениями ρ от 159 Ом·м (т. ВЭЗ 1-300) до 565 Ом·м (т. ВЭЗ 1-25) вблизи устья скважины 1-НГ, а затем убывающими до 114 Ом·м (т. ВЭЗ 2-300).

Аналогично на профиле 3-4 (рис. 4) сверху вниз выделяются два приповерхностных слоя четвертичных отложений, в которых на разрезе КС имеются области самых низких значений $\rho = 3,95$ Ом·м (т. ВЭЗ 3-200) и 6,37 Ом·м (т. ВЭЗ 4-25). Третий нижележащий слой также характеризуется низкими значениями ρ в указанных точках зондирования. Наибольшее значение, равное 13,6 Ом·м, отмечается в т. ВЭЗ 3-100. Четвертый слой нижнепермского возраста представлен породами с более высокими сопротивлениями от 103 Ом·м (т. ВЭЗ 3-100) до 426 Ом·м (т. ВЭЗ 4-25). Основной же водоносный (пятый) горизонт на профиле характеризуется незначительно меняющимися в широтном направлении значениями ρ от 13,2 Ом·м (т. ВЭЗ 4-25) до значения 12,7 Ом·м (т. ВЭЗ 4-200).

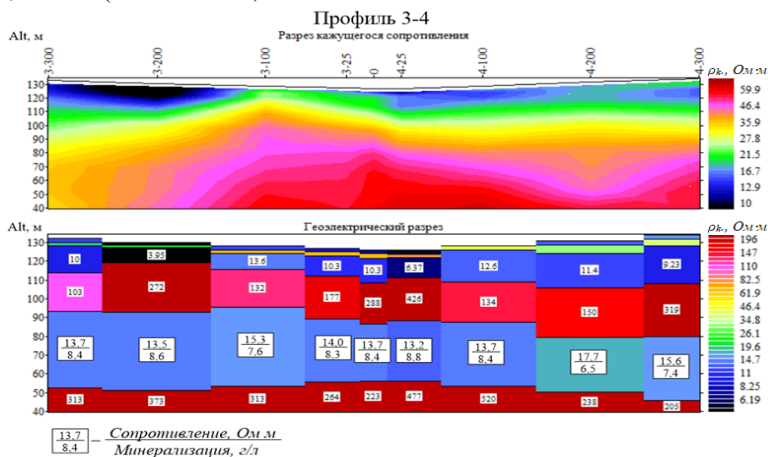


Рис. 4. Разрез кажущихся сопротивлений и геоэлектрический разрез по профилю 3-4

На основании корреляционной связи между удельным электрическим сопротивлением и водно-физическими свойствами пород [8]

рассчитаны значения и составлена схема общей минерализации основного водоносного горизонта (рис. 5).

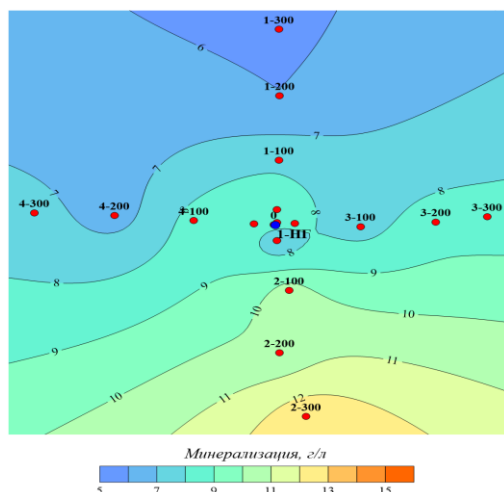


Рис. 5. Схема общей минерализации водоносного горизонта

Анализ показывает незначительное изменение её величины с запада на восток от 6,5 до 8,8 г/л (т. ВЭЗ 4-200 и 4-300). Можно также отметить равномерное увеличение минерализации в южном направлении от 6,0 до 12 г/л и с большой вероятностью предполагать, что источником засоления подземных вод является нефтяная скважина, находящаяся южнее объекта исследования.

ЛИТЕРАТУРА

1. IPI2Win. Руководство пользователя [Электронный ресурс] / Бобачев А. А., Модин И. П., Перваго Е. В., Шевнин В. А. М.: МГУ, геол. ф-т, каф. геофизики, 2005. 26 с. URL: [https:// docplayer.ru/25849269-Mgu-im-m-v-lomonosova-geologicheskij-fakultet-kafedra-geofiziki-win-with-ipi2win-ipi2win-s-ipi_res2-ipi_res3-rukovodstvo-polzovatelya.html](https://docplayer.ru/25849269-Mgu-im-m-v-lomonosova-geologicheskij-fakultet-kafedra-geofiziki-win-with-ipi2win-ipi2win-s-ipi_res2-ipi_res3-rukovodstvo-polzovatelya.html) (дата обращения: 22.10.2019).
2. Инструкция по электроразведке. Л.: Недра, 1984. 534 с.
3. Колесников В. П. Основы интерпретации электрических зондирований. М.: Научный мир, 2007. 248 с.
4. Колесников В. П., Костарев С. М., Татаркин А. В. Применение методов и технологий электрометрии для поиска и геометризации техногенных скоплений флюидов в приповерхностной части геологической среды // Экологическая реабилитация промышленных производств и территорий: юбил. Пермь, 2005. С. 174–175.

5. *Матвеев Б. К.* Электроразведка: учеб. для вузов. 2-е изд. перераб. и доп. М.: Недра, 1990. 368 с.
6. *Поносов В. А., Горожанцев А. В., Герасимова И. Ю.* Контроль герметичности шламовых амбаров методами электрометрии // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2014. С. 121–126.
7. Результаты электрометрии при поиске участков засоления подземных вод в зоне активного водообмена / Степанов Ю. И., Костарев С. М., Горожанцев А. В., Тайницкий А. А. // Геология и полезные ископаемые Западного Урала. Пермь, Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2019. С. 284–292.
8. Справочник геофизика. Электроразведка. Т. 1–2. М.: Недра, 1990.

REFERENCES

1. *IPI2Win. Rukovodstvo pol'zovatelya* [IPI2Win. User manual] [Electronic resource] / Bobachev A. A., Modin I. P., Pervago Ye. V., Shevnnin V. A. M.: MGU, geol. fakultet, kaf. geofiziki, 2005. 26 p. URL: https://docplayer.ru/25849269-Mgu-im-m-v-lomonosova-geologicheskii-fakultet-kafedra-geofiziki-win-with-ipi2win-ipi2win-s-ipi_res2-ipi_res3-rukovodstvo-polzovatelya.html (date of the access: 22.10.2019).
2. *Instruktsiya po elektrorazvedke* [Manual on the electrical exploration]. L.: Nedra, 1984. 534 p. (In Russian).
3. *Kolesnikov V. P.* Osnovy interpretatsii elektricheskikh zondirovaniy [Fundamentals of the interpretation of electrical sounding]. M.: Nauchnyy mir, 2007. 248 p. (In Russian).
4. *Kolesnikov V. P., Kostarev S. M., Tatarkin A. V.* Primeneniye metodov i tekhnologiy elektrometrii dlya poiska i geometrizatsii tekhnogennykh skopleniy flyuidov v pripoверхnostnoy chasti geologicheskoy sredy [The use of methods and technologies of electrometry for prospecting and geometrization of technogenic accumulations of fluids in the subsurface of the geological environment]. Ecological rehabilitation of industrial industries and territories: anniversary. Perm, 2005, pp. 174–175. (In Russian).
5. *Matveev B. K.* Elektrorazvedka [Electrical Exploration]. Textbook for universities. 2nd edition. M.: Nedra, 1990. 368 p. (In Russian).
6. *Ponosov V. A., Gorozhantsev A. V., Gerasimova I. Yu.* Kontrol' germetichnosti shlamovykh amбаров metodami elektrometrii [Control of sludge pits impermeability by electrometric methods]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2014, pp. 121–126. (In Russian).
7. *Stepanov Yu. I., Kostarev S. M., Gorozhantsev A. V., Tainitsky A. A.* Rezul'taty elektrometrii pri poiske uchastkov zasoloneniya podzemnykh vod v zone aktivnogo vodoobmena [The results of electrometry prospecting of the areas of groundwater salinization in the zone of active water exchange]. Geologiya i poleznye iskopaemye Zapadnogo Urala. Perm. State Univ., Perm, 2019, pp. 284–292. (In Russian).
8. *Spravochnik geofizika. Elektrorazvedka* [Handbook of geophysics. Electrical exploration]. Vol. 1–2. M.: Nedra, 1990. (In Russian).

ПРЕИМУЩЕСТВА МЕТОДА МИНИМИЗАЦИИ ЭМПИРИЧЕСКОГО РИСКА ПРИ РЕШЕНИЕ 1D ОБРАТНОЙ ЗАДАЧИ ВЭЗ

Аннотация. Представлены результаты решения обратной 1D задачи электроразведки методами наискорейшего спуска и минимизации эмпирического риска при наличии случайной помехи в исходных данных.

Ключевые слова: вертикальное электрическое зондирование, помеха, минимизация эмпирического риска, метод наискорейшего спуска.

А. А. Tainitskiy

Mining Institute UB RAS. 78a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia;
E-mail: tainickiy@mail.ru

ADVANTAGES OF THE MINIMIZATION OF EMPIRICAL RISK METHOD FOR SOLVING THE 1D VES INVERSE PROBLEM

Abstract. The results of 1D inversion of resistivity data using methods of steepest descent and minimizing empirical risk are presented. The processed data contain the random noise.

Key words: vertical electrical sounding, interference, minimization of empirical risk, the method of steepest descent.

Возможности метода вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) решать широкий круг задач, связанных как с поисками и разведкой полезных ископаемых, так и с инженерно-геологическими, экологическими и другими видами изысканий, до сих пор позволяют ему оставаться одним из наиболее часто используемых методов электроразведки.

Традиционный подход к количественной интерпретации ВЭЗ заключается в последовательном уточнении начального приближения к вектору параметров $q = \{\rho_1, \rho_1, \dots, \rho_1, h_1, h_2, \dots, h_{N-1}\}$ геоэлектрического разреза, который обеспечивает минимум целевой функции. В качестве целевой функции f обычно используют среднеквадратическое расхож-

дение экспериментальных $\rho_k^{\mathcal{E}}$ и теоретических ρ_k^T значений кажущихся электрических сопротивлений для всех M разностей линии АВ

$$f = \frac{1}{M} \sum_{i=1}^M \left(1 - \frac{\rho_{ki}^T}{\rho_{ki}^{\mathcal{E}}} \right)^2, \quad (1)$$

что не всегда эффективно при интерпретации «зашумленных» данных.

Одним из методов поиска минимума функции невязки является метод наискорейшего спуска (МНС). Условие минимума определяется выражением

$$\frac{\partial f}{\partial w_i} = 0, \quad (2)$$

где w_i – параметры разреза.

Используя метод наискорейшего спуска при определении параметров разреза, необходимо дифференцировать трансформанту сопротивления по параметрам модели, так как эти производные участвуют при определении градиента критерия погрешности. В данной работе производные функции кажущегося сопротивления относительно параметров разреза рассчитывались автором аналитическим способом по формулам, приведенным Йогансеном для рекуррентных соотношений Пекериса [3].

Метод интерпретации кривых ВЭЗ, получивший название минимизации эмпирического риска (МЭР), сочетает в себе достоинства функционально-аналитического и вероятностно-статистического подходов. Этот подход к решению обратной задачи (ОЗ) основан на построении функции плотности вероятностей $P(w)$ на структурированном множестве (удовлетворяющем априорной информации, либо представлениям о разрезе) допустимых вариантов решения обратной задачи и выборе наилучшего по минимуму математического ожидания его погрешности [1, 2].

Минимум эмпирического риска обеспечивается вектором w^* с компонентами

$$w^* = \sum_{r=1}^l p_r \bar{w}_{r,j}, \quad j = 1, 2, \dots, m, \quad (3)$$

где

$$\bar{w}_{r,j} = \frac{1}{\mu(\Omega_r)} \int_{\Omega_r} w_j dw_1 dw_2 \dots dw_m. \quad (4)$$

Здесь μ – классическая мера Лебега.

На основе данного подхода успешно реализованы алгоритмы решения обратной задачи ВЭЗ с подбором параметров вектора сопротивлений при фиксированных значениях мощности слоев, а так же подбора полного вектора параметров разреза [4].

Для сравнения эффективности традиционного подхода и метода минимизации эмпирического риска при решении обратной задачи ВЭЗ в условиях помех была смоделирована случайная помеха, основанная

на преобразовании Бокса – Мюллера, которая характеризуется нормальным законом распределения $N(0,10)$. Для более адекватной оценки определено отношение среднеквадратичной амплитуды помехи к среднеквадратичной амплитуде полезного сигнала, которое, по сути, является аналогом классического энергетического соотношения шум/сигнал. По результатам расчетов данное отношение в среднем составило 15 %. В качестве примера использована кривая ВЭЗ типа НК, рассчитанная для четырехслойного геоэлектрического разреза, со следующими параметрами: $\rho_1 = 130 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_3 = 70 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\rho_4 = 20 \text{ Ом}\cdot\text{м}$; $h_1 = 6 \text{ м}$, $h_2 = 25 \text{ м}$, $h_3 = 130 \text{ м}$.

Границы интервалов, в пределах которых осуществляется поиск решения, рассчитаны для условия, при котором минимальные значения составят 30 % от истинных, а максимальные – 130 %.

Для количественной оценки качества полученных результатов использованы два параметра:

1. Относительное среднеквадратичное отклонение рассчитанного и экспериментального поля (СКО) будет

$$f = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\rho_{ki}^3 - \rho_{ki}^T}{\rho_{ki}^3} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \cdot 100 ; \quad (5)$$

2. Относительное отклонение полученных параметров разреза от истинных (q – параметр разреза: сопротивление или мощность) определяется по формуле

$$Q = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{w_i^{\text{мод}} - w_i^*}{w_i^{\text{мод}}} \right)^2 \right)^{\frac{1}{2}} \cdot 100 . \quad (6)$$

Для каждого из методов рассчитано по 100 вариантов решения обратной задачи. Для каждого из вариантов моделировалась новая случайная последовательность помехи. В ходе эксперимента осуществлялся одновременный подбор полного вектора параметров (мощность и сопротивление каждого слоя). В результате полученный набор решений был представлен в виде гистограмм значений параметров для каждого слоя. В качестве примера на рис. 1 приведены гистограммы распределения относительного среднеквадратичного отклонения модельного и подобранного поля (а) и относительного отклонения полученных параметров разреза от истинных (б), для метода наискорейшего спуска (зеленый) и МЭР (бардовый) для 100 вариантов решения обратной задачи.

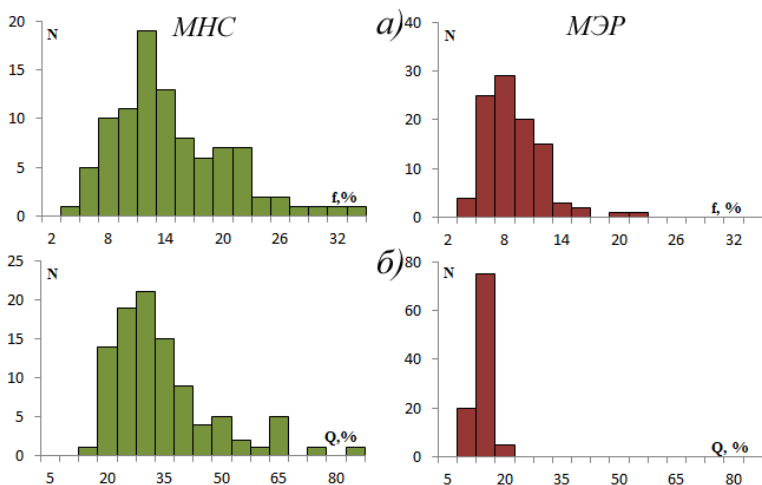


Рис. 1. Гистограммы относительного среднеквадратичного отклонения модельного и подобранного поля (а) и относительного отклонения полученных параметров разреза от истинных (б)

Как видно из гистограмм (рис. 1, а) параметр относительного среднеквадратичного отклонения модельного и подобранного поля для обоих методов характеризуется повышенными значениями, которые варьируют в достаточно широком диапазоне. Данный факт объясняется наличием помехи в исходных данных, и указывает на то, что этот параметр является малоинформативным при интерпретации «зашумленных» данных. Гистограмма (рис. 1, б), характеризующая величину относительного отклонения полученных параметров разреза от истинных, имеет несколько иную картину распределения параметра Q . Полученные распределения частот для серии решений обратной задачи методом МЭР, по сравнению с результатами наискорейшего спуска, имеют унимодальный характер и более узкий диапазон изменения значений Q . Модальные значения параметра составляют 25–30 % для первого метода и 10–15 % для метода МЭР. При сравнительно одинаковой точности подбора кривой ВЭЗ осложненной помехой, точность определения параметров разреза для метода МЭР значительно выше. Полученные результаты расчетов позволяют количественно подтвердить, что метод МЭР обладает высокой устойчивостью к флуктуациям в исходных данных по сравнению с традиционным методом минимизации СКО теоретического и экспериментального полей.

Таким образом, реализованный алгоритм подбора полного вектора параметров геоэлектрического разреза (сопротивление и мощность слоев) методом МЭР позволяет более эффективно подавлять случайные помехи по сравнению с традиционным методом минимизации относительного среднеквадратичного отклонения модельного и подобранного поля.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект № 18-35-00320).

ЛИТЕРАТУРА

1. Балк П. И., Долгаль А. С., Мичурин А. В. Смешанный вероятностно-детерминистский подход к интерпретации данных гравиразведки, магниторазведки и электроразведки // Доклады Академии наук, 2011. Т. 438. № 4. С. 532–537.
2. Балк П. И., Долгаль А. С., Мичурин А. В., Тайницкий А. А., Христенко Л. А. Подавление знакопеременных помех при инверсии данных вертикального электрического зондирования // Вестник Пермского университета. Геология, 2016. Вып. 2 (31). С. 55–63.
3. Куфуд О. Зондирование методом сопротивлений. М.: Недра, 1984. 270 с.
4. Тайницкий А. А., Кичигин А. В. Интерпретация данных электроразведки методом минимизации эмпирического риска // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2017. С. 191–195.

REFERENCES

1. Balk P. I., Dolgal A. S., Michurin A. V. Smeshanny veroyatnostno-deterministskiy podkhod k interpretatsii dannykh gravirazvedki, magnitorazvedki i elektrorazvedki [Mixed probabilistic-deterministic approach to the interpretation of data from gravity, magnetic and electrical exploration]. Doklady AN RAS, 2011. Vol. 438, no. 4, pp. 532–537. (In Russian).
2. Balk P. I., Dolgal A. S., Michurin A. V., Tainitskiy A. A., Khristenko L. A. Podavleniye znakoperemennykh pomekh pri inversii dannykh vertikal'nogo elektricheskogo zondirovaniya [Alternating noise suppression in inversion of the vertical electrical sounding data]. Vestnik Permskogo universiteta. Geologiya, 2016. 2 (31), pp. 55–63. (In Russian).
3. Kufud O. Zondirovaniye metodom soprotivleniy [Sounding by the resistivity method]. M.: Nedra, 1984. 270 p. (In Russian).
4. Tainitskiy A. A., Kichigin A. V. Interpretatsiya dannykh elektrorazvedki metodom minimizatsii empiricheskogo riska [Interpretation of electrical survey data by the method of minimizing the empirical risk]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PGNIU, 2017, pp. 191–195. (In Russian).

УДК 550.832

Д. Г. Халилов¹, В. И. Костицын², А. Д. Савич^{1,2}, Д. А. Будник³

¹ ПАО «Пермнефтегеофизика». 614090, Россия, г. Пермь,
ул. Лодыгина, д. 34; e-mail: Adskiykrevetko@yandex.ru;

² Пермский государственный национальный исследовательский
университет. 614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15;
e-mail: kostitsyn@psu.ru;

³ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 614990, Россия, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62

ИННОВАЦИОННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАНЧИВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН И УВЕЛИЧЕНИЯ ИХ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА

Аннотация. Разработан комплексный метод, основанный на применении специализированного геофизического кабеля, использующий его составляющие: тоководущие жилы, оптоволоконные линии и капиллярный канал (трубка). Конструкция представляет возможность реализации комплекса инновационных технологических решений по перфорации пластов на депрессии под глубинными насосами, информационному обеспечению разработки в межремонтный период, как с помощью распределённой термометрии, так и глубинного прибора, а также применению методов физико-химического воздействия на продуктивные пласты и глубинное оборудование в процессе эксплуатации.

Ключевые слова: асфальто-смолисто-парафиновые отложения, кабельный наконечник, капиллярный канал, мониторинг, оптическое волокно, поверхностно-активные вещества.

D. G. Khalilov¹, V. I. Kostitsyn², A. D. Savich^{1,2}, D. A. Budnik³

¹ Permneftegeofizika. 34 Lodygina Str., Perm 614090, Russia;
e-mail: Adskiykrevetko@yandex.ru;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: kostitsyn@psu.ru;

³ LUKOIL-PERM. 62 Lenina Str., Perm 614990, Russia

INNOVATIVE GEOPHYSICAL TECHNOLOGIES FOR COMPLETION OF PRODUCING OIL WELLS AND INCREASE OF THEIR OVERHAUL PERIOD

Annotation. A complex method based on the application of a specialized geophysical cable using its components: current-carrying conductors, fiber-

optic lines and a capillary channel (tube) has been developed. The design provides an opportunity to implement a complex of innovative technological solutions for perforation of reservoirs on depression under deep pumps, information support of development in the overhaul period, both with the help of distributed thermometry and a deep device, as well as the use of methods of physical and chemical influence on productive layers and deep equipment during operation.

Key words: *asphalt-resin-paraffin deposits, cable tip, capillary channel monitoring, optical fiber, surface-active substances.*

В настоящее время в нефтедобывающей отрасли, в частности в области освоения скважин, имеет место тенденция, направленная на сокращение экономических затрат посредством применения комплексных технологий, не оказывающих негативное влияние на дальнейшую разработку в целом. Одним из добротных примеров использования подобных технологий является метод кабельной перфорации на депрессии под глубинное оборудование (насосы и лифтовые трубы) с осуществлением термометрического мониторинга по волоконно-оптическому каналу кабеля. Данная технология способствует оптимизации цикла освоения нефтяных скважин и не приводит к сокращению комплекса геофизических методов исследований скважин (ГИС), предусмотренных технологическими регламентами, т. к. задействует эквивалентные схемы исследований. Следует отметить, что технический потенциал кабельных изделий позволяет расширить существующий инструментарий данного метода, придерживаясь озвученных преимуществ касательно оптимизации технологического цикла. Актуальным решением является задействование в схеме исследований и работ геофизического кабеля с волоконно-оптическим каналом, включающего в состав капиллярную трубку (именуемого далее «специализированный кабель»).

Внешне специализированный кабель не отличается от обычных геофизических кабелей. Основными конструктивными элементами изделия являются капиллярная трубка, токопроводящие жилы (ТПЖ), металлический модуль с оптическими волокнами, наполнитель, полимерная изоляция и броня из проволок. Варианты исполнения кабеля приведены на рис. 1. Наличие электрического канала связи даёт возможность проводить стандартные геофизические исследования, необходимые перед освоением для оценки качества цементирования и определения технического состояния обсадной колонны. Металлический модуль с оптическими волокнами используется в качестве чувствительного элемента распределенного датчика температуры (DTS –

distributed temperature sensor) и позволяет измерять температурное поле по всей длине кабеля (ствола скважины) до и после перфорации [5].

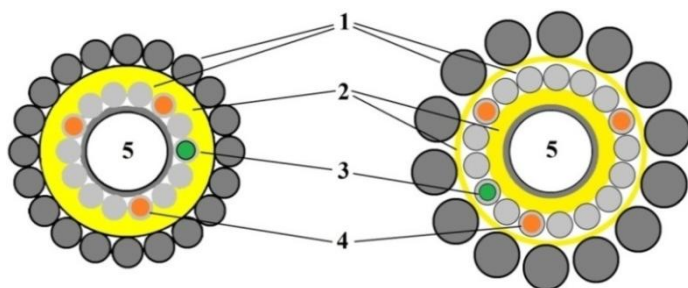


Рис. 1. Варианты исполнения кабеля грузонесущего с оптоволоконной линией связи и капиллярной трубкой в составе.

Цифрами обозначены: 1 – повивы брони; 2 – полимерная изоляция с наполнителем; 3 – канал с оптическим волокном; 4 – токопроводящие жилы; 5 – капиллярная трубка

Кратко напомним об оперативном порядке проведения комплексных работ по освоению данной модификации. Перфоратор при помощи взрывозащищённого кабельного прибора позиционируется и располагается в продуктивном интервале. Затем осуществляется спуск компоновки глубинного оборудования, выбранной исходя из способа эксплуатации. После спуска глубинно-насосного оборудования (рис. 2) создаётся депрессия путём понижения уровня жидкости в скважине при помощи насоса, либо иным образом и выполняется вторичное вскрытие [2]. Затем кабельный прибор с перфоратором опускается в зумпф. В течение межремонтного периода при помощи DTS и датчиков глубинного прибора производится долговременный мониторинг работы пластов и оборудования.

Практические результаты работ, проведённых на месторождениях Пермского края и Западной Сибири, показывают, что увеличение дебитов достигается за счет нейтрализации неблагоприятных факторов, препятствующих притоку жидкости из перфорируемого пласта [4]. В основном это происходит за счет очистки прискважинной зоны пласта (ПЗП) с пониженной проницаемостью и перфорационных каналов, которые при традиционной перфорации создают дополнительное гидравлическое сопротивление. Влияние последнего фактора, в сущности, значительно отражается на величине коэффициента гидродинамического совершенства вскрытия.

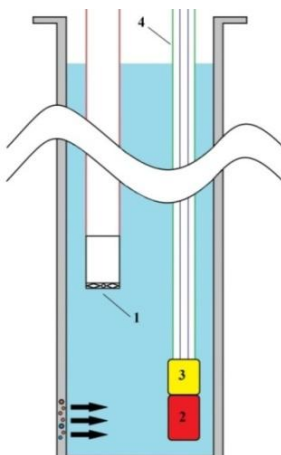


Рис. 2. Схема расположения оборудования при вторичном вскрытии под глубинным насосом. Цифрами обозначены: 1 – глубинный насос; 2 – перфоратор; 3 – геофизический прибор; 4 – геофизический кабель

Реализация технологии с применением специализированного кабеля даёт возможность в интервале перфорации через капиллярную трубку производить замену скважинной технологической жидкости (как правило, техническая вода) на специальные перфорационные составы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), а также в ходе добычи нефти поддерживать трудоспособность подземного оборудования, осуществляя профилактику образования асфальто-смолисто-парафиновых отложений (АСПО). Безусловное удобство состоит в том, что процесс движения жидкости через капилляр контролируется при помощи датчиков глубинного прибора, в том числе датчика состава, и DTS. Для предохранения от попадания из ствола скважины жидкости внутрь капиллярной трубки в составе, специально сконструированного, кабельного наконечника содержится сопряженный с ней обратный клапан.

На основе результатов исследований специалистов, посвящённых изучению ПАВ, следует вывод о том, что выбор реагентов производится на основе анализа данных о фильтрационно-ёмкостных свойствах пласта-коллектора. Ухудшение отдачи нефти связано с ухудшением качества кольматации прискважинной зоны пласта, т. е. блокировкой поровых каналов, а также дальнейшей их гидрофилизацией. Защитной мерой от проникновения инородной жидкости в нефтяной пласт может служить использование при бурении и освоении скважин

жидкостей на нефтяной основе. Однако данное решение является экономически невыгодным, а с нормативно-технологической стороны, аварийно-опасным.

В области применения ПАВ отдельного внимания заслуживает производственный опыт компании Schlumberger по реализации метода вторичного вскрытия пластов на динамической депрессии с применением специальных перфорационных жидкостей. В работах отмечается, что применяемая жидкость ограничивает попадание твердой фазы в пласт и легко вымывается из перфорационных каналов. Также подчеркивается, что жидкости создаются для каждого конкретного случая применения на основании ряда критериев, включая характеристики пласта и перепады давления. Известно также, что применяемые составы должны обеспечивать потерю вязкости при контакте с нефтью, а содержащиеся в них ПАВ должны уменьшать вероятность взаимодействия с пластовыми флюидами [1].

Следует отметить, что все реализуемые технологические приёмы перфорации с применением ПАВ эффективны только при вторичном вскрытии терригенных отложений. Вскрытие продуктивных карбонатных отложений осложняется тем, что кальцит и иные компоненты породы при воздействии кумулятивной струи, расплавляясь, закупоривают перфорационные каналы. Ввиду этого возникает необходимость в проведении соляно-кислотной обработки для достижения целевых показателей отдачи пласта. Последняя процедура может осуществляться при помощи того же капиллярного канала, однако это потребует предварительного использования для изготовления кабеля материалов, устойчивых к воздействию агрессивных сред [3].

Удобство осуществления дальнейших мероприятий по профилактике образования АСПО состоит в том, что кроме специализированного кабеля задействуется наземная насосная установка. К тому же через капиллярный канал не проходит путь нефти, движущейся из продуктивного пласта на поверхность, что не приводит к образованию АСПО в нём. Благодаря этому эффективность действия реагентов повышается в сравнении со стандартной закачкой через глубинное оборудование. Предельное рабочее давление капилляра данной конструкции достигает 40 МПа, что на практике позволяет регулировать расход закачиваемых реагентов. Из приведенного ниже уравнения следует, что вязкость реагента остаётся решающим параметром в данном вопросе.

$$Q = \frac{\pi r^4 P}{8 \mu l},$$

где Q – дебит, $\text{м}^3/\text{с}$; r – радиус капилляра, м ; P – давление прокачки, Па ; μ – вязкость флюида, $\text{Па} \cdot \text{с}$; l – длина капилляра, м [5].

Для наглядности на рис. 3 приведены зависимости расхода жидкостей с различными значениями вязкости, проходящими через капилляр диаметром 2 мм и длиной 1000 м при различных давлениях прокачки [5, 7].

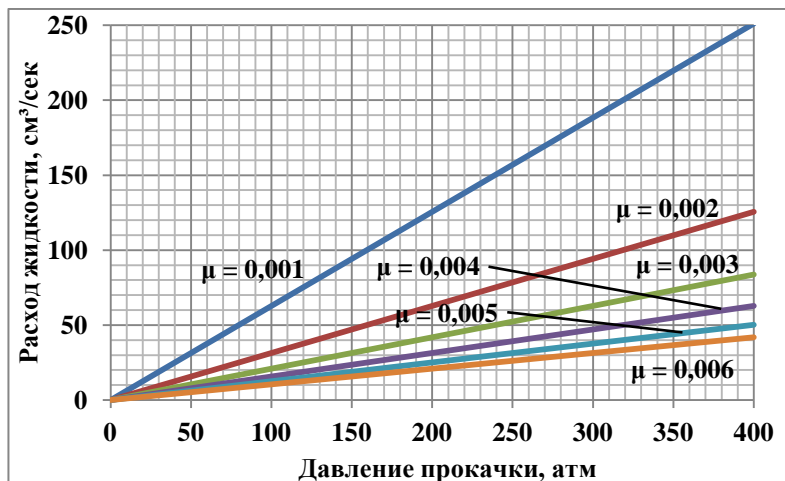


Рис. 3. Зависимость расхода жидкостей от давления прокачки

Касательно реагентов против АСПО основным параметром, характеризующим их эффективность в борьбе с АСПО, выступает моющая способность. Сущность данного показателя состоит в соотношении массы АСПО, удалённого реагентом при физико-химическом воздействии с лабораторного образца, нанесённого на металлическую поверхность (пластинку), к его первоначальной массе. В ходе экспериментальных исследований, проведённых на образцах АСПО одного из месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», сформированы показатели, прямым образом связывающие эффективность применения различных составов специальных жидкостей со значениями их собственной температуры. На основе полученных данных выработана рекомендация, способствующая минимизации вещественных потерь и максимизации эффекта действия, состоящая в расположении клапана в пределах интервала притока нефти [6].

Одним из заключительных этапов, осуществляемых для реализации метода на практике, является разработка концептуального ка-

бельного наконечника. Вариант, предложенный авторами, представлен на рис. 4. Данный элемент является одной из составляющих, обеспечивающих функционирование всех составляющих комплексной технологии на протяжении межремонтного периода работы скважины. Разработанный наконечник способствует смежному и бесконфликтному функционированию всех составляющих геофизического кабеля, а также глубинного прибора.

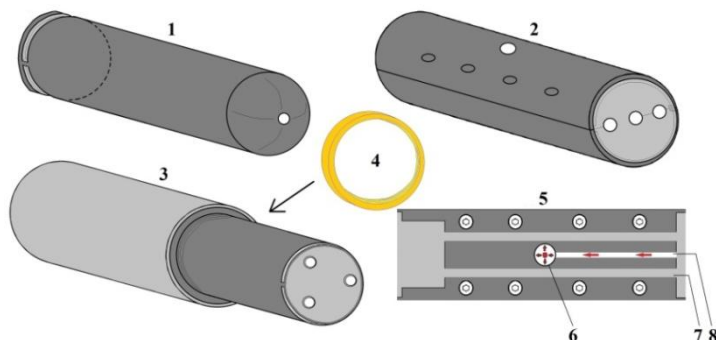


Рис. 4. Кабельный наконечник для кабеля с капиллярной трубкой:

- 1 – колокол с конусом заделки; 2 – жимковый узел;
- 3 – свечной мост со «стаканом»; 4 – стопорное кольцо; 5 – жимковый узел в продольном сечении; 6 – выходное отверстие обратного клапана;
- 7 – канал для токопроводящих жил; 8 – канал для капиллярной трубки

Ввиду множества обстоятельств, связанных с особенностями изучаемых сред, разнообразием физико-технических свойств кабелей и конструкционных предпочтений специалистов не будем заострять внимание на особенностях предложенного изделия, а приведем ряд рекомендаций для потенциальных альтернативных вариантов, соблюдение которых обеспечит их работоспособность в течение межремонтного периода работы скважин:

- кабельный наконечник не должен иметь диаметр, превышающий диаметр стандартного крупногабаритного кабельного прибора или перфоратора (не более 73 мм);
- форма наконечника должна быть обтекаемой и не иметь поперечных выступов, способных зацепиться за уступы и иные дефекты эксплуатационной колонны при проведении спуско-подъемных операций в скважине;

– материал, составляющий основную часть изделия должен быть устойчив к коррозии, в том числе к кислотным составам, а также выдерживать высокие давления и температуры;

– конструкция изделия должна обеспечивать герметичность внутренней полости, а также заполнение её маслом или кремнийорганической жидкостью.

Таким образом, можно сделать вывод, что качественное развитие инновационных систем в нефтедобывающей отрасли способствует выведению процесса управления месторождением на иной уровень. Положительный опыт применения комплексных технологий освоения скважин стимулирует интегрирование иных методов скважинных исследований и работ в единую технологию. Вне зависимости от результативности внедряемых новшеств, проявление экономических потерь ввиду не достижения поставленных целей исключено, причиной этому является получение выгоды от оптимизации технологических процессов и гарантированная эффективность работы предыдущих версий метода.

Отметим также, что результат действия химических реагентов определяется температурными условиями рабочей среды, данное обстоятельство определяет одно из возможных направлений исследований для совершенствования метода, использующего специализированный кабель.

ЛИТЕРАТУРА

1. Берманн Л., Уолтон И. С., Чанг Ф. Ф., Фаярд А., Чи кинь Хон. Оптимальные жидкостные системы для перфорирования скважин // Нефтегазовое обозрение, 2007. С. 16–30.
2. Гайворонский И. Н., Костицын В. И., Савич А. Д., Черных И. А., Шумилов А. В. Повышение эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство, 2016. № 10. С. 62–65.
3. Гайворонский И. Н., Леоненко Г. Н., Замахаяев В. С. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и опробование // М., ЗАО «Геоинформмарк», 2000. 364 с.
4. Квитченко Г. В. Проведение ПВР на депрессии на скважинах Салымской группы месторождений // Недропользование XXI век, 2015. № 6 (56). С. 78–83.
5. Робин А. В., Семенцов А. А., Шумилов А. В. Освоение скважин геофизическим кабелем, оснащённым внутренним капилляром // НТВ «Каротажник», 2008. Вып. 11 (176). С. 97–106.
6. Определение моющей способности реагентов для удаления АСПО: Отчёт ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», 2017. 4 с.
7. <https://tehtab.ru/Guide/GuidePhysics/ViscosityReynolds/GuidePhysicsViscosity>.

REFERENCES

1. *Bermann L., Walton I. S., Chang F. F., Fayard A., Chi Kin Hong.* Optimal'nye zhidkostnye sistemy dlya perforirovaniya skvazhin [Optimal liquid systems for well perforation]. Oil and Gas review, 2007, pp. 16–30. (In Russian).
2. *Gayvoronskiy I. N., Kostitsyn V. I., Savich A. D., Chernykh I. A., Shumilov A. V.* Povyshenie effektivnosti vtorichnogo vskrytiya produktivnykh plastov [Increase of efficiency of secondary opening of productive layers]. Oil industry, 2016, no. 10, pp. 62–65. (In Russian).
3. *Gayvoronskiy I. N., Leonenko G. N., Zamakhaev V. S.* Kollektory nefti i gaza Zapadnoy Sibiri. Ikh vskrytie i oprobovanie [Oil and gas Collectors of Western Siberia. Their opening and testing]. Moscow: CJSC «Geoinformmark», 2000. 364 p. (In Russian).
4. *Kvitchenko G. V.* Provedenie PVR na depressii na skvazhinakh Salymской группы месторождений [Carrying out SBW on depression on wells of the Salymская group of fields]. Subsoil use XXI century, 2015, no. 6, pp. 78–83. (In Russian).
5. *Robin A. V., Sementsov A. A., Shumilov A. V.* Osvoenie skvazhin geofizicheskim kabelem, osnashchyonnyim vnutrennim kapillyarom [Development of wells by geophysical cable equipped with internal capillary]. Karotazhnik, 2008. Issue 11 (176), pp. 97–106. (In Russian).
6. *Opredelenie moyushchey sposobnosti reagentov dlya udaleniya ASPO* [Determination of washing capacity of reagents for removal of ARPD]. Report of the LLC «LUKOIL-Perm». 4 p. (In Russian).
7. *Vyazkost. Tablitsy znacheniy absolyutnoy vyazkosti. Poyasneniya* [Viscosity. Tables of the absolute viscosity. Explanation]. URL: <https://tehtab.ru/Guide/GuidePhysics/ViscosityReynolds/GuidePhysics Viscosity>.

УДК 550.837

Л. А. Христенко^{1,2}, Ю. И. Степанов^{1,2}

¹ Горный институт УрО РАН. 614007, Россия, г. Пермь, ул. Сибирская, д. 78 а; e-mail: liudmila.hristenko@yandex.ru;

² Пермский государственный национальный исследовательский университет. 614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, 15

ЭМПИРИЧЕСКАЯ МОДОВАЯ ДЕКОМПОЗИЦИЯ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МОНИТОРИНГОВЫХ ЭЛЕКТРОМЕТРИЧЕСКИХ НАБЛЮДЕНИЙ

Аннотация. *Описаны результаты вычислительного эксперимента по разложению мониторинговых электрометрических наблюдений (значений кажущегося сопротивления и потенциала естественного поля) методом эмпирической модовой декомпозиции (EMD).*

© Христенко Л. А., Степанов Ю. И., 2019

Ключевые слова: метод эмпирической модовой декомпозиции, естественное электрическое поле, кажущееся сопротивление.

L. A. Khristenko^{1,2}, Yu. I. Stepanov^{1,2}

¹ Mining Institute UB RAS. 78 a Sibirskaya Str., Perm 614007, Russia;
e-mail: liudmila.khristenko@yandex.ru;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia

EMPIRICAL MODE DECOMPOSITION IN THE INTERPRETATION OF MONITORING ELECTROMETRIC OBSERVATIONS

Abstract. *The results of a computational experiment on the decomposition of monitoring electrometric data (values of apparent resistance and natural field potential) by the Empirical Mode Decomposition method (EMD).*

Key words: *Empirical Mode Decomposition, natural electric field, apparent resistivity,*

Сложно непосредственно анализировать графики наблюдаемых геофизических параметров, так как составляющие их компоненты, взаимодействуя друг с другом, искажают те закономерности, которые хотелось бы выявить. Способы разделения графиков на различные по спектру составляющие, для последующего анализа каждой из компонент по отдельности, постоянно развиваются и совершенствуются. История спектрального анализа восходит к И. Бернулли, Эйлеру и Фурье, который впервые построил теорию разложения функций в тригонометрические ряды [1]. Преобразование Фурье и вейвлет-преобразование заслуженно получили широкую известность благодаря использованию в них хорошо обоснованных математических методов и наличию эффективных алгоритмов их реализации. Ранее авторами была исследована эффективность применения быстрого вейвлет-преобразования (БВП) в качестве процедуры предварительной подготовки данных электрометрических наблюдений [6]. Использование процедуры БВП позволяло более отчетливо выделить скрытые закономерности изменения амплитуды поля кажущегося сопротивления (КС). Выполнение БВП для сглаживания графиков наблюдаемых значений потенциала естественного поля (U ЕП) не давало желаемого результата. Для графиков КС тоже не всегда подходит ортогональный вейвлет Хаара, реализованный в программе HAAR_2 [2] и используемой авторами при вычислениях. Необходимо иметь набор вейвлет-функций, или другое – более универсальное преобразование, исполь-

зование которого, как процедуры БВП, будет, в конечном итоге, способствовать повышению достоверности интерпретации. Таким преобразованием является эмпирическая модовая декомпозиция (EMD).

В отличие от преобразования Фурье и вейвлет-преобразования, в процессе эмпирической модовой декомпозиции производится разложение на эмпирические моды (IMF), которые не заданы аналитически и определяются исключительно самой анализируемой последовательностью. При этом базисные функции преобразования формируются адаптивно, непосредственно из входных данных.

В процессе декомпозиции получается семейство IMF-функций, упорядоченных по частоте. Каждая последующая IMF имеет более низкую частоту, чем предыдущая.

Метод EMD многократно описан и программно реализован многими авторами. Один из вариантов программно реализованного алгоритма апробирован на практических материалах при обработке данных гравиразведки, магниторазведки и электроразведки [3, 4]. Установлена возможность его применения для выделения информативной компоненты в результатах электропрофилирования.

Программа «RIMF» [3], позволяет выполнить разложение графиков значений КС и потенциала ЕП на IMF-функции и остаток r , из которых можно сформировать фоновые составляющие или просто очистить от помех графики наблюдаемых значений [5]. На рис. 1 показаны возможные варианты формирования фоновой компоненты графика наблюдаемых значений КС путем суммирования различных IMF-функций и остатка r .

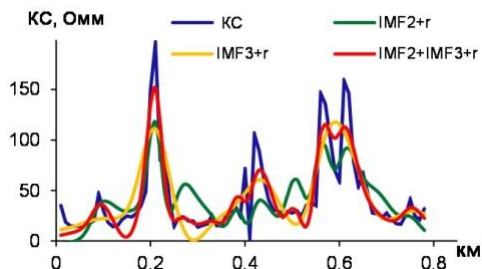


Рис. 1. Формирование фоновых компонент графика КС

При декомпозиции графиков КС, построенных по двум этапам наблюдений, были выделены шесть функций IMF для графика весенних наблюдений КС и три функции IMF для осенних наблюдений (рис. 2).

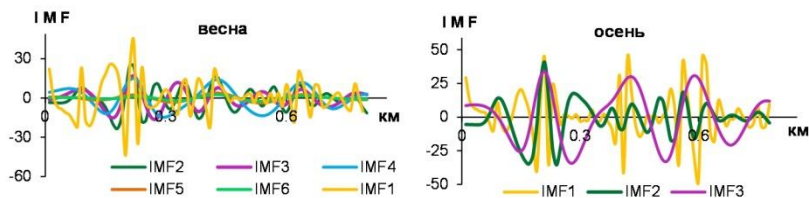


Рис. 2. Функции IMF графиков КС

На рис. 3 приведены графики наблюдаемых КС и остаточные составляющие γ , соизмеримые по амплитуде с КС. После проверки коррелируемости, функции IMF4, IMF5 и IMF6, имеющие тесную корреляционную связь (коэффициент корреляции более 0,85) суммировались. В дальнейшем сумма этих функций рассматривалась, как одна составляющая.

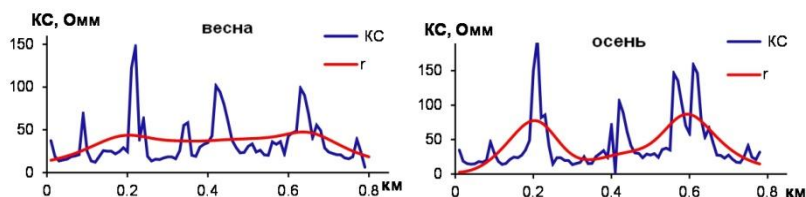


Рис. 3. Графики значений кажущегося сопротивления и остаточные составляющие γ

Для У ЕП, наблюдаемых в весенний и осенний периоды, были выделены по одной функции IMF и остаток γ (рис. 4). Все составляющие представлены в едином масштабе, что позволяет оценить вклад каждой IMF в исходный график. Чтобы формализовать дополнительную полезную информацию, которую содержат EMD-функции, в скользящем окне по профилю были рассчитаны их статистические характеристики. Затем они объединялись в разном сочетании в многопризнаковые пространства, структура которых анализировалась методом динамических сгущений (k-средних) и разбивались на классы с помощью модуля «Коскад-профиль» программного комплекса «КОС-КАД-3D» процедурами безэталонной классификации [6].

Было выполнено сопоставление результатов классификаций, полученных при использовании вейвлет-преобразования и декомпозиции EMD. При классификации статистик функций EMD получено большее количество интервалов, отличающихся по свойствам от фо-

нового класса. Результаты классификаций, полученные по осенним наблюдениям, при использовании двух преобразований, заметных отличий не имеют.

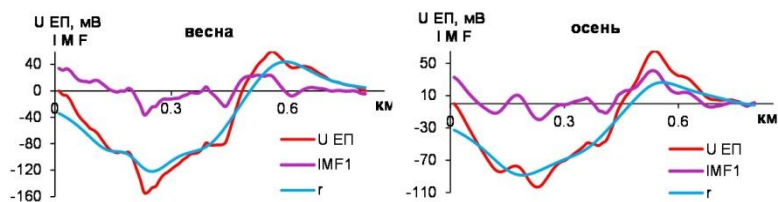


Рис. 4. Разложение графиков потенциала ЕП на функции IMF и остаток r

Вероятно, большая чувствительность преобразования EMD по сравнению с вейвлетом Хаара, позволила выявить более тонкие особенности, скрытые в наблюдаемом поле. Конечно, полученные компоненты не отражают реальные физические процессы, но, как любые преобразования, помогают лучше понять структуру входной последовательности и упростить ее анализ. В конечном итоге интерпретация многомерных данных, в нашем случае это получение интервалов, с которыми связываются зоны возможного развития инженерно-геологических осложнений, по формальным признакам позволяет повысить достоверность их выделения. Тем не менее, приведенную последовательность преобразований следует еще неоднократно опробовать и сопоставлять с результатами интерпретации других методов исследования.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (проект № 19-05-00654 А).

ЛИТЕРАТУРА

1. Анализ сигналов на основе вейвлет-преобразования [Электронный ресурс] / Национальная библиотека им. Н. Э. Баумана. Режим доступа [https://ru.bmstu.wiki/Анализ сигналов на основе вейвлет-преобразования](https://ru.bmstu.wiki/Анализ_сигналов_на_основе_вейвлет-преобразования) (03.09.2019).
2. Долгаль А. С., Симанов А. А. Применение кратномасштабного вейвлет-анализа при аналитических аппроксимациях геопотенциальных полей // Докл. Акад. наук, 2008. Т. 418. № 2. С. 256–261.
3. Долгаль А. С., Христенко Л. А. Применение эмпирической модовой декомпозиции при обработке геофизических данных // Изв. Томского политехнич. ун-та. Инжиниринг ресурсов, 2017. Т. 328. № 1. С. 100–108.
4. Калинин Д. Ф., Яновская Ю. А., Долгаль А. С. Результаты профильной комплексной интерпретации геопотенциальных полей методом эмпириче-

ской модовой декомпозиции (EMD) с целью оценки перспектив нефтегазоспособности // Геофизика, 2019. № 1. С. 2–12.

5. *Христенко Л. А.* Метод эмпирической модовой декомпозиции при выделении информативных компонент результатов электропрофилирования // Стратегия и процессы освоения георесурсов: сб. науч. тр. Вып. 16. ГИ УрО РАН. Пермь, 2018. С. 233–237. DOI: 10.7242/gdsp/2018.16.64

6. *Христенко Л. А., Степанов Ю. И.* Вейвлет-преобразование при интерпретации данных электропрофилирования // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2015. С. 213–216.

REFERENCES

1. Analiz signalov na osnove veyvlet-preobrazovaniya [Signal analysis based on the wavelet transformation]. URL: [https://ru.bmstu.wiki/Analiz signalov na osnove veyvlet-preobrazovaniya](https://ru.bmstu.wiki/Analiz_signalov_na_osnove_veyvlet-preobrazovaniya). (Accessed 03.09.2019). (In Russian).

2. *Dolgal A. S., Simanov A. A.* Primenenie kratnomasshtabnogo veyvlet-analiza pri analiticheskikh approksimatsiyakh geopotentsial'nykh poley [Multiple-scale wavelet analysis in analytical approximations of geopotential fields]. Doklady AN RAS, 2008. Vol. 418, no. 2, pp. 256–261. (In Russian).

3. *Dolgal A. S., Khristenko L. A.* Primeneniye empiricheskoy modovoy dekompozitsii pri obrabotke geofizicheskikh dannykh [Application of Empirical Mode Decomposition method in processing geophysical data]. Izv. Tomskogo politekhnich. univ., Inzhiniring resursov, 2017. Vol. 328, no. 1, pp. 100–108. (In Russian).

4. *Kalinin D. F., Yanovskaya Yu. A., Dolgal A. S.* Rezul'taty profil'noy kompleksnoy interpretatsii geopotentsial'nykh poley metodom empiricheskoy modovoy dekompozitsii (EMD) s tsel'yu otsenki perspektiv neftegazonosnosti [Results of the profile complex interpretation of geopotential fields using Empirical Mode Decomposition (EMD) for assessment of oil-and-gas potential]. Geofizika, 2019, no. 1, pp. 2–12. (In Russian).

5. *Khristenko L. A.* Metod empiricheskoy modovoy dekompozitsii pri vydelenii informativnykh komponent rezul'tatov elektroprofilirovaniya [Empirical Mode Decomposition in the selection of informative components of the results of electrical profiling]. In: Strategiya i protsessy osvoyeniya georesursov. Sbornik nauchnykh trudov. Vypusk 16. Perm, MI UB RAS, 2018, pp. 233–237. (In Russian).

6. *Khristenko L. A., Stepanov Yu. I.* Veyvlet-preobrazovaniye pri interpretatsii dannykh elektroprofilirovaniya [Wavelet transform in the interpretation of electric profiling data]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2015, pp. 213–216. (In Russian).

ОЦЕНКА НЕОДНОРОДНОСТИ И АНИЗОТРОПИИ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИБОРАМИ МУЛЬТИПОЛЬНОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА

Аннотация. Приведены результаты оценки азимутальной анизотропии и радиальной неоднородности околоскважинного пространства с применением дисперсионного анализа изгибных волн.

Ключевые слова: дисперсионный анализ, азимутальная анизотропия, радиальная неоднородность, изгибная волна, кросс-дипольный каротаж.

N. Yu. Chistyakov¹, S. V. Belov^{1,2}

¹ FKHS-PNG Enterprise LLC. 34 Lodygina St., Perm 614090, Russia; e-mail: Nikita.Chistyakov@fxc-png.ru;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia; e-mail: Belov@fxc-png.ru

EVALUATION OF BOREHOLE SPACE HETEROGENEITY AND ANISOTROPY WITH MULTIPOLE LOGGING INSTRUMENTS

Abstract. Results of estimation of the azimuthal anisotropy and radial heterogeneity of the near-well space using the analysis of flexure waves dispersion are shown.

Key words: dispersive analysis, azimuthal anisotropy, radial heterogeneity, flexure wave, cross-dipole logging.

Введение

Современные исследования с применениями акустических методов используются для решения широкого спектра геофизических задач. Одним из важных направлений является изучение анизотропии упругих свойств горных пород. На первых этапах развития акустического каротажа (АК) предполагалась модель однородной изотропной среды, которую можно описать двумя упругими модулями, например,

модуль Юнга и коэффициент Пуассона. Для расчета этих модулей достаточно измерить скорости продольной и поперечной волны.

В настоящее время большое внимание уделяется трудноизвлекаемым запасам в коллекторах, которые, как правило, являются низкопористыми и малопроницаемыми. С целью повышения добычи углеводородов из таких коллекторов их подвергают специальным воздействиям, для чего необходимы надежные знания о физических свойствах этих коллекторов. В силу особенностей внутреннего строения нетрадиционных коллекторов их физические свойства часто бывают анизотропными. Простейший случай анизотропии (поперечная или трансверсальная изотропия) имеет только одно четкое направление (вертикальное – VTI среда или горизонтальное – HTI среда), в то время как другие два направления эквивалентны друг другу. Более сложный вариант анизотропии с орторомбической симметрией. Эта модель среды более точно описывает анизотропную породу с вертикальной трещиноватостью [1].

Акустический каротаж развивается в направлении увеличения типов регистрируемых волн, точности оценки их кинематических и динамических параметров. Для реализации возможностей акустического каротажа разработаны и применяются сложные приборы, которые возбуждают и регистрируют в скважине различные типы волн – приборы мультипольного акустического каротажа. Новые приборы могут регистрировать сигнал в разных направлениях с помощью секторных датчиков.

Актуальной проблемой является определение причины анизотропии. Чем она вызвана – собственной анизотропией породы или стрессом? Эффективным инструментом такой оценки является дисперсионный анализ быстрой и медленной изгибной волны (F-волны) [2]. Еще одним из применений дисперсионного анализа волн может быть оценка качества получаемых интервальных времен быстрой и медленной F-волны, введение поправки за дисперсию при ее наличии, оценка радиальной неоднородности. Максимальный эффект дисперсионный анализ дает в случае широкого спектра возбуждаемого дипольного сигнала.

Построение дисперсионной кривой быстрой и медленной изгибной волны по реальным данным

Моделирование изгибной волны в работе [2] основано на решении волнового уравнения для упругой однородной среды с постоянными коэффициентами Ламе и плотностью. По закону Гука и гранич-

ным условиям на поверхности скважины можно получить дисперсионное уравнение

$$\det[M] = 0, \quad (1)$$

которое содержит 7 переменных компонент: радиус скважины, плотность породы, плотность флюида, продольная и поперечная скорости породы, скорость флюида и частота.

При построении дисперсионных кривых по реальным данным необходимо найти быструю и медленную скорость изгибной волны. По имеющимся расщепленным данным изгибной волны можно построить дисперсионные плоты для оценки околоскважинного пространства. Для построения дисперсионных плотов волновой сигнал фильтруется с помощью фильтра Баттерворта в окне 1 кГц с шагом 0,5 кГц, после чего в каждом отфильтрованном окне считается когерентность метолом STC.

Метод STC позволяет повысить наглядность интерпретации. Дословный перевод – «медленность–время–когерентность», в нем когерентность $p^2(\Delta t, t)$ рассчитывают по формуле

$$p^2(\Delta t, t) = \frac{\int_{\tau=t}^{t+T} [\sum_{i=1}^n x_i(\tau + \Delta t \cdot s_i)]^2 \cdot d\tau}{n \sum_{i=1}^n \int_{\tau=t}^{t+T} [x_i(\tau + \Delta t \cdot s_i)]^2 \cdot d\tau}, \quad (2)$$

где Δt – интервальное время; t – время; τ – текущее время; T – ширина окна интегрирования; n – количество приёмников (каналов прибора); $x_i(t)$ – сигнал, принятый от i -го приёмника; s_i – расстояние между первым и i -м приёмником.

Результаты моделирования показаны на рисунках 1–4:

1. На рис. 1 продемонстрирован случай в условиях однородной изотропной среды, данные получены с помощью прибора «КарСар 8АД73». Дисперсионные плоты прибора «КарСар 8АД73» находится в диапазоне от 1 до 10 кГц, связано это с широким спектром сигнала данного прибора. Кривые скоростей быстрой и медленной изгибной волны, построенные по максимумам дисперсионных плотов, совпали с модельной кривой.

2. На рис. 2 показан случай в условиях неоднородной изотропной среды, данные получены с помощью прибора «КарСар 8АД73». Кривые скоростей быстрой и медленной изгибной волны, построенные по максимумам дисперсионных плотов, совпали друг с другом и модельной кривой на низких частотах, но с увеличением частоты расходятся с модельной кривой.

3. На рис. 3 представлен случай в условиях однородной анизотропной среды, данные получены с помощью прибора «SonicScanner».

Дисперсионные плоты прибора «SonicScanner» находится в диапазоне от 1 до 6 кГц, связано это с узким спектром сигнала данного прибора. Кривая скорости быстрой изгибной волны находится выше скорости медленной изгибной волны, причем кривая быстрой скорости изгибной волны совпадает с модельной кривой.

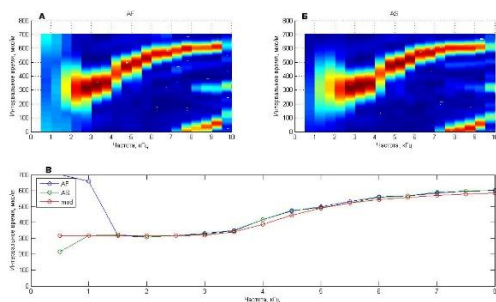


Рис. 1. Пример дисперсионного анализа быстрой и медленной изгибной волны в условиях однородной изотропной среды «КарСар 8АД73»:
 А – дисперсионный плот быстрой изгибной волны,
 Б – дисперсионный плот медленной изгибной волны,
 В – дисперсионные кривые изгибной волны: модельная – красная линия, быстрой волны – синяя линия, медленной волны – зелёная линия

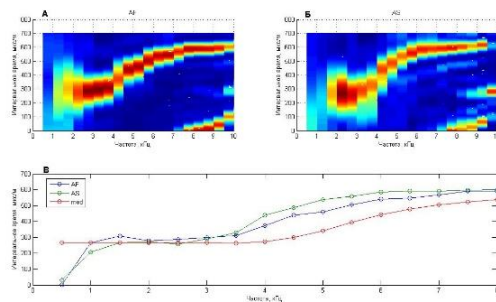


Рис. 2. Пример дисперсионного анализа быстрой и медленной изгибной волны в условиях неоднородной изотропной среды «КарСар 8АД73»:
 А – дисперсионный плот быстрой изгибной волны,
 Б – дисперсионный плот медленной изгибной волны,
 В – дисперсионные кривые изгибной волны: модельная – красная линия, быстрой волны – синяя линия, медленной волны – зелёная линия

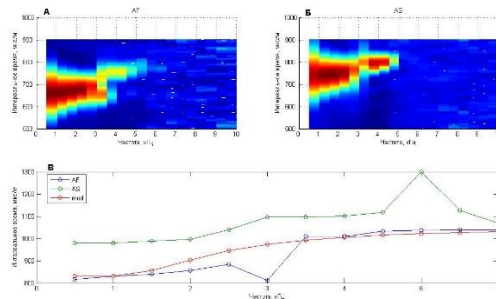


Рис. 3. Пример дисперсионного анализа быстрой и медленной изгибной волны в условиях однородной анизотропной среды «SonicScanner»:

А – дисперсионный плот быстрой изгибной волны,

Б – дисперсионный плот медленной изгибной волны,

В – дисперсионные кривые изгибной волны: модельная – красная линия, быстрой волны – синяя линия, медленной волны – зелёная линия

4. На рис. 4 продемонстрирован случай в условиях неоднородной анизотропной среды, этот феномен еще называют стресс индуцированной анизотропией. Данные получены с помощью прибора «SonicScanner». Кривая скорости быстрой изгибной волны с ростом частоты пересекается с кривой скорости медленной изгибной волны и обе кривые на высоких частотах находятся выше скорости модельной изгибной волны, причем кривая быстрой скорости изгибной волны совпадает с модельной кривой на низких частотах.

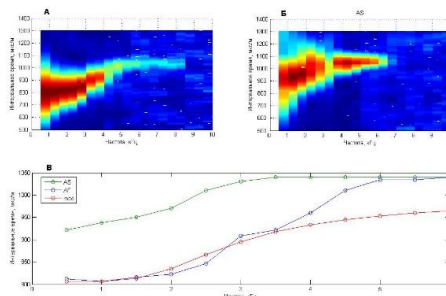


Рис. 4. Пример дисперсионного анализа быстрой и медленной изгибной волны в условиях неоднородной анизотропной среды «SonicScanner»:

А – дисперсионный плот быстрой изгибной волны,

Б – дисперсионный плот медленной изгибной волны,

В – дисперсионные кривые изгибной волны: модельная – красная линия, быстрой волны – синяя линия, медленной волны – зелёная линия

Заключение

Прибор «КарСар 8АД73» имеет спектр сигнала шире, чем спектр сигнала прибора «SonicScanner», это подтверждается на дисперсионных плотях быстрых и медленных изгибных волн. Прибор «КарСар 8АД73» имеет спектр сигнала от 1 до 10 кГц, в то время как прибор «SonicScanner» – от 1 до 6 кГц. Широкий спектр дает более детальные результаты оценки анизотропии и неоднородности при использовании с помощью дисперсионного анализа.

Оценка радиальной неоднородности и азимутальной анизотропии с помощью дисперсионного анализа является очень сложной и затратной по времени, поэтому вместо этой методики чаще используют инверсную методику для определения азимутальной анизотропии и радиальное профилирование продольной волны для определения радиальной неоднородности. Дальнейшая работа будет направлена на сравнение данных методик.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Tang X-M., Cheng A.* Quantitative Borehole Acoustic Methods // Elsevier, 2004.
2. *Чистяков Н. Ю., Белов С. В.* Применение дисперсионного анализа при кросс-дипольном акустическом каротаже для оценки свойств горных пород // НТВ «Каротажник», 2018. Вып. 10 (292). С. 68–77.

REFERENCES

1. *Tang X-M., Cheng A.* Quantitative Borehole Acoustic Methods. Elsevier, 2004.
2. *Chistyakov N. Yu., Belov S. V.* Primenenie dispersionnogo analiza pri kross-dipol'nom akusticheskom karotazhe dlya otsenki svoystv gornykh porod [Using the analysis of variance in cross-dipole sonic logging to evaluate the elastic properties of the rock]. Karotazhnik, 2018. Issue 10 (292), pp. 68–77. (In Russian).

ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННЫХ ПЕРФОРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ДОЛГОВРЕМЕННОГО МОНИТОРИНГА РАБОТЫ СКВАЖИН

Аннотация. *Повышение качества вторичного вскрытия продуктивных пластов и осуществление информационного обеспечения их разработки на протяжении всего межремонтного периода работы скважин можно обеспечить посредством реализации комплексной технологии заканчивания скважин. В состав технологии входит перфорация на депрессии под глубинными насосами и долговременный мониторинг работы пластов и оборудования с применением геофизических кабелей с токоведущими жилами и оптоволоконными линиями.*

Ключевые слова: *вторичное вскрытие пластов, оптоволоконные системы, долговременный мониторинг, гидродинамические исследования, дебит скважины.*

A. S. Chukhlov

LUKOIL-PERM. 62 Lenina Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: Andrej.Chukhlov@lp.lukoil.com

COMBINATION OF SECONDARY PERFORATION TECHNOLOGIES AND LONG-TERM FORMATION MONITORING

Abstract. *The paper discusses the new technical solutions based on the innovative technologies of secondary formation drilling and geophysical study under the down-hole equipment in the producing wells. It has been demonstrated that the proposed technologies allow not only to materially increase the wells' production upon their completion, but also to provide for the successful long-term monitoring of the producing formations' development and down-hole equipment throughout the entire time between repairs.*

Key words: *secondary drilling, optical fibre systems, long-term monitoring, hydrodynamic research, well output.*

Геофизические исследования при контроле за разработкой в скважинах без их остановки и подъема глубинно-насосного оборудования является актуальной задачей. Как правило, применяется два способа реализации подобных исследований. К первому относится предварительный спуск комплексного глубинного прибора на геофизическом кабеле ниже интервала установки электроцентробежного (ЭЦН) или штангового насоса. Второй – спуск под насос геофизического прибора на специальном геофизическом кабеле, в состав которого входят как тоководущие, так и оптоволоконные жилы.

Указанные измерительные системы представляют собой набор электронных (глубинный прибор) и оптоволоконных (кабель) датчиков, соответственно точечных и распределенных. Оптоволоконные системы (ОВС) позволяют выполнять измерения температуры вдоль всего ствола скважины [1].

Разработка специальных взрывозащищённых глубинных приборов и геофизических грузонесущих кабелей с тоководущими и оптоволоконными жилами, различные конструкции которых дают возможность производить вторичное вскрытие продуктивных пластов большой толщины, позволяет реализовать комплексную технологию заканчивания скважин, включающую перфорацию на депрессии под глубинными насосами и долгосрочный мониторинг работы пластов и оборудования. Получение гидродинамических параметров при таких работах необходимо для вычисления значений проницаемости призабойной и удаленной зон пласта, гидропроводности, скин фактора, коэффициента продуктивности, которые являются наиболее значимыми параметрами при опробовании и эксплуатации объектов в разведочных, а также эксплуатационных скважинах.

Опыт применения инновационной технологии вторичного вскрытия на нефтяных месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» показал положительные результаты. В целом, на основании результатов анализа по скважинам, перфорация в которых реализована по указанной технологии, фактические дебиты нефти после ввода объектов в эксплуатацию превышают плановые значения на 66 % [2].

В настоящее время при исследовании скважин практическое применение оптоволоконные системы получили, в основном, в качестве распределенного датчика термометрии (DTS – distributed temperature sensor). Однако одного только измерения температуры вдоль ствола скважины является недостаточно для полного анализа работы скважины, поэтому возникает необходимость применения дистанционных геофизических приборов, неоспоримое достоинство которых состоит в наличии разнородных датчиков. Это способствует вза-

имному комплексированию традиционных методов исследований и оптоволоконной термометрии, что, в свою очередь, значительно расширяет круг решаемых задач. Совместное применение оптоволоконных систем и электронных датчиков особенно актуально на начальном этапе проведения исследований с применением ОВС, использование которых, в настоящее время, носит экспериментальный характер.

Следует отметить, что существующие геофизические приборы не могут сохранять свою работоспособность после срабатывания перфорационных систем при их совместном спуске.

Указанное ограничение потребовало разработки специальных дистанционных скважинных приборов, обеспечивающих измерение забойных и пластовых давлений, температуры, определения состава скважинной жидкости и термоиндикации притока в процессе эксплуатации скважин с передачей данных на наземную часть аппаратуры по одной из жил каротажного кабеля с достаточной механической прочностью и электронной защитой от случайных срабатываний перфоратора.

Для определения значений избыточных давлений, возникающих при срабатывании кумулятивных зарядов в 1 м от перфоратора и на удалении от него на 50 и 100 м, были проведены их замеры автономными и крешерными приборами. Избыточные давления определялись как разность между максимальным измеренным значением и гидростатическим давлением, создаваемым столбом жидкости в скважине.

Следует отметить, что по полученным значениям замеров прямой зависимости $P_{изб.}$ от массы взрывчатого вещества (ВВ), которая непосредственно связана с количеством пробиваемых отверстий, не установлено (рис. 1).

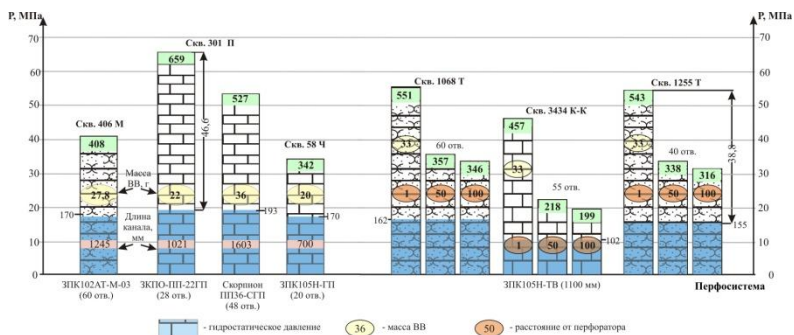


Рис. 1. Результаты измерений избыточных давлений при перфорации

По всей видимости, на значения $R_{\text{изб.}}$ при вторичном вскрытии, помимо общей массы одновременно инициируемого взрывчатого вещества, влияют и другие факторы. Это плотность перфорации, то есть распределение количества зарядов на единицу длины вскрываемого интервала, фильтрационно-емкостные свойств коллектора, конструктивные особенности зарядов, и в частности, добавки в их кумулятивную облицовку материалов высокой плотности для повышения пробивной способности и др.

Имеющийся на производстве набор, перечисленных выше инновационных технологий, кабелей и приборов, позволяет комплексировать процессы перфорации и долговременного мониторинга, в результате чего появляется возможность существенно повышать коэффициент гидродинамического совершенства вторичного вскрытия, оперативного управления величинами забойного давления и оценки энергетических параметров пласта, как непосредственно после перфорации, так и в процессе разработки.

Рассмотрим результаты реализации комплексной технологии. Для осуществления мониторинга в скважину № 41-2Ю, совместно с перфоратором на геофизическом кабеле с токоведущими и оптоволоконными жилами, под ЭЦН был спущен геофизический прибор. Вскрывались одним залпом терригенные продуктивные отложения с пористостью от 16,4 до 17,4 % и коэффициентом глинистости до 8,0 %.

При помощи DTS и глубинного прибора выполнены измерения температурного поля, а также забойного давления соответственно на следующих режимах работы скважины.

На всех режимах работы скважины отмечается отсутствие каких-либо различий в изменении температур ниже ЭЦН, в том числе на ближнем к интервалам перфорации участке, где максимальная разница температур при изменении режимов работы не превышает 2°C.

На всех кривых над интервалами вторичного вскрытия (2065–2198 м) отмечается положительная аномалия температуры (рис. 2). Положительная асимметричная аномалия также наблюдается в интервале 1000–1571 м, вызванная нагревом ЭЦН, которая изменяет форму при смене технологических режимов, но сохраняется даже при выключении насоса. В интервале 1628–1812 м, на кривых, зарегистрированных в период снятия КВД, наблюдается слабовыраженная, положительная аномалия с амплитудой порядка 1°C. При работе ЭЦН эта аномалия исчезает.

На первом режиме работы различий между кривыми температуры практически не наблюдается. При отключенном насосе и закрытии

скважины значения температуры в интервале насоса уменьшаются более чем в 2 раза. По ходу времени глубинная отметка максимума плавает. Выше также наблюдается падение температуры.

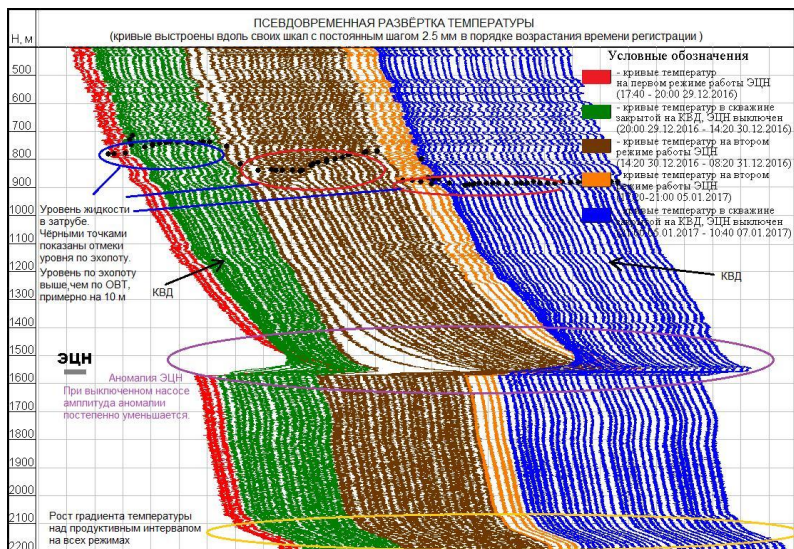


Рис. 2. Изменение температуры вдоль ствола скважины при смене режимов ее работы

Анализируя полученные результаты, можно заключить, что перевод скважины в более интенсивный режим отбора приводит к ухудшению гидродинамических параметров объекта эксплуатации и, в частности, к снижению значений гидропроводности, пьезопроводности и проницаемости пласта. Учитывая низкое значение пластового давления (9,2 МПа), которое на 3,35 МПа ниже давления насыщения, были выданы рекомендации по уменьшению интенсивности отбора флюида для повышения пластового давления. В противном случае происходит разгазирование нефти в пласте, что может привести к закупорке призабойной зоны пласта газом.

На основании выданных рекомендаций был выбран оптимальный режим эксплуатации, обеспечивающий отбор жидкости в пределах 30 м³/сутки в течение всего периода работы скважины. По состоянию на 01.10.2019 г. дебит скважины по нефти составляет 38,8 тонн в сутки, обводненность –3,0 %.

Выводы.

1. Вторичное вскрытие пластов под глубинным насосом позволяет исключить операции по глушению и последующему освоению скважин, а также создать оптимальную депрессию для вскрытия пласта.

2. Опыт реализации технологии подтверждает необходимость дооснащения ОВС датчиками давления и состава флюида. Применение специальных грузонесущих геофизических кабелей с токоведущими жилами и оптоволоконными линиями, а также глубинных геофизических приборов повышенной механической прочности и имеющих электрическую связь с прострелочно-взрывной аппаратурой, дает возможность реализации технологии высокоэффективных методов вторичного вскрытия и долговременного мониторинга разработки продуктивных пластов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Рыбка В. Ф., Лапшина Ю. В. Оптоволоконная термометрия скважин. Мониторинг образования газогидратной пробки // НТВ «Каротажник», 2018. Вып. 4 (286). С. 29–35.

2. Черных И. А. Разработка метода мониторинга забойного давления по данным промыслово-геофизических исследований скважин: Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Пермь, 2018. 17 с.

REFERENCES

1. Rybka V. F., Lapshina Yu. V. Optovolokonnaya termometriya skvazhin. Monitoring obrazovaniya gazogidratnoy probki [Fiber optic well thermometry. Monitoring the formation of gas hydrate plugs]. Karotazhnik, 2018. Release 4 (286), pp. 29–35.

2. Chernykh I. A. Razrabotka metoda monitoringa zaboynogo davleniya po dannym promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy skvazhin. [Development of a method for monitoring of bottom well pressure according to geophysical logging data]. Abstract of dissertation for the degree of candidate of technical sciences. Perm, 2018. 17 c.

УДК 528.22.551.24 (075.8)

Г. А. Шароглазова, В. Н. Коровкин, К. И. Маркович

Полоцкий государственный университет. 211440, Беларусь,

г. Новополоцк, ул. Блохина, д. 29;

e-mail: g.sharoglazova@psu.by

ВЗАИМООБУСЛОВЛЕННЫЕ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДНЫХ И АНТРОПОГЕННЫХ ФАКТОРОВ НА ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ТЕРРИТОРИИ БЕЛАРУСИ

***Аннотация.** Представлена оценка взаимообусловленного влияния тектонических и техногенных факторов на устойчивость природных и инженерных объектов Беларуси. Исследования базируются на методах повторных геодезических измерений, дистанционного зондирования, сейсмологических и геолого-геофизических данных, теории деформации сплошных сред, ГИС технологиях. Показано, что на всех исследуемых объектах наблюдается взаимообусловленное влияние геодинамики и техногенеза на окружающую среду.*

***Ключевые слова:** геодинамика, техногенез, повторные геодезические измерения, дистанционное зондирование, экология, инженерные сооружения.*

G. A. Sharoglazova, V. N. Korovkin, K. I. Markovich

Polotsk State University. 29 Blokhin Str., Novopolotsk 211440, Belarus;

e-mail: g.sharoglazova@psu.by

THE INTERDEPENDENT INFLUENCE OF NATURAL AND ANTHROPOGENIC FACTORS ON THE GEOECOLOGICAL AND ENGINEERING-GEOLOGICAL PROCESSES IN THE TERRITORY OF BELARUS

***Abstract:** The assessment of the interdependent influence of tectonic and technogenic factors on the stability of natural and engineering objects of Belarus is presented. The studies are based on the methods of repeated geodetic measurements, remote sensing, seismological, geological and geophysical data, the theory of deformation of continuous media, and GIS technologies. It is shown that the interdependent influence of geodynamics and technogenesis on the environment is observed on all the studied objects.*

***Keywords:** geodynamics, technogenesis, repeated geodetic measurements, remote sensing, ecology, engineering structures.*

Введение. Известно, что геодинамика и техногенез – два основных фактора, которые влияют на ландшафт Земли и отвечают за экологическую безопасность. На развитие естественных геологических процессов с каждым годом все активнее накладывается антропогенное вмешательство, в результате которого на поверхности Земли увеличивается число техногенных форм рельефа. Свежим примером может служить обрушение сопки в районе Бурейской ГЭС в Хабаровском крае.

В то же время, ряд техногенных объектов, например, горнодобывающие шахты будут априори находиться в зонах влияния тектонических разломов, так как месторождения полезных ископаемых, как правило, приурочены к этим разломам. Эксплуатация же месторождений будет усиливать сейсмотектоническую активность района. Факты показывают, что техногенные влияния на тектонически-активных участках земной поверхности могут увеличить геологическую опасность до уровня катастрофы [1].

Если факты реагирования окружающей среды на внешние и внутренние воздействия установлены [2–6], то последствия этого реагирования изучены слабо. Велика вероятность того, что техногенные воздействия не только изменят природные геологические процессы, но и вызовут новые, не характерные для конкретной территории, инженерно-геологические процессы, как правило, нелинейные, сложно прогнозируемые и отрицательно воздействующие на экологические процессы. Современный уровень изученности проблемы взаимообусловленного влияния тектонических и техногенных факторов на состояние земной коры, скорее, следует отнести к этапу накопления экспериментальных данных и началу разработок математических алгоритмов, учитывающих совокупные влияния.

В Беларуси вопросам инженерной геодинамики и геологии уделяется значительное внимание. К современному этапу исследований (начиная с 1991 г.) ее территория полностью покрыта геологической съемкой 1:200 000 масштаба, а районы крупных промышленных городов – 1:50 000 масштаба. Для этого этапа характерны [7–8] повышенное внимание инженеров-геологов к эколого-геологическим проблемам (в том числе в связи с аварией на Чернобыльской АЭС), а также совершенствование технологий инженерно-геологических исследований путем привлечения метода повторных геодезических измерений, внедрения спутникового дистанционного зондирования Земли, беспилотных съемочных аппаратов, ГИС-технологий и т. д.

В Беларуси взаимообусловленность техногенных и тектонических влияний максимально ярко проявляется на территории активно

эксплуатируемого с 1961 г. Старобинского месторождения, а также на таких энергоёмких объектах как каскад ГЭС на реке Западной Двине, магистральные трубопроводы (МТ), Белорусская АЭС. На некоторых из них созданы геодинамические полигоны (ГДП). Остановимся подробнее на первых трех из перечисленных объектов.

Старобинское месторождение – крупнейшее месторождение калийных солей – расположено в северо-западной части тектонически-активной структуры – Припятский прогиб. В структурном отношении оно приурочено к Старобинской центриклинали, центральное место в которой занимает Стоходско-Могилевский разлом. Оно контролируется также глубинными тектоническими разломами, показанными на рис. 1.

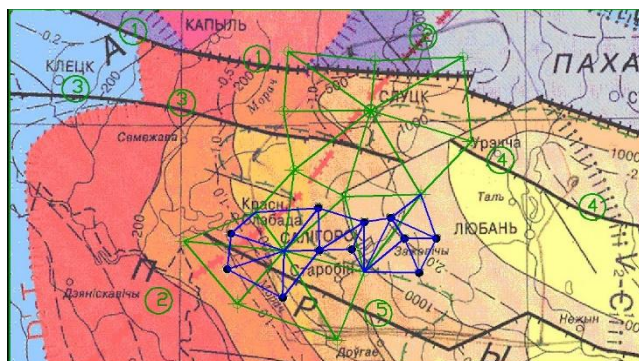


Рис. 1. Расположение тектонических разломов в районе Старобинского месторождения [9] и предлагаемая схема геодинамического полигона в виде треугольников (зеленым обозначены геодзические построения 1-ого уровня, синим – геодзические построения 2-го уровня). Тектонические разломы, ответственные за вероятные сейсмические события: 1 – Северо-Припятский; 2 – Стоходско-Могилевский; 3 – Ляховичский; 4 – Речицкий; 5 – Червонословско-Малодушинский

Оценкой возможного влияния последствий его эксплуатации на тектонику района занималось большое число исследователей. Анализ космфотоматериалов на территорию этого месторождения [10] свидетельствует об активизации дизъюнктивов по их проявлениям в системе линеаментов. Современная геодинамика Старобинского месторождения [8, 11] характеризуется сложным тектоническим строением; проявлением разломов, как в кристаллическом фундаменте, так и в соленосной толще, относительно высокой сейсмичностью, развитием газо-

динамических явлений и техногенными изменениями ландшафта. Многолетняя эксплуатация месторождения привела к сложной экологической ситуации в районе, вызванной засолением почв и подземной гидросферы, трансформацией рельефа земной поверхности, активизацией сейсмотектонических процессов и другими изменениями геологической среды.

Недостатком этих исследований, на наш взгляд, является слабое использование возможностей метода повторных геодезических измерений, которые на данном месторождении ведутся практически в пределах подрабатываемых территорий, почти не затрагивая тектонические разломы, ответственные за возможные сейсмические катастрофы. Согласно карте проявления сейсмотектонических процессов на территории Беларуси [12] максимальная концентрация землетрясений наблюдается в районе Солигорска. Эпицентры землетрясений приурочены к указанным тектоническим разломам, особенно за период эксплуатации месторождения.

Грамотно поставленные повторные геодезические измерения, дополненные геолого-геофизическими, сейсмологическими исследованиями и данными дистанционного зондирования, позволят зафиксировать деформации объекта, вызванные как тектоническими факторами, так и совокупностью различных воздействий.

На территорию Старобинского месторождения предлагается выполнить структурное дешифрирование материалов аэрокосмических съемок (МАКС), составить космоструктурную карту по данным структурного дешифрирования материалов аэрокосмических съемок, сравнить с результатами геологической съемки предыдущих лет, а также организовать ГДП «Старобин» [13] (рис. 1).

Магистральные нефтепроводы РБ. К настоящему времени известно много фактов приуроченности аварий на МТ к зонам повышенной геодинамической активности. Так установлено, что практически все чрезвычайные ситуации природного и природно-техногенного характера на нефтегазопроводах в Приуралье происходят в пределах таких зон. Аналогичный вывод сделан многими авторами на основе аэрокосмогеологических исследований практически во всех нефтегазоносных регионах России [2, 3].

Выполненные нами исследования [6] расположения аварий на МНТ Беларуси показали, что в более чем 70 % случаев они приурочены к активным тектоническим структурам. Наблюдается явная корреляция между числом аварий, положением тектонических разломов и их активностью: на участке МНТ Полоцк – Браслав протяженностью 100 км, расположенного в активном Полоцко – Курземском поясе тек-

тонических разломов, в исследуемый период произошло 10 аварий; на участке Полоцк – Унеча (Витебская и Могилевская мульды, спокойные тектонические структуры), 450 км – 3 аварии; Унеча – Восточный край Припятского прогиба (район Гомеля), 166 км – 7 аварий; Припятский прогиб, активная тектоническая структура, 330 км – 44 аварии; Западный край Припятского прогиба Полесская седловина – Кобрин, 210 км – 22 аварии.

На наш взгляд, данную статистику нельзя игнорировать и исследования по обозначению опасных геологических участков МТ на территории РБ необходимо активизировать. В настоящее время этой проблеме уделяется недостаточное внимание, что связано со сложностью разработки алгоритмов, учитывающих влияние совокупных факторов на устойчивость трубопроводов. В научно-технических работах обращается, в основном, внимание на совершенствование гидравлических, тепловых и других «механических» расчетов; каждое влияние рассматривается отдельно [14, 15].

На наш взгляд, выходом из сложившейся ситуации может послужить постановка повторных геодезических измерений по деформационным маркам, установленным в местах частых аварий на трубопроводе. Это позволит определить величины изменения положения трубопровода от его проектного положения, вызванного всем комплексом воздействий, так как сила и слабость геодезических измерений как раз и состоит в том, что они фиксируют пространственное изменение положения объекта в результате совокупности воздействий, а не отдельных факторов.

Расчет напряженно-деформированного состояния трубопровода и его изменений во времени, на наш взгляд, можно выполнить через абсолютную величину изгибающего момента M_0 трубы по результатам геодезических измерений (рис. 2), где Y_i – отклонения положения трубопровода от проектного, полученные из нивелирования, на деформационных марках, закрепленных на трубе.

Абсолютную величину изгибающегося момента M_0 находим по одной из экспериментальных формул

$$M_0 = EI \frac{Y_{-2} - 8Y_{-1} + 14Y_0 - 8Y_1 + Y_2}{4h^2} + \frac{gh^2}{6},$$

$$M_0 = EI \frac{Y_{-2} - 16Y_{-1} + 30Y_0 - 16Y_1 + Y_2}{10h^2} + \frac{gh^2}{6}, \quad (1)$$

где EI – жесткость трубопровода на изгиб; g – сила тяжести трубопровода, отнесенная к единице его длины; Y_i – высотные смещения трубопровода, полученные по результатам нивелирования.

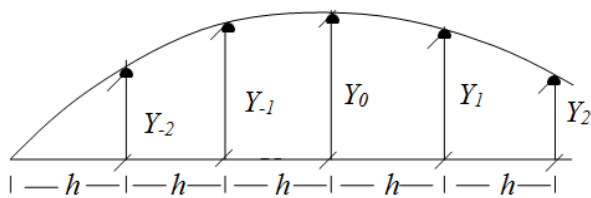


Рис. 2. Изгиб трубопровода по вертикали, измеренный нивелирным методом, как иллюстрация к расчету напряжений трубопровода вследствие этого изгиба

Модуль упругости E для стали применяется равным $2,1 \cdot 10^5$ Мпа, а момент инерции поперечного сечения трубопровода I находится по формуле

$$I = \frac{\pi D^3 d}{8}, \quad (2)$$

где D – диаметр трубопровода; d – толщина стенки трубопровода.

Величину g находим по формуле

$$g = \pi D d \gamma, \quad (3)$$

где γ – удельный вес стали.

Найдя величину изгибающего момента M_0 , находим далее значение напряжений изгиба по формуле

$$\sigma_0 = \frac{4M_0}{\pi D^2 d}. \quad (4)$$

Оптимальное значение расстояния h для расчетов принимается равным $12D, 20D, 22D$.

Если объем предварительной информации связать не с длиной линейного сооружения, а с предварительным нахождением точек перегиба оси трубопровода, то число измерений можно уменьшить. Конечно, формулы (1) и методику их применения для определения НДС трубопровода по данным геодезических измерений необходимо исследовать, чтобы довести до практического применения, но наличие рационального зерна в данном предложении не вызывает сомнения.

Гидроэлектростанции (ГЭС) В работе рассмотрен каскад ГЭС на реке Западной Двине, возводимый в период с 1930-х годов по настоящее время. Все входящие в указанный каскад гидроэлектростанции расположены на одной реке и принадлежат к одной активной тектонической структуре: Полоцко-Курземскому поясу тектонических

разломов (рис. 3), то есть геодинамика и техногенез здесь также взаимосвязаны.

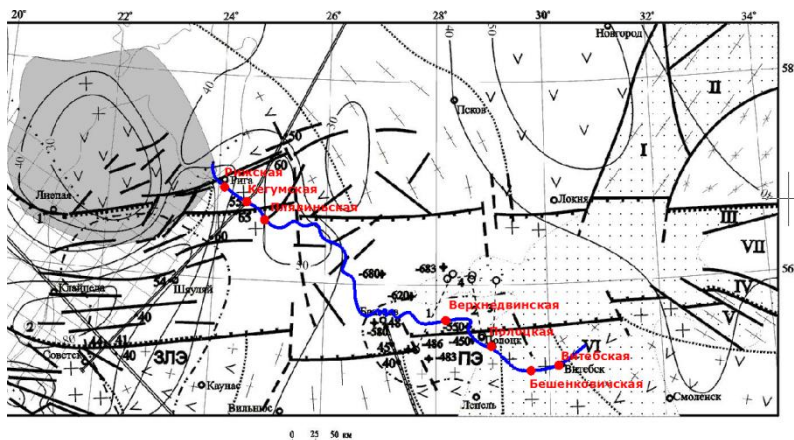


Рис. 3. Полоцко – Курземский пояс тектонических разломов и расположение каскада ГЭС (Рижская (с 1974 г.), Кегумская (с 1940 г.), Плявинская (с 1966 г.), Верхнедвинская (проект), Полоцкая (с 2018 г.), Бешенковичская (проект), Витебская (с 2018 г.) на реке Западной Двине. Тектонические разломы даны по работе [16]

Статистика сейсмической активности в районе Латвийских ГЭС за последние 50 лет свидетельствует, что здесь происходили землетрясения до 6 баллов по шкале Рихтера. В результате исследований, выполненных нашим университетом и организациями НАНБ, установлено, что Полоцкая ГЭС расположена в зоне влияния тектонических разломов (Полоцкого, Чашникского и Туровлянского). На площадке ее строительства присутствует сейсмическая опасность от возникновения местных небольших, а также сильных землетрясений других регионов; на устойчивость сооружений могут неблагоприятно повлиять и ослабленные грунты тектонических разломов, где максимально проявляются деформации как тектонического происхождения, так и вследствие действия сезонных и технологических факторов; рекомендуемый уровень сейсмостойкости – 7 баллов.

В рамках НИР в 2014 г. Полоцкий университет создал ГДП «Полоцкая ГЭС» по мониторингу указанных разломов (рис. 4), на котором выполнено 3 цикла высокоточных спутниковых ГНСС наблюдений (2014, 2015, 2017 гг.). По результатам этих измерений вычислены [17] параметры горизонтальных деформаций земной коры (разно-

сти сторон, векторы горизонтальных смещений; компоненты деформации) и выполнена интерпретация с привлечением данных о возведении плотины, сооружений ГЭС и режиме заполнения водохранилища. По возможности, также учтено, что практически параллельно с Полоцкой ГЭС возводилась в 99 км выше по течению реки Витебская ГЭС проектной мощности 40 МВт, введенная в эксплуатацию летом 2017 г., через месяц после Полоцкой.

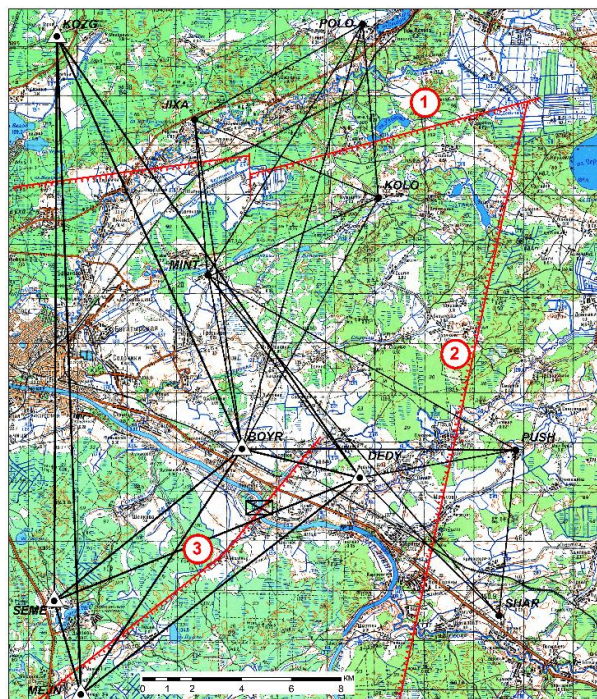


Рис. 4. Схема геодезической сети ГДП «Полоцкая ГЭС» и тектонические разломы

▲ — пункты и стороны сети ГДП, отнаблюдаемые в 2014, 2015, 2017 гг.; ● — пункты и стороны сети ГДП, отнаблюдаемые в 2015, 2017 гг.;
 ☒ — Полоцкая ГЭС; — — — — тектонические разломы: ① — Полоцкий;
 ② — Чашникский; ③ — Туровлянский

Анализ распределения параметров деформаций на ГДП «Полоцкая ГЭС» показал, что они не только связаны с технологическим

циклом строительства и введением в эксплуатацию Полоцкой электростанции, но и распространяются на значительные территории от нее, охватывая все тектонические разломы, в зоне влияния которых она находится. Не исключено, что наблюдаемые деформации в какой-то степени коррелируются и с возведением Витебской ГЭС.

Заключение. Проведенные исследования убедительно свидетельствуют, что техногенные процессы с каждым годом все глубже накладываются на естественные геологические процессы, и это антропогенное вмешательство в подавляющем большинстве случаев сказывается отрицательно на экологии окружающей среды, что следует из выводов по каждому из объектов:

1. Многолетняя эксплуатация Старобинского месторождения привела к сложной экологической ситуации в районе. Крайне желательно усилить исследования геодинамических процессов и техногенеза на его территории путем создания современного ГДП с постановкой согласованных исследований всех наук о Земле. Выполнение разрозненных исследований является крайне неэффективным;

2. Деформации земной поверхности на ГДП «Полоцкая ГЭС» коррелируются с технологическими этапами возведения гидроэлектростанции и охватывают все тектонические разломы, в зоне влияния которых она расположена. В районе каскада ГЭС на реке Западной Двины желательно организовать мониторинговую геодинамическую сеть;

3. На аварийно-опасных участках МТ следует организовать мониторинговые геодезические измерения с выходом на расчеты НДС линейной части трубопровода, обусловленного совокупным влиянием тектонических и техногенных факторов;

4. Рекомендуются более широкое использование материалов дистанционного зондирования и ГИС технологий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Трифонов В. Г. Стихийные бедствия в системе современных геодинамических процессов // Современная геодинамика и глубинное строение территории СССР. М.: Наука, 1990. С. 11–16.
2. Ульмасвай Ф. Геологические условия возникновения зон потенциальной аварийности магистральных газопроводов на севере Западной Сибири // Газовая промышленность, 1997. №7. С. 37–38.
3. Михалев В. В., Копылов И. С., Аристов Е. А., Коноплев А. В. Оценка техноприродных и социально-экологических рисков возникновения ЧС на магистральных продуктопроводах Пермского Приуралья // Трубопроводный транспорт: теория и практика. М.: ВНИИСТ, 2005. № 1. С. 75–77.
4. Копылов И. С. Инженерно-геологическая роль геодинамических активных зон // Успехи современного естествознания, 2014. № 5–2. С. 110–114.

5. Кугаенко Ю. А., Мельников Д. В. Проявление техногенеза в геодинамически активном районе Мутновского гидроэнергетического комплекса (Южная Камчатка) // География и природные ресурсы, 2006. № 3. С. 30–37.
6. Шароглазова Г. А., Коровкин В. Н., Липский В. К., Ялтыхов В. В., Соловьев А. Н. Геолого-тектонические условия возникновения аварийности на магистральных нефтепроводах Белоруссии // Автоматизированные технологии изысканий и проектирования, 2008. № 1. С. 58–60.
7. Галкин А. Н., Матвеев А. В., Павловский А. И., Санько А. Ф. Инженерная геология Беларуси. Инженерная геодинамика Беларуси. Часть 2. Витебск, ВГУ, 2017. 451 с.
8. Галкин А. Н., Матвеев А. В. Инженерная геология Беларуси. Региональная инженерная геология. Часть 3. Витебск. ВГУ, 2018. 184 с.
9. Тэктанічная карта Беларусі. Нацыянальны атлас Беларусі. Мінск, 2002. С. 46–47.
10. Михайлов В. И., Тяшкевич И. А., Боборыкин А. М. Изучение местных сейсмических явлений по картам и аэрокосмическим снимкам // Изв. вузов. Геодезия и аэрофотосъемка, 1991. № 5. С. 111–118.
11. Губин В. Н., Ковалев А. А. Космическая геология Беларуси. Мн.: Лазурек, 2008. 120 с.
12. Аронова Т. И. Особенности проявления сейсмостектонических процессов на территории Беларуси // Литосфера, 2006. № 2 (25). С. 103–110.
13. Шароглазова Г. А. Проектирование геодинамических исследований в районах взаимообусловленного влияния тектонических и техногенных факторов на состояние земной коры // Вестник Полоцкого государственного университета. Серия F. Строительство. Прикладные науки, 2012. № 8. С. 166–171.
14. Бородавкин П. П., Синюков А. М. Прочность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1984. 246 с.
15. Клейм Г. К. Расчет подземных трубопроводов. М.: Недра, 1969. 125 с.
16. Гарецкий Р. Г., Каратаев Г. И., Астапенко В. И., Данкевич И. В. Полоцко-Курземский пояс разломов // Доклады национальной академии наук Беларуси, 2002. Том 46. № 6. С. 85–89.
17. Шароглазова Г. А., Маркович К. И. Результаты исследований деформаций земной коры в районе каскада гидроэлектростанций на р. Западной Двине // Геодезия и картография, 2018. Т. 79. № 10. С. 7–15.

REFERENCES

1. Trifonov V. G. Stikhiynye bedstviya v sisteme sovremennykh geodinamicheskikh processov [Natural disasters in the system of modern geodynamic processes]. Modern geodynamics and the deep structure of the USSR. M.: Nauka, 1990, pp. 11–16. (In Russian).
2. Ulmasvaj F. C. Geologicheskie usloviya vozniknoveniya zon potentsialnoy avarijnosti magistralnykh gazoprovodov na severe Zapadnoy Sibiri [Geological conditions for the occurrence of zones of potential accident of the gas

pipelines in the north of Western Siberia]. Gas industry, 1997, no. 7, pp. 37–38. (In Russian).

3. *Mikhalev V. V., Kopylov I. S., Aristov E. A., Konoplev A. V.* Otsenka tekhnoprirodnnykh i sotsial'no-ekologicheskikh riskov vozniknoveniya ChS na magistral'nykh produktoprovodakh Permskogo Priural'ya [Assessment of technological and social-environmental risks of accidents on the main product pipelines of the Perm Urals]. Pipeline transport: theory and practice. M.: VNIIST, 2005, no. 1, pp. 75–77. (In Russian).

4. *Kopylov I. S.* Inzhenerno-geologicheskaya rol geodinamicheskikh aktivnykh zon [Engineering and geological role of geodynamic active zones]. Successes in modern science, 2014, no. 5–2, pp. 110–114. (In Russian).

5. *Kugaenko Yu. A., Melnikov D. V.* Proyavlenie tekhnogeneza v geodinamicheski aktivnom rayone Mutnovskogo gidroenergeticheskogo kompleksa (Yuzhnaya Kamchatka) [Manifestation of technogenesis in the geodynamically active region of the Mutnovskiy hydropower complex (South Kamchatka)]. Geography and natural resources, 2006, no 3, pp. 30–37. (In Russian).

6. *Sharoglazova G. A., Korovkin V. N., Lypski V. K., Jaltykhov V. V., Solovyov A. N.* Geologo-tektonicheskie usloviya vozniknoveniya avariynosti na magistralnykh nefteprovodakh Belorussii [Geological and tectonic conditions for the occurrence of accidents at the main oil pipelines of Belarus]. Automated technologies for research and design, 2008, no. 1, pp. 58–60. (In Russian).

7. *Galkin A. N., Matveev A. V., Pavlovsky A. I., Sanko A. F.* Inzhenernaya geologiya Belarusi. Inzhenernaya geodinamika Belarusi. Chast 2 [Engineering geology of Belarus. Engineering geodynamics of Belarus. Part 2] Vitebsk, VSU, 2017. 451 p. (In Russian).

8. *Galkin A. N., Matveev A. V.* Inzhenernaya geologiya Belarusi. Regionalnaya inzhenernaya geologiya. Chast 3 [Engineering geology of Belarus. Regional engineering geology. Part 3]. Vitebsk, VSU, 2018. 184 p. (In Russian).

9. Tektonichnaya karta Belarusi. Nacyyanalny atlas Belarusi [Tectonic map of Belarus. National Atlas of Belarus]. Minsk, 2002, pp. 46–47. (In Belorussian).

10. *Mikheylov V. I., Tyashkevich I. A., Boborykin A. M.* Izucheniye mestnykh seysmicheskikh yavleniy po kartam i aerokosmicheskim snimkam [Local seismic phenomena studying using maps and aerospace images]. Izv. universitets. Geodesy and aerial photography, 1991, no. 5, pp. 111–118. (In Russian).

11. *Gubin V. N., Kovalev A. A.* Kosmicheskaya geologiya Belarusi [Space geology of Belarus]. Mn.: Lazurak, 2008. 120 p. (In Russian).

12. *Aronova T. I.* Osobennosti proyavleniya seysmotektonicheskikh protsessov na territorii Belarusi [Features of the manifestation of seismotectonic processes in Belarus]. Lithosphere, 2006, no. 2 (25), pp. 103–110. (In Russian).

13. *Sharoglazova G. A.* Proektirovaniye geodinamicheskikh issledovaniy v rajonah vzaimoobuslovlennogo vliyaniya tektonicheskikh i tekhnogennykh faktorov na sostoyaniye zemnoy kory [Designing geodynamic studies in areas of the interdependent influence of tectonic and technogenic factors on the state of the earth's crust]. Bulletin of Polotsk State University. Series F. Construction. Applied Science, 2012, no. 8, pp. 166–171. (In Russian).

14. Borodavkin P. P., Sinyukov A. M. Prochnost magistralnykh truboprovodov [Durability of pipelines]. M.: Nedra, 1984. 246 p. (In Russian).
15. Kley M. G. K. Raschet podzemnykh truboprovodov [Calculation of underground pipelines]. M.: Subsoil, 1969. 125 p. (In Russian).
16. Garetskiy R. G., Karataev G. I., Astapenko V. I., Dankevich I. V. Polotsko-Kurzemskiy pojas razlomov [Polotsk-Kurzeme Fault Belt]. Reports of the National Academy of Sciences of Belarus, 2002. Vol. 46, no. 6, pp. 85–89. (In Russian).
17. Sharoglazova G. A., Markovich K. I. Rezultaty issledovaniy deformatsiy zemnoy kory v rayone kaskada gidroelektrostantsiy na r. Zapadnoy Dvine [[The results of studies of deformations of the earth's crust in the region of the cascade of hydroelectric power stations on the Western Dvina River]. Geodesy and Cartography, 2018. Vol. 79, no. 10, pp. 7–15. (In Russian).

УДК: 519.632.4, 550.371.4

М. Н. Юдин, Д. С. Даев, А. Д. Каринский, Н. А. Севостьянов
Российский государственный геологоразведочный университет имени
Серго Орджоникидзе. 117997, Россия, г. Москва ул. Миклухо-Маклая
д. 23; e-mail: yudinmn@gmail.com

О РАСЧЕТЕ ПЛОТНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ИСТОЧНИКОВ АНОМАЛЬНОГО ПОТЕНЦИАЛА В СЛОИСТОЙ СРЕДЕ. ЧИСЛЕННЫЕ ЭКСПЕРИМЕНТЫ

***Аннотация.** В работе приведены результаты численных экспериментов, иллюстрирующих важную часть алгоритма решения трехмерной задачи ВЭЗ по методу Шварца. Для этой цели выбрана тестовая трехслойная модель среды, во втором слое которой содержится локальная вставка, являющаяся источником аномального поля. Основное внимание уделено деталям расчета плотности источников, локализованных в теле. Приведены алгоритмы и результаты расчетов непрерывных и дискретных величин плотности источников аномального потенциала (оригиналов) и их Фурье-спектров.*

Для разработки программ, тестовых расчетов и визуализации результатов использованы средства системы компьютерной математики (СКМ) Маткад.

***Ключевые слова:** Метод Шварца, математическое моделирование; метод ВЭЗ; аномальный потенциал локальных проводящих объектов.*

M. N. Yudin, D. S. Daev, A. D. Karinskiy, N. A. Sevostyanov
Russian State Geological Prospecting University n. a. Sergo Ordzhonikidze.
23 Miklukho-Maclay Str., Moscow 117997, Russia;
e-mail: yudinmn@gmail.com

ON THE CALCULATION OF THE DENSITY OF DISTRIBUTED SOURCES OF ANOMALOUS POTENTIAL IN A LAYERED MEDIUM. NUMERICAL EXPERIMENTS

Abstract. *The results of numerical experiments illustrating an important part of the algorithm for solving the three-dimensional VES problem by the Schwartz method are presented. For this purpose, a test three-layer model of the medium is selected, the second layer of which contains a local insert, which is the source of the anomalous field. The main attention is paid to the details of calculating the density of sources localized in the body. Algorithms and results of calculations of continuous and discrete values of density of sources of anomalous potential (originals) and their Fourier spectra are given.*

For the development of programs, test calculations and visualization of the results, the means of the computer mathematics system (SCM) Mathcad were used.

Key words: *Schwarz's method; mathematical modeling; resistivity method; influence of local conductive objects.*

Алгоритмы решения прямых задач по методу Шварца изложены в наших публикациях [1, 2, 3].

Пусть $U_n(M)$ – нормальный потенциал, создаваемый источником постоянного тока в точке $M(x_1, x_2, x_3) \in R^3$ горизонтально-однородной слоистой (фоновой) среды. Будем предполагать, что к моменту решения задачи этот потенциал известен. В фоновую модель среды поместим локальное (ограниченное) трехмерное тело Π с произвольной проводимостью $\sigma(M)$.

Задача состоит в изучении возмущения фонового потенциала $U_n(M)$, вызванного погруженной в одномерную фоновую слоистую среду трехмерной неоднородностью Π .

Функцию $U_a(M)$, описывающую это возмущение, называют *аномальным потенциалом*, а $U(M) = U_n(M) + U_a(M)$ – *полным потенциалом*.

При решении задачи относительно аномального потенциала $U_a(M)$ его источники $\Psi(M)$ распределены в области, соответствующей вставке II. Если известен алгоритм их построения, то потенциал $U(M)$ может быть рассчитан в произвольной точке слоистой среды на основе аналитического решения.

В каждом однородном слое, не содержащем локального включения, скалярный потенциал удовлетворяет уравнению Лапласа, а в слоях, содержащих неоднородности, – уравнению Пуассона

$$\Delta U^a(M) = \Psi(M). \quad (1)$$

Здесь

$$\Psi(M) = \begin{cases} \operatorname{div}[\gamma(M) \operatorname{grad} U(M)], & M \in \Pi, \\ 0, & M \notin \Pi, \end{cases} \quad (2)$$

где $\gamma(M) := (1 - \sigma(M) / \sigma_n)$, σ_n – проводимость n -го слоя фоновой среды. Правая часть дифференциального уравнения отлична от нуля только в слоях, содержащих локальные вставки.

Функция $\Psi(M)$ состоит из суммы трех близких по структуре слагаемых

$$\Psi(M) = \Psi_1(M) + \Psi_2(M) + \Psi_3(M),$$

где

$$\Psi_s = \partial_{x_s} [\gamma(M) \partial_{x_s} U(M)], \quad s = 1, 2, 3. \quad (3)$$

В общем случае расчет $\Psi(M)$ требует вычисления производных от функций, имеющих точки разрывы первого рода на границах вставки или внутри нее. [2].

Рассмотрим основные элементы алгоритма решения задачи на примере простой модели трехслойно среды, содержащей во втором слое локальную вставку [2]. Мощности первых двух слоев фоновой модели равны $h_1 = 20$ м, $h_2 = 80$ м, их проводимости соответственно равны $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma_3 = 1$ ом.м. Точечный источник расположен на поверхности земли в эпицентре неоднородного включения. В рассматриваемом здесь варианте трехслойной модели функция $\Psi(M)$ отлична от нуля только во втором слое.

Отладку программ и численные эксперименты желательно выполнять посредством систем компьютерной математики (СКМ), которые содержат встроенные функции, выполняющие простые математические операции, включая быстрое дискретное одномерное и двумерное преобразование Фурье (БПФ). Мы отдали предпочтение СКМ Маткад.

В процессе численных экспериментов полагали, что изменение проводимости в неоднородности можно описать произведением двух двумерных гладких функций

$$\sigma(M) = g(x_1, x_2) = g_1(x_1) g_2(x_2), \quad z \in [z_1, z_2]. \quad (4)$$

Приведем примеры этих функций.

Пример 1. Функции Гаусса:

$$g_s(t) = e^{-\nu_s t^2}, \quad s = 1, 2; \quad \nu_s > 0. \quad (5)$$

На языке Маткад им соответствуют функции СФ1D, СФ2D (табл. 1 (а)).

$$\nu := 1 \quad \text{СФ1D}(t) := \exp(-\nu t^2) \quad \text{СФ2D}(x, y) := \text{СФ1D}(x) \cdot \text{СФ1D}(y).$$

Пример 2. Прямоугольные импульсы

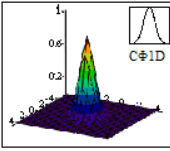
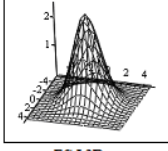
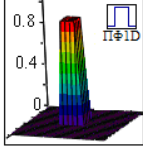
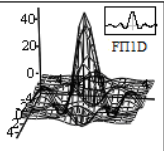
$$g_s(t) = \Phi(t + h/2) - \Phi(t - h/2), \quad s = 1, 2., \quad (6)$$

где $\Phi(t)$ – функция Хэвисайда. Им соответствуют операторы языка Маткад ПФ1D и ПФ2D:

$$\text{ПФ1D}(x) := \Phi\left(x + \frac{h}{2}\right) - \Phi\left(x - \frac{h}{2}\right) \quad \text{ПФ2D}(x, y) := \text{ПФ1D}(x) \cdot \text{ПФ1D}(y).$$

К дифференциальной задаче применим двумерное преобразование Фурье F_2 по переменным x и y (x_1 и x_2) при фиксированной величине z : Графики функций-оригиналов (СФ1D, СФ2D) и (ПФ1D, ПФ2D) и их спектры (ФСФ1D, ФСФ2D) приведены в табл. 1.

Таблица 1

(а) Оригиналы	(б) Спектр	(в) Оригиналы	(г) Спектры
 <p>СФ2D</p>	 <p>FСФ2D</p>	 <p>ПФ2D</p>	 <p>FПФ2D</p>

Используя формулы (5, 6) из примеров 1 и 2, можем записать операторы расчета функции $\Psi(M)$. Например, расчет первого слагаемого $\Psi_1(M)$ посредством (5) реализует оператор Маткада

$$\text{С}\Psi_1(x, y) := \frac{d}{dx} \left[\text{СФ1D}(x) \cdot \text{СФ1D}(y) \cdot \left(\frac{d}{dx} \text{Un}(x, y, z_{\text{iBodyUp}}, q) \right) \right].$$

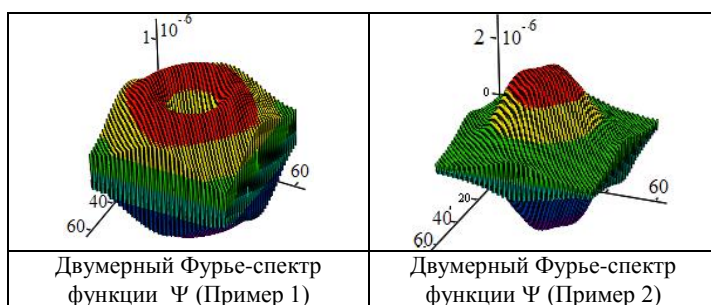
где U_n – функция, рассчитывающая потенциал внутри вставки Π . На основе этой и аналогичных ей процедур реализуются расчеты дискретных аналогов функций СЧм, ($m = 1, 2$) и вычисляются их спектры ССЧм посредством процедуры CFFT Маткада¹.

Графики двумерных дискретных (центрированных) спектров размера 64×64 на глубине $z = h_1$ приведены в табл. 2. Для их расчета использованы функции (5) (левая палетка) и (6) (правая палетка).

Для аналитического решения задачи в спектральной области нужно найти функцию, удовлетворяющую уравнению (1) и известным дополнительным условиям. Сходимость модифицированного алгоритма Шварца обсуждаются в работах [2, 3].

СКМ Маткад является удобным инструментом для отладки алгоритмов решения задачи на простых моделях среды и источников.

Таблица 2



На основе результатов тестирования разрабатывается комплекс программ моделирования поведения потенциала в неоднородных средах на компьютерах, обладающих повышенной производительностью вычислительных средств и расширенными возможностями графического представления результатов расчетов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Юдин М. Н., Даев Д. С., Каринский А. Д., Севостьянов Н. А. Алгоритм Шварца. Расчёт Фурье-спектра аномального потенциала в слоистой среде, содержащей локальные тела // Теория и практика разведочной и промышленной геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 312–317.

¹ Согласование величин непрерывных и дискретных спектров имеет свои нюансы как в программной реализации, так и трактовке результатов расчетов. Этого вопроса здесь касаться не будем.

2. Юдин М. Н., Снасский Б. А. Об оценке сходимости модифицированного алгоритма Шварца в прямой задаче ВЭЗ // Геофизика, 2016. № 5. С. 23–31.

3. Юдин М. Н., Юдин В. М. О декомпозиции прямых задач геоэлектрики на основе алгоритма Шварца // Физика Земли, 2004. № 4. С. 3–11.

REFERENCES

1. Yudin M. N., Daev, D. S., Karinsky D. A., Sevost'yanov N. A. Algoritim Shvartsa. Raschyot Furie-spektra anomal'nogo potentsiala v sloistoy srede, soderzhashchey lokalnye tela [Schwartz Algorithm. Calculation of the Fourier spectrum of the anomalous potential in a layered medium containing local bodies]. In: Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki. Perm, PSU, 2018, pp. 312–317. (In Russian).

2. Yudin M. N., Spasskiy B. A. Ob otsenke skhodimosti modifitsirovannogo algoritma Shvartsa v pryamoy zadache VEZ. [On the assessment of the modified Schwarz's algorithm convergence in VES direct problem]. Geofizika, 2016, no. 5, pp. 23–31. (In Russian).

3. Yudin M. N., Yudin V. M. O dekompozitsii pryamykh zadach geoelektriki na osnove algoritma Shvartsa [On the decomposition of direct problems of geoelectrics based on the Schwartz algorithm]. Physics of the Earth, 2004, no. 4, pp. 3–11. (In Russian).

УДК 550. 837.3

Н. А. Якимчук¹, И. Н. Корчагин²

¹ Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии.
01133, Украина, г. Киев, пер. Лабораторный, 1;
e-mail: yakymchuk@gmail.com;

² Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины.
03680, Украина, г. Киев, просп. акад. Палладина, 32;
e-mail: korchagin.i.n@gmail.com

ПРИМЕНЕНИЕ ФЛЮКСМЕТРИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ДЛЯ ОБНАРУЖЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В УКРАИНСКОЙ МОРСКОЙ АНТАРКТИЧЕСКОЙ ЭКСПЕДИЦИИ 2018 г.

Аннотация. Представлены результаты измерений напряженности естественного электрического поля Земли флюксметрами по маршруту движения судна порт Кейптаун (ЮАР) – Антарктический полуостров. Показана принципиальная возможность использования флюксметрической съемки для «прямых» поисков скоплений УВ.

Ключевые слова: естественное электрическое поле, флюксметр, съемка, зондирование, аномалия типа залежь, нефть, газоконденсат, газ, прямые поиски, обработка, интерпретация.

N. A. Yakymchuk¹, I. N. Korchagin²

¹ Institute of Applied Problems of Ecology, Geophysics and Geochemistry.
1 Laboratorny Lane, Kyiv 01133, Ukraine; e-mail: yakymchuk@gmail.com

² Institute of Geophysics of Ukraine National Academy of Sciences.
32 Palladin Ave., Kyiv 03680, Ukraine; e-mail: korchagin.i.n@gmail.com

APPLICATION OF FLUXMETRIC SURVEY FOR DETECTION OF THE HYDROCARBON ACCUMULATION DURING UKRAINIAN MARITIME ANTARCTIC EXPEDITION 2018

Abstract. *The results of measurements of the Earth's natural electric field strength with fluxmeters obtained on the way from port Cape Town (South Africa) to Antarctic Peninsula are presented. The principal possibility of using the fluxmetric survey for «direct» searches for hydrocarbon accumulations is shown.*

Key words: *natural electric field, fluxmeter, surveying, sounding, anomaly of reservoir type, oil, gas condensate, gas, direct searches, processing, interpretation.*

Введение. С 13 ноября по 25 декабря 2018 г. в Украинской морской антарктической экспедиции, проводились биологические и геофизические исследования с борта судна «Море Содружества» на его переходе от порта Кейптаун (ЮАР) до о. Кинг Джордж, а также на полигоне в районе расположения УАС «Академик Вернадский» [5]. Маршрут движения судна и положение отработанных профилей на полигоне показаны на рис. 1.

Во время проведения работ на борту судна осуществлялось: а) измерение напряженности естественного электрического поля Земли (ЕЭПЗ); б) регистрация аномальных откликов на резонансных частотах нефти, газа и конденсата с целью обнаружения и локализации возможных скоплений углеводородов (УВ) на отдельных участках маршрута; в) частотно-резонансное зондирование (сканирование) разреза в отдельных точках по маршруту для построения модели глубинного строения земной коры региона, а также определения глубин залегания и мощностей прогнозируемых залежей УВ.

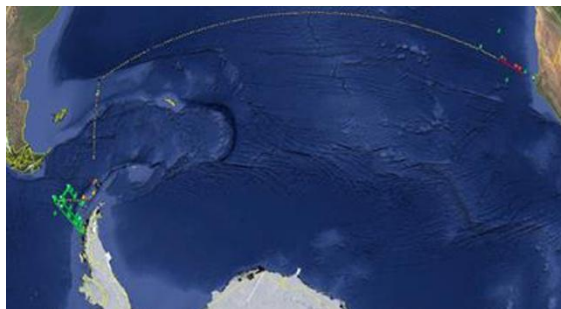


Рис. 1. Район проведения исследований в период с 20.11.2018 по 19.12.2018 г.
(порт Кейптаун – о. Кинг Джордж)

Методы исследований. Геофизические измерения в экспедиции на борту судна «Море Содружества» проводились с использованием модифицированных версий методов частотно-резонансной обработки спутниковых снимков (фотоснимков) и сканирования разреза [2-4], а также вертикального электрорезонансного зондирования [4].

Фотография используемых для измерения напряженности ЕЭПЗ флюксометров различных модификаций приведена на рис. 2. Размещение на борту судна постоянно работающего измерительного комплекса на базе флюксометров показано на рис. 3 и 4.



Рис. 2. Измерительная аппаратура: на генераторе длинных линий размещены три модификации флюксометров [1, 4]



Рис. 3. Комплект аппаратуры для регистрации напряженности электрического поля Земли (флюксметр справа) и изменения электрического заряда в зоне измерения в зависимости от метеорологических условий (флюксметр слева)



Рис. 4. Размещение антенн для регистрации изменений в напряженности ЕЭПЗ

При подготовке к экспедиции началась целенаправленная апробация технологии интегральной оценки перспектив обнаружения скоплений УВ и рудных полезных ископаемых с использованием модифицированных методов частотно-резонансной обработки данных дистанционного зондирования Земли (спутниковых снимков) и фотоснимков [2–4], а также усовершенствованной методики вертикального частотно-резонансного зондирования (сканирования) разреза с целью определения глубин залегания и мощностей различных типов пород (осадочных, метаморфических, магматических) и прогнозируемых скоплений (залей) УВ и рудных полезных ископаемых. Эта методика прошла дополнительную апробацию при проведении работ на борту судна.

Результаты измерений. Регистрация значений напряженности естественного электрического поля Земли (флюксметрическая съемка) проводилась двумя флюксметрами (рис. 3, 4) постоянно, в автоматическом режиме. По результатам регистрации сформирована база данных съемки, в которую занесены фотографии графиков изменения значений напряженности поля во времени. Результаты регистрации напряженности ЕЭПЗ вдоль небольшого участка движения судна приведены на рис. 5.

Результаты измерения напряженности ЕЭПЗ на различных участках маршрута показали, что в пределах прогнозируемых скоплений УВ всегда фиксируются положительные значения напряженности поля. Наличие аномально поляризованных пластов типа «залежь УВ» в разрезе на участках профилей с положительными значениями поля в каждом случае подтверждалось методом (аппаратурным комплексом) вертикального электрорезонансного зондирования (сканирования) разреза [2–4]. Целесообразно также отметить, что на участках регистра-

ции положительных значений поля ЕЭПЗ целенаправленно увеличивалось количество точек зондирования (сканирования) разреза для более точной локализации залежей УВ.

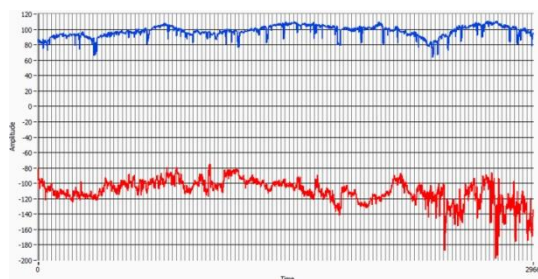


Рис. 5. Графики измерений электрического поля на участке маршрута 23 ноября 2018 г.

Измерения на судне (с использованием флюксометров, в том числе) проводились с 20 ноября по 19 декабря. За это время положительные значения электрического поля регистрировались на протяжении различного периода 19 суток (дней) проведения измерений. Фотография отдельного фрагмента положительных значений поля, зафиксированных 23 ноября 2018 г., показана на рис. 5.

Отметим также, что на отдельном участке маршрута положительные значения естественного электрического поля Земли фиксировались практически без перерыва на протяжении трех суток подряд! Дополнительными исследованиями на этом участке маршрута оконтурена крупная площадь, схематическое представление которой показано на рис. 6. Проведенные исследования свидетельствуют о высокой вероятности обнаружения в пределах этого крупного блока южной Атлантики гигантского скопления углеводородов.

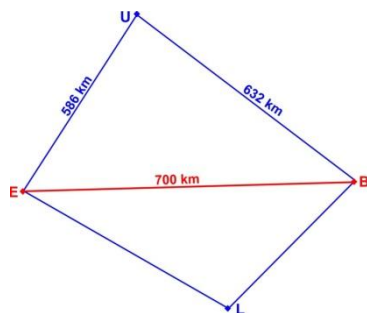


Рис. 6. Схематическое представление крупной аномальной зоны в южной Атлантике

Выводы. Результаты масштабной апробации на полигоне протяженностью свыше 8 тыс. км в южной Атлантике и в районе Антарктического п-ова разработанных аппаратных комплексов позволяют констатировать об их работоспособности, эффективности и целесообразности практического применения при проведении поисковых работ на нефть и газ, как на суше, так и в морских акваториях. Оперативное проведение дополнительных исследований с использованием разработанных прямопоисковых аппаратных комплексов на участках бурения поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин будет способствовать повышению коэффициента (показателя) успешности бурения и ускорению и оптимизации геологоразведочного процесса на углеводороды в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Баженов В. Г., Якимчук Н. А., Грузин С. В., Пидлисна И. С. Метод и аппарата для измерения напряжённости электрических полей при геолого-геофизических исследованиях // Теоретичні та прикладні аспекти геоінформатики. К.: 2014. Вип. 11. С. 17–29.
2. Левашов С. П., Якимчук Н. А., Корчагин И. Н. Частотно-резонансный принцип, мобильная геоэлектрическая технология: новая парадигма геофизических исследований // Геофизический журнал, 2012. Т. 34. № 4. С. 167–176.
3. Левашов С. П., Якимчук Н. А., Корчагин И. Н., Дрогизкая Г. М. О возможности использования геоэлектрических методов для поисков рудных объектов с урановой минерализацией // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики. Пермь, ПГНИУ, 2018. С. 204–209.
4. Якимчук Н. А. Электрическое поле и его роль в жизни Земли // Геоінформатика, 2014. № 3. С. 10–20.
5. Якимчук Н. А., Корчагин И. Н., Бахмутов В. Г., Соловьев В. Д. Геофизические исследования в Украинской морской антарктической экспедиции 2018 г.: мобильная измерительная аппаратура, инновационные прямопоисковые методы, новые результаты // Геоінформатика, 2019. № 1. С. 5–27.

REFERENCES

1. Bazhenov V. G., Yakymchuk N. A., Gruzin S. V., Pidlisna I. S. Metod i apparatura dlya izmereniya napryazhonosti elektricheskikh poley pri geologo-geofizicheskikh issledovaniyakh [Method and instrumentation for measuring the strength of electric fields during the geological and geophysical studies]. Theoretical and applied aspects of geoinformatics. 2014. Issue 11, pp. 17–29. (In Russian).
2. Levashov S. P., Yakymchuk N. A., Korchagin I. N. Chastotno-rezonansnyy printsip, mobil'naya geoelektricheskaya tekhnologiya: novaya paradigma geofizicheskikh issledovaniy [Frequency-resonance principle, mobile geoelectric technology: a new paradigm of geophysical survey]. Geophysical Journal, 2012. Vol. 34, no. 4, pp. 167–176. (In Russian).

3. Levashov S. P., Yakymchuk N. A., Korchagin I. N., Drogitskaya G. M. O vozmozhnosti ispolzovaniya geoelektricheskikh metodov dlya poiskov rudnykh obektov s uranovoy mineralizatsiyey [About the possibility of using the geoelectric methods for prospecting of the ore objects with uranium mineralization]. In: *Teoriya i praktika razvedochnoy i promyslovoy geofiziki*. Perm, PSU, 2018, pp. 204–209. (In Russian).

4. Yakymchuk N. A. Elektricheskoe pole i ego rol v zhizni Zemli [Electric field and its role in life on Earth]. *Geoinformatika*, 2014, no. 3, pp. 10–20. (In Russian).

5. Yakymchuk N. A., Korchagin I. N., Bakhmutov V. G., Solovjev V. D. Geofizicheskie issledovaniya v Ukrainskoy morskoy antarkticheskoy ekspeditsii 2018 g.: mobilnaya izmeritelnaya apparatura, innovatsionnye pryamoposkovyye metody, novye rezultaty [Geophysical investigation during the Ukrainian marine Antarctic expedition in 2018: mobile measuring instrumentation, innovative direct-prospecting methods, new results]. *Geoinformatika*, 2019, no. 1, pp. 5–27. (In Russian).

УДК 550.832

А. И. Губина^{1,3}, И. К. Мазитова², П. Н. Гуляев³

¹Пермский государственный национальный исследовательский университет. 614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, 15;
e-mail: geophysic@psu.ru;

²ООО «Радионда», г. Москва; e-mail: radionda@radionda.ru;

³ООО «ПИТЦ Геофизика». 614000, Россия, г. Пермь,
ул. Петропавловская, 16а, офис 408; e-mail: pitc@pitc.ru

ОПЫТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ МНОГОЧАСТОТНОЙ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ИНТРОСКОПИИ (MFDI) С УЧЕТОМ ЧАСТОТНОЙ ДИСПЕРСИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Аннотация. Приведены примеры опытно-производственных работ ООО «ПИТЦ «Геофизика» по оценке эффективности разработанного ООО «Радионда» метода многочастотной диэлектрической интроскопии ДИМЧ (MFDI) для количественного определения коэффициента нефтенасыщенности коллекторов в условиях естественного залегания. Представлены результаты комплексной оценки эффективности метода на основе сравнения данных ДИМЧ на стадии окончательного каротажа с фактическими данными добычи из исследованных скважин.

Ключевые слова: многочастотная диэлектрическая интроскопия, насыщение коллекторов, относительная диэлектрическая проницаемость, инвертные буровые растворы, пресноводное заводнение, стеклопластиковая обсадная колонна.

A. I. Gubina^{1,3}, **I. K. Mazitova**², **P. N. Gulyaev**³

¹Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: geophysic@psu.ru;

²Radionda LLC, Moscow; e-mail: radionda@radionda.ru;

³PITC Geofizika Ltd., 16a Petropavlovskaya Str., Office 408,
Perm 614000, Russia; e-mail: pitc@pitc.ru

EXPERIENCE OF DETERMINING THE RESERVOIR OIL SATURATION BY MULTI-FREQUENCY DIELECTRIC INTROSCOPY (MFDI) DATA TAKING INTO ACCOUNT THE FREQUENCY DISPERSION OF ELECTRICAL PROPERTIES

Annotation. *The article provides examples of the research production work of Ltd. PITC Geofizika to assess the effectiveness of the DIMCh multi-frequency dielectric introscopy method (MFDI) developed by Radionda LLC for quantitative determination of the oil saturation coefficient of reservoirs under natural occurrence conditions. The results of a comprehensive assessment of the effectiveness of the method are presented based on a comparison of the DIMC data at the final logging stage with the actual production data from the studied wells.*

Keywords: *multi-frequency dielectric introscopy, reservoir saturation, relative permittivity, invert drilling fluids, freshwater flooding, fiberglass casing.*

Метод многочастотной диэлектрической интроскопии ДИМЧ (MFDI) основан на зависимости поглощения электромагнитной энергии от электрических свойств пород в околоскважинном пространстве [1]. Источником гармонического сигнала является автономный скважинный передатчик, нагруженный на осевую электрическую антенну. На некотором расстоянии Z от передатчика, называемым разносом установки, располагается скважинный приемник с электрической антенной такой же конструкции. Скважинный многочастотный диэлектрический интроскоп «ДИМЧ-2Z» (изготовитель ООО «Радионда») содержит два приемных устройства, расположенных на фиксированных расстояниях от излучателя – $Z1$ и $Z2$ (рис. 1).



Рис. 1. Конструкция скважинной установки

Измерения электромагнитного поля дипольного источника проводятся на 50-ти частотах в диапазоне 1,25–50 МГц с шагом 1 МГц в режиме поточечной записи. Измеряемыми величинами являются: нормированные на излучаемый ток амплитуды сигнала на выходе каждой приемной антенны (A1, A2). На выходе излучателя установлен датчик, позволяющий регистрировать входное сопротивление и сдвиг фаз между током и напряжением на входе излучающей антенны, которые записываются и используются при обработке. Регистрируемые параметры излучения зависят от электрических свойств среды непосредственно в точке расположения излучающей антенны, поэтому скважинный излучатель является дополнительным «микрозондом». Во избежание прямых наводок от излучателя на приемники, связь между ними осуществляется по оптоволоконному каналу, а питание скважинных приборов обеспечивают автономные блоки аккумуляторов.

Измерительная установка с заданным шагом (обычно 0,5 м) перемещается по стволу скважины и на каждой точке (глубине) в течение 20 секунд проводятся измерения 250 параметров, которые по оптическому каналу через диэлектрическую развязку передаются по каротажному кабелю на поверхность, где регистрируются с помощью компьютера [2]. Обработка данных выполняется в сертифицированной программе MFDI Solver AD (RU 2018663774) [3] и позволяет изучать электрические свойства пород в естественном залегании.

Проведение измерений на 50 частотах обеспечивает возможность одновременного определения нескольких независимых параметров. Результатом первого этапа обработки является вычисление двух интерпретационных параметров $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$, которое осуществляется в автоматическом режиме одновременно на всех измеренных частотах путем минимизации функционала между теоретически рассчитанной частотной зависимостью поля и экспериментально измеренной. Влияние диэлектрической проницаемости среды на измеряемое поле начинает проявляться с 5 МГц и увеличивается с увеличением частоты поля, чем и определяется выбранный для измерений диапазон рабочих

частот. Существенным осложняющим фактором является явление частотной дисперсии электрических свойств гетерогенных сред.

В новом пакете «MFDI Solver AD», предназначенном для обработки данных ДИМЧ, возможно использование различных графов обработки. Одна из ветвей программы предусматривает решение системы уравнений с одновременным определением электрического сопротивления пород, диэлектрической проницаемости и коэффициентов частотной дисперсии этих параметров, обусловленных структурой коллектора. По вычисленным коэффициентам дисперсии определяется показатель степени в уравнении Арчи, который далее используется для вычисления коэффициента водонасыщения коллекторов.

Таким образом, конечным интерпретационным параметром, определяемым с помощью MFDI, является коэффициент углеводородного насыщения коллекторов, а промежуточными параметрами: диэлектрическая проницаемость пласта, удельное сопротивление пласта, коэффициенты частотной дисперсии и показатель степени в уравнении Арчи.

При необходимости количественного учета изменения диаметра скважины, обработка проводится по алгоритму двуслойной среды с привлечением данных кавернометрии. Контроль и учет изменения сопротивления бурового раствора проводится с помощью измеренных значений комплексного сопротивления излучающей антенны (Z_a). Оценка влияния зоны проникновения проводится путем сопоставления значений $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$, вычисленных по измерениям на малом и большом разносах установки.

Для интерпретации используются результаты обработки, представленные в виде:

- диаграмм частотных спектров для каждого из двух разносов ($\ln(E_z 2m)$), $\ln(E_z 3.5m)$ и градиент-зонда $\ln(E_z 2m/3.5m)$, в которых по вертикальной оси отложена глубина, по горизонтальной – рабочие частоты, а цветом дана интенсивность измеренного поля в значениях $\ln(E)$ (рис. 2);
- графиков значений $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$, вычисленных в автоматическом режиме;
- графиков измеренных значений комплексного сопротивления излучающей антенны (Z_a) и фазы Γ_i ;
- вычисленные значения коэффициентов частотной дисперсии (K_{disp}), $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$.

Дополнительной информацией, используемой при интерпретации, являются данные РК (ГК, ННКТб, ГГК), кавернометрия и коэффициенты пористости (K_p), вычисленные по комплексу ГИС.

Интерпретация проводится в следующей последовательности:

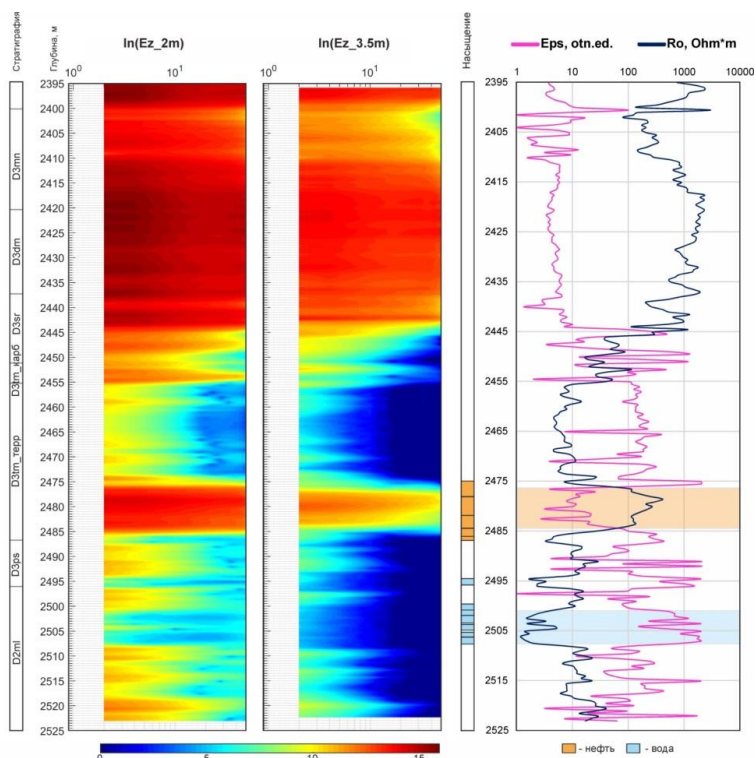


Рис. 2. Диаграммы частотных спектров и графиков значений $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$

1. По частотным спектрам выделяются основные комплексы пород, слагающие исследованный интервал, и предварительно намечаются интервалы коллекторов;
2. Проводится оценка влияния скважины путем анализа графиков измеренных значений (Z_a);
3. Определяются коэффициенты частотной дисперсии $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$ для основных выделенных комплексов пород и каждого пласта (рис. 3);
4. Рассчитываются значения $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$ с учетом их частной дисперсии;
5. Проводится совместный анализ данных ДИМЧ и РК и уточняются интервалы коллекторов;

6. На интервалах выделенных коллекторов с учетом коэффициента пористости (K_p) проводится вычисление коэффициента их водонасыщения K_B и дается заключение о характере насыщения;

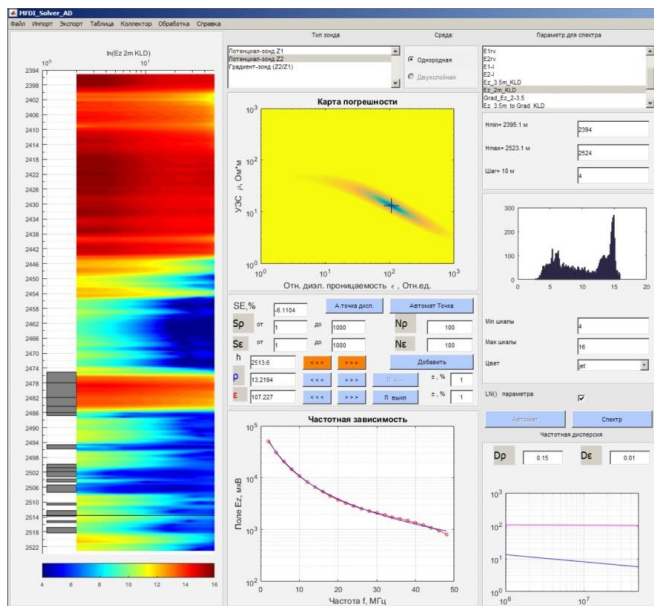


Рис. 3. Окно программы MFDI SolverAD (RU 2018663774)

В качестве примера в таблице приведены результаты по одной из скважин, в которой основной задачей являлось выделение нефтенасыщенных коллекторов. Как видно вычисленные по данным MFDI значения K_H позволяют уверенно отделить углеводородное и водное насыщение коллекторов.

Результаты применения многочастотной диэлектрической интроскопии MFDI за последние 5 лет на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для определения нефтенасыщения терригенных и высокоомных карбонатных коллекторов, вскрытых бурением на ИЭР и в скважинах, обсаженных СПОТ, а также исследования MFDI, выполненные в доманниковых отложениях в Западной Сибири и Республике Коми в 2018 г., позволяют отметить следующие основные отличия и преимущества данного метода перед другими методами измерения электрических характеристик в разрезе скважин:

Характеристика пластов коллекторов

№	Интервал, м			R _о , Ом·м	Ерс, отн. ед.	К _п	Disp R _о	К _{эфф.} «ш»	К _в	К _{н по} MFDI	Насыщен- ие MFDI
	Кро- вля	Подош- ва	Мощ- ность								
1	2475,1	2478,0	2,9	100,0	21,6	0,23	0,04	1,4	0,06	0,94	нефть
2	2478,0	2481,9	3,9	231,0	8,1	0,26	0,07	1,5	0,04	0,96	нефть
3	2481,9	2484,3	2,4	132,0	14,0	0,25	0,07	1,5	0,05	0,95	нефть
4	2484,3	2486,0	1,7	61,0	24,7	0,24	0,08	1,5	0,08	0,92	нефть
5	2486,0	2486,8	0,8	5,3	351,0	0,28	0,22	2,0	0,32	0,68	нефть
6	2494,6	2495,7	1,1	2,3	869,7	0,20	0,22	2,0	0,67	0,33	вода
7	2499,8	2500,8	1,0	1,8	120,0	0,24	0,28	2,1	0,72	0,28	вода
8	2500,8	2501,8	1,0	1,8	613,0	0,24	0,28	2,1	0,71	0,29	вода
9	2501,8	2503,2	1,4	1,8	705,0	0,23	0,14	1,7	0,55	0,45	вода
10	2503,8	2504,6	0,8	2,3	1000,0	0,19	0,18	1,8	0,65	0,35	вода
11	2505,4	2506,2	0,8	1,9	1000,0	0,27	0,28	2,1	0,62	0,38	вода
12	2506,2	2507,4	1,2	1,5	932,0	0,24	0,16	1,8	0,62	0,38	вода

- снимаются ограничения, связанные с использованием буровых растворов на нефтяной основе, пресноводном заводнении и наличии стеклопластиковых обсадных труб;
- размеры применяемых зондов повышают глубинность исследований, что дает возможность оперировать понятием неизменная часть пласта;
- комплексная интерпретация с данными индукционного каротажа (например, прибором 5ИК), позволяет количественно сопоставлять продольное и поперечное сопротивление и, таким образом, оценивать электрическую анизотропию пласта;
- возможность определения диэлектрической проницаемости пласта, как прямого параметра, характеризующего характер насыщения;
- вычисление коэффициентов частотной дисперсии электрических свойств пласта, зависящие от строения коллектора (извилистости водной фазы), позволяет соотнести их с параметром m из уравнения Арчи и, по известному значению K_{Π} , определить K_B .

В целом, метод MFDI лучше приспособлен для низкопористых коллекторов в карбонатных разрезах и буровых растворов на нефтяной основе, т. к. в первом случае возникают затруднения у индукционного каротажа, а во втором – у БК.

Одно из основных различий между MFDI и диэлектрическим сканером заключается в использовании больших разносов измерительной установки, благодаря этому удается получать значение электромагнитных параметров неизменной части пласта. Однако это сопровождается некоторым снижением вертикальной разрешающей способности. Поэтому основным направлением совершенствования метода MFDI является разработка амплитудно-фазовой аппаратуры MFDI-2ZAF, обеспечивающей измерения разности фаз градиент-зонда и соответствующих алгоритмов обработки. Это позволит повысить, как точность определения диэлектрической проницаемости и параметров частотной дисперсии, так и вертикальное разрешение метода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Истратов В. А., Перекалин С. О., Мазитова И. К., Губина А. И., Гуляев П. Н., Уточкин Ю. В. Опыт использования комплекса электромагнитных методов каротажа для определения характера насыщения коллекторов в условиях заводнения пресными водами, применения инвертных буровых растворов и стеклопластиковых обсадных труб // НТВ «Каротажник», Выпуск 10 (256), 2015. С. 44–53.
2. Скважинный многочастотный диэлектрический интроскоп «ДИМЧ-2Z». ТУ 26.51.12-001-13239197-2019.

3. Программа обработки данных электромагнитного каротажа методом Многочастотной диэлектрической интроскопии MFDI Solver AD (RU 2018663774).

REFERENCES

1. *Istratov V. A., Perekalin S. O., Mazitova I. K., Gubina A. I., Gulyaev P. N., Utochkin Yu. V.* Opyt ispol'zovaniya kompleksa elektromagnitnykh metodov karotazha dlya opredeleniya kharaktera nasyshcheniya kollektorov v usloviyakh zavodneniya presnymi vodami, primeneniya invertnykh burovykh rastvorov i stekloplastikovyykh obsadnykh trub [The experience of using a complex of electromagnetic logging methods to determine the nature of reservoir saturation in fresh water flooding, the use of invert drilling fluids, and fiberglass casing]. *Karotazhnik*. Issue 10 (256), 2015, pp. 44–53. (In Russian).
2. Skvazhinnyy mnogochastotnyy dielektricheskiy introskop DIMCH-2Z [Downhole multi-frequency dielectric introscope "DIMCh-2Z"]. TU 26.51.12-001-13239197-2019. (In Russian).
3. Programma obrabotki dannykh elektromagnitnogo karotazha metodom Mnogochastotnoy dielektricheskoy introskopii MFDI Solver AD [Software for processing electromagnetic logging data by the method of multi-frequency dielectric introscopy MFDI Solver AD]. (RU 2018663774). (In Russian).

УДК 550.832

А. И. Губина^{1,2}, О. А. Субботина²

¹ Пермский государственный национальный исследовательский университет. 614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, 15; e-mail: geophysic@psu.ru;

² ООО «ПИТЦ Геофизика». 614000, Россия, г. Пермь, ул. Петропавловская, 16а, офис 408; e-mail: pitc@pitc.ru

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ПРИ ДОРАЗВЕДКЕ КАМЫШЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Аннотация. *Выполнен анализ результатов применения дополнительного комплекса методов ГИС (ЭМС, ЛПК, НК-С, SGK) совместно с отбором керна в продуктивных пластах.*

Ключевые слова: *наклонометрия, литоплотностной каротаж, спектральный нейтронный каротаж, фациальный анализ, цикличность осадочных пород.*

A. I. Gubina^{1,2}, O. A. Subbotina²

¹ Perm State University, 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: geophysic@psu.ru;

² PITC Geofizika Ltd., 16a Petropavlovskaya Str., Office 408,
Perm 614000, Russia; e-mail: pitc@pitc.ru

ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL STUDY FOR SUPPLEMENTARY EXPLORATION OF THE KAMYSHLOVSKOE OIL FIELD

Annotation. *In this work, we analysed the results of the use of additional well logs (electric microscanner, litho-density, spectral neutron and spectral gamma-ray) together with core laboratory analyses in productive formations.*

Key words: *dipmeter logs, litho-density logs, spectral neutron logs, facies analysis, cyclicity of sedimentary rocks.*

Камышловское нефтяное месторождение приурочено к Чернушинской валообразной зоне, осложняющей северный склон Башкирского склона. Месторождение открыто в 1989 г, разрабатывается с 2003 г, пробурено 29 скважин.

Месторождение многопластовое, приуроченное к трем районам скважин (куполам) № 511, 513, 512. Промышленная нефтеносность установлена в пластах визейского терригенного комплекса, верхнедевонско-турнейского карбонатного комплекса и девонского терригенного комплекса.

Терригенный разрез представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников, залежи нефти пластово-сводовые с размерами от 0,8×2,3 км высотой до 8 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,8 до 3,8 м, пористость от 15 до 18 %.

В карбонатном разрезе залежи нефти пластовые. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,7 до 6,9 м, пористость от 9 до 13 %. Нефть пластов битуминозная (плотность 0,898 г/см³), повышенной вязкости, сернистая, парафинистая.

Месторождение по величине запасов относится к «мелким», со сложным геологическим строением. Изученность месторождения в целом невысокая и требует дальнейшего доизучения.

По программе исследовательских работ для уточнения запасов нефти и корректировки технологических показателей разработки на месторождении начато эксплуатационное бурение скважин с проведением стандартного комплекса ГИС совместно с включением дополни-

тельных геофизических методов (ЭМС, ЛПК, НК-С, СГК) и сплошным отбором керна в интервалах продуктивных пластов по скважине.

В работе приводятся результаты комплексной геолого-геофизической интерпретации данных методов с привлечением керна-вого материала в интервале нижнего карбона и девона по скв. 805, пробуренной на северном поднятии, рядом со скв. 511.

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных в карбонатных отложениях нижнего карбона и среднего девона (рис. 1) показала, что разрез представлен циклической толщей с закономерным чередованием по разрезу пород различных лито-генетических типов (ЛГТ), в котором выделяется до 5 циклов, сложенных трансгрессивными и регрессивными пачками пород [1].

Все выделенные циклы имеют порядок мощностей 40–50 м и преимущественно двухчленное строение: верхняя часть цикла (регрессивная) представлена карбонатными породами с преимущественно поровым, реже трещинно-поровым типом пористости, нижняя часть цикла характеризуется низкими значениями пористости и проницаемости, и составляет плотную часть разреза (рис. 1).

В результате анализа данных ГИС и керна проведена межскважинная корреляция разреза, установлены типы коллекторов и изменение коллекторских свойств по пластам и циклам. Анализ нефтенасыщенных толщин и распределения коллекторов по месторождению показал, что наибольшие нефтенасыщенные толщины коллекторов приурочены к сводовой и нижней части разреза (пласты T_1 , $Фм_3$).

В строении циклов принимают участие породы с определенными ФЕС, поэтому каждый цикл характеризуется своей продуктивностью и положением ВНК (таблица 1).

Комплекс дополнительных геофизических методов (ЭМС, ЛПК, НК-С, СГК) и сплошным отбором керна в интервалах продуктивных пластов по скв. 805 проведен в интервале $C_{1t}-D_{3fm}$.

Интерпретация данных электрического микросканирования (ЭМС) проводилась в комплексе со стандартными методами ГИС. В интервалах карбонатных отложений $C_{1t}+D_{3fm}$ выделяются проводящие и частично проводящие трещины, залеченные трещины и техногенные трещины, рассчитан коэффициент охвата трещиноватости для исследуемых отложений [2].

Простираение проводящих и частично проводящих трещин соответствует СВ-ЮЗ направлению (рис. 2). Также по данным ЭМС были уточнены типы коллекторов, которые представлены в основном поровыми коллекторами [3].

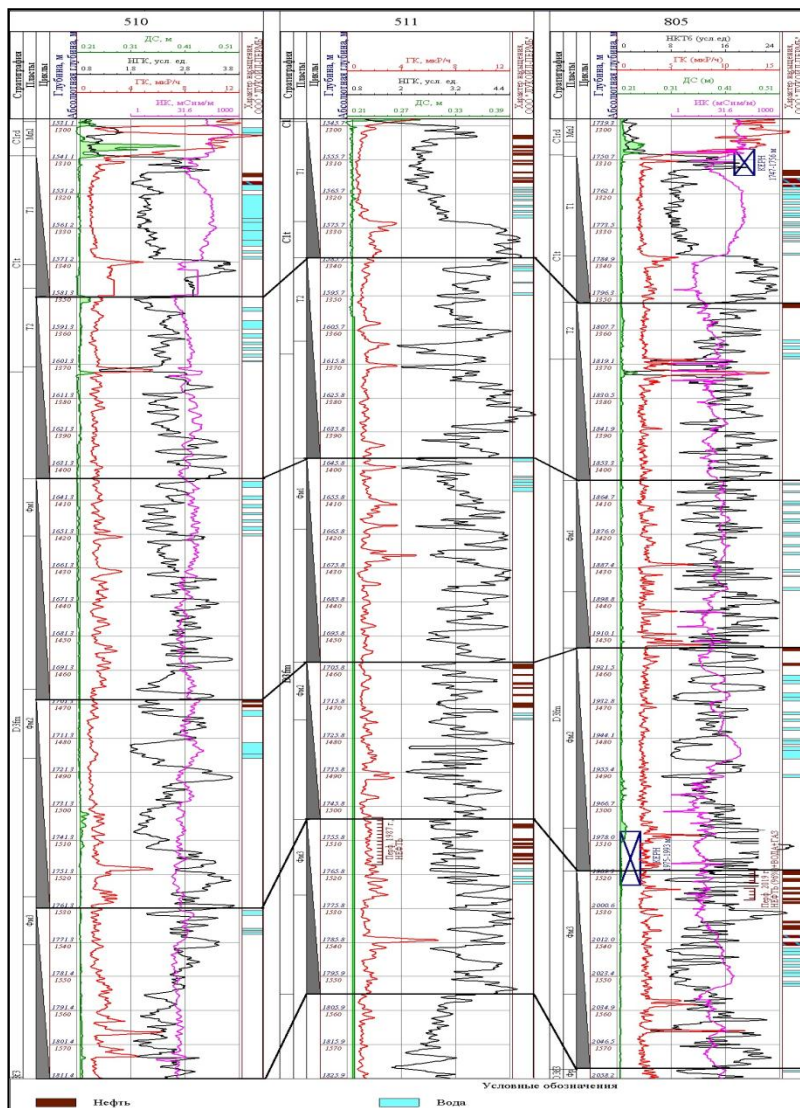


Рис. 1. Геолого-геофизический разрез и фациальная цикличность карбонатных отложений C_{1t} - D_3 fm (Камышловское месторождение)

Таблица 1

Определение текущего ВНК в турне-фаменской залежи
(Западное поднятие Камышловской площади)

№ скв./ пласт	510	511	800	801	802	803	804	805	806	ВНК min- max
C _{1t}	-1308,8	-1298,9	-1301,7	-1302,5	-1295,3	-1304,0	-1305,4	-1308,5	-1303,7	
T ₁ (1 цикл)	-1319,0	-1316,8	-1316,9	-1316,6	-1315,4	-1316,0	-1317,0	-1317,2	-1315,0	-1317 -1315,4– -1319,0
T ₂ (2 цикл)	-1362,5	Вода	-1359,9	-1360,1	н/к	-1354,6	н/к	-1359,1	-1355,7	-1359 -1354,6– -1362,5
Фм ₁ (3 цикл)	-1406,3	-1398,6	-1396,8	-1398,3	-1396,2	-1401,6	-1411,2	Вода	-1398,5	-1404 -1396,2– -1411,2
Фм ₂ (4 цикл)	-1471,0	-1471,0	-1460,8	-1455,2	-1461,5	-1456,8	-1465,8	-1458,8	-1450,1	-1460 -1450,1– -1465,8
Фм ₃ (5 цикл)	-1532,1	-1523,2	-1532,5	-1539,4	-1513,4	-1535,3	н/к	-1540,8	-1532,2	-1540 -1523,2– -1540,8

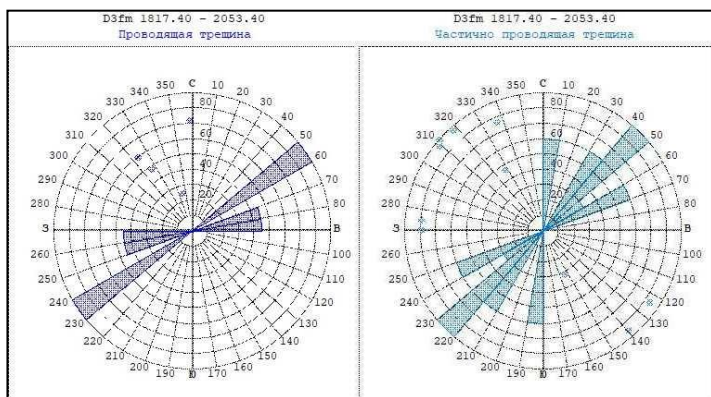


Рис. 2. Стереограмма, простираение проводящих и частично проводящих трещин в интервале D_{3fm} (скв.805 Камышловского месторождения)

Структурный наклон пластов в отложениях C_{1t} составляет 10° с азимутом падения 178°, в отложениях D_{3fm} составляет 12° с азимутом падения 171°, что соответствует южному направлению (рис. 3).

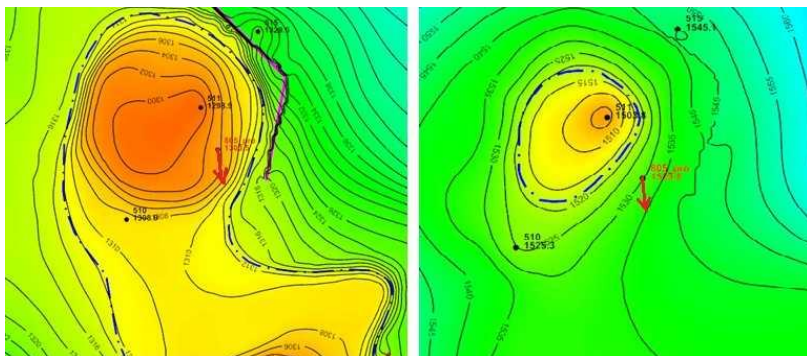


Рис. 3. Фрагменты структурных карт Камышловского месторождения по кровле пласта T_1 (слева) и по кровле пласта Fm_3 (справа). Стрелкой указано направление структурного наклона пластов по данным ЭМС в скв. 805

По сопоставлению ЭМС с керном в продуктивных пластах T_1 и Fm_3 (рис. 4, 5), разрез представлен тонкослоистыми известняками серыми, коричневатыми, неравномерно нефтенасыщенными, неоднородными по плотности, слабо трещиноватыми. Слоистость известняков совпадает со структурным наклоном пластов.

Исследования литолого-плотностного гамма-гамма каротажа (ЛПК) проведены в скв. 805 Камышловского месторождения в интервале 1615,0–2103,5 м (C_1+D_3). Обобщенный кросс-плот распределения глинистых пород по составу и возрасту приведены на рис. 6, 7. По комплексу ЛПК-СГК-АК-РК-ДС выполнена количественная оценка литологического состава и пористости (табл. 2) [2].

Исследования импульсным нейтронным гамма-спектрометрическим каротажем (АИНК-ПЛИ) проведены в интервалах 1663,0–1840,0 м и 1913,0–2016 м. Полученные с помощью аппаратуры содержания элементов (C, O, H, Cl, Si, Ca, S, Mg, Gd, Fe, K, Th, U и др.) являются количественной основой для построения моделей горной породы и порового пространства. Исходный материал обработан ФГУП «ВНИИА» (табл. 3).

Карбонатные отложения C_1+D_3 fm представлены плотными и пористыми известняками, преимущественно доломитизированными. Повышенные значения гамма-каротажа связаны с битуминозностью пород, калий и торий имеют фоновые значения. Выделенные по данным комплексного анализа коллекторы являются нефтенасыщенными и водонасыщенными.

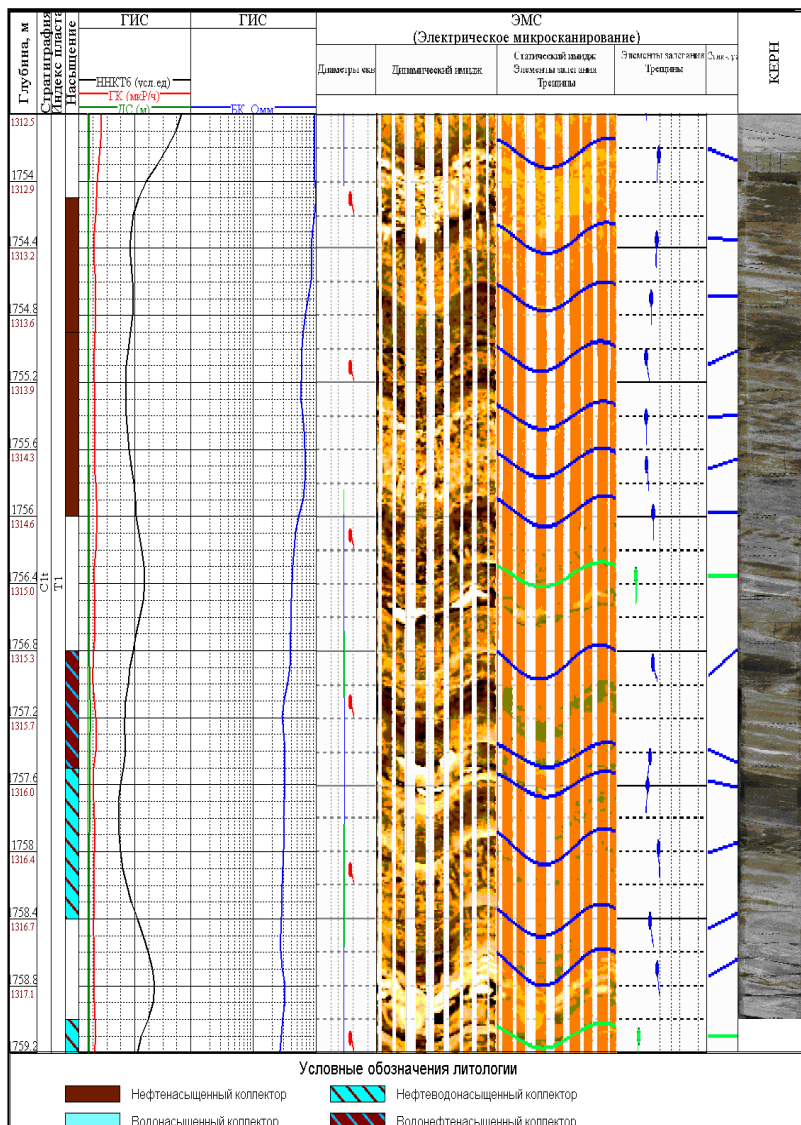


Рис. 4. Данные ЭМС и керна в интервале C_{1t} (пласт T₁, скв.805, Камышловское месторождение)

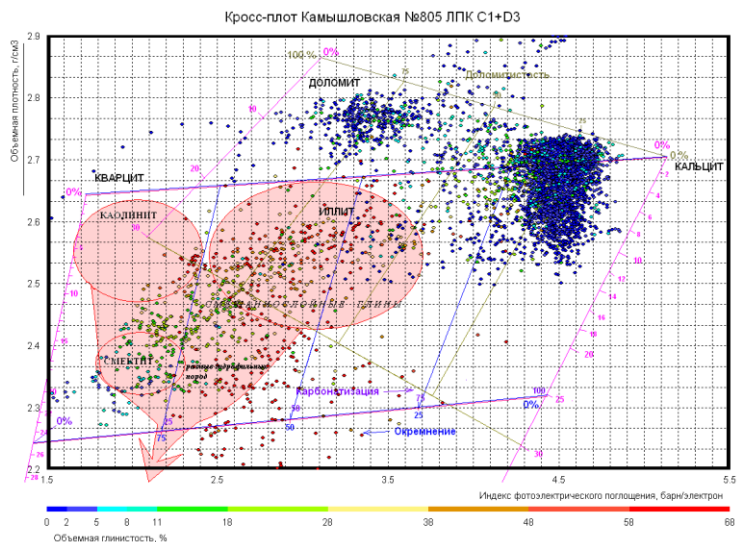


Рис. 6. Кросс-плот индекса фотоэлектрического поглощения (Рс) от объемной плотности (RHO) для интервала С₁+D₃

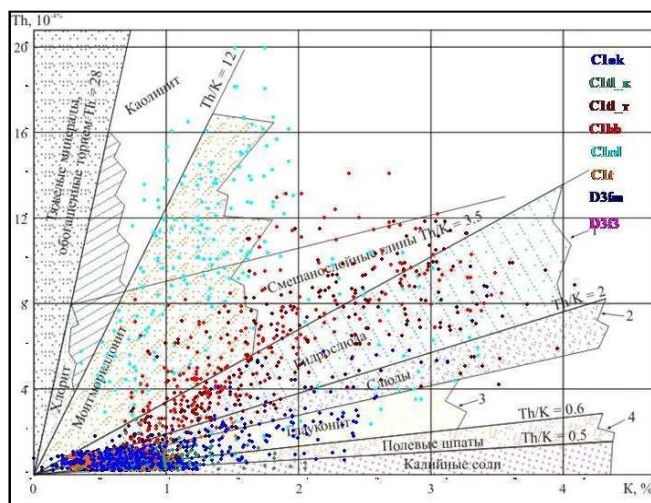


Рис. 7. Кросс-плот содержания тория (Th) от содержания калия (K) для интервала С₁+D₃ с целью определения типа глинистых минералов

Таблица 2

Уточненная по ЛПК характеристика пластов-коллекторов (пласт Т₁)

Литолого-плотностной каротаж (ЛПК)																	
№ п/п	Кровля, абс.отм. м	Подошва, абс.отм. м	Мощн.	БК, Ом.м	АК, МКС/М	К _ф , %	К _ж , %	Плотн., г/см ³	Р _{ср} , Бар/атм	Fe, %	SiO ₂ , %	CaMg (CO ₃) ₂ , %	CaCO ₃ , %	Глина, %	К _ж , %	Характер насыще- ния	Литология (уточненная по ЛПК)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1754,1 -1313,0	1754,9 -1313,7	0,8	84,7	188,3	9,1	7,7	2,578	4,6	1,0	1,5	6,1	84,6	0,5	71,6	Нефть	Известняк доломитиз.
2	1754,9 -1313,7	1756,0 -1314,6	1,1	62,5	187,0	10,4	9,0	2,550	4,5	0,7	0,0	6,2	82,7	0,3	72,3	Нефть	Известняк доломитиз.
3	1756,8 -1315,3	1757,5 -1316,0	0,7	29,0	197,8	10,0	10,3	2,517	4,6	0,8	1,6	0,0	95,1	0,5	59,6	Нефть+ вода	Известняк
4	1757,5 -1316,0	1758,4 -1316,7	0,9	30,5	194,1	12,4	13,1	2,501	4,5	1,0	0,0	8,4	87,2	0,1		Вода+ нефть	Известняк доломитиз.
5	1759,0 -1317,3	1759,7 -1317,9	0,7	24,6	192,3	8,2	7,7	2,584	4,6	1,0	15,0	0,3	75,4	0,3		Вода+ нефть	Известняк окремнелый
6	1759,7 -1317,9	1760,8 -1318,9	1,1	17,5	194,0	10,5	8,3	2,566	4,3	1,3	5,2	6,9	84,3	0,0		Вода	Известняк доломитиз.
7	1761,5 -1319,5	1762,4 -1320,3	0,9	17,7	199,9	9,9	9,0	2,550	4,6	1,6	20,1	2,0	67,1	0,2		Вода	Известняк окремнелый
8	1762,4 -1320,3	1764,0 -1321,7	1,6	13,7	198,2	8,6	8,6	2,564	4,6	1,3	5,2	7,7	81,8	0,3		Вода	Известняк доломитиз.
9	1764,8 -1322,4	1765,7 -1323,1	0,9	12,3	190,1	9,9	5,1	2,572	4,2	1,2	3,1	16,2	70,0	0,1		Вода	Известняк доломитиз.
10	1766,6 -1323,9	1767,5 -1324,7	0,9	10,9	197,0	10,9	8,9	2,548	4,4	0,8	2,8	6,6	87,8	0,4		Вода	Известняк доломитиз.

Таблица 3

Характеристика пластов-коллекторов по данным АИНК-ПЛ (пласт Т₁)

№	Кров- ля, м	Под- шва, м	Мощн., м	Si	Ca	Mg	Al	S	Fe	C	H	O	Cl	Th	Литологич. хар-ка	Хар-р насыщ.
1	1754.1	1754.9	0.8	0.43	7.97	0.08	2.94	1.53	1.80	1.08	0.47	13.00	0.18	0.31	известняк ДОЛОМИТЗ.	нефть
2	1754.9	1756.0	1.1	0.34	8.04	0.00	2.93	1.82	1.71	1.17	0.47	13.14	0.18	0.16	известняк ДОЛОМИТЗ.	нефть
3	1756.8	1757.5	0.7	1.16	6.98	0.05	2.15	1.70	1.93	0.66	0.42	12.65	0.17	0.05	известняк	нефть + вода
4	1757.5	1758.4	0.9	0.53	7.82	0.12	2.62	1.52	1.84	0.90	0.48	13.30	0.18	0.17	известняк ДОЛОМИТЗ.	вода + нефть
5	1759.0	1759.7	0.7	1.64	6.95	0.05	3.03	1.25	1.88	0.59	0.47	13.82	0.18	0.02	известняк	вода + нефть
6	1759.7	1760.8	1.1	1.46	7.18	0.17	3.03	1.47	1.85	0.63	0.47	13.36	0.18	0.10	известняк ДОЛОМИТЗ.	вода
7	1761.5	1762.4	0.9	1.84	7.04	0.04	2.87	1.38	1.89	0.61	0.48	13.09	0.17	0.09	известняк	вода
8	1762.4	1764.0	1.6	2.06	6.83	0.08	2.86	1.51	1.93	0.47	0.48	13.34	0.18	0.24	известняк ДОЛОМИТЗ.	вода
9	1764.8	1765.7	0.9	1.40	7.30	0.28	3.08	1.13	1.87	0.74	0.50	13.05	0.18	0.18	известняк ДОЛОМИТЗ.	вода
10	1766.6	1767.5	0.9	0.79	7.69	0.08	3.03	1.62	1.84	0.75	0.50	12.87	0.18	0.56	известняк ДОЛОМИТЗ.	вода

Выводы

1. Данные ЭМС успешно использовались при определении структурного наклона пластов, трещиноватости и структурных особенностей порового пространства карбонатных коллекторов. Визуальное сопоставление с отобранным керном позволяет говорить о высокой сходимости данных имиджа и керна.
2. Комплекс ЛПК-СГК-АК-РК-ДС позволил выполнить количественную оценку литологического состава и пористости пород.
3. По методу ИНГКС построена объемная модель минерального состава и насыщения. Сравнение модели минерального состава согласуется удовлетворительно с описанием отбора керна.
4. Комплексный подход к изучению месторождений со сложным геологическим строением позволяет более качественно решать задачи, которые непременно возникают в ходе разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Губина А. И. Основы фациальной цикличности осадочных толщ по результатам геолого-геофизических исследований скважин: Монография / Под ред. В. М. Новоселицкого. Пермь, 2007. 270 с.
2. Плешков Л. Д., Губина А. И., Александровская А. А. Возможности фациальной интерпретации данных литолого-плотностного гамма-гамма каротажа в комплексе ГИС // НТВ «Каротажник», 2017. Вып. 10 (280). С. 52–64.
3. Субботина О. А., Губина А. И. Изучение трещиноватости методами волнового акустического каротажа и электрического сканирования // НТВ «Каротажник». 2018. Вып. 10. С. 121–129.

REFERENCES

1. Gubina A. I. Osnovy fatsial'noy tsiklichnosti osadochnykh tolshch po rezul'tatam geologo-geofizicheskikh issledovaniy skvazhin [Basics of the facies cyclicity of sedimentary strata according to the results of geological and geophysical studies of wells]. Perm, 2007. 270 p. (In Russian).
2. Pleshkov L. D., Gubina A. I., Aleksandrovskaia A. A. Vozmozhnosti fatsial'noy interpretatsii dannykh litologo-plotnostnogo gamma-gamma karotazha v komplekse GIS [Possibilities of facies interpretation of lithologic-density gamma-gamma-ray data in the logging complex]. Karotazhnik, 2017. Issue 10 (280), pp. 52–64. (In Russian).
- Subbotina O. A., Gubina A. I. Izuchenie treshchinovatosti metodami volnovogo akusticheskogo karotazha i elektricheskogo skanirovaniya [The study of fracturing by methods of wave acoustic logging and electric scanning]. Karotazhnik, 2018. Issue 10, pp. 121–129. (In Russian).

УДК 550.832

О. Л. Сальникова¹, А. В. Шумилов², И. А. Черных³

¹ ПАО «Пермнефтегеофизика». 614090, Россия, г. Пермь, ул. Лодыгина, д. 34; e-mail: salnikovaol@pngf.com;

² Пермский государственный национальный исследовательский университет. 614990 Россия, г. Пермь, ул. Букирева, 15;

³ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». 614990, Россия, г. Пермь, ул. Ленина, д. 62

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Аннотация. Представлены технологии, разработанные для исследования горизонтальных скважин. Первая группа технологий связана с комплексом геофизических (акустических, радиоактивных, электромагнитных) методов контроля технического состояния скважины, интерпретация которых реализована в системе «Соната». Методики интерпретации, реализованные в системе «Соната», соответствуют утвержденным стандартам, руководящим документам, методическим указаниям и опробованы в производственном режиме на различных геофизических предприятиях. Вторая группа технологий – это технологические комплексы для проведения исследований в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. В состав группы входят комплекс для доставки геофизических приборов и комплекс для контроля параметров флюида в нефтедобывающих скважинах. Приведен пример успешного применения указанных групп технологий при геофизических работах в Пермском крае.

Ключевые слова: Оценка качества цементирования, горизонтальная скважина, технологический комплекс «Латераль», программное обеспечение «Соната», заколонный переток, электроцентробежный насос.

O. L. Salnikova¹, A. V. Shumilov², I. A. Chernykh³

¹ Permneftegeofizika. 34 Lodygina Str., Perm 614090, Russia; e-mail: salnikovaol@pngf.com

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;

³ LUKOIL-PERM. 62 Lenina Str., Perm 614990, Russia

GEOPHYSICAL TECHNOLOGIES OF HORIZONTAL WELLS TESTING

Abstract. *The article describes the technologies developed for studying of horizontal wells. The first group of technologies is associated with a complex of geophysical (acoustic, radioactive, electromagnetic) methods of monitoring the technical condition of the well, the interpretation of which is implemented in the «Sonata» system. Interpretation techniques implemented in the «Sonata» system comply with approved standards, guidelines and have been tested in various geophysical companies. The second group of technologies comprises the technological complexes for testing in directional and horizontal wells. The group includes a complex for the delivery of geophysical instruments and a complex for monitoring fluid parameters in oil wells. Examples of successful application of these groups of technologies in geophysical operations in the Perm region are given.*

Key words: *Cementing quality assessment, horizontal well, technological complex «Lateral», «Sonata» software, casing overflow, electric centrifugal pump.*

Корректное определение качества цементирования обсадных колонн стало одной из важнейших задач при строительстве горизонтальных скважин. Заранее предпринятые меры по устранению плохого сцепления цементного кольца с колонной и породой позволяют сэкономить время и затраты на производство ремонтных работ в будущем и продлить срок эксплуатации скважины. Вышележащие водонасыщенные интервалы должны быть надежно изолированы от горизонтального участка, из которого в дальнейшем планируется получать безводную нефть. Наиболее корректный способ оценки качества цементирования по данным комплекса геофизических методов: акустических (акустической цементометрии (АКЦ)), радиоактивных (скважинной гамма-дефектоскопии толщинометрии), а также скважинной термометрии.

Для построения эффективной технологии мониторинга технического состояния скважины недостаточно иметь набор современных аппаратных средств, необходим также эффективный технологичный программный инструмент, позволяющий построить на геофизическом предприятии сквозную комплексную технологию по обработке и интерпретации геофизических данных.

Для оценки технического состояния скважины разработан программный комплекс «Соната» [1], реализующий полную технологическую цепочку от ввода исходных полевых материалов, контроль качества, предварительную обработку, комплексную интерпретацию различных геофизических методов и выдачу заключения на всех этапах строительства и эксплуатации скважины. Все алгоритмы и методики

интерпретации, использованные в системе «Соната», соответствуют утвержденным стандартам, руководящим документам, методическим указаниям и опробованы в производственном режиме на различных геофизических предприятиях.

Для увеличения разрешающей способности метода АКЦ в 2005–2010 гг. произошёл переход сервисных компаний от аппаратуры интегрального типа к сканирующей. Началось производство российской аппаратуры, например прибора МАК-СК (АО НПФ «Геофизика»), который позволяет определять каналы раскрытостью свыше 10° , а также оценивать качество цементирования в карбонатных разрезах за счет небольшой длины зонда. Для удобства калибровки результатов такая аппаратура интегрировалась со стандартными зондами акустического каротажа.

Для обработки данных секторной акустической цементометрии, получаемых различными приборами, включая МАК-СК, RBT, USBA22 и др., нами был разработан специальный модуль, позволяющий проводить оценку качества цементирования по периметру скважины с построением карты цементирования, которая может являться характеристикой гидроизоляции пластов [3].

Для вычисления эксцентриситета колонны; расчета однородности и характеристики заполнения цемента в ПО «Соната» разработаны модули обработки данных гамма-гамма цементометрии для любого типа аппаратуры.

Преобладание в последнее десятилетие бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин потребовало от специалистов разработки специальных технологических комплексов по доставке геофизической аппаратуры к забоям. В сотрудничестве со специалистами геофизических и нефтедобывающих предприятий нами разработан ряд инновационных технологических комплексов и оборудования для геофизических исследований и работ в нефтегазовых скважинах, на которые получены патенты на полезные модели и изобретения.

При помощи комплекса «ЛАТЕРАЛЬ» для доставки геофизических приборов к забоям горизонтальных скважин [2] был проведен спуск прибора сканирующей акустики (МАК-СК) и, по предложенной ранее методике расчета теоретического и фактического акустического импеданса [4, 5], оценено качество сцепления цемента с колонной («хвостовиком») в одной из скважин.

Данная методика реализована в ПО «СОНАТА» и внедрена в производственный режим на месторождениях Пермского края. По данным сканирующей акустики качество сцепления цементного камня с колонной и породой преимущественно частичное (рисунок), на раз-

вертке отмечаются каналы и зазоры в цементном кольце, которые могут стать причиной развития заколонного перетока и обводнением продукции уже в самом начале эксплуатации.

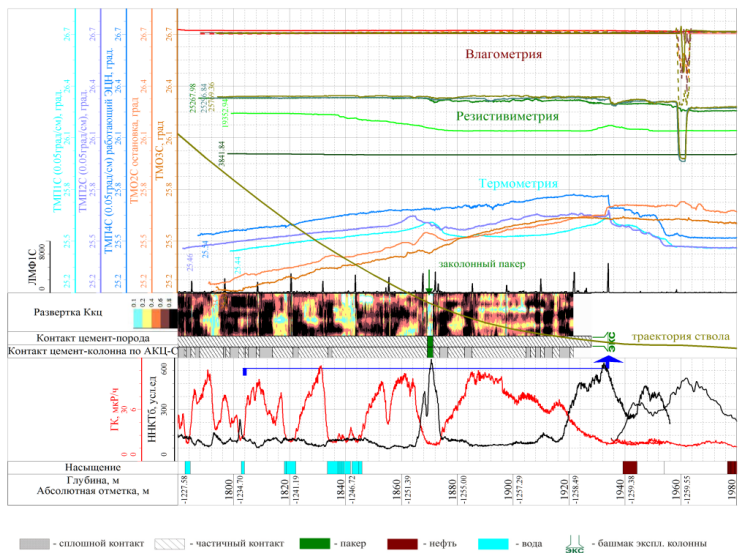


Рисунок. Пример результатов оценки качества цементирования по данным МАК-СК и определения заколонного перетока сверху в горизонтальной скважине

Для этой же скважины были выполнены работы методами селективной гамма-гамма дефектоскопии и толщинометрии (СГДТ) и электромагнитной дефектоскопии и толщинометрии (ЭМДСТ). В интервале 1800–1940 м угол наклона скважины составил от 70,2° до 88,3°. По данным СГДТ эксцентриситет колонны составил от 0,4 до 0,9 относительных единиц, т.е. колонна в этом интервале не центрирована, вплоть до полного ее прилегания к стенке скважины. Все вышеперечисленные факторы являются значительными предпосылками при прогнозировании развития заколонных перетоков.

После ОКЦ, проведена проводка горизонтального ствола диаметром 146 мм и протяженностью 350 м. Горизонтальный участок представлен карбонатными породами турнейского яруса. Эксплуатационной колонной перекрыты терригенные отложения визейского яруса, в том числе водонасыщенные песчаники радаевского и бобриковского горизонтов. Далее были проведены работы по освоению

скважины методом свабирования и при помощи компрессора. В результате этих работ из скважины поступала преимущественно вода и получена лишь незначительная пленка нефти. Поэтому было принято решения провести исследования по определению причин высокого процента обводнения. Технология с предварительным спуском геофизического прибора под ЭЦН позволяет не только достичь оптимальный режим работы скважины, но и в режиме реального времени контролировать все процессы, происходящие в скважине в момент отбора.

Сразу после запуска ЭЦН произошло резкое увеличение минерализации скважинной жидкости (резистивиметрия). Через 7 часов скважина вышла на режим ($P_{\text{заб}} \sim \text{const}$) и были выявлены несколько признаков заколонного перетока сверху из водонасыщенных песчаников визейских отложений (рисунок): изменение градиента температуры напротив водонасыщенных коллекторов, перекрытых эксплуатационной колонной; аномалия разогрева температуры в интервале установки заколонного пакера, образовавшаяся в результате продвижения жидкости в заколонном пространстве при сужении канала в цементном кольце; разогрев температуры при выходе жидкости с заколонного пространства под башмак эксплуатационной колонны при изменении диаметра скважины; пологий участок на температуре (голубой цвет) сразу после включения ЭЦН, характеризующий продвижение жидкости от интервала водонасыщенного коллектора к открытому стволу; резкое увеличение минерализации жидкости под башмаком эксплуатационной колонны и выше сразу после запуска ЭЦН.

Перечисленные признаки являются доказательством развития заколонного перетока жидкости сверху, что и является причиной обводнения нефтяной продукции открытого ствола. Технология предварительного спуска геофизического прибора под насосное оборудование и возможность проведения исследований в процессе вывода скважины на режим эксплуатации и при постоянной депрессии позволили подтвердить спрогнозированные ранее возможные осложнения в период эксплуатации. После проведения ремонтных работ из скважины стали получать нефть.

Таким образом, корректная оценка качества цементирования заколонного пространства, предупреждение о возможных проблемах при дальнейшей эксплуатации является важным этапом при строительстве горизонтальных скважин. Использование технологического комплекса «Латераль» позволяет доставить геофизические приборы любой модификации к забою в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах и проводить высокоинформативные исследования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Белов С. В., Ташкинов И. В., Шумилов А. В. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Программный комплекс «Соната-2019» (Модульная система обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин). № 2019610488 от 11.01.2019 // М., РОСПАТЕНТ.
2. Патент на полезную модель «Комплекс для доставки геофизических приборов к забоям горизонтальных скважин» № 55424 от 10.08.2006 / Савич А. Д., Шумилов А. В., Элькинд С. Я., Балдин А. В., Семенцов А. А., Пинчук М. М. // М., РОСПАТЕНТ.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ «Модуль обработки данных секторной акустической цементометрии» № 2008615595 от 24.11.2008 / 4. Белов С. В., Заичкин Е. В., Наугольных О. В., Ташкинов И. В., Гуляев П. Н., Шумилов А. В. // М., РОСПАТЕНТ.
4. Ташкинов И. В., Шумилов А. В. Стандартизация интерпретации АКЦ с учетом свойств цемента // Геофизика, 2016. № 5. С. 62–67.
5. Шумилов А. В. Методика контроля качества цементирования по акустическому импедансу // Геофизика, 2019, № 3. С. 60–65.

REFERENCES

1. Belov S. V., Tashkinov I. V., Shumilov A. V. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM «Programmnyy kompleks «Sonata-2019» (Modul'naya sistema obrabotki i interpretatsii dannykh geofizicheskikh issledovaniy skvazhin) [Certificate of official registration of a computer program Software complex «Sonata-2019» (Modular system for processing and interpretation of geophysical well data)], № 2019610488 of 11.01.2019. M., ROSPATENT. (In Russian).
2. Patent na poleznuyu model' «Kompleks dlya dostavki geofizicheskikh priborov k zaboyam gorizonta'l'nykh skvazhin» [Utility model patent "Complex for the delivery of geophysical instruments to the bottom of horizontal wells"] № 55424 of 10.08.2006 / Savich A. D., Shumilov A. V., Elkind S. Ya., Baldin A. V., Sementsov A. A., Pinchuk M. M. // M., ROSPATENT. (In Russian).
3. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM «Modul' obrabotki dannykh sektornoy akusticheskoy tsementometrii» [Certificate of official registration of a computer program «Sector acoustic cementometry data processing module»], № 2008615595 of 24.11.2008 / Belov S. V., Zaichkin Y. V., Naugolnykh O. V., Tashkinov I. V., Gulyayev P. N., Shumilov A. V. // ROSPATENT. (In Russian).
4. Tashkinov I. V., Shumilov A. V. Standartizatsiya interpretatsii AKTS s uchetom svoystv tsementa [Standardization of the interpretation of acoustic well cementing taking into account the properties of cement]. Geofizika, 2016, no. 5, pp. 62–67. (In Russian).
5. Shumilov A. V. Metodika kontrolya kachestva tsementirovaniya po akusticheskomu impedansu [Acoustic impedance cementing quality control technique]. Geofizika, 2019, no. 3, pp. 60–65. (In Russian).

Шао Цайжуй¹, Се Минцзюнь²,
Е. А. Овчинникова¹, В. И. Костицын²

¹ Китайский нефтяной университет.
Зап. Чанцзиань Роуд 66, Хуандао, Чиндао,
266580, КНР; e-mail: yiranxmj@gmail.com;

² ПГНИУ. 614990, Россия, г. Пермь, ул. Букирева, д. 15;
e-mail: kostitsyn@psu.ru

РАЗВИТИЕ МЕЖДУНАРОДНЫХ СВЯЗЕЙ МЕЖДУ КАФЕДРАМИ ГЕОФИЗИКИ КИТАЙСКОГО НЕФТЯНОГО УНИВЕРСИТЕТА И ПЕРМСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

Аннотация. Между Китайским нефтяным университетом и Пермским университетом установлены регулярные связи в области геофизических исследований скважин в образовательной и научной деятельности, а также по взаимному обучению студентов в течение года.

Ключевые слова: Китайский нефтяной университет, Пермский университет, геофизика, научная и образовательная деятельность.

Shao Cairui¹, Xie Mingjun², E. A. Ovchinnikova¹, V. I. Kostitsyn²

¹ China University of Petroleum. 66 West Changjiang Road, Huangdao, Qingdao 266580, P R China; e-mail: yiranxmj@gmail.com;

² Perm State University. 15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia;
e-mail: kostitsyn@psu.ru

DEVELOPMENT OF INTERNATIONAL RELATIONS BETWEEN THE DEPARTMENTS OF GEOPHYSICS OF THE CHINA PETROLEUM UNIVERSITY AND PERM STATE UNIVERSITY

Abstract. China University of Petroleum and Perm State University established strong cooperation in the field of the borehole geophysical survey, education and scientific research, and joint education program.

Key words: China University of Petroleum, Perm State University, geophysics, scientific and educational activity.

Кафедры геофизики Китайского нефтяного университета (КНУ) в г. Циндао и Пермского государственного национального исследовательского университета (ПГНИУ) активно сотрудничают с 2012 г. Город Циндао – это международный морской порт и экономический центр провинции Шаньдун и является важным узлом нового Евразийского экономического коридора в рамках инициативы «Один пояс –

один путь». Китайский нефтяной университет является ключевым государственным вузом и входит в *программу «211»* (100 лучших вузов КНР).

Начиналось сотрудничество между нашими университетами в такой последовательности. В 2012 г. кафедру геофизики Пермского университета посетили геофизики-производственники Китая во главе с профессором *Лу Давэй*, председателем комитета по геофизическим исследованиям скважин Всекитайского общества нефтяников. В том же году по инициативе первого вице-президента Евро-Азиатского геофизического общества *Владимира Викторовича Лаптева* в Пермском университете было подписано Соглашение о сотрудничестве между геофизическими организациями Китая и предприятиями Пермнефтегеофизика и Универсал-Сервис (г. Пермь).

В 2013 г. делегация кафедры геофизики Пермского университета в составе заведующего кафедрой, профессора *В. И. Костицына*, доцентов *А. В. Шумилова*, *А. Д. Савича* и директора компании Универсал-Сервис *А. Н. Никонова* посетила *Китайский нефтяной университет в Циндао*, а также геофизическую компанию «*GI Technologies*» в г. Пекине и *Институт бурового оборудования в г. Дунъине*. Основной целью посещения являлась подготовка *Соглашения о сотрудничестве* между Пермским университетом и Китайским нефтяным университетом.

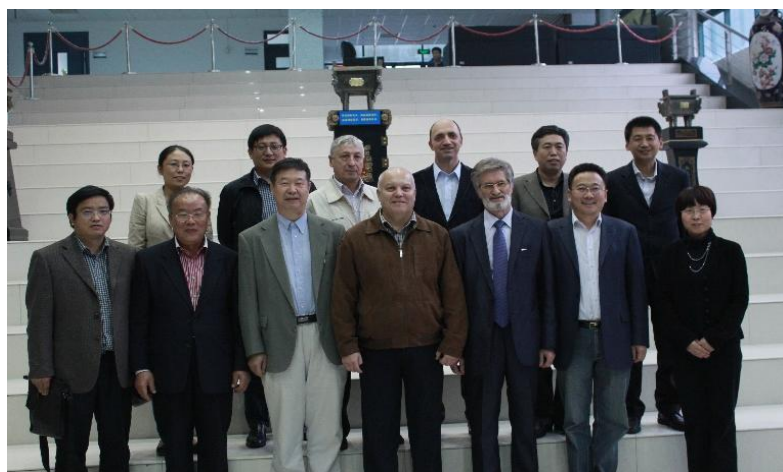
В 2014 г. делегация *Китайского нефтяного университета* находилась с ответным визитом в Пермском университете уже в соответствии с Соглашением между Пермским университетом и Китайским нефтяным университетом. В состав делегации входили *Шао Цай-жуй (Shao Cairui)*, заведующий кафедрой геофизических исследований скважин, профессор; *Ли Чжень-чунь (Li Zhenchun)*, заведующий кафедрой разведочной геофизики, профессор; *Жень Юнь-цунь (Ren Yongjun)*, заведующий кафедрой нефтяных ресурсов, профессор; *Инь Син-яо (Yin Xingyao)*, экс-председатель Ученого совета геологического факультета, профессор. Целью пребывания делегации было обсуждение совместных проектов по научной и образовательной деятельности.

В соответствии с Соглашением между вузами с 1 сентября 2015 г. в Пермском университете обучаются 5–6 студентов Китайского нефтяного университета, которые в течение первого семестра изучают «*Русский язык как иностранный*», а во втором семестре обучаются по направлениям «*Геология*» и «*Геофизика*» совместно со студентами Пермского университета. Также студентам Китайского нефтяного университета предоставляется возможность пройти летнюю полевую

геологическую практику, на которой студенты получают новые знания о геологическом строении Пермского края.



Китайская делегация с профессором Лу Давэй в Пермском университете



Делегация Пермского университета в Китайском нефтяном университете

Доценты **А.В. Шумилов** и **С.В. Белов** в 2015 г. прошли стажировку в Китае и участвовали в международной научной конференции,

посвященной 60-летию кафедры геофизики Китайского нефтяного университета. С этого времени преподаватели кафедры геофизики Пермского университета совместно с китайскими учеными публикуют научные статьи в российских журналах *«Геофизика»* и *«Каротажник»*.



Делегации Китайского университета в Пермском университете

В 2016-2017 гг. состоялся ряд встреч по разным научным проблемам, в том числе по более широкому развитию сотрудничества в области геологических и геофизических специальностей с участием декана геологического факультета Пермского университета, профессора **В. Н. Катаева**, заместителя декана по международной деятельности, доцента **О. Н. Ковина** и председателя Пермского отделения ЕАГО, доцента **А. В. Шумилова**.

В 2018 г. состоялась встреча делегации Китайского нефтяного университета в г. Перми, на которой было принято Соглашение о создании *международной научной лаборатории Китайского нефтяного университета и Пермского университета по нефтяной энергетике*. В этом же году преподаватели Пермского университета, а именно доценты **Шумилов Александр Владимирович** и **Геник Иван Васильевич**, были приглашены в Китайский нефтяной университет как *зарубежные эксперты* в рамках *инновационного проекта «111»*. В течение двух недель преподаватели читали лекции для китайских студентов на английском языке, а также приняли участие в 10-м Международном симпозиуме КНУ по новым методам каротажа (26–29 сентября 2018 г.)

В 2019 г. в рамках того же проекта доцент **Шумилов Александр Владимирович** посетил Циндао вновь. Он прочитал лекции для преподавателей и студентов о новых методах и технологиях в открытых и обсаженных скважинах, мониторинге гидроразрыва пласта, контроле технического состояния скважин с использованием методов СГДТ и ЭМДСТ.



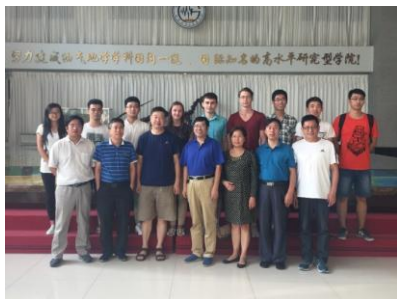
Доцент А.В. Шумилов читает лекции в Китайском нефтяном университете



Китайские студенты в Пермском университете

Студенты Пермского университета принимали участие в *программе обмена* на кафедре геофизических исследований скважин в Китайском нефтяном университете. В **2017** г. в Китае обучались: Марина Вершинина, Игорь Ложкин и Георгий Навольнев, в **2018** - Даниил Бабушкин, Алексей Кучев, Дмитрий Обернебесов, Елизавета Ов-

чинникова и Михаил Радионов, в **2019** – Анастасия Горяшина и Антонина Пичугина. Студенты кафедры геофизики ПГНИУ посещали лекции на английском языке по профильным геофизическим предметам и изучали китайский язык.



Студенты кафедры геофизики Пермского университета
в Китайском нефтяном университете

Сотрудничество двух университетов приносит значимые плоды в плане долгосрочного обмена студентами. Так, китайский студент **Се Минцзюнь** в 2019 г. окончил *магистратуру* в Пермском университете. В течение двух лет он обучался на русском языке по профилю «Геофизические методы исследования земной коры». После получения диплома магистра Се Минцзюнь продолжил свое обучение в Пермском университете в качестве *аспиранта*. Се Минцзюнь ведет активную научную деятельность, успешно занимается геофизическими исследованиями скважин, а также выступает с результатами своих разработок на научных конференциях.

Студентка Пермского университета **Елизавета Овчинникова**, окончившая программу бакалавриата по геофизике в 2019 г., выиграла грант на обучение в магистратуре Китайского нефтяного университета. Грант правительства Китая предусматривает полное покрытие стоимости обучения, проживания, страховки, а также ежемесячные выплаты стипендии. Елизавета обучается по программе «Геология» под руководством преподавателя кафедры геофизических исследований скважин КНУ. Язык обучения – английский. Продолжительность магистратуры в Китае составляет 3 года, где 1-й год – лекционные занятия и семинары, 2-й год – собственные исследования под наблюдением научного руководителя, 3-й год – написание магистерской диссертации. По окончании обучения студентам выдается диплом международного образца.



Магистрант Се Минцзюнь и его студенческая группа в Пермском университете



Елизавета Овчинникова (справа) на посвящении в студенты в Китайском нефтяном университете

С октября 2019 г. на обучение в Пермский университет прибыли 4 студента Китайского нефтяного университета, которые до января 2020 г. будут изучать русский язык, а затем – выбранные ими учебные дисциплины на кафедрах геологического факультета до июня 2020 г. Общее руководство иностранными студентами на факультете осуществляет заместитель декана по международной деятельности **Л. Д. Плешков**.



Китайские студенты в Пермском университете, октябрь 2019 г.

Таким образом, международные связи Китайского нефтяного университета и Пермского университета в научной и образовательных сферах успешно развиваются и постоянно расширяются.

ЮБИЛЯРЫ КАФЕДРЫ ГЕОФИЗИКИ ПЕРМСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В 2019 ГОДУ

PERSONS OF DEPARTMENT OF GEOPHYSICS OF THE PERM STATE UNIVERSITY CELEBRATING THEIR JUBILEE IN 2019

В 2019 г. преподаватели и сотрудники кафедры геофизики ПГНИУ отмечают юбилеи. Поздравляем наших коллег с юбилейными датами! Желаем дальнейших творческих успехов в образовательной, научной, учебно-методической деятельности, доброго здоровья и благополучия!

ВАЛЕНТИНУ МИХАЙЛОВИЧУ НЕГАНОВУ – 75 ЛЕТ!

Валентин Михайлович родился 4 октября 1944 г. в г. Губахе Пермской области. Доктор геолого-минералогических наук.



В 1969 г. окончил Пермский политехнический институт по специальности «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений». С 1969 г. работает в тресте (ныне ПАО) «Пермнефтегеофизика» в должностях геолога, старшего геолога, начальника сейсмической полевой и камеральной партий, старшим геологом геологического отдела, главным геологом геофизической экспедиции цифровой обработки и интерпретации и с августа 1999 г. по настоящее время главным геологом, заместителем генерального директора. С февраля 2011 г. по совместительству работает профессором на кафедре геофизики Пермского государственного национального исследовательского университета. Участвовал в открытии нефтяных и газовых месторождений Пермского края, а также Удмуртской Республики, Свердловской и Самарской областей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

В 2006 г. защитил кандидатскую диссертацию на тему: «Сейсмогеологическое районирование Пермского края в связи с совершенствованием методики дальнейших геофизических работ на нефть и газ» с присуждением ученой степени кандидата геолого-

минералогических наук, научный руководитель – профессор В. М. Проворов. В 2011 г. защитил докторскую диссертацию на тему: «Сейсмостратиграфический анализ осадочного чехла и кристаллического фундамента при поисках новых месторождений нефти и газа по геолого-геофизическим данным» с присуждением ученой степени доктора геолого-минералогических наук, научный консультант – В. И. Костицын. Основные научные интересы – интерпретация геолого-геофизических материалов.

Автор и соавтор более 60 научных публикаций, в т. ч. монографии «Сейсмогеологическая интерпретация геофизических материалов Среднего Приуралья и перспективы дальнейших исследований на нефть и газ», направленные на повышение геологической эффективности не только в Пермском крае, но и в Урало-Поволжье. Член EAGE с 2010 г.

Награжден указом Президента РФ знаком «Заслуженный геолог Российской Федерации», Министерством энергетики РФ знаком «Почетный нефтяник», медалью «Ветеран труда», Почетной грамотой Министерством природных ресурсов Пермского края, медалью имени А. К. Маловичко «За достижения в геофизике», отмечен Благодарственным письмом губернатора Пермского края. Включен в энциклопедический сборник «Геофизики России» (2005).

АНАТОЛИЮ ДАНИЛОВИЧУ САВИЧУ – 70 ЛЕТ!



Анатолий Данилович родился 4 января 1949 г в Хмельницкой области (Украина). Кандидат технических наук, доцент.

В 1968 году окончил Пермский нефтяной техникум по специальности «Техник – геологоразведчик». В том же году начал работать оператором по исследованию нефтяных и газовых скважин на Мангышлаке. В 1968–1970 гг. – служба в рядах Советской Армии. В 1975 г. окончил геологический факультет Пермского государственного университета по специальности «Геофизические методы поисков и раз-

ведки месторождений полезных ископаемых». С 1975 по 1982 г. работает в должности геофизика, затем начальника комплексной партии Краснокамской промыслово-геофизической конторы треста «Пермнефтегеофизика». С 1982 г. работает в тресте (в настоящее время ОАО) «Пермнефтегеофизика»: начальник производственного отдела промысловой геофизики треста (1982–1998), главный инженер Пермского филиала ОАО «Пермнефтегеофизика» (1998–2001), главный геофизик, начальник производственного отдела (2001–2002), главный геофизик отдела промысловой геофизики (2002–2007). С 2007 г. по настоящее время – главный геофизик по промысловой геофизике. С 1984 г. работает по совместительству на кафедре геофизики ПГУ в должности доцента. Преподает студентам очного и заочного отделений дисциплину «Аппаратура и технологии ГИС». В 2000 г. защитил диссертацию на тему «Геофизические технологии исследований горизонтальных скважин и мониторинга разработки нефтяных месторождений», научный руководитель – профессор Р. А. Валиуллин.

Основные работы посвящены вопросам геофизических исследований горизонтальных скважин и мониторинга разработки месторождений посредством обустройства интеллектуальных скважин. Под руководством А. Д. Савича сконструирован и изготовлен глубинный программно-управляемый прибор, предназначенный для непрерывной регистрации параметров пласта и управления установкой электроцентробежного насоса; технологический комплекс «Латераль», позволяющий производить исследования как в бурящихся, так и в эксплуатационных горизонтальных скважинах стандартным комплексом геофизических методов независимо от массы и габаритов глубинных приборов. Ведется работа над совершенствованием комплекса в части исследований горизонтальных скважин при избыточном давлении на устье. Им разработано специальное (не имеющее аналогов) оборудование для указанных исследований, а также алгоритмы программного продукта, предназначенного для расчета усилий доставки геофизических приборов в горизонтальные скважины и осевых усилий на кабеле при их подъеме.

Имеет более 70 опубликованных работ, в том числе 10 патентов на изобретения и полезные модели. Награжден медалями имени С. Г. Комарова «За выдающийся вклад в развитие геофизической отрасли», А. К. Маловичко «За достижения в геофизике».

ОЛЕГУ НИКОЛАЕВИЧУ КОВИНУ – 65 ЛЕТ!



Олег Николаевич родился 14 марта 1954 г. в г. Перми. Ученая степень Philosophy Doctor (PhD) по специальности «Геология и Геофизика».

В 1976 г. окончил геологический факультет ПГУ по специальности «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Трудовая деятельность: инженер-геофизик КГПЭ объединения «Ташкентгеология» (1976–1978); инженер-геофизик ПермНИПИ-нефть (1978–1980); младший научный сотрудник КО ВНИГНИ (1980–1982); сменный мастер завода «Заря Востока» (1982); научный сотрудник Пермского политехнического института (1982–1988); младший научный сотрудник Горного института УрО РАН (1988–2009); аспирант Миссурийского университета науки и технологий (2004–2010); младший научный сотрудник Горного института УрО РАН (2010–2011); руководитель геофизического отдела компании Capital Surveys, Abu Dhabi (2011–2012).

С 2013 г. доцент Пермского государственного национального исследовательского университета. В 2010 г. защитил диссертацию по теме «Ground Penetrating Radar Investigations in Upper Kama Potash Mine» на соискание ученой степени Philosophy Doctor (PhD) по специальности «Геология и Геофизика» в Миссурийском университете науки и технологий (США). Автор более 50 научных трудов, в том числе одной монографии («Ground Penetrating Radar Investigations in Upper Kama Potash Mine: Mining Problems and Solutions»); 45 научных и производственных отчетов, а также авторского свидетельства на изобретение и ряда лекционных материалов для студентов Миссурийского университета науки и технологий (MST).

Является членом редколлегии журнала «Вестник Пермского университета. Геология». Проводит активную работу со студентами Оксфордского университета, проходящими учебную практику в Перми, и способствует установлению контактов геологического факультета ПГНИУ с зарубежными организациями.

О. Н. Ковин вспоминает: *«Я всегда активно участвовал в общественной жизни коллективов, где учился или работал. Во время учебы в Пермском государственном университете успешно защищал цвета университетской сборной по футболу. Был чемпионом Миссурийского университета в составе сборной Клуба иностранных студентов 2010 г. и многократным победителем Лиги города Ролла по мини-футболу.*

Моим руководителем курсовых и дипломной работы был Борис Константинович Матвеев – глубоко эрудированный преподаватель и ученый, который всегда старался идти в ногу с современным развитием геофизики. В начале 1980-х, когда только начиналось эпоха массовой компьютеризации процессов обработки данных, им уже были начаты работы по использованию ЭВМ для обработки и интерпретации данных электроразведочных методов. Борис Константинович широко вовлекал своих студентов в освоение новых методов, чем заложил крепкий фундамент и в мою дальнейшую научно-производственную карьеру».

ЮБИЛЕЙ НАТАЛЬИ МАРКОВНЫ РЖЕВИТИНОЙ

Наталья Марковна родилась 4 сентября 1959 года в г. Перми. Заведующая учебно-методическим кабинетом кафедры геофизики.

В 1981 г. с отличием окончила геологический факультет Пермского университета по специальности «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых» с присвоением квалификации «Инженер-геофизик». В 1986 г. окончила общественный институт патентоведения в г. Перми, в 1987 г. – институт повышения квалификации при КазВИРГе в г. Алма-Ате. В 1981-1984 гг. работала во

Всесоюзном научно-исследовательском институте геофизических исследований скважин (ВНИИГИС) в г. Октябрьский Республики Башкортостан, в 1984–1997 гг. – в Камском научно-исследовательском институте комплексных исследований глубоких и сверхглубоких



скважин (КамНИИКИГС) в г. Перми, в 1997–2003 гг. – в Естественно-научном институте при ПГУ. Занимала должности инженера, младшего научного сотрудника, научного сотрудника. Принимала участие в выполнении договорных работ с ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь», ОАО «Татнефтегеофизика», ОАО «Архангельскгеолодобыча».

С 2003 г. работала ведущим инженером кафедры геофизики, с 2011 г. – заведующая учебно-методическим кабинетом на кафедре геофизики Пермского государственного национального исследовательского университета. Активно участвует в организации учебно-методической работы кафедры, при ее участии подготовлены и опубликованы преподавателями учебники «Основы геофизических методов», «Геофизика», монография «Каротаж: гравиметрический, плотностной, гамма-гамма, магнитный»; выпущены сборники материалов Международных научно-практических конференций «Теория и практика разведочной и промысловой геофизики», изданы научно-биографические книги «Ректоры Пермского университета, 1916–2016», «Геологи Пермского университета в Великой Отечественной войне», «Геофизики Пермского университета 1951–2009», «Геолог Л. А. Попугаева – первооткрыватель первого коренного месторождения алмазов в СССР», а также составлены учебно-методические комплексы, методические рекомендации. При ее непосредственном участии организована техническая работа Государственной экзаменационной комиссии по направлению «Геология», профиль «Геофизика» (бакалавры и магистры) и специальности «Технология геологической разведки», специализация «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых». Автор 10 научных работ.

Награждена Почетной грамотой Министерства образования и науки Российской Федерации, Дипломом Пермского отделения Евро-Азиатского геофизического общества» (дважды).

ИВАНУ ВАСИЛЬЕВИЧУ ГЕНИКУ – 50 ЛЕТ!

*Иван Васильевич родился
13 апреля 1969 г. в г. Перми.
Кандидат технических наук.*

Окончил с отличием в 1991 г. физический факультет Пермского государственного университета по специальности «Физика» и поступил на работу в Горный институт УрО АН СССР, ныне ГИ УрО РАН. С 1991 по 1993 г. работал стажером-исследователем в лаборатории горной геофизики. В 1993 г. был принят в аспирантуру, которую окончил в 1996 г. с представлением диссертации.



С 1997 по 2002 г. работал на должности младшего научного сотрудника, а затем научного сотрудника лаборатории наземной и подземной электрометрии Горного института УрО РАН. В 1999 г. И.В. Геник защитил в Пермском государственном университете кандидатскую диссертацию на тему «Прямая задача высокочастотных электромагнитных зондирований квазигоризонтальных тонкослоистых сред», специальность «Геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых», научный руководитель – профессор В.М. Новоселицкий. Кандидат технических наук.

С 2002 г. по настоящее время И. В. Геник работает в лаборатории геопотенциальных полей ГИ УрО РАН в должности научного сотрудника, с 2004 г. – старшего научного сотрудника.

В 2006–2011 гг. И. В. Геник по совместительству работал доцентом в Пермском государственном университете. На кафедре физических процессов горного и нефтегазового производства читал лекции, вел практические занятия и руководил курсовыми работами по направлениям: «Физические процессы нефтегазового производства», «Моделирование разработки месторождений нефти и газа» и «Методы повышения углеводородоотдачи».

С сентября 2014 г. работает по совместительству доцентом на кафедре геофизики ПГНИУ и преподает дисциплины: «Магниторазведка», «Аппаратура и технология магниторазведки», «Прикладная

гравиразведка и магниторазведка», «Метрология, стандартизация и сертификация», «Математическое моделирование в геофизике».

Опубликовано более 60 научных статей, написано 14 отчетов по НИР. В 2008 г. являлся стипендиатом Пермского края. Награжден Грамотой Уральского отделения РАН, Почетной грамотой Пермского государственного национального исследовательского университета за многолетний плодотворный труд и активную научно-педагогическую работу.

Составитель В. И. Костицын

ПАМЯТИ РУДОЛЬФА ПАВЛОВИЧА САВЕЛОВА

(12.09.1939 – 11.09.2001)



Рудольф Павлович Савелов родился 12 сентября 1939 г. в д. Агафонково Суксунского района Пермской области. В 1958 г. окончил Пермский геологоразведочный техникум и работал в сейсмических партиях конторы «Пермнефтегеофизика» (1958–1959), служил в рядах Советской Армии (1959–1962). В 1967 г. окончил геологический факультет Пермского университета и был оставлен на кафедре геофизики, где прошел путь от ассистента до профессора, заведующего кафедрой геофизики (1989–1995). В 1975 г. защитил кандидатскую диссертацию, а

в 1988 г. – диссертацию на соискание ученой степени доктора геолого-минералогических наук. Ученое звание профессора присвоено в 1990 г. Неоднократно был командирован в Алжир (1968–1972, 1974, 1976–1978) на преподавательскую работу.

Основные научные интересы – сейсморазведка на нефть и газ, экологическая геофизика. Автор более 150 научных работ, в том числе монографии «Вопросы теории и практики сейсморазведки МОГТ», 6 учебных пособий (3 из них на французском языке), двух авторских свидетельств на изобретения и одного патента.

Плодотворную научную и педагогическую деятельность Рудольф Павлович успешно сочетал с большой организационной и административной работой. В 1981–1985 гг. Савелов Р. П. избирался председателем профкома Пермского университета. С декабря 1989 г. по февраль 1995 г. был заведующим кафедрой геофизики ПГУ (вторым после А. К. Маловичко). Являясь членом УМО университетов России, он активно участвовал в составлении учебных планов, плодотворно занимался организацией совещаний и конференций. При его непосредственном участии на геологическом факультете было организовано многоуровневое образование по геофизической специальности, открыт филиал кафедры геофизики в Горном институте Уральского отделения РАН, организован компьютерный класс при кафедре. В 1990 г. Савеловым Р. П. была создана вузовско-академическая лаборатория, в рамках которой начаты работы по разработке нового источника упругих колебаний. Савелов Р. П. являлся главным редактором межвузовского сборника научных трудов, членом двух диссертационных советов при Пермском университете и Пермском техническом университете, членом бюро Евро-Азиатского геофизического общества. В 1996 г. избран действительным членом (академиком) Международной академии наук экологии и безопасной жизнедеятельности и в 1997 г. действительным членом Академии естествознания. Награжден нагрудным знаком «Почетный работник высшего профессионального образования Российской Федерации».

Рудольф Павлович был прекрасным семьянином. Он горячо любил свою жену Раису Николаевну, сына Ростислава, дочь Бэллу, брал на себя многие домашние заботы, с удовольствием и радостью выполнял любую работу по дому, на дачном участке. В компании своих коллег и друзей он всегда был центром веселья и непринужденного общения.

К большому сожалению Рудольф Павлович Савелов неожиданно скончался 11 сентября 2011 г., спустя несколько дней после проведенной операции на сердце. Память о нем навсегда останется в наших сердцах.

*Преподаватели и сотрудники кафедры
геофизики Пермского университета*

Научное издание

ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА РАЗВЕДОЧНОЙ И ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

Сборник научных трудов

Выпуск 2 (7)

Компьютерная верстка: *Н. М. Ржевитина*
Дизайн обложки: *И. В. Сибикина*

Подписано в печать 07.11.2019. Формат 60×84/16
Усл. печ. л. 20,98. Тираж 150 экз. Заказ 169

Издательский центр
Пермского государственного
национального исследовательского университета.
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15

Типография ПГНИУ.
614990, г. Пермь, ул. Букирева, 15

Scientific Publication

**THEORY AND PRACTICE
OF EXPLORATION AND PETROLEUM
GEOPHYSICS**

Collection of scientific papers

Issue 2 (7)

Computer Layout Design: *N. M. Rzhevitina*

Cover Design: *I. V. Sibikina*

Assigned for Print 07.11.2019. Format 60×84/16
Nominal printed sheets 20,98. Edition size 150 cop. Order 169

Published by the Perm State University Press
15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia

Printed in PSU Printing House.
15 Bukireva Str., Perm 614990, Russia