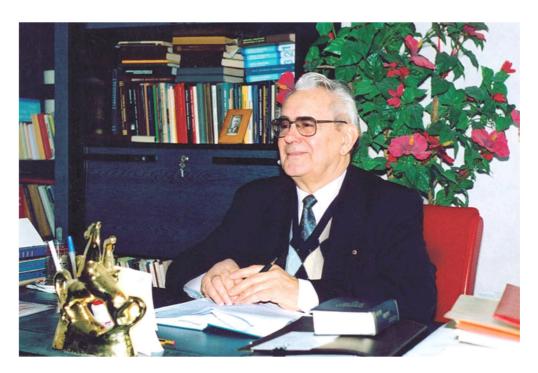
# БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.)



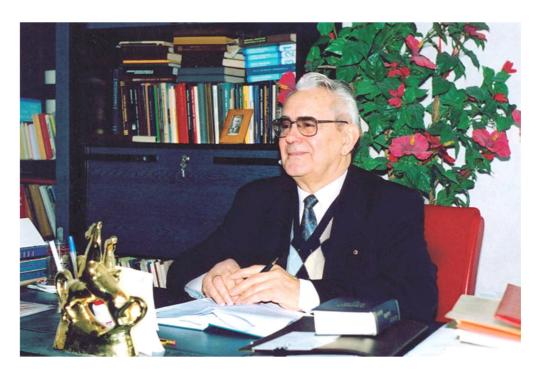
Памяти доктора технических наук, профессора, Заслуженного деятеля науки и техники РФ, Заслуженного изобретателя РФ, академика Международной и Российской инженерных академий,

Анатолия Ивановича Булатова

посвящается

# READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of II International scientific and practical conference (on March 31, 2018)



Dedicated in memories of Doctor of Technical Sciences, professor,
Honored worker of science and technology of the Russian Federation,
Honored inventor of the Russian Federation,
Academician of the International and Russian
engineering academies,

Anatoly Ivanovich Bulatov

# ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР ------ EDITOR-IN-CHIEF

# САВЕНОК Ольга Вадимовна

доктор технических наук, профессор кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», Лауреат премии администрации Краснодарского края в области образования за 2015 год.

SAVENOK Olga Vadimovna

Doctor of Technical Sciences, Professor of department of Oil and gas ingineering department named after professor G.T. Vartumyan FGBOU VO «Kuban state technological university», Winner of an award of administration of Krasnodar Region in the field of education for 2015.

# ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЛАВНОГО РЕДАКТОРА: ----- DEPUTY CHIEF EDITOR:

# ПАРИНОВА Татьяна Анатольевна

старший преподаватель кафедры русского языка ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет».

> PARINOVA Tatyana Anatolyevna Senior Lecturer of department of Russian Language FGBOU VO «Kuban state technological university».

# РЕДАКЦИОННЫЙ COBET: ------ EDITORIAL COUNCIL:

# АГЗАМОВ Фарит Акрамович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член Российской Академии Естественных Наук (РАЕН), член Академии горных наук, член диссертационного совета Д 212.289.04 на базе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», член диссертационного совета Д 222.018.01 на базе Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти имени В.Д. Шашина (ПАО «Татнефть»), Заслуженный деятель науки Российской Федерации, Заслуженный деятель науки Республики Башкортостан.

# **AGZAMOV Farit Akramovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of «Drilling of Oil and Gas Wells» department FGBOU VO «Ufa state oil technical university», Member of the Russian Academy of Natural Sciences (Russian Academy of Natural Sciences), Member of Academy of mountain sciences, Member of dissertation council D 212.289.04 on the basis of FGBOU VO «The Ufa state oil technical university», Member of dissertation council D 222.018.01 on the basis of the Tatar research and design institute of oil of V.D. Shashin (PJSC «Tatneft»), Honored worker of science of the Russian Federation, Honored worker of science of the Republic of Bashkortostan.

БЕКЕТОВ Сергей Борисович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых ФГАОУ ВО «Северо-Кавказский федеральный университет», Почётный работник науки и техники РФ, Почётный работник газовой промышленности. Почётный работник топливно-энергетического комплекса, Почётный работник науки и техники Российской Федерации, Патриарший знак св. великомученицы Варвары.

# **BEKETOV Sergey Borisovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of department of geophysical methods of search and investigation of the mineral deposits FGAOU VO «North Caucasian federal university», Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Honorary worker of the gas industry, Honorary worker of fuel and energy complex, Honorary worker of science and technology of the Russian Federation, Patriarchal sign of the Saint great martyr Varvara.

# ГОЛЬЧИКОВА Надежда Николаевна

доктор геолого-минералогических наук, доцент, заведующая кафедрой геологии нефти и газа ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», член-корреспондент РАЕН, член УМО по прикладной геологии специальности «Геология нефти и газа», член Русского географического общества.

# **GOLCHIKOVA Nadezhda Nikolaevna**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Associate professor, Head of geology of oil and gas department FGBOU VO «Astrakhan state technical university», Corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences, Member of UMO on applied geology of specialty «Geology of Oil and Gas», Member of the Russian Geographical Society.

# МУХАМЕДГАЛИЕВ Бахтиёр Абдукадирович

доктор химических наук, профессор, профессор кафедры «Строительные материалы и химия» Ташкентского архитектурностроительного института, профессор Университета КЕИО (Иокогама, Япония), региональный эксперт ООН по Центрально-Азиатскому региону по вопросам охраны окружающей среды и экологии, региональный эксперт международной научно-технической программы «Global Environment System Lieders» (Japan) по странам Юго-Восточной и Центральной Азии, учёный секретарь экспертной комиссии ВАК Республики Узбекистан по естественным наукам, эксперт Госкомитета Республики Узбекистан по науке и инновационным технологиям, почётный профессор Каракалпакского государственного университета имени Бердак.

## **MUKHAMEDGALIYEV Bakhtiyor Abdukadirovich**

Doctor of Chemical Sciences, Professor, Professor of «Construction Materials and Chemistry» department of Tashkent architectural and construction institute, Professor of the KEIO University (Yokohama, Japan), Regional Expert of the UN in the Central Asian region in environmental protection and ecology, Regional Expert of the international scientific and technical program «Global Environment System Lieders» (Japan) in the countries of Southeast and Central Asia, Scientific Secretary of commission of experts of VAK of the Republic of Uzbekistan in natural sciences, Expert of the State Committee of the Republic Uzbekistan in science and innovative technologies, Honorary professor of the Karakalpak state university named after Berdak.

# \_\_\_\_\_

# МУХАМЕТШИН Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор, профессор кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука ФГАОУ ВО «Казанский (Приволжский) федеральный университет», член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН), эксперт Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ РФ).

# **MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Professor of department of geology of oil and gas of a name of the academician A.A. Trophimuk FGAOU VO «The Kazan (Volga) federal university», Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS) (2015), Member of Society of Experts of Russia on subsurface use (OERN), Expert of the State Commission on Mineral Reserves (GKZ of the Russian Federation).

# СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, действительный член (академик) Российской академии естественных наук (РАЕН), действительный член академии технологических наук РФ, член диссертационного совета Д 212.200.15 на базе Российского государственного университета (национальный исследовательский университет) нефти и газа имени И.М. Губкина, член Экспертного совета по проблемам нефти и газа ВАК при Минобрнауки России, Лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1989), Почётный нефтяник (1998), Почётный работник топливно-энергетического комплекса (2000), Почётная серебряная медаль В.И. Вернадского, РАЕН

(2010), награждён медалью «В память 850-летия Москвы» (1997), член редакционных советов научно-технических журналов «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков» и «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».

## SIMONYANTS Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of RGU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Full Member (Academician) of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS), Full Member of Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Member of dissertation council D 212.200.15 on the basis of the Russian state university (the national research university) of oil and gas of I.M. Gubkin, Member of Advisory Council on problems of oil and gas of VAK at the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Winner of an Award of a named after academician I.M. Gubkina (1989), Honourable Oil Industry Worker (1998), Honorary Worker of fuel and energy complex (2000), Honourable Silver Medal of V.I. Vernadsky, Russian Academy of Natural Sciences (2010), Awarded with a medal «In Commemoration of the 850<sup>th</sup> Anniversary of Moscow» (1997), Member of editorial councils of the scientific and technical magazines «Bulletin of Association of drilling contractors» and «Construction of oil and gas wells by land and by sea».

-----

# СОЛОВЬЁВА Валентина Николаевна

кандидат технических наук, старший научный сотрудник, Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ.

#### SOLOVYYOVA Valentina Nikolaevna

Candidate of Technical Sciences, Senior Research Associate, Honoured Worker of the oil and gas industry of the Russian Federation.

\_\_\_\_\_

# ТРЕТЬЯК Александр Яковлевич

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые техника и технологии» ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова», академик РАЕН, председатель диссертационного совета Д 212.304.07 при ФГБОУ ВО «ЮРГПУ (НПИ) имени М.И. Платова», Почётный разведчик недр, Почётный работник высшего профессионального образования Российской Федерации, награждён орденом Российской академии естественных наук «За пользу Отечеству» имени В.Н. Татищева, награждён медалью «За заслуги перед университетом», Заслуженный работник высшей школы Российской Федерации, присвоено почётное звание «Заслуженный профессор ЮРГТУ (НПИ)».

# **TRETIAK Alexander Yakovlevich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas equipment and technologies» FGBOU VO «The southern Russian state polytechnical university (NPI) of M.I. Platov», Academician of the Russian Academy of Natural Sciences, Chairman of dissertation council D 212.304.07 at FGBOU VO «YURGPU (NPI) of M.I. Platov», Honourable prospector of subsoil, Honorary Worker of higher education of the Russian Federation, Awarded the order the Russian academy of natural sciences «For advantage to the Fatherland» named after V.N. Tatishchev, Honoured worker of the higher school of the Russian Federation, Awarded with the medal «For Merits before the University», Honorary title «Honored professor of YURGTU (NPI)».

-----

# ХИЖНЯК Григорий Петрович

доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой «Нефтегазовые технологии» ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

# **HIZHNYAK Grigory Petrovich**

Doctor of Technical Sciences, Professor, Head of Department «Oil and gas technologies» FGBOU VO «Perm National Research Polytechnical University».

-----

# ЯРЕМИЙЧУК Роман Семёнович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин Ивано-Франковского национального технического университета нефти и газа, Заслуженный деятель науки УССР, Лауреат Государственной премии в области науки Украины, награждён орденом «За заслуги» 3-ей степени, действительный член Научного общества имени Шевченко, академик Украинской нефтегазовой академии, Иностранный член Российской академии естественных наук имени В. Вернадского, награждён серебряной медалью имени Вернадского.

# YAREMIYCHUK Roman Semyonovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of the Ivano-Frankivsk national technical university of oil and gas, Honored Worker of Science of USSR, Winner of the State Award in the field of science of Ukraine, Awarded the order «For Merits» of the 3-rd degree, Full Member of Scientific Organization of Shevchenko, Academician of the Ukrainian oil and gas Academy, Foreign Member of the Russian Academy of Natural Sciences of V. Vernadsky, Awarded with a silver medal named after Vernadsky.

\_\_\_\_\_

# Доктор Джошуа Лелези Конне

доктор химии материалов, Бристоль, Великобритания, старший лектор, отдел химии, отделение естественных наук, государственный университет рек, Порт-Харкорт, Нигерия.

#### Dr. Joshua Lelesi Konne

PhD Materials Chemistry, Bristol, UK, Senior Lecturer, Chemistry Department, Faculty of Science, Rivers State University, Port Harcourt, Nigeria.

# БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.)

Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN Российской Федерации 27.07.2017

ISSN 2587-8913

Том 1:
ПРОГНОЗ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НЕФТИ И ГАЗА.
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ.
РАЗВЕДОЧНАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

Сборник статей

- Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. Краснодар: Издательский Дом Юг.
  - Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. 2018. 226 с.

Сборник содержит материалы II Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2018 г., посвященной памяти выдающегося инженера-нефтяника, доктора технических наук, профессора, академика Анатолия Ивановича Булатова.

Участники конференции дали всестороннюю характеристику развития нефтегазовой отрасли, проанализировали применяемые на сегодняшний день методы, технику и технологию и сделали предложения по их модернизации; выработали рекомендации по дальнейшему развитию прикладных направлений научных исследований; внесли предложения по совершенствованию кадрового обеспечения и международному сотрудничеству.

В сборнике изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов, а также рассмотрены актуальные вопросы и проблемы освоения углеводородного потенциала Российской Федерации и зарубежных стран. Решение поставленных задач отражено в создании новых технологий разработки нефтегазовых месторождений, добычи, транспортировки и переработки углеводородного сырья. Широко представлены вопросы истории и современного состояния нефтегазового комплекса, подготовки кадров, разработки и внедрения энергетического и технологического оборудования, экономических и правовых исследований.

Научное издание предназначено для докторов и кандидатов наук различных специальностей, преподавателей вузов, докторантов, аспирантов, магистрантов, практикующих специалистов, студентов учебных заведений, а также всех, проявляющих интерес к рассматриваемой проблематике с целью использования в научной работе и учебной деятельности.

Издание выполнено в виде 7 томов, соответствующих тематическим направлениям работы конференции.

Материалы публикуются в авторской редакции. За достоверность сведений, изложенных в статьях, ответственность несут авторы.

Мнение редакции может не совпадать с мнением авторов статей. При использовании и заимствовании материалов ссылка на издание обязательна.

ББК 33.1+33.11+26.34 УДК 622.1+622.03+550.8

# READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of II International scientific and practical conference (on March 31, 2018)

It is registered in the National agency ISSN of the Russian Federation 07.27.2017

ISSN 2587-8913

Volume 1:
FORECAST, SEARCH AND INVESTIGATION OF
OIL AND GAS FIELDS.
OIL AND GAS GEOLOGY.
PROSPECTING AND INDUSTRIAL GEOPHYSICS

**Conference bulletin** 

Krasnodar 2018

- Feadings of A.I. Bulatov: Materials of II International scientific and practical conference (On March 31, 2018): in 7 v.: Conference bulletin / Under the general editor, Doctor of Technical Sciences, Professor O.V. Savenok. Krasnodar: Publishing House South.
  - V. 1: Forecast, search and investigation of oil and gas fields. Oil and gas geology. Prospecting and industrial geophysics. 2018. 226 p.

The Conference bulletin contains materials of the II International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2018 devoted to memory of the outstanding oil engineer, Doctor of Technical Sciences, Professor, Academician Anatoly Ivanovich Bulatov.

Participants of the Conference gave a comprehensive characteristic of the development of oil and gas fields, analysed the methods applied today, the equipment and technology and made offers on their modernization; developed recommendations about further development of applied scientific research; made offers on improvement of staffing and the international cooperation.

In the Conference bulletin results of research and developmental works on a wide range of questions are stated and also topical issues and problems of development of hydrocarbon capacity of the Russian Federation and foreign countries are considered. The solution based on the objectives is reflected in creation of new technologies of development of oil and gas fields, production, transportation and processing of hydrocarbon raw materials. Questions of history and the current state of an oil and gas complex, training, development and deployment of power and processing equipment, economic and legal researches are widely presented.

The scientific publication is intended for doctors and candidates of science of various specialties, teachers of higher education institutions, doctoral candidates, graduate students, undergraduates, practicing experts, students of educational institutions and also everyone, showing interest in the considered perspective for the purpose of use in scientific work and educational activity.

The edition is executed in 7 volumes corresponding to the thematic areas of the Conference.

Materials are published in author's original form as they were presented. Authors bear the reliability and responsibility of the data stated in the articles.

Editorial opinion can not coincide with opinion of authors of articles. It is obligatory that all materials cited are referenced.

BBC 33.1+33.11+26.34 UDC 622.1+622.03+550.8

<sup>©</sup> Group of authors, 2018

<sup>©</sup> LLC «Publishing House – South», 2018



# ОГЛАВЛЕНИЕ

# **TABLE OF CONTENTS**

Введение	19
Шмаль Г.И.	
Будущее новой энергетики – компетентные и высокопрофессиональные кадры	21
The future of new power – competent and highly professional shots	
Цырин Ю.3.	
Слово об одном поступке	25
Tsyrin Yu.Z. Word about one act	
word about one act	
ПРОГНОЗ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ.	
РАЗВЕДОЧНАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА *****	
FORECAST, SEARCH AND INVESTIGATION OF OIL AND GAS FIELDS. OIL AND GAS GEOLOGY. PROSPECTING AND INDUSTRIAL GEOPHYSICS	
Агаев Ф.Г., Ахмедов Х.Э.	
Система управления качеством энергии	29
Agayev F.H., Ahmedov K.E. Control system of energy quality	
Александров В.М.	
Радикальные реакции – основной механизм реализации нефтегазогенерационного	
потенциала отложений	32
Áleksandrov V.M.	
Radical reactions – the basic mechanism realization of oil and gas generation potential of rocks	
Алиева О.А.	
Классификация истощенных углеводородных месторождений	37
Classification of exhausted hydrocarbon deposits	
Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Жибрик О.Н., Валеева С.Е.	
Геоинформационные технологии и архив промыслово-геофизической информации	39
Andreeva E.E., Baranova A.G., Zhibrik O.N., Valeeva S.E.	
Geoinformation technologies and archive of field geophysical information	
Аюпова Е.Н., Гарайшин А.И.	
Литолого-фациальная характеристика сланцевых толщ Лон Мащи в Китае	46
Ayupova E.N., Garayshin A.I. Lithologo-facial characteristics of the shale sequences of Lon Maschy in China	
Боровский М.Я., Шакуро С.В., Богатов В.И., Филимонов В.Н.	
Геофизическое прогнозирование и картирование особенностей верхней части разреза	
в связи с производством ГРП	57
Borovskiy M.Ya., Shakuro S.V., Bogatov V.I., Filimonov V.N.	
Geophysical techniques for geotechnical characterization of hydraulic fracturing well sites	
Боровский М.Я., Небрат А.Г., Богатов В.И.	
Повышение эффективности оценки результатов гидроразрыва в карбонатных пластах: комплексирование геофизических методов	65
Вогоvskiy M.Ya., Nebrat A.G., Bogatov V.I.	65
Improving the effectiveness evaluation of hydraulic fracturing in carbonate reservoirs:	
integration of geophysical methods	
Вафин Р.Ф., Хазиев Р.Р.	
Водоносные горизонты пермских залежей природных битумов Южно-Татарского свода	69
Vafin R.F., Khaziev R.R. Aquiferous horizons of permian deposits of natural bitumen from the South Tatar arch	



Волков Ю.В., Мударисова Р.А. Анализ состояния разведочных работ в казанском ярусе средней перми в связи с их нефтегазоностностью на территории Республики Татарстан  Volkov Yu.V., Mudarisova R.A.  The analysis of a condition of prospecting works in the Kazan tier of Central Perm in connection with their oil-and-gas content in the territory of the Republic of Tatarstan	73
Волков Ю.В., Мударисова Р.А. Термодинамические исследования месторождений сверхвязких нефтей на стадии поисково-разведочных работ	77
Гаврилова К.А.  Литологические особенности, битуминология, коллекторские свойства и условия формирования отложений баженовской свиты, вскрытых скважиной 140 на торцовой площади  Gavrilova K.A.  Lithological features, bituminology, reservoir properties and formation conditions of the bazhenov formation deposits, opened by a well 140 on the end square	81
Гневко А.И., Мукомела М.В., Соловов С.Н., Янушкевич В.А.Способ оценки скорости гравитации	84
Гуленко В.И., Помельникова А.А., Шкирман Н.П. Акустические характеристики пород неогенового и палеогенового комплекса Западно-Камчатского бассейна  Gulenko V.I., Pomelnikova A.A., Shkirman N.P. Acoustic characteristics of rocks neogen and palaeogene complex West of the Kamchatka basin	88
Гуленко В.И., Захарченко Е.И. Вертикальные группы морских пневматических источников	93
Гуленко В.И., Шкирман Н.П. Закономерности изменения петрофизических характеристик разреза в пределах Западно-Камчатского бассейна	98
Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И.  Связь параметров поляризации колебаний с неоднородностями геологического разреза (на примере Ачикулакской площади)  Zakharchenko E.I., Zakharchenko Yu.I.  Communication of parameters of polarization of fluctuations with not uniformity of a geological section (on the example of Achikulakskaya Square)	103
Искендеров М.М. Оценка петрофизических параметров коллекторов с учетом их литологической типизации	107
Климов В.В.  Совершенствование лабораторной базы и метрологического обеспечения для определения характеристик геофизических приборов контроля технического состояния крепи скважин	111
Кулиева С.В., Пашаева А.И., Раджабли Р.И. Измерительная система для контроля параметров и диагностики сигналов	119



Куранов Ю.В.	
Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на юге Республики Калмыкия на основе новейших геолого-геофизических данных	21
The current situation and prospects of further exploration works in the south of the Republic of Kalmykia, based on the latest geological and geophysical data	
Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Божежа Д.Н. О целесообразности применения прямопоисковых мобильных технологий для ускорения и оптимизации геологоразведочных работ на нефть и газ	25
Лешкович Н.М.  Совершенствование техники и технологии определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором	16
Лопушко А.А.	
Классификация карбонатно-глинистых пород Ново-коренёвского месторождения (Припятский прогиб)	50
Маслов Д.В.	
Особенности распространения ботуобинского горизонта на востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО Республики Саха (Якутия)	53
Features distribution of the botuobinsk horizon in the east of the Central-Tunguska (Syugdzher) petroleum region of the Republic of Sakha (Yakutia)	
Мухаметшин Р.3.	
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	57
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	57
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	63
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	63
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	66 66
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	66 66
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	66 66
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	66 69
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	66 69
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых залежей нефти	66 69
Опыт оценки неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья разрабатываемых запежей нефти	66 69

СБОРНИК СТАТ

Рамазанов А.Ш., Исламов Д.Ф. Аналитическая модель температурного поля в неоднородном пласте
Султанов Л.А. оглы, Нариманов Н.Р. оглы, Самед-заде А.А. кызы Геологическое строение месторождения Нефт Дащлары и анализ закономерности изменения коллекторских свойств пород продуктивной толщи в зависимости от глубины их залегания
Тишков А.А.  Влияние изменения напряженно-деформированного состояния геологической среды в нефтяных залежах Припятского прогиба на коэффициент вытеснения нефти водой
Чувилев В.О., Шкирман Н.П. Альтернативный анализ фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пачек чокракского возраста на примере месторождения Песчаное
Шустер В.Л., Пунанова С.А. Особенности формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири
Эквист Б.В. Оценка исправности взрывных сетей с учетом возможных отказов ее компонентов

18

# ВВЕДЕНИЕ

31 марта 2018 года в г. Краснодаре прошла II Международная научно-практическая конференция «БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ».

Перед конференцией была поставлена важная и крайне актуальная задача: на основе новейших достижений в науках о Земле, механики жидкости и газа, термодинамики, физико-химии и других смежных научных направлений предложить фундаментальные основы для создания новых технологий разработки нефтегазовых месторождений, добычи и транспортировки углеводородного сырья, экологически чистых и ресурсосберегающих технологий. Обсуждались наиболее перспективные направления и результаты фундаментальных и прикладных исследований и разработок, направленных на создание новых технологий в нефтегазовой отрасли.

Поиск путей решения поставленной перед конференцией задачи проводился по следующим научным направлениям:

- прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа; нефтегазопромысловая геология; разведочная и промысловая геофизика;
  - разработка нефтяных и газовых месторождений;
  - бурение нефтяных и газовых скважин;
  - проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта;
  - химическая технология и экология в нефтяной и газовой промышленности;
  - электрооборудование в нефтегазовой отрасли, технические и технологические разработки;
- гуманитарные науки (история развития нефтегазовой отрасли; терминология нефтегазовой отрасли; методика преподавания (лингвистические исследования); экономика в нефтегазовой отрасли; правовое обеспечение развития нефтегазовой промышленности и др.).

Были представлены также обобщающие доклады, связанные с новыми научными подходами к проблемам нефти и газа. Статьи в настоящем сборнике расположены согласно указанным направлениям.

В конференции приняли участие сотрудники институтов Российской Академии наук, отраслевых институтов нефтегазового профиля, технических вузов, работники нефтяных и газовых компаний.

Настоящая конференция посвящена памяти Анатолия Ивановича Булатова (31 марта 1931, Краснодар – 13 августа 2016) – советского и российского учёного-нефтяника, доктора технических наук (1961), профессора (1966), лауреата премии Совета министров СССР. Булатов А.И. – основатель Всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть) и созданного на его основе НПО «Бурение». Позже это объединение стало «головным» предприятием в области строительства скважин в СССР, за годы существования приобрело известность научными разработками во всех технологических направлениях строительства скважин и их ремонта в СССР, США, Австрии, Германии, Польше, Венгрии и др. Профессор Булатов А.И. известен результатами своих исследований в области строительства глубоких высокотемпературных и горизонтальных скважин, их заканчивания и ремонта в процессе эксплуатации; он создатель (совместно с Евгением Константиновичем Мачинским) принципиально новых тампонажных цементов для заканчивания глубоких высокотемпературных скважин и специального лабораторного оборудования для испытания тампонажных материалов при высоких температурах и давлениях. Выдающийся вклад в отечественную прикладную науку осуществили его ученики и коллеги в созданном им «Всесоюзном научно-исследовательском институте по креплению скважин и буровым растворам» (ВНИИКРнефть). Этим НИИ Булатов А.И. руководил четверть века, а также организованном на его основе НПО «Бурение», в состав которого входили ВНИИБТ, ВНИИТнефть, ПФ ВНИИБТ, Андижанское КБ, ряд территориальных специализированных лабораторий, более 10 машиностроительных и ремонтных заводов и заводов по производству спецматериалов и химреагентов для бурения и эксплуатации скважин, ряда месторождений глин и утяжелителей с общей численностью работающих более тридцати тысяч человек.

Редакционный совет благодарит всех участников конференции и авторов, представивших статьи в настоящий сборник, а также выражает глубокую признательность и искреннюю благодарность ООО «Издательский Дом – Юг» за оказанную организационную и информационную поддержку.

# БУДУЩЕЕ НОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ – КОМПЕТЕНТНЫЕ И ВЫСОКОПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ КАДРЫ

# THE FUTURE OF NEW POWER – COMPETENT AND HIGHLY PROFESSIONAL SHOTS

### Шмаль Геннадий Иосифович

Президент Союза нефтегазопромышленников России

**Shmal Gennady Iosifovich** President of the Union of oil and gas producers of Russia

тране нужна, наконец, активная экономическая политика

Безусловно, нового я ничего не открою, если начну этот разговор с утверждения: в условиях рыночной экономики одним из решающих факторов эффективности и конкурентоспособности отрасли, каждого промышленного предприятия является обеспечение высокого качества кадрового потенциала. У каждого из нас в подкорке отпечатаны постулаты — «кадры играют важнейшую роль», «кадры решают все» и так далее ... Но, к сожалению, как выясняется сегодня не каждый понимает, что кадры могут стать и главной причиной неудач.

Сегодня мы много говорим о будущей новой энергетике, новейших технологиях, наносоставляющей их, но слишком мало говорим о людях, способных воплотить смелые идеи и задачи, о профессионалах, в багаже которых не только нужные новые знания, соответствующие требованиям нового времени, но и опыт, способность конструктивно и смело смотреть на производственные процессы, инициативность...

Все это очень важно и для сегодняшнего дня, и, тем более для дня завтрашнего. Тем более, если наша страна ставит задачу достичь самообеспечения оборудованием и технологиями, стать независимой от «чужих дядей» на Западе, заняться не на словах, а на деле настоящим импортозамещением. Тут потребуется новая стратегия развития: совершенствование системы управления, инвестиции в развитие инфраструктуры, создание новых отраслей промышленности. Создание того, чего в настоящий момент нет. Для всего этого нужны совершенно по новому мыслящие специалисты. А государству придётся вести активную промышленную политику, даже скажу шире — вести активную экономическую политику. И приоритетно заняться, наконец, кадровой политикой. Такой политики сегодня тоже пока нет. Была когда-то, да «сплыла». Значит надо заняться возрождением хорошего, отбрасывая устаревшее и негодное, и добавлять современное звучание ...

Знаю, что вызову шквал негатива у либеральной части нашего управленческого состава, ненавидящего плановую систему (а что им напрягать мыслительный аппарат, проще применять формулировку на все случаи жизни — «рынок сам должен все разрулить»), но громко скажу: любым здравым действиям, тем более в области рождения активной промышленной политики, должен предшествовать план, комплексный план действий, стратегических направлений. Нужны умные, компетентные и энергичные инициативные специалисты в органах управления!

Такой подход (и опыт) нам – профессионалам – вообще-то известен: так действовали в свое время Госплан, Совет Министров нашей страны, Минобразования, Миннауки, партийные и комсомольские органы ...

Присутствие государства во всех сферах жизни промышленного производства, всех инфраструктур с ним связанных, должно быть гораздо более качественным и более эффективным.

Специалистами, особенно прошедшими школу советской эпохи, уже много говорилось о том, что сегодня (как и вчера) немало важных решений, принимаемых на государственном уровне, отраслевыми ведомствами по вопросам и импортонезависимости, и налоговой политики, подготовки кадров, экономической эффективности глубоко не прорабатываются и строго не контролируются. Это зачастую приводит к самым негативным последствиям. А ведь именно государственное регулирование должно быть базовой составляющей формирования мер, которые обеспечили бы нормальное функционирование ТЭК, эффективное развитие всех его секторов, возрождение прикладной науки, развитие кадрового потенциала. Главные проблемы секторов нефтегазовой промышленности, как и сопутствующих им отраслей, таких как нефтегазоперерабатывающая и химическая промышленность, машиностроительная индустрия лежат в сфере институционального несовершенства экономики.

Для выхода из кризиса и сохранения экономической стабильности России, решения вопросов импортонезависимости, повышения эффективности добычи, снижения себестоимости и энергозатрат в нефтегазовой отрасли, необходимо добиваться улучшения системы управления кадровой политикой, инновационной деятельностью на основе широкого и активного внедрения инновационных технологий подготовки кадров от рабочих профессий до инженерного и управленческого состава, увеличения вложений в научные исследования. Без государственного регулирования этих задач не достичь.

Мировая практика показывает: наибольшего успеха добиваются страны, применяющие плановые методы в управлении экономикой, умело комбинирующие преимущества рынка и государственного регулирования. Уже хрестоматийным примером стал Китай, начавший с 1978 года последовательно и постепенно проводить преобразования, которые вывели отсталую и беднейшую страну на траекторию самых высоких темпов роста, устойчивого и гармоничного развития. Его примеру последовал Вьетнам. Из постсоветских стран модель такого типа была взята за ориентир в Казахстане и, отчасти, в Белоруссии. Индия, успешно проведя под контролем государства модернизацию, стала второй после Китая быстрорастущей экономикой мира. В стране оперируют и транснациональные корпорации, и национальный капитал, но, наряду с этим продолжает действовать плановый регулятор, определяющий стратегические цели развития, реализуемые посредством пятилетних планов.

И такому повороту событий помогало наличие хорошо образованных кадров. В Индии технологические институты зачастую не уступают западным конкурентам. Сейчас по числу квалифицированных научно-технических кадров Индия на одном из первых мест в мире. Вот что такое результат продуманной политики властей.

Если бы весь объем экспортируемого Россией углеводородного сырья перерабатывался с той же глубиной, как в США и Западной Европе, экономика нашей страны была бы одной из ведущих в мире.

Только модель развития, основанная на углубленной переработке углеводородных ресурсов (нефти и газа) способна дать могучий толчок развитию промышленности и превратить Россию в равноправного партнера среди высокоразвитых мировых экономик.

# Какая она – энергетика будущего?

Вот уже почти полтора десятилетия ведущие компании мира занимаются внедрением технологий интеллектуального управления нефтедобычей. Технологии под названием «Цифровое месторождение», «Интеллектуальное месторождение» начали появляться за рубежом в начале 2000-х годов. Такие новые технологические методы позволяют практически на всех этапах добычи, транспортировки, переработки нефти управлять всей системой нефтедобычи из одного оперативного центра, реагируя почти моментально на меняющиеся параметры системы. Применение систем «Цифровое месторождение» позволяет сделать добычу более эффективной и дешевой.

В России отдельные компании тоже внедряют такие технологии. Несколько лет назад элементы технологии «Цифровое месторождение» были вполне успешно опробованы «Татнефтью» на Ромашкинском месторождении. Пилотное внедрение программы «Цифровое месторождение» три года назад на своих добычных месторождениях начала компания «Газпром нефть». Главной задачей внедрения этой программы в компании назвали не просто насыщение производства автоматическими решениями, а поиск оптимальных точек их приложения, то есть технологическую и экономическую оптимизацию всего производственного процесса.

Внедрением системы «Цифровое месторождение» занимается и компания ЛУКОЙЛ. Например, в 2015 году на нефтяном месторождении Западная Курна-2 в Ираке, разработку которого ведет «ЛУКОЙЛ Оверсиз» совместно с South Oil Company, было реализовано решение, полностью соответствующее идеологии интеллектуального месторождения. Как отмечали специалисты, внедрение системы позволило сократить сроки принятия управленческих решений, снизить простои скважин, оптимизировать режимы разработки месторождения, повысить коэффициент извлечения нефти, снизить трудозатраты на сбор, обработку и анализ производственных данных, повысить их достоверность и целостность.

Отдельные элементы интеллектуального месторождения были внедрены ЛУКОЙЛом и в Пермской области. На Кокуйском месторождении действующая система позволяет оперативно оценивать основные параметры работы скважин, в частности дебиты скважин, динамические уровни, давление.

Правда внедрением систем «Цифровое месторождение» пока в отечественных компаниях занимаются фрагментарно, в рамках всего нефтегазового комплекса это происходит разрозненно, что, как предрекают эксперты, может обернуться дальнейшим отставанием России в использовании инноваций в нефтегазовой сфере.

Причин того, что инновационные технологии не распространяются в России масштабно и быстро много, но, на мой взгляд, одна из главных причин – в отсутствии достаточного числа специалистов по внедрению и обслуживанию новых технологических систем.

В нашей отрасли имеется огромная масса примеров инновационного подхода, успешных научно-исследовательских работ. Таких примеров много в компаниях РИТЭК, Роснефть, ЛУКОЙЛ, Татнефть, Газпром нефть, Сургутнефтегаз и ряде других.

Но здесь возникает непростой вопрос. Кто будет генерировать инновации в масштабах отрасли, предлагать новые технологии, составляющие основу модернизации, в газовой промышленности? Подготовлены для этого молодые специалисты с соответствующим профессиональным опытом?

Мы давно уже говорим о необходимости выработки единой государственной инновационной системы отдельными статьями о кадровой политике. Но, разговоры разговорами – а и по сей день, следует честно признать, – стройной системы управления инновационным процессом ни в отдельных компаниях, ни в целом в отрасли нет. Нет и в стране. Нет даже критериев, какую компанию можно назвать инновационной. Хотя давно пора разработать какой-то стандарт или положение, в крайнем случае, методическое пособие. Вопрос: кто профессионально этим займется?

Подытоживая начатую мысль, смело утверждаю: при ориентации на модернизацию без науки – фундаментальной, отраслевой, вузовской, смежной – двигаться вперед бессмысленно.

Как говорил наш великий земляк Д.И. Менделеев «Без светоча науки и с нефтью будут потемки».

Сегодня на языке у всех термин — цифровая экономика. Определенные подвижки есть и в нашем комплексе. Появляются интеллектуальные скважины, есть проекты интеллектуальных месторождений. Однако надо иметь ввиду, что цифра сама не будет бурить скважину, не будет строить трубопровод и т.д. Цифровая информация может помочь сделать более оптимальным процесс бурения скважины, в т.ч. состав бурового раствора, поможет составить более реальную гидродинамическую модель разработки месторождения. Но «черный ящик» может выдать только то, что в него вложили.

Отсюда появляются совершенно иные требования к кадрам. Они должны иметь достаточную квалификацию, компетентность, уметь пользоваться тем инструментарием, который позволяет использовать потенциал информационных технологий.

Это значит, что в учебных стандартах должны быть четко прописаны те моменты, которые существуют и в профессиональных стандартах.

# Нужны кадры: хорошие и разные

Коснемся проблем с кадровым дефицитом в наших – подчеркиваю ключевых! – отраслях отечественной экономики.

Давно уже и специалисты производственных компаний и предприятий нефтегазового комплекса, и представители образовательных учреждений отмечают несогласованность действий различных ведомств, противоречия в нормативных и законодательных актах — словом, отсутствие чёткой и единой государственной политики в области подготовки кадров.

Мы помним как в советское время все вузы, техникумы, производственно-технические училища работали в полном согласии с промышленностью, с предприятиями: это касалось и распределения на практику, и на работу ... Сегодня – полнейшая чехарда, никакой связи между контрольными цифрами приёма в образовательные учреждения с запросами работодателей; смешение целей государственного и корпоративного образования, попытки заставить образовательные учреждения оперативно реагировать на текущие отраслевые проблемы в ущерб развитию программ образования в соответствии с прогнозными потребностями экономики.

Совершенно ясно, что надо предметно и системно готовить практику на производстве, да и периодически проводить стажировки самих преподавателей вузов на предприятиях. Обратим свой взгляд на Запад – в Канаде, Англии, Норвегии молодой специалист, пришедший на предприятие с дипломом, выступает только в роли стажера 3–4 года ... Пока его не обучат в отрасли на конкретном деле, и только потом – аттестуют как реального инженера-буровика или технолога.

Остро проблема касается и подготовки рабочих кадров. Сегодня на дефицит квалифицированных рабочих кадров компании жалуются чаще, чем на все иные проблемы. Эксперты говорят, что только пятая часть из тех, кто получает среднее профобразование — квалифицированные рабочие. Между навыками выпускников колледжей и реальными потребностями работодателей отмечается колоссальный разрыв. Современные колледжи не выдерживают критики: их учебные программы не адекватны кадровым запросам промышленности — ни по количеству выпускаемых специалистов, ни по качеству образования.

В исследовании Центра мониторинга развития промышленности (ЦМРП), который провел опрос на 700 предприятиях России, говориться о том, что почти 40 % руководителей предприятий считают, что выпускники получают очень низкую квалификацию, они могут быть сильны в теории, но у них нет практических навыков, особенно опыта работы с новыми технологиями. Практика показывает, что система образования медленно реагирует на потребности рынка труда. Колледжи не так быстро, как нужно бизнесу, создают кафедры по новым, востребованным специальностям, работодатели вынуждены обучать специалистов сами.

Путь для решения этой проблемы один – государство должно поддержать профобразование в России – и материально, и морально. Следует вновь возродить идеологию возвеличивания (в хорошем смысле этого слова) рабочих профессий. Чтобы у родителей, и у самого молодого человека вновь появилась гордость за свою профессию токаря, наладчика, буровика ... Вспомним конкурсы «Мастер – золотые руки», «Лучший по профессии» и т.д.

Мы предлагаем увеличить государственное финансирование в образование в условиях новых рисков России, заняться, наконец, инвестициями в человека, в его квалификацию.

Государство должно создать условия, чтобы бизнес активнее занялся подготовкой рабочих: ввести налоговые льготы, предоставлять определенные преференции. А самим работодателям, по мнению экспертов, стоит активнее использовать механизм целевого обучения, при котором предприятие само договаривается с техникумами, колледжами об обучении учащегося по конкретной программе.

Специалисты в области образования давно уже поговаривают и о более радикальных мерах – закрытии вузов, которые не нужны стране, что может дать дополнительный стимул для развития профобразования. По данным наших экспертов из области экономики, в России выпускников вузов на 33 % больше, чем нужно самой отечественной экономике.

Нефтегазовые компании, особенно ВИНКи, уделяют большое внимание подготовке кадров, повышению квалификации. Во время Международного газового форума в Санкт-Петербурге в октябре этого года были подведены итоги Конкурса на лучшую организацию по социальной направленности бизнеса. Мне пришлось возглавить жюри. Какую-то организацию выбрать было невозможно. Сургутнефтегаз построил великолепный дворец «Нефтяник» в Сургуте, рядом с которым Большой театр «отдыхает». Сургутнефтегаз можно назвать настоящей кузницей кадров, а новый учебный центр позволяет на качественно новом уровне проводить обучение работников, применять инновационные методики.

Так, Корпоративный учебный центр «ЛУКОЙЛа», оснащенный современной учебноматериальной базой, имеет международную аккредитацию OPITO, другие международные лицензии и сертификаты на обучение. Уникальные объекты и оборудование центра, дымовая камера, кессоны и индустриальное пространство позволяют обучать персонал спасению и выживанию в различный ситуациях, предупреждению и ликвидации последствий аварий, качественно готовит специалистов. За 6 лет Центром подготовлено более 30 тыс. обученных работников.

В ПАО «Транснефть» проводится целенаправленная работа по повышению квалификации персонала. Эффективность работы подтвердили итоги организованного компанией международного конкурса профессионального мастерства «Лучший по профессии», проведенного на высоком уровне. В конкурсе приняли участие специалисты из России, Белоруссии, Казахстана, Китая, Чехии, Словакии и Венгрии. В ходе упорной борьбы представители «Транснефти» заняли первые места во всех номинациях, продемонстрировав высокое профессиональное мастерство и умение работать в любых условиях с максимальной отдачей.

ПАО НК «Русснефть» уделяет особое внимание высшему образованию. Они создали институт нефти и газа имени М.С. Гуцериева на базе нефтяного факультета Удмуртского государственного университета, но с новыми корпусами и лабораториями, общежитиями и уникальным учебным полигоном.

Серьезная работа с кадрами ведется в компаниях Татнефть, Гапром нефть, Зарубежнефть. Роснефть обеспечивает комплексную поддержку образования, в т.ч. создание института нефти и газа Сибирского Федерального университета в Красноярске, создание Центра морского бурения в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина и др.

#### Заключение в позитиве

В заключение, мне бы хотелось закончить этот разговор, на вот какой позитивной ноте — все то, о чем я сегодня говорил, мы можем сделать, осуществить. И мы обязаны это сделать! Ведь, мы не можем жить без гордости за наш нефтегазовый комплекс, за то, что, несмотря на неспокойное время, нефтегазовый комплекс страны работает и дает неплохие результаты. Сейчас наша страна добывает больше нефти, чем признанный мировой лидер — Саудовская Аравия. Так, что мы были, есть и остаемся ведущей энергетической державой. И мы должны этому во всем соответствовать!

Шмаль Геннадий Иосифович — активный участник освоения нефтяных кладовых Западной Сибири, работал на производстве, был на высоких постах в комсомоле, на партийной работе, возглавлял министерство строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности СССР, руководил компаниями «Нефтегазстрой» и «Роснефтегазстрой». С 2002 года избирается Президентом Союза нефтегазопромышленников России.

# СЛОВО ОБ ОДНОМ ПОСТУПКЕ

# WORD ABOUT ONE ACT

#### Цырин Юрий Завельевич

доктор технических наук, заслуженный изобретатель Российской Федерации, почетный нефтяник

# Tsyrin Yury Zavelyevich Doctor of Engineering, Honored inventor of the Russian Federation, Honourable oil industry worker

Тысячи слов оставят меньший след, чем память об одном поступке.

Генрик Ибсен

обрые поступки – драгоценное явление в человеческом общежитии. И думая о замечательном человеке Анатолии Ивановиче Булатове, хочется поделиться с читателями живым примером того, как обогащают нашу жизнь добрые поступки, делая её более совершенной, красивой, одухотворенной и плодотворной ...

\* \* \*

Анатолия Ивановича Булатова я узнал в начале 60-х годов прошлого века, когда присутствовал на защите его докторской диссертации. Он тогда совсем недавно перешагнул рубеж своего 30-летия, и представление докторской работы специалистом-буровиком в таком молодом возрасте удивило не только меня, аспиранта, но и некоторых выступивших на этой защите маститых ученых. Защита диссертации прошла у него блестяще, а со временем я осознал, что его раннее вхождение в клан докторов наук было вполне закономерно. Это человек потрясающей работоспособности. Он подарил нам множество бесценных научных монографий и справочников. Мы, более молодые ученые и инженеры, выросли, можно сказать, на его глубоких и многообразных публикациях ...

С середины 60-х годов наша лаборатория в московском ВНИИ буровой техники разрабатывала новейшее технологическое направление в заканчивании скважин, направленное на радикальное повышение их качества, причем с начала 70-х годов эти работы были сориентированы прежде всего на условия разбуривания крупнейших нефтяных месторождений Западной Сибири [1, 2, 3]. Выполняемые разработки требовали от нас, наряду с неизменной настойчивостью, психологической стойкости и большой тщательности, поскольку в наших делах от успеха до тяжелой аварии в скважине был, как говорится, «воробыный шаг». Ведь мы вмешивались в «заключительный



аккорд» строительства скважины, когда наши конструктивные или технологические промахи могли перечеркнуть все предшествующие усилия буровой бригады.

Анатолий Иванович, конечно, глубоко сознавал, сколь ответственно и напряженно мы решаем свои научно-технические задачи. Поэтому он был всегда тверд в доверии к нам как специалистам и с готовностью поддерживал нас в делах. Помню, в частности, такой эпизод. Звоню ему и говорю: «Анатолий Иванович, у меня к вам большая просьба ...» Он, не дослушав, заявляет: «Считайте, что она уже выполняется!» И, конечно, была выполнена. Не забываются такие дружеские поступки ...

Хочется вспомнить о его поступке другого рода – поступке, после которого для меня окончательно исчезли «мелочи» в научной деятельности. Нет их! Любое свершение в науке – это единая музыка поисков и созидания, где недопустима ни одна фальшивая нота.

В 80-е годы прошлого века мы с коллегой передали в издательство «Недра» рукопись нашей книги «Крепление скважин с применением проходных пакеров» [4]. Это монография, посвященная разрабатываемому нашим коллективом технологическому направлению. Издательство посоветовалось со мной, кого бы мы с соавтором хотели видеть в качестве рецензента нашей книги (имя рецензента указывалось в книге, как и имена авторов; его положительное отношение к труду авторов являлось «зеленым светом» для издания книги). Я твердо заявил: «Профессора Булатова. Только если он одобрит нашу работу, мы будем убеждены, что книга достойна публикации».

Анатолий Иванович одобрил нашу работу, и это стало для нас большой радостью. Но не только это чувство родил в наших душах его многостраничный отзыв. Мы были покорены той безмерной скрупулёзностью, с которой Анатолий Иванович анализировал текст монографии. В его отзыве содержалось сотни полторы замечаний и рекомендаций, направленных на смысловую безупречность текста. Мы поняли, что наша книга для него столь же важна, как и его собственные труды. Ведь и она будет воспринята тысячами специалистов и студентов, а значит, её музыка не должна содержать никаких фальшивых нот. Таково убеждение профессора Булатова, а потому такова ювелирность его работы над нашей рукописью. Нет мелочей в научной деятельности!

Желаю вам, уважаемые читатели, побольше благородных поступков в жизни – и больших, и даже самых маленьких. И добавлю к этому пожеланию мудрую мысль шотландского писателя и поэта Роберта Льюиса Стивенсона: «Суди о прожитом дне не по урожаю, который ты собрал, а по тем семенам, что ты посеял в этот день». По-моему, эта мысль вполне соответствует благородному смыслу всей непростой и неугомонной деятельности в науке профессора Анатолия Ивановича Булатова.

# Литература:

- 1. Основные направления и результаты работ ВНИИБТ в области повышения эффективности разобщения пластов при креплении скважин / А.Г. Калинин [и др.] // Горный информационно-аналитический бюллетень. М.: изд-во Московского государственного горного университета, 1999. № 2. С. 195—198.
- 2. Щавелев Н.Л. Влияние ступенчатого цементирования скважин на их продуктивность / Н.Л. Щавелев [и др.] // Нефтяное хозяйство. 1998. № 5. С. 20–21.
- 3. Янкулев С.С. Высокотехнологичные способы манжетного и селективно-манжетного цементирования скважин / С.С. Янкулев [и др.] // Нефтяное хозяйство. 1999. № 12. С. 23–27.
- 4. Цырин Ю.З., Ванифатьев В.И. Крепление скважин с применением проходных пакеров. М. : Недра, 1987.

#### References:

- 1. The main directions and results of works of VNIIBT in the field of increase in efficiency of dissociation of layers when fastening wells / A.G. Kalinin [etc.] // Mountain information and analytical bulletin. − M.: publishing house of the Moscow state Mining University, 1999. − № 2. − P. 195–198.
- 2. Influence of step cementation of wells on their efficiency / N.L. Shchavelev [etc.] // Oil economy. 1998. № 5. P. 20–21.
- 3. High-tech methods manzhetny and selective-manzhetny cementations of wells / S.S. Yankulev [etc.] // Oil economy. -1999. N = 12. P. 23-27.
- 4. Tsyrin Yu.Z., Vanifatyev V.I. Fastening of wells with application of packers through passage. M.: Nedra, 1987.

# ПРОГНОЗ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ. РАЗВЕДОЧНАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

\*\*\*\*

FORECAST, SEARCH AND INVESTIGATION
OIL AND GAS FIELDS.
OIL AND GAS GEOLOGY.
PROSPECTING AND INDUSTRIAL GEOPHYSICS

УДК 665.642

# СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ЭНЕРГИИ

## CONTROL SYSTEM OF ENERGY QUALITY

#### Агаев Фарид Гаджи

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой управления и системной инжинерии, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

## Ахмедов Хагани Эльман

магистрант кафедры управления и системной инжинерии, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности almazmehdiyeva@yahoo.com

Аннотация. Автоматизированная система управления энергией применяется к приобретению параметров качества электроэнергии в режиме реального времени и автоматически обеспечивает выполнение отчета; потребители получают необходимую информацию для выполнения работы, планирования и управления. С использованием WEB-технологий для производителя и пользователя параметров качества энергии процесса и получения своевременной информации от руководства для выполнения произвольных достижений. В результате напряженности в качестве исследования была разработана автоматизированная система управления системой, которая была возложена на задачи, ее основные объекты и объекты, перечисленные в технических спецификациях, разработано системное программное обеспечение.

**Ключевые слова:** качество энергии, система управления энергией, параметры качества, WEB-технологии, система управления.

#### Agayev Farid Haji

Candidate of Technical science, Associate Professor, Head of department Control and System Engineering, Azerbaijan State University of Oil and Industry

### Ahmedov Khagani Elman

master of Department Control and System Engineering, Azerbaijan State University of Oil and Industry almazmehdiyeva@yahoo.com

Annotation. The automated energy control system is used to obtain power quality parameters in real time and automatically ensures the report is executed; consumers receive the necessary information for the performance of work, planning and control. Use WEB technologies for the manufacturer and user of process energy quality parameters and obtain timely information from control to perform arbitrary achievements. As a result of the tension in the quality of research, an automated control system was developed that was assigned to tasks, main objects and objects listed in the technical specifications and system software.

**Keywords:** energy quality, energy control system, quality parameters, Web technology, control system

в результате электроснабжения в наших домах используются электроприборы, которые также помогают облегчить нашу жизнь и привести к дальнейшему обогащению. Используются роботизированные линии на предприятиях, станки с числовым программным управлением, компьютеры и т.д. Поэтому невозможно представить современную жизнь без электричества. Поскольку люди в настоящее время зависят от электроснабжения, особенно важно отметить, что нормальная работа всех этих технических принадлежностей напрямую зависит от качества электроэнергии. Качество энергии является результатом организации и реализации контроля за территорией. Исследования проводились с целью контроля и способов снижения напряженности.

С появлением WEB-технологий для решения проблемы было предложено принять современный подход, который может обеспечить как оперативную информацию, так и параметры качества пользовательской мощности и организовать процесс произвольного дистанционного управления [1, 5–8].

Основными функциями управления электроэнергией являются:

- 1. Проверка соответствия контроля качества электрических сетей соответствующим стандартам.
  - 2. Проверка электроснабжения с реальной ценой по договорной цене.
  - 3. Разработка условий технического присоединения средств управления.
  - 4. Проверка соответствия условиям контрактов.
- 5. Потребность в электроэнергии разработка технико-организационных мер по обеспечению качества.
  - 6. Определение атрибутов утечки энергии.
  - 7. Проведение сертификационных работ.
- 8. Исследование факторов, вызвавших искажение параметров, характеризующих качество электричества.

Измерение параметров в соответствии с целью управления и анализа качества электроэнергии может быть проведено четырьмя способами: диагностическое управление; управляющий персонаж; оперативное управление; экономическая оценка:

- 1. Основная цель диагностического менеджмента на границе между операторами электросетей и поставщиками энергоресурсов выявить «виновных», которые отвечают за снижение качества энергии, определить возможную степень несоответствия стандартам качества, нормализовать качество электрической энергии [2–4].
- 2. Для операторов диагностики важно реализовать и проверить условия подключения к сети. Этот процесс должен быть периодическим и должен выполняться за неделю до начала настройки качества. В этом случае должны быть измерены нормализованные и ненормальные параметры, а также токовые гармонические симметричные устройства. На следующем этапе диагностических измерений контрольными точками должны быть шины серийных подстанций, подключенных к кабельной линии. Орган по сертификации, который собирает информацию о сертифицированном энергетическом статусе энергосистемы.
- 3. Сеть должна работать в условиях эксплуатации, где невозможно устранить искажения напряжения. Процесс оперативного управления особенно важен для железнодорожных станций и подстанций с электрическим приводом. Результаты оперативного управления должны быть включены в точку диспетчера сети через канал связи.
- 4. Экономический учет. Сеть электроснабжения работает на границе между источником питания и электроснабжением и, согласно полученным результатам, снижает (или увеличивает) цену на электроэнергию по качеству.

Экономические отчеты следует поддерживать в соответствии с итогами доклада, и результаты следует обобщить. Для этого необходимо использовать устройства, которые включают учет энергии и функции измерения качества.

Сбор функций, обеспечивающих одновременную передачу электроэнергии и управление параметрами качества, позволяет сочетать оперативное управление и экономическую отчетность, где можно использовать общий канал связи и процессор.

Система SCADA представляет собой гибкую, доступную и надежную систему, предназначенную для использования электростанцией Wonderware. Wonderware разработала открытое и масштабируемое архитектурное решение, которое позволяет использовать обмен информацией с произвольным элементом автоматизации [9]. Примеры включают удаленные терминалы (RT), интеллектуальные электронные устройства (IED), программируемые логические контроллеры (PLC), серверы архивных данных и т.д. Наличие открытого принципа платформы позволяет пользователю расширять существующую систему поставок без использования новых устройств и систем управления. Преимущества системы:

- значительно меньшее время интеграции, мощность и затраты;
- легкое применение приложений и внедрение десятков технических служб на удаленном объекте;
  - значительное повышение надежности, долговечности и непрерывной работы системы.

SCADA предлагает множество возможностей для системы электропитания, предлагаемой Wonderware, благодаря лучшему изучению состояния объекта и с помощью которого он может повысить рентабельность предприятия. Сигналы событий могут комбинироваться, и результат передается сигналом на полезный сигнал, который отражается в отчетах и графических иллюстрациях. Все это позволяет нам улучшить качество нашего суждения. Система расширяет доступ к источнику данных. Участники системы энергоснабжения вынуждены получать много информации, потому что рентабельность и эффективность системы увеличиваются. Сервер базы данных Wonderware имеет расширенный механизм с самыми передовыми технологиями. Этот сервер присоединился к банку данных MS SQL Server.

Программа InTouch значительно упрощает процесс подготовки отчета. Это предназначено для аудита и отражает изменяющийся во времени набор параметров, который значительно упрощает задачу — способность контролировать и управлять местом со всего мира. InTouch предлагает несколько вариантов организации обмена данными и удаленных систем передачи данных с любыми удаленными системами. Пользователи могут получать и проверять тревогу, а также изменять настройки задачи.

Команды InTouch также обеспечивают защиту и защиту следующих объектов без искажений:

- узлы SCADA;
- серверы ввода/удаления;
- база данных;
- отображение НМІ.

Организованы центры управления катастрофой. Обеспечена нормальная работа системы управления, которая обеспечивает надежный и непрерывный бизнес-процесс для системы электроснабжения. Таким образом, с учетом специфики технологии особое внимание уделяется проблеме

качества электроснабжения производственных объектов, например, кратковременное кормление может привести к низкому качеству производства и экономическому ущербу.

Результаты этих исследований привели к следующему:

- Стандарты электрической энергии для промышленных электрических сетей определяются несколькими параметрами, среди которых наиболее распространенные наклонности напряжения, танец, несимметричность в треугольной сети, несинусоидальность, частотные тенденции напряжения.
- В существующих системах контроля качества натяжения электропроводность обычно определяется статистическим анализатором качества и производится изготовителем.
- В результате автоматизированной системы контроля качества натяжения доступ в режиме реального времени к параметрам электроснабжения, его архивирование и автоматическая отчетность системы позволят пользователям и потребителям получать информацию, планировать и управлять соответствующими видами деятельности.
- В результате WEB-технологий, как производители энергии, так и пользователи могут получать оперативную информацию об электромагнитной энергии, а также управлять произвольными процессами локализации.
- Предлагаемая система позволяет модернизировать и расширять без создания новой системы управления, обеспечивая реализацию информационной безопасности устройствами низкого уровня и минимизируя капитализацию системы.

## Литература:

- 1. Алиева М., Керимов О., Мустафаева Р. Качество напряжения в стандартном офисном здании в сочетании с компьютерной и оргтехникой // Энергетические проблемы. 2009. Баку : Наука.
- 2. ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Сосуществование технического оборудования электромагнитное. Выработка электроэнергии в системах электродвигателей».
  - 3. Григорьев О.Г. Компьютер в нагрузке // Компьютер. 2002. № 47.
  - 4. Дубовик Е.Н., Котов Н.А. SCADA-системная фирма Siemens. URL: http://www.siemens.ru
  - 5. Эриксон Р.У., Максимович Д. Основы силовой электроники. Второе издание. 2011.
  - 6. Basso C.P. Switch-Mode Power Supplies. 2015.
  - 7. Ned Mohan. Power Electronics-Converters, Application and design. 2009.
  - 8. Roger A. Messenger and Jerry Ventre // Photovoltaic System Engineering.
  - 9. http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-structure.

#### References:

- 1. Aliyeva M., Kerimov O., Mustafayeva R. The quality of tension in the standard office building, combined with computer and office equipment // Energy Problems. 2009. Baku : Science.
- 2 GOST 13109-97 «Electric energy. Coexistence of technical equipment electromagnetic. Electricity generation in the systems of electric motors».
  - 3. Grigoryev O.H. Computer in load // Computer. 2002. № 47.
  - 4. Dubovik E.N., Kotov N.A. SCADA-system firm Siemens. URL: http://www.siemens.ru
  - 5. Erickson R.W., Maximovich D. Fundamentals of Power Electronics. Second Edition. 2011.
  - 6. Basso C.P. Switch-Mode Power Supplies. 2015.
  - 7. Ned Mohan. Power Electronics-Converters, Application and design. 2009.
  - 8. Roger A. Messenger and Jerry Ventre // Photovoltaic System Engineering.
  - 9. http://www.pveducation.org/pvcdrom/solar-cell-structure.

УДК 532.533.98

# РАДИКАЛЬНЫЕ РЕАКЦИИ – ОСНОВНОЙ МЕХАНИЗМ РЕАЛИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОГЕНЕРАЦИОННОГО ПОТЕНЦИАЛА ОТЛОЖЕНИЙ

# RADICAL REACTIONS – THE BASIC MECHANISM REALIZATION OF OIL AND GAS GENERATION POTENTIAL OF ROCKS

# Александров Вадим Михайлович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,

Тюменский индустриальный университет alexandrov v@aotandem.ru

**Аннотация.** Рассмотрены результаты лабораторных исследований по нефтегазогенерации за счет молекулярной энергии природных органических соединений.

**Ключевые слова:** органическое вещество, нефтегазообразование, радикальные реакции, электромагнитное поле, потоки электронов, спиновая энергия, неспаренные электроны.

#### Aleksandrov Vadim Mikhaylovich

Ph. D., Assistant professor, Industrial University of Tyumen alexandrov v@aotandem.ru

**Annotation.** The results of laboratory studies on oil and gas generation due to the molecular energy of natural organic compounds are considered.

**Keywords:** organic matter, oil and gas formation, radical reactions, electromagnetic field, electron fluxes, spin energy, unpaired electrons.

Любая фундаментальная проблема без сопровождения прикладных работ может стать самоцелью на грани лженаучного мышления»

И.И. Нестеров, 2018 г.

реакции очень широко развиты в природных системах. В отличие от других реакций (например, ионных) они протекают очень быстро и являются основным механизмом реализации нефтегазогенерационного потенциала осадочных отложений [2, 3]. По нашему мнению, это очень важные аспекты, возникающие при изучении процессов нефтегазообразования. Рассмотрим их более детально.

Нефтегазоматеринские отложения формируются очень быстро, а в остальное геологическое время либо седиментация не происходит, либо накопившиеся осадки постоянно денудируются. Время формирования осадочных пород на 3–4 порядка меньше периода погружения бассейна седиментации [1]. За короткий промежуток времени должны быть преобразованы сами вмещающие породы, сгенерированы углеводороды и сформированы их залежи.

Согласно результатам исследований И.И. Нестерова [2, 3, 4, 5, 6], основой процесса преобразования органического вещества (ОВ) в углеводороды (УВ) является дробление молекул с длинными цепями атомов углерода и кольцевыми молекулами в более мелкие (рис. 1).

Очевидно, что в таких молекулах прежде всего должна быть разорвана связь «углерод–углерод» (-C-C-). Для разрыва связи такого типа требуется энергия 50–60 ккал/моль (209–251 кДж/моль). С учетом молекулярного веса ОВ это соответствует температурам не ниже 300–320 °C. Таких температур в седиментационных бассейнах на глубинах до 5–6 км при геологическом развитии никогда не было.

Таким образом, общепринятый температурный фактор является недостаточным для разрыва связей «углерод–углерод» в органических молекулах и кроме температуры существует другой энергетический источник для разрыва связей в OB.

И.И. Нестеровым был установлен главный источник этого процесса. Им является спиновая энергия ОВ — внутримолекулярная энергия, связанная с нарушением электронного обмена вокруг смежных ядер углерода, которую можно оценить, используя приборы электронного-парамагнитного резонанса.

Внутренняя энергия органического вещества недр в виде наличия неспаренных электронов вокруг ядер углерода в природных процессах реализуется:

- 1) при седиментационном погружении бассейнов седиментации за счет уплотнения осадочных горных пород (при уплотнении пород и горизонтальном скольжении микрочастиц пород и органического вещества (трении друг с другом)) **демиссионный механизм** (от лат. «demissio» опускание);
- 2) при тектонических процессах в результате субгоризонтальных микросдвиговых перемещений (при изменении напряженного состояния пород) **стрессовый механизм** (от англ. «stress» нагрузка, напряжение; состояние повышенного напряжения).

2. 
$$\dot{CH}_3 + \dot{H} = CH_4$$

3. 
$$\dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 = C_2H_6$$

4. 
$$\dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 = \dot{C}_3 \dot{H}_8 + \dot{H}$$

5. 
$$\dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 = C_4 H_{10} + 2 \dot{H}_{10}$$

6. 
$$\dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 + \dot{CH}_3 = C_5 H_{12} + 3 \dot{H}$$

7. 
$$CH_3 - (CH_2)_{10} - (CH_2)_5 - (CH_3)_{15} - CH_3 - \frac{2H}{P, t} - + 11C_{11}H_{24} + 16C_{16}H_{34}$$
  
8.  $CH_3 - (CH_2)_{10} + (CH_3)_{15} - CH_3 - \frac{2H}{P, t} - 11C_{11}H_{24} + 16C_{16}H_{34}$ 

8. 
$$CH_3 - (CH_2)_{10} \stackrel{44}{\sim} (CH_3)_{15} - CH_3 - \frac{2H}{P.1} - 11C_{11}H_{24} + 16C_{16}H_{34}$$

Рисунок 1 – Принципиальная схема образования газообразных и жидких углеводородов из твердого органического вещества с парамагнитными центрами, расположенными на концах алифатических цепей молекул (по И.И. Нестерову [3])

В обоих случаях, возникают условия для появления электромагнитных полей и потоков электронов, которые взаимодействуют с неспаренными электронами углерода органического вещества в радикалах типа СН, СН₂ и СН₃ и перемещают их на нейтральную орбиту в приложенном внешнем электромагнитном поле с выделением энергии, достаточной для разрыва связей углерод-углерод (- С - С -) в алифатических цепях и формирования УВ.

С целью изучения этих процессов в научно-производственной лаборатории «Импульснопучковых, электроразрядных и плазменных технологий» (кафедра высоковольтной электрофизики и сильноточной электроники «ТПУ», исполнители – Мартемьянов С.М., Бухаркин А.А., Коряшов И.А. и др.) были проведены исследования по облучению керогенов углистых сланцев потоками электронов при низких значениях напряженности электромагнитного поля (50 В/см), что, в целом, соответствует природным условиям.

Главной задачей при этом воздействии является следующее – используя электромагнитное поле, «возбудить» электроны и заставить их перейти на новый уровень. Чтобы такой переход произошел, напряженность приложенного электромагнитного поля должна иметь определенное значение - такое, чтобы разность энергий между двумя уровнями электрона точно соответствовала энергии электромагнитного кванта. Вполне естественно, что чем выше напряженность электромагнитного поля, тем больше плотность возникающих потоков электронов и больше вероятность совершения переходов такого рода.

Экспериментальные исследования проводились на лабораторной установке в условиях, приближенных к пластовым (рис. 2).

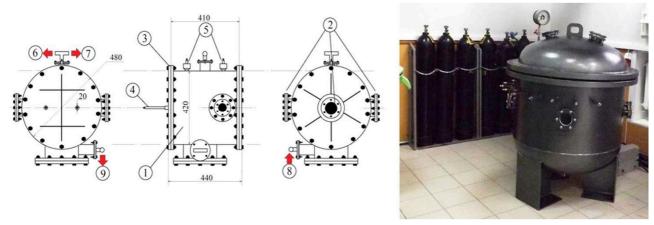


Рисунок 2 – Экспериментальная камера:

1 – цилиндрический корпус камеры; 2 – фланцы; 3 – торцевые крышки; 4, 5 – электрические вводы напряжения; 6, 7, 8, 9 – патрубки (рабочий объем 0,06 м<sup>3</sup>; давление до 0,49 МПа; изоляция вводов камеры выдерживает напряжение до 20 кВ)

В качестве исследуемых нефтегазоматеринских пород были выбраны углистые сланцы Хуаданьского месторождения (Huadian deposit, провинция Цзилинь (Гирин), КНР). По своим геологическим и физико-химическим свойствам эти породы очень близки к битуминозным глинам баженовской свиты и сланцам (D-C возраста?), развитым в параплатформенных впадинах Западно-Сибирского седиментационного бассейна. Среднее содержание ОВ в таких породах составляет 86 г/кг. Молекулярная масса достигает 2000—3000.

Электромагнитное поле вводилось в исследуемую породу посредством стержневых электродов. В исследуемом образце сверлились отверстия под электроды и термопары. В качестве электродов использовались два стальных стержня диаметром 6 мм с межэлектродным расстоянием 50 см, углубленных в образец на  $\approx 30$  мм.

Забетонированный образец с установленными электродами размещался внутри герметичной камеры лабораторной установки на диэлектрической подставке. Сплошной бетонный каркас с полимерной арматурой моделирует пластовые условия (давление более 700 атм). Поскольку армирующие элементы-прутья выполнены из диэлектрического материала (стеклополимера), то исключалось сильное искажение прилагаемого электромагнитного поля.

Перед исследованием из камеры с помощью вакуумного насоса «НВР-5Д» был откачен воздух (для удаления из зоны реакции окислительной среды и создания вакуума), а затем компрессором нагнетался азот до давления 0,49 МПа. Такое избыточное давление инертного газа соответствует незначительной глубине залегания (погружения) горной породы – примерно 1000 м.

К электродам подводилась электрическая энергия от внешнего источника. Динамика распределения теплового поля регистрировалась с помощью термопар, расположенных внутри образца на одной линии перпендикулярно к оси «предполагаемого?» потока электронов в межэлектродном пространстве (рис. 3), а так же устройства, преобразующего сигнал с термопары в цифровое значение температуры.







Рисунок 3 – Принципиальная схема исследований

Подаваемое на образец напряжение поднималось от 0 до пробоя, который фиксировался по резкому возрастанию тока, со скоростью ~ 0,5 кВ/мин. Затраты электроэнергии подсчитывались с помощью электросчетчика. Объем получаемого газа измерялся с помощью газового расходомера, а состав газа определялся газовым хроматографом.

Характеристика электрофизического воздействия на исследуемую породу приведена в таблице 1.

**Таблица 1** — Характеристика электрофизического воздействия

Продолжительность исследования	110 часов
Напряжение	переменное (синусоидальное) с частотой 50 Гц
Диапазон изменения напряжения	ступенчато (0,5 кВ через 60 сек) от нуля до пробоя (≈ 3, 2 кВ)
Сопротивление образца	560 Ом∙см

Энергия, передаваемая породе электромагнитным полем и потоком электронов, идет, главным образом, на развитие химических превращений (радикальных реакций), нагрев образца и теплоотвод. Вполне естественно, что в идеальном варианте модель данного процесса должна учитывать явления теплопроводности, межфазного тепло- и массообмена, тепловой эффект химических реакций и движение продуктов реакций в трещинах.

По нашему мнению, в течение опыта под действием переменного электрического поля в сланце выделяется тепло за счет диэлектрических и резистивных потерь. В связи высоким электрическим сопротивлением исследуемого образца «эффективное» протекание тока через породу маловероятно. Поэтому тепло непосредственно в объеме образца выделялось в небольшом количестве и кумулятивный нагрев образца не превысил 180 °C (рис. 4), что соответствует природным условиям и ниже

температуры термодеструкции органического вещества. Кроме того, тепловая энергия распространяется медленно вследствие низкой теплопроводности углистых сланцев. Следовательно, потери тепла на рассеивание в окружающее пространство также невелики.

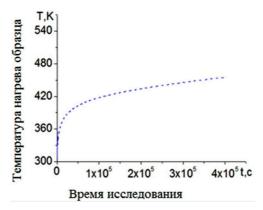


Рисунок 4 – Временная характеристика нагрева образца\* \* – температура измерялась термопарой в центре межэлектродного расстояния; ось абсцисс – время исследований; ось ординат – температура

Таким образом, можно сделать вывод о том, что основная часть приложенной энергии электромагнитного поля и потока электронов ушла на развитие радикальных реакций и образование УВ.

На основании экспериментальных данных и результатов термогравиметрического анализа было установлено, что из 1 кг сланца, можно получить ~140 г «сланцевой смолы» и столько же газа.

Анализ состава газа проводился с помощью хроматографа «Кристалл-5000.2» с тремя колонками: насадочная М3м×3мм, адсорбент NaX 60/80, детектор по теплопроводности; насадочная МЗм×2мм, адсорбент Hayesep-R 80/100, детектор по теплопроводности; насадочная МЗм×2мм, адсорбент Hayesep-R 80/100, пламенно-ионизационный детектор (газ-носитель – гелий; методика хроматографии соответствует ГОСТ 23781-87).

Образцы полученной «сланцевой смолы» были проанализированы на качественный состав с помощью трех видов анализа – хроматомасспектрометрии (хроматограф «Agilent» 7890A с массселективным детектором «Agilent» 5975C), ИК-спектрометрии (спектрометр «Spectrum» BXII PerkinElmer), ЯМР-спектрометрии («Bruker» AC-300).

Молярная масса газа получаемого газа составляет ~15 г/моль (табл. 2), отсюда получаем плотность при нормальном давлении 700 г/м<sup>3</sup>, т.е. объем 140 г газа равен 0,2 м<sup>3</sup>. Средняя удельная теплота сгорания такого газа составляет ~13600 кДж/м<sup>3</sup>. Таким образом, полученный объем газа будет иметь теплотворную способность 2720 кДж.

Жидкая фаза представляла собой нефтеподобную смесь высших алифатических и ароматических углеводородных соединений (тяжелые углеводороды – преимущественно  $C_{13}$  –  $C_{23}$ ). Интегральное соотношение  $H_{Ar}$  к  $H_{Alk}$  составляет 1 : 10. В небольшом количестве присутствуют спирты, фенолы, производные карбоновых кислот (окисленные формы углеводородов).

Таблица 2 - Компонентный состав полученной газовой фазы

Компонент	Содержание, %	Теплотворная способность, МДж/м <sup>3</sup>
H <sub>2</sub>	55,0	10,79
CO	19,0*	12,64
CO <sub>2</sub>	10,0*	0
CH₄	11,0	35,88
C₂H <sub>6</sub>	4,0	64,36
C₃H <sub>8</sub>	1,0	93,18
Σ	100	13,6

Примечание: \* - образование СО и СО2 возможно связано с частичным развитием окислительных процессов.

Удельная теплота сгорания «сланцевой смолы» составляет ~ 30 000 кДж/кг. Для полученных 140 г «смолы» теплотворная способность составит 4200 кДж. Получаем суммарную теплотворную способность полученных в ходе протекания радикальных реакций соединений 6 800 кДж, что превышает энергозатраты в 9,7 раза.

#### Выводы:

- 1. Из углистых сланцев со смешанным типом органического вещества при развитии радикальных реакций можно получить новое топливо с высокой теплотворной способностью (для полученных «продуктов»: смол 4,2 МДж/м $^3$ ; газа 13,6 МДж/м $^3$ ). Это почти на порядок выше, чем в углях и нефти.
- 2. Крекинг РОВ, парафинов, асфальтенов и смол в электромагнитном поле будущее мирового энергопотребления.
- 3. Условия иницирования радикальных реакций зависят от напряженности электромагнитного поля и интенсивности (плотности) потока электронов.

# Литература:

- 1. Кукал 3. Скорость геологических процессов: Пер. с чешск. М.: Мир, 1987. 246 с.
- 2. Нестеров И.И., Шпильман В.И. Теория нефтегазонакопления. М.: Недра, 1987. 232 с.
- 3. Нестеров И.И. Искусственное формирование залежей нефти и газа // Вестник РАН. 1994. Т. 64. № 2. С. 115–122.
  - 4. Нестеров И.И. Нефть черных сланцев // Известия ВУЗов. Нефть и газ. 1997. № 5. С. 46–52.
- 5. Нестеров И.И. Фундаментальные основы формирования залежей нефти и природных газов, их поисков, разведки и разработки // Геология и геофизика. 2009. Т. 50. № 4. С. 425–433.
- 6. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири / И.И. Нестеров [и др.] М. : Недра, 1987. 256 с.

#### References:

- 1. Kukal Z. The speed of geological processes: Per. with Czech. M.: Mir, 1987. 246 p.
- 2. Nesterov I.I., Shpilman V.I. Theory of oil and gas accumulation. M.: Nedra, 1987. 232 p.
- 3. Nesterov I.I. Artificial formation of oil and gas deposits // Bulletin of the Russian Academy of Sciences, 1994. V. 64. № 2. P. 115–122.
  - 4. Nesterov I.I. Oil of black shales // News of universities. Oil and gas. 1997. № 5. P. 46–52.
- 5. Nesterov I.I. Fundamentals of the formation of oil and natural gas deposits, their search, exploration and development // Geology and Geophysics. 2009. V. 50. № 4. P. 425–433.
  - 6. Oil and gas potential of clay rocks of Western Siberia / I.I. Nesterov [etc.]. M.: Nedra, 1987. 256 p.

УДК 622.27.621.52

# КЛАССИФИКАЦИЯ ИСТОЩЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ————— CLASSIFICATION OF EXHAUSTED HYDROCARBON DEPOSITS

#### Алиева Офеля Али

научный сотрудник, Азербайджанский государственный Университет нефти и промышленности Rahimova\_mahluqa@mail.ru

**Аннотация.** В тезисах приведена всесторонняя информация о классификации подземных хранилищ углеводородного газа. Одновременно в тезисах показано преимущество подземных хранилищ газа, созданных в истощенных, разрабатываемых на истощение нефтегазовых, чисто газовых и газоконденсатных месторождениях, имеющих более практическое значение среди всех эксплуатируемых подземных газовых хранилищ. Кроме того, обоснована разница газового месторождения с подземным хранилищем газа.

**Ключевые слова:** подземные хранилища газа (ПХГ), расход газа, режим разработки, газовая печь, компрессор.

#### Aliyeva Ofel Ali

Research Associate, Azerbaijan State Oil and Industry University Rahimova\_mahluqa@mail.ru

Annotation. All-round information about classification of tanks of underground storage of hydrocarbon gas. Has been given in the work. Simultaneously the advantage of gas tanks created in exhausted, developed to the exhaustion of oil-gas, often gas and gas condensate deposits having more practical value among all exploited underground gas tanks has been shown herein. Besides the difference gas deposit with underground storage has been substantiated.

**Keywords:** underground gas storage tanks (GST), gas consumption, development regime, gas stove, compressor.

звестно что, потребность к газу населенных пунктов и промышленных предприятий изменяется в зависимости от времени года.

В связи с этим, в течение года, особенно в зимних месяцах, для обеспечения потребности к газу всех потребителей возникает нужда по созданию дополнительных источников газа. Для устранения подобных трудностей в качестве источника запаса газа используются подземные хранилища газа.

Изменение потребности к газу по времени различных групп потребителей характеризуется (летом, зимой) месяцами, неделями, днями и часами. Особенно изменение потребности к газу получает большое значение в летних – зимних месяцах. Причиной этого является использование газа зимой в отопительных системах (газовые печи, котельные установки районов и квартир и ТЭЦ), в котлах промышленных предприятий.

В зимних месяцах избыточное количество израсходованного газа в летнее время с целью его хранения (при ритмичной работе газопровода) в соответствии к среднегодовой отдаче осуществляется создание ПХГ.

Для исправления изменения потребности к газу в зависимости от времен года необходимое количество газа может быть определено следующими тремя способами:

- 1. По количеству градуса дня температуры, которые не хватает.
- 2. По всем группам потребителей по норме газа для теплоты.
- 3. По коэффициенту месячного изменения нормы потребности газа.

Разность между газовым месторождением и подземным хранилищем газа заключается в том что, из газового месторождения извлекается газ, а в подземное хранилище закачивается газ и при необходимости извлекается газ. Одновременно газ в компрессорах засоряется маслом и нагревается до температуры 80–12 °С. До закачки газа в ПХГ его в сепараторе, гладильне, в угловом абсорбере очищают, охлаждают и подготовленный газ посредством газораспределительного пункта направляется для закачки в скважину. Газ отобранный со скважины по выкидной линии поступает в газораспределительный пункт (ГРП), здесь сепаратор очищается от воды, механических примесей и конденсата, а затем посредством штуцера, расходомера и коллектора поступает в осушитель.

Газ подается в газопровод, а затем в прием компрессора. Если его давление недостаточно (большое), то из подземного хранилища газа прямо необходимо направлять в газопровод. Для закачки газа в подземный хранилища и для его извлечения из амбара при проектировании и разработке газового месторождения, в них расход газа обозначается со знаком (+), а закачка газа со знаком (–) принимается.

Несмотря по принципу на простоту превращения месторождения, разработанного на истощения на подземное хранилище газа, фактически при этом происходят серьезные трудности.

Во-первых, может быть, газовое месторождение не располагается в необходимом месте для строительства подземного хранения газа.

Во-вторых, оборудования месторождения могут быть старыми и не годными для эксплуатации газового отбора. В таком случае, необходимо снова построить их и одновременно возникает необходимость ликвидации старых скважин. Как видно, в таких случаях требуется пробурить новые скважины, которые способствуют повышению капиталовложения.

В третьих, промысловое месторождение может иметь очень большие размеры.

В подземных газовых отборах, созданных в больших месторождениях объем буферного газа также имеет большое значение. Поэтому газовое хранилище обходится дорого. Если будем уменьшать этот объем, то давление уменьшится и потребуется пробурить много дополнительных скважин и повысить мощность компрессорной станции. Кроме этого, с уменьшением давления буферного газа увеличится количество воды, поступающей в залежь и скважины, обвиняюсь, выйдут из строя.

По этим причинам, для создания подземного хранилища газа очень важны следующие условия:

- 1. Емкость газа (истощенное газовое и газоконденсатное месторождение).
- 2. Фонд скважин для закачки газа в подземное хранилище газа.
- 3. Количество газа, закачиваемого в подземное хранилище газа и объем извлекаемого из него газа.
  - 4. Компрессорная станция высокого давления для закачки необходимого объема газа.

Таким образом, из вышеизложенных тезисов доклада ясно видна классификация подземных хранилищ газа, которые изложены ниже:

- 1) в газовых месторождениях, разрабатываемых на истощение;
- 2) в газоконденсатных месторождениях, разрабатываемых на истощение;
- 3) в водоносных пластах.

В заключении необходимо отметить, что в месторождении, используемом в качестве подземного хранилища газа, необходимо провести определенные исследовательские работы; составить проект разработки газового хранилища и в проекте в первую очередь необходимо определить оптимальный режим разработки.

#### Литература:

- 1. В.Д. Асланов. Геологические основы создания подземных хранилищ газа в связи с решением проблемы газоснабжения. Баку, 2001. 161 с.
- 2. А.И. Ширковский. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М. : Недра, 1987.
- 3. Ш.К. Гиматудинов. Разработка и эксплуатация нефтяных, газоконденсатных месторождений. М., 1988.

#### References:

- 1. V.D. Aslanov. Geological bases of creation of underground gas storages in connection with the solution of a problem of gas supply. Baku, 2001. 161 p.
  - 2. A.I. Shirkovsky. Development and operation of gas and gas-condensate fields. M.: Nedra, 1987.
  - 3. Sh.K. Gimatudinov. Development and operation of oil, gas-condensate fields. M., 1988.

УДК 622.276.1/.4:55

# ГЕОИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И АРХИВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

# **GEOINFORMATION TECHNOLOGIES AND ARCHIVE OF** FIELD GEOPHYSICAL INFORMATION

### Андреева Евгения Евгеньевна

старший научный сотрудник, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

#### Баранова Анна Геннадьевна

старший научный сотрудник, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

#### Жибрик Ольга Николаевна

младший научный сотрудник, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

#### Валеева Светлана Евгеньевна

ассистент кафедры геологии нефти и газа. Казанский федеральный университет aee8277@rambler.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема хранения и обращения к первичной промыслово-геофизической информации, представленной как в графическом, так и в цифровом виде. В качестве одного из решений предлагается система КИА, которая позволяет хранить и анализировать материалы. Приложение КИA-Link, интегрированное с Корпоративным информационным архивом, позволяет разграничить права доступа пользователей к информации, вести учет движения ин-

Ключевые слова: базы данных, геолого-геофизические данные, информационный архив, информационная безопасность.

формации и, тем самым, увеличивает надёжность архива.

#### Andreeva Evgenia Evgenievna

Senior Research Associate. Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences

#### Baranova Anna Gennadievna

Senior Research Associate Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences

#### Zhibrik Olga Nikolaevna

Junior Research Associate, Research Institute for Problems of Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences

#### Valeeva Svetlana Evgenievna

Assistant of the Department of Oil and Gas Geology, Kazan Federal University aee8277@rambler.ru

Annotation. The article deals with the problem of storage and access to primary field geophysical information, presented both graphically and digitally. One of the solutions is the «KIA» system, which allows storing and analyzing materials.

The application «KIA»-Link, integrated with the Corporate Information Archive, allows to delineate the rights of users' access to information, keep records of information flow and, thereby, increase the reliability of the archive.

Keywords: databases, geological and geophysical data, information archive, information security.

ы живём в период бурного развития информационных технологий. Технический прогресс затрагивает практически все области человеческой деятельности, но в первую очередь изменения происходят в способах хранения, обработки и передачи информации. Не стала исключением и геолого-геофизическая информация, как накопленная исторически, так и полученная современными методами.

Современный геолого-промысловый и геофизический материал регистрируется и хранится в электронном виде в форматах, удобных для пользователя.

В последнее время возрастает потребность в исторических материалах. Необходимость обращения к старым материалам вызвана невозможностью проведения полевых работ на охраняемых территориях и нерентабельностью таких работ. В связи с этим возникает необходимость приведения исходного материала в вид, удобный для работы с использованием современных программных средств, без которых геологам сложно оперативно и качественно выполнять задачи переинтерпретации геолого-промысловой и геофизической информации.

Однако материал, полученный в период, когда регистрация полевых измерений выполнялась в аналоговой форме, переводится в электронный вид по мере востребованности информации и технической возможности компании, и только объем, необходимый для выполнения конкретной работы.

В результате сложно создать архив по всему объему информации по площади и в архив попадает уже обработанный материал, всеми желанная «первичка» пропадает.

В настоящее время развитие информационных технологий привело к появлению множества программных продуктов, позволяющих работать с геолого-промысловой информацией и хранить ее в

своих форматах. Диапазон их широкий, от дорогостоящих многофункциональных продуктов иностранных разработчиков (LandMark, Roxar, Shlumberger) до небольших узкоспециализированных разработок заинтересованных компаний.

В этом диапазоне наибольший интерес представляют разработки, которые выходят за рамки «домашних» продуктов по функциональности, удобству тиражирования, возможностям программных настроек под потребности пользователей, эксплуатационным качествам. Предпочтение отдаётся программам, эксплуатация которых не требует наличия у пользователя специальных технических и компьютерных знаний. К этой категории программ для ЭВМ относится разработанный в Институте проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан (ИПЭН АН РТ) Корпоративный информационный архив (КИА) [1]. Функциональной задачей КИА является обработка обширного архивного материала исходной геолого-промысловой информации, хранящейся в различных форматах. С переводом информации на одну электронную платформу под управлением системы КИА существенно оптимизируется процедура визуализации, анализа и систематизации материалов, работа с которыми в настоящее время требует наличия нескольких лицензионных программ иностранных разработчиков (рис. 1).



Рисунок 1 — Свидетельство о государственной регистрации КИА

Система КИА позволяет хранить материалы дел скважин в различных форматах. Так, каротажный материал хранится в виде растров и одновременно в LAS формате, что позволяет пользователю оперативно получать доступ к визуальной информации и при необходимости уточнения интерпретационных параметров проводить более детальный анализ цифрового материала. Результаты сейсморазведочных работ и наземной геофизики также соответственно в SEGY-формате либо в виде растров. Необходимо отметить, что хранение геофизических материалов в растровом формате связано с объемом исходных дан-

ных и высоким требованием к их качеству и достоверности. Некоторые данные – например, результаты исследования скважин – удобнее хранить в табличном виде. Для хранения данных инклинометрии выбран формат ASCII, что обусловлено необходимостью обеспечения гибкости использования информации при последующей обработке или визуализации.

На примере данных сейсморазведочных работ показано разнообразие форматов электронной записи геолого-промысловой информации, которые можно обрабатывать и записывать в базу данных КИА (рис. 2). Структура таблицы соответствует дереву иерархии хранения информации программы КИА. Аналогичные таблицы составлены по форматам электронной записи материалов геофизических исследований скважин (ГИС) и различных проектных документов, начиная с проекта геологоразведочных работ, проекта пробной эксплуатации месторождения до проектов разработки и технико-экономического обоснования коэффициента извлечения нефти [4].

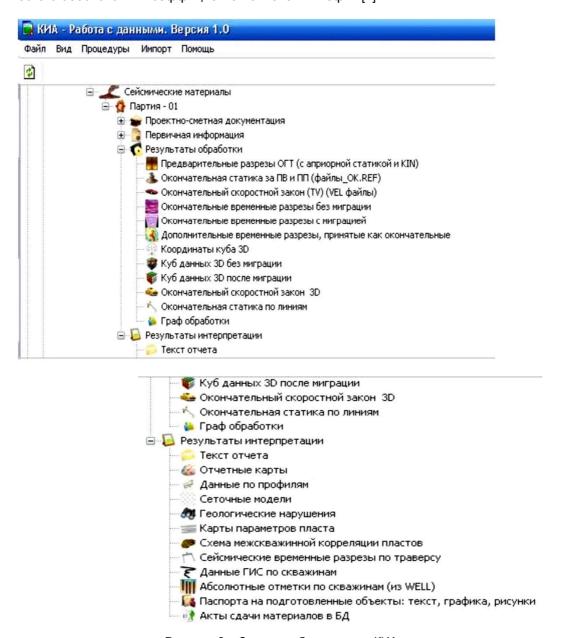


Рисунок 2 — Структура базы данных КИА

Манипулирование данными, загруженными в КИА, производится с использованием как встроенного функционала системы, так и при помощи подключаемых модулей сторонних разработчиков. Использование подключаемых внешних модулей, но при этом свободно распространяемых, т.е. имеющих свободную лицензию, позволяет программе КИА получить конкурентные преимущества перед другими аналогичными программными продуктами. Например, для прорисовки сейсмических материалов (формат SEGY) к системе КИА подключена программа визуализации временных сейсмических разрезов SegyViewer, распространяемая в Интернет-ресурсах под свободной лицензией (рис. 3).

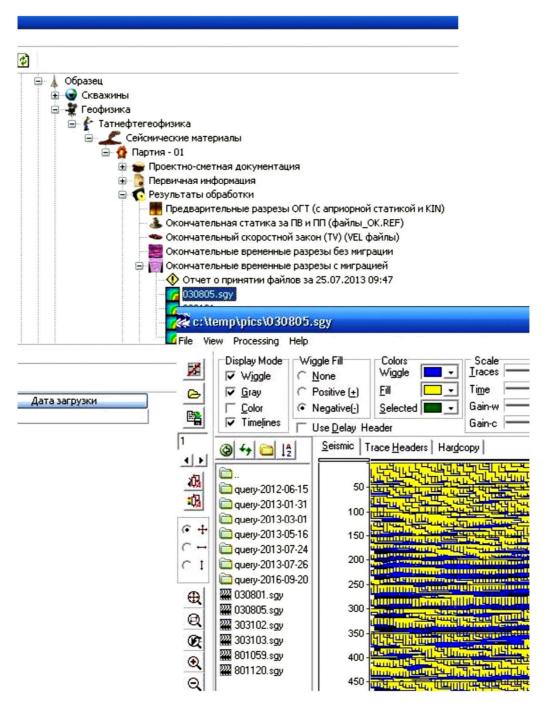


Рисунок 3 — Возможности визуализации сейсмического разреза в среде КИА

В системе КИА также реализована возможность подключения широко известной геоинформационной системы MapInfo, разработчиком которой является Pitney Bowes Software Inc. Эта система достаточно удобна в использовании и получила широкое распространение среди специалистов-геологов.

Для компьютерных систем, функциональное назначение которых хранение информации для последующей её обработки, необходимым условием является возможность обмена информацией с внешними источниками. Наличие такой функции позволяет максимально упростить процедуру подготовки информации для импорта в систему КИА, выборки загруженных данных по заданным критериям, экспорта выбранных данных в стандартные обменные форматы. Одним из наиболее подходящих в данном случае форматов является формат XLS, который, в отличие, например, от формата DBF, имеет ряд несомненных преимуществ. Во-первых, практически на любом компьютере имеется средство работы с XLS (Microsoft Office под Windows, OpenOffice под ОС семейства Linux и пр.). Во-

вторых, умение работать с таблицами Excel входит в базовый минимум компьютерной грамотности любого специалиста. Работа с данными не требует изучения языка запросов SQL или других специальных знаний, кроме, конечно, знания предметной области. Для подготовки данных не обязательно наличие доступа к базе данных и даже сетевого соединения, заполненные файлы могут быть переданы оператору системы любым удобным способом: по локальной сети, по электронной почте, на любых носителях. Кроме всего этого, данные, подготовленные разными специалистами, легко могут быть сведены воедино и при необходимости проверены перед импортом в систему.

Важной задачей является также реализация функции, которая позволит импортировать не только структурно идентичную информацию, но и производить гибкую настройку соответствия полей загружаемых документов полям документов базы данных системы КИА.

Следует отметить, что разработанную в Институте проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан систему КИА можно использовать для хранения информации как по одному объекту (месторождению), так и по региону.

С технической точки зрения система КИА состоит из двух частей. Первое, это база данных, устанавливаемая на корпоративном сервере общего доступа [3, 4]. Второе, клиентский модуль, который устанавливается на рабочее место пользователя и подключается к базе данных по локальной сети

Клиентских модулей может быть свободное количество. Программа позволяет вводить разграничения прав доступа пользователей к тем или иным данным на уровне таблиц базы данных.

С целью обеспечения отказоустойчивости работы КИА в качестве платформы выбран язык программирования Java. Кроссплатформенность позволяет системе успешно функционировать под любыми ОС, поддерживающими Java – Windows 2000/XP/Vista/7/8/10, ОС семейства Linux и др.

В качестве внутренней базы данных системы КИА может использоваться СУБД Oracle или PostgreSQL. Более привлекательным, по мнению авторов, выглядит программный продукт для управления базой данных PostgreSQL со свободной лицензией на право пользования и открытым исходным кодом.

В последнее время развитие системы было направлено на разработку сервисного webприложения КИА-Link, дополнившего процесс работы с электронной информацией. Использование web—технологий в системе КИА значительно расширяет её возможности по обеспечению удобного для пользователей, оперативного, полностью контролируемого доступа к архиву с загруженной электронной информацией [5].

КИА-Link является подсистемой управления заявками на просмотр геологических материалов, хранящихся в графическом виде, что обеспечивает режим конфиденциальности информации. Подсистема разворачивается на сервере — том же, что и основная база данных, или другом — и имеет собственную базу данных для хранения имён пользователей, их заявок и разрешений на доступ. Необходимым условием является возможность подключения к основной базе данных системы по локальной сети. Доступ пользователей к подсистеме осуществляется через web-интерфейс, что требует наличия на рабочем месте любого браузера и регистрации в компьютерной сети [3]. Пользователю предоставляется только разрешённая информация и строго в указанные в заявке сроки. Минимальной единицей предоставляемой информации является один документ (изображение), что позволяет максимально гибко управлять выдачей информации.

Доступ к материалам по системе заявок предусматривает обязательное согласование с собственником информации. Для идентификации и учёта активности пользователей в web-приложении реализована функция ведения истории посещений страниц пользователями. Сбор статистики в плане посещения пользователями узловых элементов информационного пространства позволяет вести рейтинг актуальных разделов информационных ресурсов (рис. 4).

Специалисты, обслуживающие программу КИА, обеспечивают наполнение базы данных через единое программное обеспечение, установленное на рабочих компьютерах. Администратор системы управляет доступом, обеспечивает жизненный цикл заявок, отвечает за целостность базы данных, а также за доступ к web-приложению в пределах локальной сети или, при необходимости, через интернет.

Благодаря наличию WEB-интерфейса специалист может самостоятельно зарегистрироваться в системе, просмотреть дерево документов, оценить количество и состав загруженной в интересующую его ветку информации, сформировать запрос на получение данных. Следует отметить, что на этом этапе пользователю доступны изображения только с низким разрешением, которого достаточно для визуальной оценки полезности информации, но не хватит для оцифровки. Администратор вправе разрешить пользователю доступ по заявке в полном объёме, закрыть доступ к отдельным точкам входа, скорректировать срок действия разрешения либо отказать в доступе. При отказе в поле комментария указывается причина отказа. Здесь же можно распечатать заявку для передачи на рассмотрение ответственному лицу, для выдачи заявителю или для хранения в архиве на бумажных носителях.



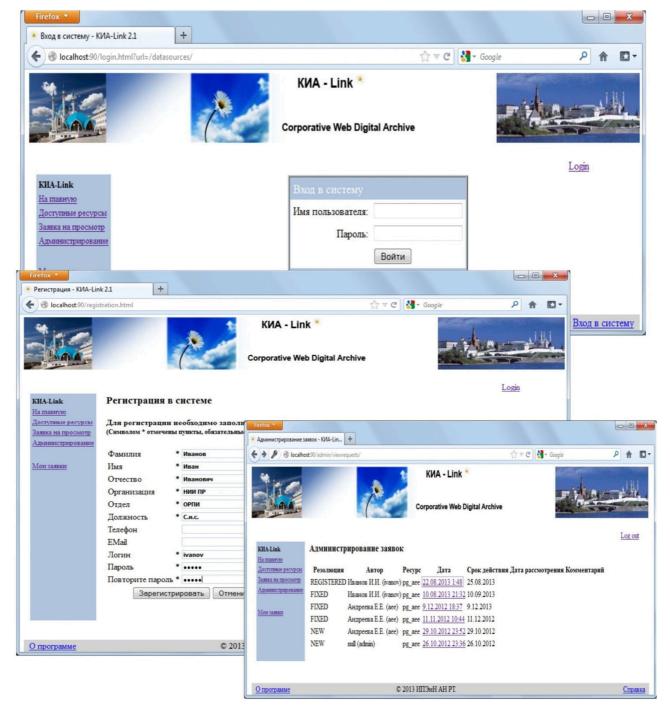


Рисунок 4 – Интерфейс КИА-Link

#### Выводы:

Схема хранения и доступа к геолого-промысловому и геофизическому материалу, реализованная в Корпоративном информационном архиве КИА и связанной с ним подсистемой управления заявками КИА-Link, обладает следующими преимуществами:

- минимальные требования к техническому обеспечению клиентских мест, так как в работе может быть использована любая операционная система с наличием стандартного web-браузера;
- минимальные требования к компьютерной квалификации пользователя при наличии навыков работы с браузером и умения использования функциональности системы согласно документации;
  - интуитивно понятный пользователю интерфейс web-страниц;
- доступ к информации по каналу связи с протоколом HTTP с возможностью работы по защищенному протоколу (HTTPS);
- разграничение прав доступа пользователей к информации путем назначения им ролей с определенными правами;

 возможность выгрузки просматриваемой информации в файлы на компьютере пользователя стандартными средствами web-браузера.

Следует отметить, что web-приложение КИА-Link имеет возможность одновременного подключения к нескольким ресурсам (архивам), что позволяет работать одновременно в единой среде многим специалистам.

#### Литература:

- 1. Разработка технического проекта хранилища информации поступающей в Республиканский банк геолого-геофизической информации (РБГГИ) / Е.В. Биряльцев [и др.]. 2001.
- 2. Хранение и архивация геолого-геофизической информации / Е.Е. Андреева [и др.] // Георесурсы. 2008. № 2 (25). С. 10.
  - 3. Карпова Т.С. Базы данных: модели, разработка, реализация. СПб. : Питер, 2002. 303 с.
  - 4. Дейт К. Дж. Введение в системы баз данных. М.: Диалектика, 1998. 784 с.
- 5. Андреева Е.Е., Муртазина Т.М. Информация как решающий фактор разработки проектов геологоразведочных работ (ГРР) // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6 (52). С. 39–41.

#### References:

- 1. Development of a technical project for the information store entering the Republican Bank for Geological and Geophysical Information (RBGGI) / E.V. Biral'tsev [etc.]. 2001.
- 2. Storage and archiving of geological and geophysical information / E.E. Andreeva [etc.] // Georesources. 2008. № 2 (25). P. 10.
  - 3. Karpova T.S. Databases: models, development, implementation. St. Petersburg: Peter, 2002. 303 p.
  - 4. Date K.J. Introduction to database systems. M.: Dialectics, 1998. 784 p.
- 5. Andreeva E.E., Murtazina T.M. Information as a decisive factor in the development of geological exploration projects // Exposition Oil Gas. 2016.  $\mathbb{N}_{2}$  6 (52). P. 39–41.

УДК 553.98

# ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЛАНЦЕВЫХ ТОЛЩ ЛОН МАЩИ В КИТАЕ

# LITHOLOGO-FACIAL CHARACTERISTICS OF THE SHALE SEQUENCES OF LON MASCHY IN CHINA

#### Аюпова Елена Николаевна

старший преподаватель кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет vezyviana@rambler.ru

### Гарайшин Айгиз Ильмирович

студент кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений, Уфимский государственный нефтяной технический университет aigiz-garaishin@mail.ru

Аннотация. Проблема разведки и разработки сланцевого газа находится в центре внимания мировой энергии. В связи с быстрым развитием национальной экономики Китая, спрос на энергетические ресурсы в стране продолжает расти, а возможности ее запасов ограничены. Разведка и разработка залежей сланцевого газа может эффективно облегчить противоречие между спросом и предложением нефти и газа, оптимизировать энергетическую структуру, восполнить необходимую потребность. Поэтому, изучение проблемы генерации, локализации и добычи сланцевого газа в бассейне «Сычуань» области Вэй юань является актуальной и востребованной темой сейчас и в ближайшем будущем.

В данной статье рассматривается область Вэй юань бассейна Сычуань в Китае. В процессе исследования были рассмотрены данные геофизических исследований скважин, данные каротажа, результаты интерпретации комплексной оценки коллекторов сланцевого газа, отчеты и литература по сланцевому газу бассейна Сычуань, данные отбора керна, схемы, структурные карты, шлифы по отбору керна, геологические профили, диаграммы, графики зависимостей.

Поисково-разведочные работы на территории Вэй юань проводятся впервые. Это связи с быстрым развитием национальной экономики Китая. Спрос на энергетические ресурсы в стране продолжает расти, а возможности ее запасов ограничены. Разведка и разработка залежей сланцевого газа может эффективно облегчить противоречие между спросом и предложением нефти и газа, оптимизировать энергетическую структуру. Поэтому, изучение проблемы генерации, локализации и добычи сланцевого газа в бассейне «Сычуань» является актуальным и востребованным сейчас и в ближайшем будущем.

Ключевые слова: пласт, скважина, сланцевый газ, бассейн Сычуань, содержание органических веществ, спикулы губок.

#### Ayupova Elena Nikolaevna

Senior Teacher of department of Geology and investigation of oil and gas fields, Ufa state oil technical university vezyviana@rambler.ru

#### Garayshin Aygiz Ilmirovich

student of department of Geology and investigation of oil and gas fields, Ufa state oil technical university aigiz-garaishin@mail.ru

Annotation. The problem of exploration and development of shale gas is in the focus of world energy. In connection with the rapid development of China's national economy, the demand for energy resources in the country continues to grow, and the capacity of its reserves is limited. Exploration and development of shale gas deposits can effectively alleviate the contradiction between the demand and supply of oil and gas, optimize the energy structure, fill the necessary need. Therefore, the study of the generation, localization and production of shale gas in the Sichuan Basin of the Wei Yuan area is an urgent and relevant topic now and in the near future.

This article examines the Wei Yuan area of the Sichuan basin in China. In the course of the study, well log data, log data, interpretation results of the integrated assessment of shale gas reservoirs, reports and literature on shale gas from the Sichuan basin, core sampling data, charts, structural maps, core selection sections, geological profiles, graphs, graphs Dependencies.

Exploration work in the Wei Yuan territory is being conducted for the first time. This is the connection with the rapid development of China's national economy. Demand for energy resources in the country continues to grow, and the capacity of its reserves is limited. Exploration and development of shale gas deposits can effectively alleviate the contradiction between the demand and supply of oil and gas, and optimize the energy structure. Therefore, the study of the problem of generation, localization and production of shale gas in the Sichuan Basin is urgent and in demand now and in the near future.

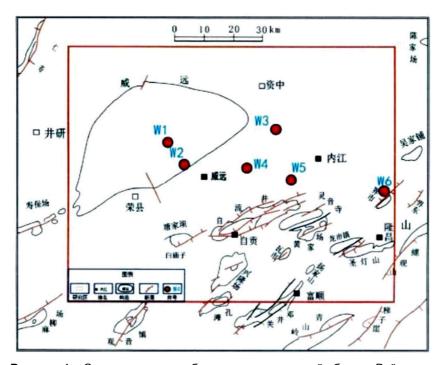
Keywords: Reservoir, well, shale gas, Sichuan basin, organic matter content, sponge spicules.

ктуальность. Сланцевый газ в Китае является одним из видов нетрадиционных ресурсов свободных углеводородов. Он характеризуется широким развитием в нефтегазоносных бассейнах Китая, где обнаружены мощные толщины углеродистых сланцев в кембрийском, ордовикском, силурийском периодах.

В связи с быстрым развитием национальной экономики Китая, спрос на энергетические ресурсы в стране продолжает расти, а возможности ее запасов ограничены. Разведка и разработка залежей сланцевого газа может эффективно облегчить противоречие между спросом и предложением нефти и газа, оптимизировать энергетическую структуру, восполнить необходимую потребность. Поэтому, изучение проблемы генерации, локализации и добычи сланцевого газа в бассейне «Сычуань» области Вэй юань является актуальным и востребованным сейчас и в ближайшем будущем.

В последние годы многие китайские ученые отмечают особенность механизма накопления и распределения сланцевого газа. Это возможно вследствие того, что в основном сланцевый газ проявляется в адсорбированном или свободном состоянии, а также в процессе накопления.

Район исследований расположен в провинции Сычуань на территории Вэй юань, Жун Сиань. Район исследований является ключевым национальным районом сланцевого газа, общей площадью около 8940 км<sup>2</sup>. Структура Вэй юань относиться к среднему поднятию Сычуань на юго-западе складчатого пояса. Эта структура находится среди структур: Вэй юань, Цзы Люцзин, Хин Лончанг, Линг Иньс, Шэн Дэншань структур и других (рис. 1)



**Рисунок 1** — Схематическое изображение исследуемой области Вэй юань. Номера скважин — W1, W2, W3, W4, W5

В данной работе на основании исследований, керна, данных каротажа, сейсмических данных, выделяет литологические толщи Лон Мащи, которые делятся на Лон 1 и Лон 2. В свою очередь Лон 1 ещё делится на 5 литологических слоёв (табл. 1).

Таблица 1 — Стратиграфическое деление

Группа(толща)	Часть(пласт)	слои (подотрезок)		
Лян Шань/ Ши Нюлан				
	Лон 2			
		5 слой (подотрезок)		
Лон Мащи		4 слой (подотрезок)		
	Лон 1	3 слой (подотрезок)		
		2 слой (подотрезок)		
		1 слой (подотрезок)		
Ву Фэн	•			

Стратиграфическое разделение Лон 1 и Лон 2 представлено следующим составом:

- Толща Лон Мащи представлена Силурийской системой (S), нижним отделом S1 лландоверийским ярусом.
- Пласт Лон 2 сложен светло-зелеными серыми аргиллитами (сланцы), которые чередуются пылеватыми аргиллитами. В керне видны кремнистые и известковые биологические обломки (рис. 2).
- Пласт Лон 1 выражен литологически черными, темно-серыми сланцами, илистыми сланцами, алевролитами и глинистыми алевролитами. В керне содержатся большое количество окаменелостей граптолитов, а также кремнистые и известковые биологические обломки (рис. 3).



**Рисунок 2** — Скважина W1, Лон 2, керн представленный серо-зелеными сланцами

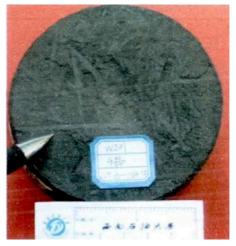


Рисунок 3 — Скважина W1, Лон 1, керн представленный черными граптолитовыми сланцами

Стратиграфическое подразделение пласта Лон 1 на 5 литологических слоев. Полностью разрез Лон 1 по керну представлен в скважине W1. На основании полученного керна Лон 1 разделен на пять слоёв.

Каждый слой характеризуется следующим составом:

– 5 слой: мощность 36,53 м. Слой сложен зеленовато-серыми сланцами, темными сланцами, образовавшимися из илистых осадков содержащими алеврит, содержание которого увеличивается ближе к 4 слою (рис. 4, 5).



**Рисунок 4** — Скважина W1, 5 слой, сланцевый керн с деформацией

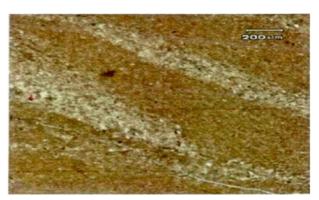


Рисунок 5 — Скважина W1, 5 слой, илистый сланцевый шлиф

- 4 слой: мощность 33,98 м. Слой сложен зеленовато-серыми сланцами, содержащими мелкий песок, алеврит, игольчатые слюды и редкими окаменелостями (рис. 6).
- 3 слой: мощность 30,83 м. Слой 3 представлен темно-серыми, серыми сланцами, глинистыми алевролитами. В верхней части сланцы содержат менее 10 % алеврита, который состоит в основном из кварца, слюды, доломита, кальцита, кремнистых радиолярий, пирита, изредка известковых панцирей мелких организмов (рис. 7).
- 2 слой: мощность 25,15 м. Слой представлен темно-серыми, черными сланцами, кремнистыми сланцами, карбонатными породами, органогенным сланцем, с глинистым известняком. Под микроскопом видно наличие кремнистых радиоляриев. В слое присутствует бентониты (глинистые минералы) и иногда трещины полностью заполнены кальцитом (рис. 8, 9, 10).





**Рисунок 6** — Скважина W1, 4 слой, керн серо-зеленый сланец



**Рисунок 8** – Скважина W1, 2 слой, керн граптолитового сланца



**Рисунок 7** — Скважина W1, 3 слой, керн темно-серого сланца



**Рисунок 9** – Скважина W1, 2 слой, трещины заполненные кальцитом



Рисунок 10 - Скважина W1, 2 слой, две кремнистые спикулы губок

— 1 слой: мощность 20,09 м. Слой 1 представлен темно-серым и черным песчанистым материалом, сланцами, глинистыми породами, карбонатами, аргиллитами. Частично можно увидеть пирит со сланцевой структурой. Алеврит главным образом сложен кальцитом, доломитом, кварцем, слюды, а также глины. Развиты граптолиты в большом количестве, но их распределение неравномерно. Кремнистые организмы (спикулы губок) и известковые организмы видны микроскопически (рис. 11, 12).

В области Вэй юань представленные залежи сланцевого газа находятся в интервале глубин 2000—5000 м. Объем между глубинами 2000—4000 м площади равен 4811,3 км². Скважины W4, W5, W6 в пределах 3500—4000 м диапазоне глубин, глубины скважин мало изменены. Скважины W1, W2, W3 на глубине 3500 м изменяются в широких пределах. Максимальная глубина залежей в южном регионе, минимальная глубина зоны исследуемого района вблизи эрозионной области, расположенной в скважине области W1. Область Вэй юань расположена на древнем поднятии, и глубина увеличивается на юго-восток (рис. 13) [5].





**Рисунок 11** — Скважина W1, 1 слой, керн сланца с пиритом

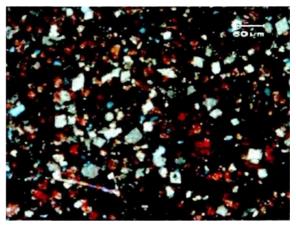


Рисунок 12 — Скважина W1, 1 слой, сланец с илистыми частицами, в основном, кальцит, доломит, кварц

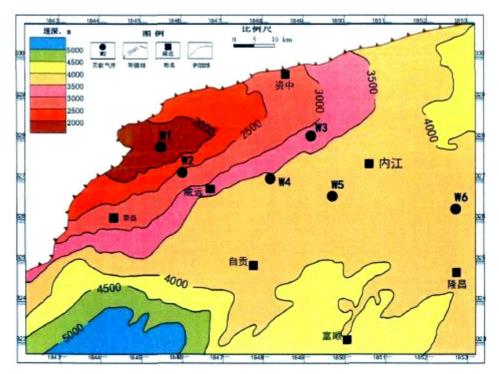


Рисунок 13 – Глубинные контуры карты в области Вэй юань группа Лон Мащи

В области Вэй юань в группе Лон Мащи в 6 скважинах на сланцевые породы анализ разделения (в основном в слое 1, 2) показал, что в Лон 1 (слои 1 и 2) в минеральном составе преобладают кварц, а затем глинистых минералов, содержат кальцит, доломит, пирит и другие минералы. Среди них, среднее содержание кварца составляет около 44,99 %. Содержание кварца и кварцевого песка, карбоната, глин расчитывается индекс минералов хрупкости от отношения к общему содержанию минералов. Слой 1 и слой 2 индекс хрупкости около 45 %, в среднем 28,35 % глинистых минералов, в среднем 10,71 % кальцит, в среднем 7,72 % доломит, в среднем 2,87 % пирита. В целом, Лон 1 (1 и 2 слой) анализ под микроскопом показывает, что содержание кварца по разрезу снизу вверх мало изменяется, а вот содержание биогенного кремнезема повышается, также повышается наличие глинистого минерала. В 1-ом слое содержание карбонатных минералов увеличивается по разрезу вверх, во 2-ом слое карбонатные минеральные вещества уменьшаются (рис. 14) [6].

Область Вэй юань группа Лон Мащи Лон 1 (1 слой), среднее содержание кварц по скважинам 35,70–53,65 %, глинистых минералов 18,19–33,70 %, кальцита 8,31–17,51 %, доломита 6,87–23,35 % (рис. 15). Содержание хрупких минеральных веществ, низкое содержание глины способствует положительной добычи сланцевого, где в основном слой представлен биогенными кремнистыми веществами, видны кремнистые спикулы, некоторые кремнистые спикулы замещены кальцием. Кальцит органического вещества также является одной из причин высокого содержания ТОС, почти не содержащий или содержащий очень небольшое количество терригенного кварца, это подтверждает, что залежь образовывалась в глубоком водоеме.



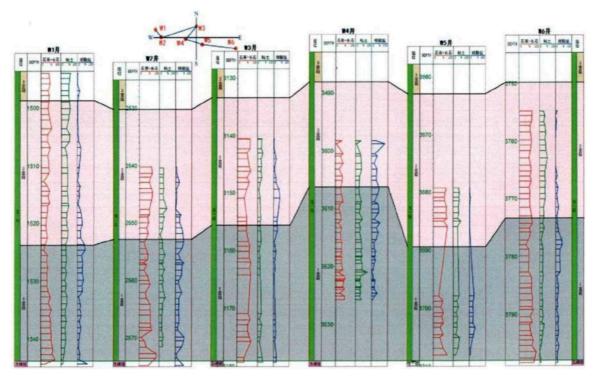


Рисунок 14 — Область Вэй юань скважины W1-W2-W3-W4-W5-W6 Лон 1 (1слой и 2 слой)

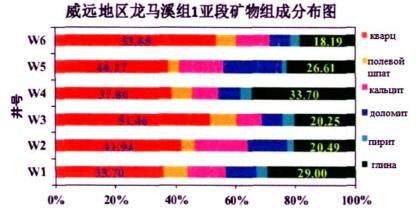


Рисунок 15 - Область Вэй юань. Распределение минерального состава в слое 1 Лон 1

В области Вэй юань группе Лон Мащи Лон 1 во втором слое глинистые и карбонатные минералы увеличились по сравнению с первым слоем (рис. 16–17). Состав кварца составил 33,20–57,03 %, глинистых минералов 22,91–41,50 %, уменьшилось содержание карбонатных минералов.

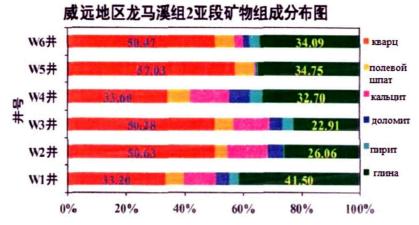


Рисунок 16 - Область Вэй юань 2 слой, распределение минерального состава



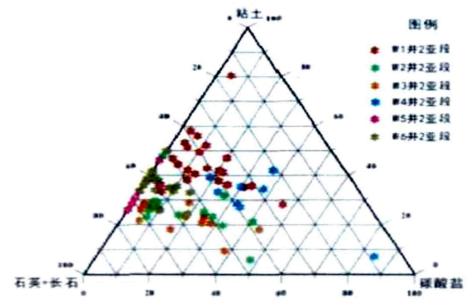


Рисунок 17 – Область Вэй юань 2 слой, треугольник минерального состава

С помощью количественного анализа выяснили, что глинистый минерал (рис. 18) , в первом слое и во втором состоит из иллита.

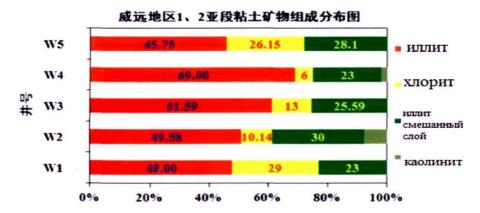


Рисунок 18 - Область Вэй юань 1 слой и 2 слой распределение глинистого минерального состава

Сланец как особый тип нетрадиционных пластов имеет пористость. В группе Лон Мащи сланцевый газ с аналогичными характеристиками.

#### Матрица пористости:

#### 1. Межкристаллическая пористость

Межкристаллические поры очень хорошо связаны и представляют собой эффективную систему пор. Пористость сланцев изменяется с глубиной, изменения связаны с увеличением давления и диагенетическими изменениями. Более древние и глубокие сланцы, путем уплотнения и цементации сокращается. Межкристаллические пустоты хрупкие. Обычно межкристаллические поры находится между частицами глины и органических веществ, хрупкие частицы включают кварц, полевой шпат и пирит. Во время диагенеза, частицы могут исказить межкристаллическое поровое пространство, а затем сжать поры.

По группе Лон Мащи в W4 скважине образцы сланцев делают с помощью аргоновой полировки и исследуют с помощью сканирующего электронного микроскопа. В них можно наблюдать межзерновые поры (рис. 19–22). Межкристаллические поры имеют треугольную форму, линии в форме полумесяца и так далее. В сланце мелкие минеральные частицы с относительно крупными частицами часто сцементированы органическим веществом. Между жесткими частицами кварца, полевого шпата, кальцита и глинистых минералов образуются межгранульные поры.



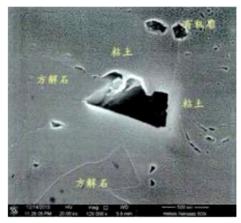
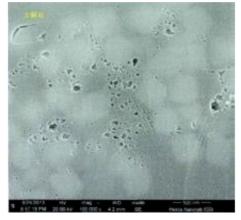


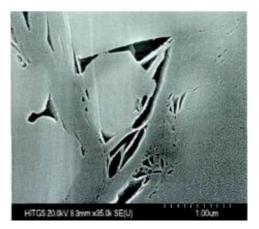
Рисунок 19 – W4, первый слой, поры между кальцитом и глинистым материалом



**Рисунок 20** – W4, первый слой, межкристаллитная пористость



**Рисунок 21** – W4, первый слой, поры между твердыми минералами



**Рисунок 22** – W4, 1 слой, поры между твердыми минералами

# 2. Внутригранулярная пористость

Она формируется одновременно с образованием осадка.

В скважине W4 более древние пласты редко встречаются с внутригранулярной пористостью. Чаще данная пористость развивается в пирите и глине. Еще такая пористость характерна кальциту, полевому шпату, доломиту (рис. 23–26).

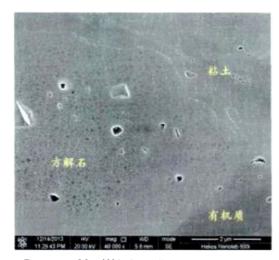


Рисунок 23 – W4, 1 слой, поры в кальците

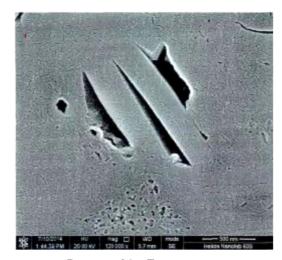


Рисунок 24 – Поры в глине





Рисунок 25 – W4, 1 слой, поры полевого шпата

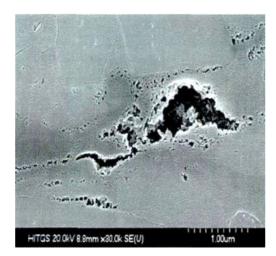


Рисунок 26 – W4, 1 слой, поры пирита

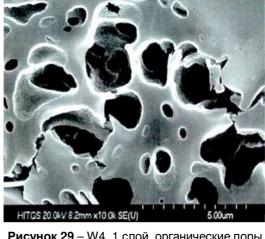
#### 3. Органические поры

В процессе развития органического вещества, в них, часто встречаются микропоры различных форм, имеющие неправильную форму, пузыри, эллиптическую форму. Длина их от 5 нм до 750 нм. С помощью сканирующего электронного микроскопа, органические отверстия были изучены трехмерно. Органическое поры, при высокой температуре будут уменьшаются, и происходит процесс графитизации.

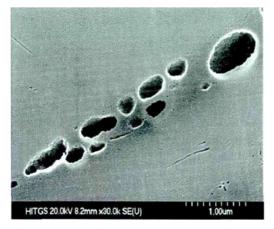
В скважине W4 органические поры имеют форму: круга, соты, треугольника. Если органические вещества смешиваются с глиной и с другими породами то образуются микротрещины (рис. 27–30).



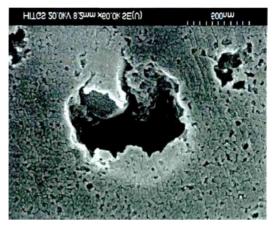
**Рисунок 27** – W4, 1 слой, органические поры (TOC: 2,44 %, пористость: 6,73 %)



**Рисунок 29** – W4, 1 слой, органические поры (TOC: 2,93 %, пористость: 6,8 %)



**Рисунок 28** – W4, 1 слой, органические поры (TOC: 2,95 %, пористость: 8,52 %)



**Рисунок 30** – W4, 1 слой, органические поры (TOC: 4,33 %, пористость: 8,59 %)

Статистические данные показали, что поры органичные по скважине уменьшаются, а межкристаллическая и внутригранулярная пористость увеличивается. В среднем органическое поры – 51 %, межзерновые поры в среднем 35,6 %, внутригранулярные поры в среднем 13,4 %. Поэтому скважина W4 в группе Лон Мащи темные сланцы с органической системой пор. Органические поры достигают размеры 0–300 нм, внутригранулярные поры размеры между 0–900 нм, межзерновые поры 0–1400 нм.

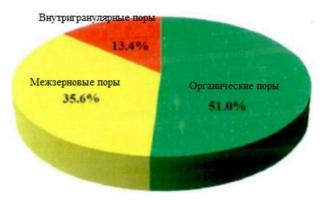


Рисунок 31 — Распределение типов сланцевых пор

#### Выводы

При анализе данных области Вэй юань были получены следующие выводы:

1. На основании исследований данных керна, шлифов, данных каротажа, сейсмических данных, выделили литологические толщи Лон Мащи, которые делятся на Лон 1 и Лон 2. В свою очередь Лон 1 ещё делится на 5 литологических слоёв.

По составу 1 и 2 слои сложен кремнистыми и известковыми органическими веществами. Слои 3, 4 и 5 в основном сложены терригенными породами с кварцем. По своему составу 1 и 2 слои более перспективны для добычи сланцевого газа. Установлено, что мощность пласта Лон 2 увеличивается в юго-восточном направлении. Мощность всего пласта Лон 1 и мощность каждого его стратиграфического слоя мало изменяется по протяженности.

- 2. По всему разрезу преобладает I тип керогена, который состоит, из водорослей и аморфного керогена. Наличие органических веществ в основном, достигших высокой степени тепловой эволюции и наивысшую стадию зрелости, подтверждает хорошую перспективу для добычи сланцевого газа в 1 и 2 слоях.
- 3. Определили, что в группе сланцевых залежей Лон Мащи низкая пористость и низкая проницаемость сланцев. Сланцы группы Лон Мащи имеют в основном систему органических пор, в которых накапливается сланцевый газ. По залежам группы Лон Мащи рекомендуется 1 и 2 слои для организации детальных поисково-разведочных работ и последующей добычи сланцевого газа.

## Литература:

- 1. Мао Цюн. Динамическая эволюция и изучения нефтегазовой перспективы в Сычуань бассейна // Геонаука природного газа. 2006. 265 с.
- 2. Сюй Шичи. Характеристики и законы накопления нефти и газа синийской эры в Сычуань бассейне // Разведка и разработка газа. 2002. 187с.
  - 3. Чжан Цзиньчуан. Сланцевый газ и его механизм накопления // Современная геология. 2004. 746 с.
- 4. Чжан Тиншань. Силурийский тип-III кероген и его геологическое значение Сычуань бассейна // Палеогеография. 1998. 282 с.
- 5. Шанделгелд С.Х., Амвросий Р. Микроструктурные исследования месторождений сланцевого газа. М.: ОИН нетрадиционный газ, 2010.
- 6. Касис С.М., Шандегед С.Х. Исследование проницаемости сланцев. М. : Международная нефтегазовая конференция и выставка в Китае, 2010.
- 7. Сон Зэчжан. Геологические условия формирования и сохранения залежей сланцевого газа в континентальных отложениях региона в Бассейне Ордос. 2015. 142 с.
- 8. Warlick D. Gas shale and CBM development in North America // Oil & GasFinancial Journal. -2006. N = 3(11). P. 4-9.

#### References:

- 1. Mao Qiong. Dynamic evolution and study of oil and gas prospects in Sichuan Basin // Geosciences of natural gas. 2006. 265 p.
- 2. Xu Shichi. Characteristics and laws of the accumulation of oil and gas blue of the era in the Sichuan basin // Exploration and development of gas. 2002. 187 p.

- 3. Zhang Jinchuan. Shale gas and its accumulation mechanism // Modern Geology. 2004. 746 p.
- 4. Zhang Tingshan. Silurian type-ferrogen and its geological significance Sichuan basin // Paleogeography. 1998. 282 p.
- 5. Shandelgeld S.Kh., Amvrosiy R. Microstructural studies of shale gas deposits. M. : SPE unconventional gas, 2010.
- 6. Kasis S.M., Shandeded S.Kh. Study of shale permeability. M. : International Oil and Gas Conference and Exhibition in China, 2010.
- 7. Son Zehzhan. Geological conditions for the formation and conservation of shale gas deposits in the continental deposits of the region in the Ordos Basin. 2015. 142 p.
- 8. Warlick D. Gas shale and CBM development in North America // Oil & GasFinancial Journal. 2006. № 3(11). P. 4-9.

УДК 502

# ГЕОФИЗИЧЕСКОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И КАРТИРОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА В СВЯЗИ С ПРОИЗВОДСТВОМ ГРП

# GEOPHYSICAL TECHNIQUES FOR GEOTECHNICAL CHARACTERIZATION OF HYDRAULIC FRACTURING WELL SITES

#### Боровский Михаил Яковлевич

кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор, OOO «Геофизсервис» lilabor@mail.ru

### Шакуро Сергей Владимирович

генеральный директор, OOO «ФРОНТ-Геология» shakuro@frontgeo.ru

#### Богатов Владимир Ильич

ведущий геофизик, ООО «Геофизсервис» vladbogatoff@gmail.com

#### Филимонов Валерий Николаевич

ведущий геофизик, ООО «Геофизсервис» f v n@bk.ru

**Аннотация.** Использование современных приповерхностных геофизических методов является ключом к предотвращению и уменьшению негативных последствий фрекинга. Предложена концепция оценки поверхностных условий мест производства гидравлического разрыва пласта.

**Ключевые слова:** гидравлический разрыв пласта, фрекинг, добыча нефти и газа, техногенное изменение геологической среды, прогноз, геофизические методы, оценка природной защищенности, электротомография, удельное электрическое сопротивление.

#### Borovskiy Mikhail Yakovlevich

Candidate of Geological and Mineralogical sciences, General Director, «Geofizservis» Ltd lilabor@mail.ru

#### Shakuro Sergey Vladimirovich

general Director, «FRONT Geology» Ltd shakuro@frontgeo.ru

#### **Bogatov Vladimir Ilyich**

leading geophysicist «Geofizservis» Ltd vladbogatoff@gmail.com

#### Filimonov Valery Nikolaevich

leading geophysicist «Geofizservis» Ltd f\_v\_n@bk.ru

Annotation. The efficiency of the necessary facilities provision at the sites of hydraulic fracturing activity strongly depends on understanding of near-surface conditions. Geophysical methods provide a means to map and quantify these geological features. The use of modern near-surface geophysical techniques is a key to prevent and reduce the negative effects of fracking.

**Keywords:** hydraulic fracturing, fracking, oil and gas, anthropogenic changes of the geological environment, forecast, geophysical methods, evaluation of natural protection, electrical resistivity tomography, electrical resistivity.

ля обеспечения высокого уровня добычи нефти и газа, наряду с разведкой и освоением новых месторождений, особое внимание уделяется повышению нефтеотдачи и интенсификации добычи углеводородного сырья. Одним из наиболее успешных технологических решений, применяемых для этой цели, служит гидравлический разрыв продуктивного пласта (ГРП, фрекинг). Данный процесс сопровождается активным антропогенным вмешательством в геологическую среду, приводящим в ряде случаев, к негативным последствиям.

В [1, 32] приводится обобщенная схема экологических угроз проектов по добыче сланцевого газа.

Производство ГРП требует концентрации на ограниченной по площадным размерам территории большого количества автотранспорта с большой грузоподъемностью и различного оборудования. Вес отдельных единиц техники (цистерны с водой, песковозы, насосная установка на автошасси Mercedes Benz Actros, блендер для приготовления жидкости ГРП, трактора и др.) достигает 25–26 тонн и более. Одновременно на участке работ по проведению ГРП может находиться более двадцати тягачей, иногда складируется значительное количество веществ необходимых для гидравлического разрыва. «Газпромнефть-Хантос», дочерняя компания «Газпром нефти» (данные СМИ), для выполнения 30-стадийного ГРП на Южно-Приобском месторождении в ХМАО на горизонтальном участке скважины, длиной 1,5 тыс. м, при общей протяженности скважины более чем в 4,6 тыс. м и глубине залегания нефтяного пласта свыше 2,6 тыс. м использовало 1,2 тыс. тонн проппанта.

Наличие мощной техногенной нагрузки на недра способствует активизации опасных геологических явлений: просадки грунта, формирование оползневых и карстоопасных массивов, усиление эрозионной деятельности и др. Необходима предварительная оценка территории с целью прогнозов техногенного изменения геологической среды и его масштабов. Геофизические методы изучения инженерно-геологических характеристик перспективных участков подробно изложены в соответствующей [1–31] литературе. При выборе рационально-рентабельного геофизического комплекса следует принимать во внимание, что активизация опасных геологических процессов, как правило, контролируется разломными нарушениями, зонами повышенной трещиноватости и гидрогеологическими особенностями приповерхностной толщи.

Концентрация большого количества тяжелой самоходной техники и специального оборудования для изготовления технической жидкости для ГРП не исключает проливов горюче смазочных материалов (ГСМ), утечек поллютантов (техническая и пресная вода, гели, эмульсии, какие-либо добавки в буровые растворы, и др.) из различных емкостей и коммуникаций. Следует отметить, что перед началом работы скважину очищают от грязи дренированием и промывают для улучшения фильтрационных свойств призабойной зоны, иногда производится предварительная обработка скважины соляной или глинокислотой (смесь соляной и плавиковой). Все это предполагает предварительное определение естественной (природной) защищенности недр в районе проведения ГРП.

Существенна концепция оценки поверхностных условий мест производства гидравлического разрыва пласта для своевременного принятия и осуществления мер по предотвращению негативных последствий рассматриваемого цикла (ГРП, фрекинг) геологоразведочных (эксплуатационных) работ. Для оптимального размещения объектов обустройства и производства ГРП просматривается два аспекта [32]:

- 1. Изучение инженерно-геологических характеристик, в том числе сейсмическое микрорайонирование, для определения геодинамической (геомеханической) устойчивости массивов горных пород;
- 2. Оценка природной защищенности территории (участка, района) с целью определения фильтрационной способности приповерхностных слоев геологического разреза изучаемого массива, с выделением водоохранных зон.

В ряде регионов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции накоплен огромный опыт по прогнозированию и проведению мероприятий по экологической безопасности, уменьшению или исключению негативных последствий процессов освоения нефтяных месторождений, в том числе и на поздней стадии разработки.

Значительную помощь для своевременного осуществления мероприятий с позиций экологической безопасности, прогнозирования негативных последствий геологоразведочного процесса оказывают оперативные, малозатратные, экологически приемлемые геофизические методы разведки.

С целью оконтуривания очагов и ореолов загрязнения в плане и в разрезе, уточнения путей миграции загрязняющих веществ, выявления доминирующего источника загрязнения на одном из участков Восточного Закамья Республики Татарстан проведено [10] электрическое зондирование методом электротомографии.

Привлекает внимание возможность использования карт площадного распределения электрических свойств для оценки защищенности геологической среды от негативного влияния процессов подготовки и проведения ГРП.

Как известно, одним из условий успешного применения разведочной геофизики служит дифференцированность физических свойств горных пород. Важным физическим параметром является удельное электрическое сопротивление, которое изменяется в широких пределах и определяется [1, 10, 14, 17, 18] рядом факторов.

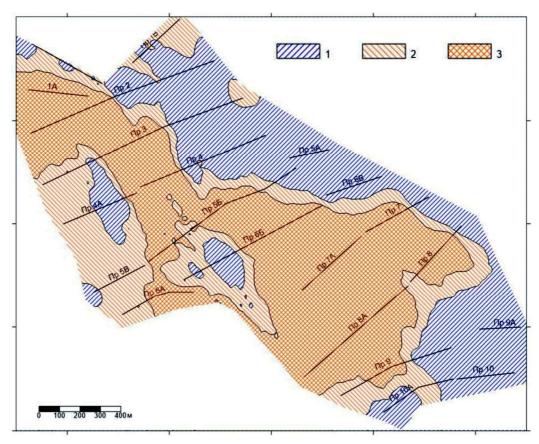
Наиболее низкими и, в то же время, мало меняющимися сопротивлениями отмечаются глинистые породы. Глины морского происхождения имеют удельное сопротивление от 1–2 до 10 Ом⋅м. Оно возрастает с увеличением доли песчаных фракций. Для континентальных глин характерны величины сопротивлений 5–20 Ом⋅м, для суглинков 15–40 и для супесей 25–60 Ом⋅м. Сопротивление песков определяется, в основном, их водонасыщенностью и минерализацией воды, заполняющей поры. Последний фактор, как отмечает Г.П. Новицкий (1974), при картировании не имеет существенной роли, так как на небольших глубинах воды практически пресные. Однако не исключено, что в районах интенсивной добычи углеводородов воды верхних горизонтов могут быть минерализованы.

В целом, для рыхлых осадочных пород установлена следующая закономерность: сопротивление их тем больше, чем больше размер зерен. При переходе от глин к суглинкам, супесям, пескам и гравийным отложениям значение геофизического параметра увеличивается от первых единиц до сотен омметров [1, 10, 14, 17, 18]. Это [1, 10, 11] положено в основу составления карты оценки естественной защищенности верхней части геологического разреза в районе осуществления процессов ГРП (рис. 1). В качестве исходной использована, полученная по данным электротомографии, карта удельного электрического сопротивления в интервале глубин 0—40 м.

Использование метода электротомографии рекомендовано Госстроем России (СП 11-105-97, часть У1, 2004) при любых детальных геофизических исследованиях, выполняемых в ходе инженерно-геологических изысканий. Особенно этот метод эффективен в зонах тектонических нарушений, в

зонах городской застройки, в условиях, когда геологический разрез заметно выходит за рамки горизонтально-слоистого.

На рисунке 1 представлена карта оценки природной защищенности приповерхностной части разреза участка подготовки и проведения ГРП, сформированная, как указано выше, на базе изучения площадного распределения удельного электрического сопротивления, полученного по материалам электротомографии.



**Рисунок 1** – Карта оценки природной защищенности приповерхностной части разреза района проведения ГРП (по данным электротомографии). Защищенность: 1 – хорошая; 2 – удовлетворительная; 3 – плохая

Принято: наихудшими условиями естественной защищенности недр обладают участки, сложенные преимущественно песчаными породами. Для них характерны величины параметров более  $60~\mathrm{OM}\cdot\mathrm{M}$ . Наилучшие условия защищенности свойственны участкам, где развиты преимущественно глины и отложения с повышенным содержанием глинистых фракций (суглинки и др.). Удельное электрическое сопротивление горных пород в этом случае не превышает  $40~\mathrm{OM}\cdot\mathrm{M}$ . Удовлетворительной защищенностью характеризуются участки, где распространены горные породы с удельным электрическим сопротивлением в пределах  $40-60~\mathrm{OM}\cdot\mathrm{M}$ . Здесь вероятны различные соотношения плохо и хорошо проницаемых слоев. В целом, площадь участков с плохими условиями защищенности составляет  $1,0~\mathrm{KM}^2$  ( $40~\mathrm{M}$  территории участка исследований), с удовлетворительными  $-0,76~\mathrm{KM}^2$  ( $31~\mathrm{M}$ ), хорошими  $-0,74~\mathrm{KM}^2$  ( $29~\mathrm{M}$ ).

Карта оценки природной защищенности может использоваться для определения уязвимости окружающей среды (воздух, земельные и лесные угодья, поверхностные воды и др.), как «снизу», так и естественной защищенности пресных подземных вод «сверху».

Составление карты оценки природной защищенности приповерхностной части геологического разреза на нефтепромыслах (рис. 1), где производится добыча углеводородного сырья с помощью ГРП способствует оптимальному размещению различных техногенных источников воздействия на геологическую среду: цистерны с жидкостью, насосные установки, блендер, различные емкости и коммуникации, места для складирования проппанта, каких либо добавок, и др.

Для оценки инженерно-геологических условий на одном из участков РТ (площадь  $0,01~\text{km}^2$ ) проведены высокоточная гравиметрическая съемка и электроразведка методом вертикального электрического зондирования ВЭЗ. Высокоточные гравиметрические наблюдения выполнены в площадном варианте по сети  $10 \times 10$  м. Электроразведка ВЭЗ осуществлена с применением установки Шлюмберже (AB = 460~m) по сети  $20 \times 20~\text{m}$ .

При интерпретации материалов высокоточной гравиразведки использованы карты исходных и трансформированных аномалий силы тяжести. Точность определения аномалий силы тяжести в редукции Буге равна  $\pm$  0,037 мГал, что позволяет решить задачу выявления локальных аномалий силы тяжести интенсивностью 0,08-0,10 мГал и более.

Инженерно-геологическое истолкование гравиметрических данных базируется на выделении локальных отрицательных аномалий силы тяжести, как правило, отражающих (А.К. Маловичко, В.И. Костицын, 1992; З.М. Слепак, 2005–2017; В.П. Степанов и др., 2005; П.В. Вишневский и др., 1975; В.М. Шувалов, 1983, 2010; С.Г. Бычков, 2010 [1–31]) участки вероятной закарстованности пород и зоны повышенной трещиноватости в верхней части разреза.

Количественная интерпретация данных электрического зондирования выполнена методом автоматической 1D инверсии. Использовано программное обеспечение «ВЭЗ Мастер» (С.В. Шакуро, 2011). Решение обратной задачи проведено при фиксированной геометрии разреза: при заранее выбранном и не изменяемом в ходе подбора количестве и мощности слоёв модели. При подборе оптимальных параметров инверсии на начальном этапе геологического истолкования осуществлена полуавтоматическая палеточная интерпретация кривых ВЭЗ.

Гидрогеологические параметры пород определены в соответствии с принципами, изложенными в монографии Д.Л. Галина (1989). Расчет коэффициентов фильтрации пород верхней части разреза выполнен на основе линейной зависимости вида

$$\log(k_i) = f(\log(\rho_i)),$$

где  $k_i$  – коэффициент фильтрации породы,  $\rho_i$  – её удельное электрическое сопротивление.

Время вертикальной фильтрации стоков с дневной поверхности до кровли водопроводящего слоя рассчитано по формуле В.М. Гольдберга (1980)

$$t = \sum m_i n / \sqrt[3]{q^2 k_i} \ ,$$

где  $m_i$  — мощность каждого слоя, выделяемого в зоне аэрации по данным электрического зондирования, мощность зоны аэрации =  $\sum m_i$ ;  $k_i$  — коэффициент фильтрации пород в пределах слоя по данным электрического зондирования; n — активная пористость (для всех пород зоны аэрации принято значение n = 0,15); q — удельный расход фильтрующейся жидкости, принято значение q = 0,03 м/сут. (В.М. Гольдберг и др., 1980).

При изучении инженерно-геологических явлений важное значение имеет информация о таких особенностях верхней части геологического разреза как зоны повышенной трещиноватости или ослабленные зоны. Данные неоднородности геологического разреза служат путями движения различных флюидов (атмосферных вод, технической жидкости и др.). Наличие ослабленных зон способствует развитию экзогенных геологических процессов: овражная эрозия, карстово-суффозионные явления, оползнеобразование и др.

Анализ гравиметрических материалов (исходные и трансформированные карты) свидетельствует о достаточно дифференцированном характере поля силы тяжести. Выделяется ряд чередующихся локальных минимумов и максимумов геофизического поля. Интенсивность локальных возмущений положительного знака достигает 0,05–0,10 мГал, амплитуда отрицательных аномалий равна – 0,10 мГал.

Были выделены зоны повышенной трещиноватости (зоны разуплотнения) в условиях Поволжского региона, как указано выше, отражающиеся в виде локальных понижений (минимумов) гравитационного поля. Протяженность зон разуплотнения до ста метров. Общая площадь зон повышенной трещиноватости составляет 2 600 кв. м (26 % от общей площади – 10 000 кв. м – участка работ). Принято во внимание, что ослабленные зоны горных пород верхней части разреза контролируют развитие различных форм проявлений активных экзогенных геологических процессов.

По данным вертикального электрического зондирования геоэлектрический разрез площадки 5-слойный. Фрагментарно проявленный верхний высокоомный слой мощностью до 1,5 метров, представленный элювием и рыхлыми слабовлажными коренными глинами, невыдержан по площади.

Ниже, до глубины 7–10 метров, картируется низкоомный слой глин с удельным электрическим сопротивлением (УЭС) 13–20 Ом⋅м. На разрезах оба слоя представлены единой слабопроницаемой пачкой. Более глубоко залегают, по-видимому, наиболее водопроницаемые породы в разрезе: глины с высоким содержанием песка или другого крупнообломочного материала. Мощность пласта – до 15 метров, коэффициент фильтрации пород варьирует в пределах 0,2–0,3 м/сут.

Составлена карта вычисленного средневзвешенного значения коэффициента фильтрации слоя, сложенного глинистыми породами со значительным содержанием песчаных фракций, залегающего на глубинах 10–20 метров. Наблюдается тенденция к возрастанию значений коэффициента

фильтрации от центра площадки к её периферии. Пласт-коллектор подстилается низкоомной водоупорной глинистой толщей мощностью более 50 метров. Уровень грунтовых вод, вероятно, залегает на абсолютной отметке 133–137 метров, где на геоэлектрических разрезах отмечается снижение УЭС пласта-коллектора. Предполагается, что указанный пласт с улучшенными коллекторскими свойствами может быть благоприятен для движения и скопления различных флюидов, в частности «сезонной верховодки».

Наличие первого от поверхности водоносного горизонта (возможно, сезонного) позволяет предположить вероятное его загрязнение под воздействием техногенной нагрузки. Степень его защищённости оценена на основании расчётного времени фильтрации стоков с поверхности по В.М. Гольдбергу (1980). Величина указанного параметра плавно возрастает с 35 суток на северо-западе площадки до 55 суток на юго-востоке. За расчётный уровень верховодки принята абсолютная отметка 135 метров.

В основании разреза выделяется гипсовая толща – последний высокоомный слой. УЭС верхней части слоя закономерно варьирует в пределах 200–300 Ом·м. В центральной части площадки фиксируются наиболее высокоомные породы, к северо-западу и юго-востоку от центральной части УЭС плавно понижается.

Результаты комплексных геофизических исследований на площадке под производство и проведение ГРП свидетельствует о следующем.

По данным высокоточной гравиразведки в верхней части геологического разреза выделяются ослабленные зоны – зоны повышенной трещиноватости горных пород.

По материалам электроразведки ВЭЗ изучены литология и физические свойства пород, слагающих разрез до глубины 80 метров. На глубине 7–10 метров выявлен пласт с повышенными коллекторскими свойствами, который предположительно вмещает первый от поверхности безнапорный водоносный горизонт, обводнённость горизонта носит, по-видимому, сезонный характер. Наиболее вероятное положение уровня грунтовых вод — в районе абсолютной отметки +135 метров, на глубине 15 метров от дневной поверхности. Коэффициенты фильтрации пород невысокие — не более 0,3 м/сут.

По защищённости первого от поверхности водоносного горизонта площадка относится, согласно В.М. Гольдбергу, ко II и III категории, расчётное время фильтрации поверхностных стоков – порядка 50 суток.

Полученные материалы говорят об эффективности комплекса геофизических исследований, включающего высокоточную гравиразведку и электроразведку методом сопротивлений (установка ВЭЗ) при изучении особенностей геологического разреза на проектируемой площадке под производство ГРП. Детальное изучение и выявление неоднородностей в верхней части разреза способствует своевременному предотвращению, минимизации или ликвидации нежелательных последствий проведения гидравлического разрыва пласта. Результаты работ являются основой для оценки естественной (природной) защищенности недр и служат базой для рационального проектирования инженерных и специальных мероприятий при обустройстве площадок нефтепромыслов, где планируется осуществление технологий, направленных на эффективное повышение нефтеотдачи продуктивных пластов.

Для нефтедобывающих регионов разработаны [1, 2, 8, 10, 11] методические основы оценки естественной защищенности недр (прежде всего, имеются в виду горизонты пресных подземных вод), как «снизу», так и «сверху» по геофизическим данным. Предложены [1, 3, 5, 6, 7, 9, 11, 15, 16, 17, 19, 23, 25, 26, 27, 28] геофизические комплексы и технологии для выявления источников и ореолов загрязнения геологической среды.

Эффективным средством контроля состояния природной окружающей среды служит [1, 9, 11, 17, 20], реализуемый в ГНПП «Аэрогеофизика» комплекс, позволяющий вести дистанционный экологический мониторинг, включающий тепловую, гамма-спектрометрическую, газовую и аэрозольную съемки

Современное аппаратурно-методическое и интерпретационное обеспечение позволяет [32, 33], использовать геофизическую разведку на прорывных направлениях нефтегазовой геологии и геофизики.

#### Литература:

- 1. Боровский М.Я. Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты / М.Я. Боровский, Н.Х. Газеев, Д.К. Нургалиев; под ред. Д.К. Нургалиева. Казань: Экоцентр, 1996. 316 с.
- 2. Методические основы прогнозирования естественной защищенности недр по данным структурной гравиразведки / М.Я. Боровский [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. М. : ВНИИОЭНГ. 2011. № 8. С. 40–46.
- 3. Разведочная геофизика на этапах изучения гидрогеоэкологической ситуации районов нефтепромысловых сооружений / М.Я. Боровский [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2011. № 9. С. 130–135.
- 4. Методика и результаты комплексных геофизических исследований оползневых массивов на правобережье реки Волги / М.Я. Боровский [и др.] // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей: материалы 39 сессии Международного научного семинара им. Д.Г. Успенского, Воронеж, 30 С. 30 января 2 февраля 2012 г. Воронеж: ВГУ, 2012. С. 48—49.

- 5. Геофизическая диагностика площадей вероятного распространения загрязнения в районах действующих нефтедобывающих предприятий / М.Я. Боровский [и др.] // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. М.: ВНИИОЭНГ. 2012. № 2. С. 22–27.
- 6. Боровский М.Я. Возможности разведочной геофизики при решении геоэкологических задач / М.Я. Боровский, С.В. Шакуро, Е.Г. Фахрутдинов // Развитие геофизических методов с позиций Первой Всесоюзной геофизической конференции (1932 г.): материалы Всероссийской научно-практической конференции (22–23 ноября 2012 г.) / гл. ред. В.И. Костицын; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2012. С. 31–34.
- 7. Электроразведочные исследования по определению нефтяного загрязнения в районах нефтепромысловых сооружений / М.Я. Боровский [и др.] // Чистая вода. Казань : Сборник трудов IV Международного Конгресса «Чистая вода. Казань», Казань, 27–28 марта 2013 г. Казань : ООО «Куранты», 2013. С. 69–71.
- 8. Высокоточная гравиразведка в природоохранных целях / М.Я. Боровский [и др.] // Теория и практика нефтяной геофизики : Материалы Всеросс. науч.-прак. конф. с международным участием, посвященной 90-летию А.К. Урупова (21–22 ноября 2013 г.) / гл. ред. В.И. Костицын ; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2013. С. 60–66.
- 9. Экологические последствия процессов освоения углеводородов сланцевых толщ и геофизические методы их картирования и прогноза // М.Я. Боровский [и др.] // Нефть. Газ. Новации. 2015. № 2. С. 74—77.
- 10. Геофизическое прогнозирование природной защищенности мелкозалегающих залежей природных битумов и тяжелых нефтей / М.Я. Боровский [и др.] // Инженерная геофизика 2016. Анапа, Россия, 25–29 апреля 2016 г.
- 11. Боровский М.Я. Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, Е.Г. Фахрутдинов. Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2016. 216 с.
- 12. Ибрагимов Р.Л. Типизация геологической среды для оценки степени защищенности подземных вод нефтеперспективных регионов / Р.Л. Ибрагимов, М.Я. Боровский, Е.Г. Фахрутдинов // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 2. С. 6–9.
- 13. Леоненко М.В. Методика оценки карстоопасности территории по результатам геофизических исследований (на примере Нижегородской области) : автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.07 / Леоненко Миха-ил Васильевич. М. : ПНИИИС, 1996. 23 с.
- 14. Ляховицкий Ф.М. Инженерная геофизика / Ф.М. Ляховицкий, В.К. Хмелевской, З.Г. Ященко. М. : Недра, 1989. 252 с.
- 15. Оценка эколого-гидрогеологической ситуации при разработке месторождений сверхвязких нефтей тепловыми методами / М.Н. Мингазов [и др.] // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 2. С. 26—30.
- 16. Миннуллин Р.М. Технологические аспекты обеспечения защиты родниковых вод от техногенных факторов при нефтедобыче : автореф. дисс. ... канд. техн. наук : 03.00.16 / Миннуллин Рашит Марданович. Казань : КГТУ, 2009. 19 с.
- 17. Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы // Материалы Первой Всероссийской конференции. Казань: Изд-во КГУ, 2000. 392 с.
  - 18. Огильви А.А. Основы инженерной геофизики. М.: Недра, 1990. 501 с.
- 19. Перекалин С.О. Опыт комплексных скважинно-наземных исследований для оценки загрязнения грунтов нефтепродуктами / С.О. Перекалин, В.А. Истратов, С.И. Остапчук // Разведка и охрана недр. 2004. № 12. С. 30–33
- 20. Пируева Т.Г. Дистанционный поисковый мониторинг городских территорий и природных объектов / Т.Г. Пируева, С.А. Скловский // Разведка и охрана недр. 2006. № 5. С. 46–53.
- 21. Слепак З.М. Геофизический мониторинг при сохранении памятников архитектуры на примере Казанского Кремля. Казань: Изд-во Казанского университета, 1999. 176 с.
  - 22. Слепак З.М. Геофизика для города. М.: ЕАГО; Тверь: ГЕРС, 2007. 240 с.
- 23. Файзуллин И.Н. Охрана недр и обеспечение экологической безопасности нефтедобывающих регионов / И.Н. Файзуллин, М.Я. Боровский, Е.Г. Фахрутдинов // Нефть. Газ. Новации. 2011. № 2. С. 31–36.
- 24. Экзогенные геологические процессы на территории Среднего Поволжья / Е.Г. Фахрутдинов [и др.] // Гидрогеология и Карстоведение : межвуз. сб. науч. тр. ; Перм. гос. нац. иссл. ун-т. Пермь, 2013. Вып. 19. С. 238–246.
- 25. Хамидуллин В.В. Эффективность геофизических методов при выявлении участков загрязнения на нефтеразработках / В.В. Хамидуллин, З.Л. Доренская // Охрана и разведка недр. 2000. № 10. С. 37–40.
- 26. Харьковский К.С. Поиск и оконтуривание очагов засолонения подземных вод методами наземной электроразведки (на примере нефтедобывающих районов Республики Татарстан) : автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. наук : 04.00.06 / Харьковский Константин Станиславович. СПб. : С-ПбГГИ, 1998. 21 с.
- 27. Шакуро С.В. Применение геофизических методов при изучении техногенных линз нефтепродуктов // Разведка и охрана недр. 2005. № 8. С. 24–26.
- 28. Шакуро С.В. Геофизическая оценка площадей загрязненных нефтепродуктами на урбанизированных территориях. Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан / С.В. Шакуро, М.Я. Боровский // Труды X Междунар. симп, Казань, 1–3 декабря 2009 г. Казань : Изд-во Печатный салон Онегин, 2009. С. 202–212.
- 29. Шувалов В.М. Исследование закарстованных территорий и подземных полостей методами электроразведки : учеб. пособие по спецкурсу / В.М. Шувалов. Пермь, 1983. 92 с.
- 30. Шувалов В.М. Геофизические методы исследований и интерпретации геофизических данных. Комплексирование методов геофизики при решении задач геологии, инженерной геологии, гидрогеологии и геоэкологии : учеб. пособие / В.М. Шувалов; Перм. гос. ун-т. 2010. 160 с.
- 31. Геофизические исследования скважин эффективный инструмент мониторинга геологической среды / Г.Е. Яковлев [и др.] // Мониторинг геологической среды: активные эндогенные и экзогенные процессы: Материалы Первой Всероссийской конференции (10–15 ноября 1997 г.). Казань: Изд-во Казанск. ун-та, 2000. С. 379—382.

- 32. Боровский М.Я. Эколого-геофизическое прогнозирование поверхностных условий мест производства гидравлического разрыва пласта / М.Я. Боровский, В.И. Богатов, С.В. Шакуро // Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле Земли, интерпретация геофизических полей. Девятые научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. Материалы конференции. – Екатеринбург: ИГФ УрО РАН, 2017. – С. 88–92.
- 33. Боровский М.Я. Методические основы подготовки нефтяных месторождений к горизонтальному бурению / М.Я. Боровский, Б.В. Успенский, С.Е. Валеева // Горизонтальные скважины 2017. – Казань, Россия, 15–19 мая 2017 г.

#### References:

- 1. Borovsky M.Ya. Geoecology of the mineral resources of the Republic of Tatarstan: geophysical aspects / M.Ya. Borovskiy, N.Ch. Gaziev, D.K. Nurgaliyev; ed. by D.K. Nurgaliev. - Kazan: Ekotsentr, 1996. - 316 p.
- 2. Methodological basis of forecasting the natural protection of the subsoil according to structural gravity / M.Ya. Borovsky, [etc.] // Environment Protection in oil and gas complex. – M.: VNIIOENG. – 2011. – № 8. – P. 40–46.
- 3. Exploration Geophysics on the stages of learning hydrogeoecological situation areas of oilfield construction / M.Ya. Borovsky [etc.] // Oil industry. – 2011. – № 9. – P. 130–135.
- 4. Methods and results of complex geophysical studies of landslide massifs on the right Bank of the Volga river / M.Ya. Borovsky [etc.] // Questions of theory and practice of geological interpretation of geophysical fields: proceedings of the 39th session of the International scientific seminar named after Him. D.G. Uspenskogo, Voronezh, 30 S. on January 30 – February 2, 2012. – Voronezh: Voronezh state University, 2012. – P. 48–49.
- 5. Geophysical diagnostics of the squares of the probable spread of contamination in areas of existing oil enterprises / M.Ya. Borovsky [etc.] // Environment Protection in oil and gas complex. - M.: VNIIOENG. - 2012. - № 2. -
- 6. Borovsky M.Ya. Possibilities of exploration Geophysics in solving geoecological problems / M.Ya. Borovsky, S.V. Shakuro, E.G. Fakhrutdinov // Development of geophysical methods from the standpoint of the First all-Union geophysical conference (1932): materials of all-Russian scientific-practical conference (22-23 November 2012) / ed. V.I. Kostitsyn: Perm. state's. research. Univ. of Illinois. – Perm. 2012. – P. 31–34.
- 7. Electrical studies for determination of oil pollution in areas of oil field structures / M.Ya. Borovsky [etc.] // Clean water. Kazan: proceedings of the IV International Congress «Clean water. Kazan», Kazan, on March 27-28, 2013. -Kazan: LLC «Chimes», 2013. - P. 69-71.
- 8. High-Precision gravimetric in conservation / M.Ya. Borovsky [etc.] // Theory and practice of petroleum Geophysics : proceedings of the. science. Prak. Conf. with international participation, dedicated to the 90<sup>th</sup> anniversary of A.K. Urupov (21-22 November 2013) / chief editor V.I. Kostitsyn; Perm. state's. research. Univ. of Illinois. - Perm,
- 9. Environmental impacts of the processes of development of hydrocarbons shale strata and geophysical methods of mapping and prediction // M.Ya. Borovsky [etc.] // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – № 2. – P. 74–77.
- 10. Geophysical forecasting of natural protection of shallow deposits of natural bitumen and heavy oils / M.Ya. Borovsky [etc.] // Engineering Geophysics 2016. – Anapa, Russia, 25–29 April, 2016.
- 11. Borovsky M.Ya. Integrated geological and geophysical study of upper part of sedimentary cover / M.Ya. Borovsky, A.S. Borisov, E.G. Fakhrutdinov. - Kazan: publishing house of Kazan. Univer., 2016. - 216 p.
- 12. Ibragimov R.L. Typing of the geological environment to assess the degree of protection of underground waters of the oil-regions / R.L. Ibragimov, M.Ya. Borovsky, E.G. Fakhrutdinov // Oil. Gas. Innovations. – 2011. – № 2. – P. 6–9.
- 13. Leonenko M.V. Methods of assessment of karst danger of the territory by results of geophysical researches (by the example of the Nizhny Novgorod region): autoref. Diss. ... kand. geol.- min. Sciences: 04.00.07 / Leonenko Mikhail Vasilyevich. - M.: PNIIIS, 1996. - 23 p.
- 14. Lyakhovitsky F.M. Engineering Geophysics / F.M. Lyakhovitsky, V.K. Khmelevskaya, Z.G. Yashchenko. M.: Nedra, 1989. – 252 p.
- 15. Assessment of the ecological-hydrogeological situation in the development of ultra-viscous oil fields by thermal methods / M.N. Mingazov [etc.] // Neft. Gas. Innovations. – 2011. – № 2. – P. 26–30.
- 16. Minnullin R.M. Technological aspects of ensuring the protection of spring waters from anthropogenic factors in oil production: Avtoref. Diss. ... candidate of technical Sciences: 03.00.16 / Minnullin Rashit Mardanovich. - Kazan: KSTU, 2009. - 19 p.
- 17. Monitoring of geological environment: active endogenous and exogenous processes // Proceedings of the First all-Russian conference. – Kazan: Publishing house of KSU, 2000. – 392 p.
  - 18. Ogilvi A.A. Foundation engineering Geophysics / A.A. Ogilvy. M.: Nedra, 1990. 501 p.
- 19. Perekalin S.O. Experience of an integrated borehole-surface studies to evaluate the contamination of soils with petroleum / S.O. Perekalin, V.A. Istratov, S.I. Ostapchuk // Prospecting and protection of bowels. – 2004. – № 12. -P. 30-33.
- 20. Pirueta T.G. Remote search monitoring of urban areas and the natural environment / T.G. Pirueta, S.A. Sklovsky // Prospecting and protection of bowels. – 2006. – № 5. – P. 46–53.
- 21. Slepak Z.M. Geophysical monitoring at preservation of architectural monuments by the example of Kazan Kremlin-Kazan: Publishing house of Kazan University, 1999. – 176 p. 22. Slepak Z.M. Geophysics for the city. – M.: EAGO; Tver: GERS, 2007. – 240 p.
- 23. Faizullin I.N. Protection of natural resources and ensuring environmental safety of oil-producing regions / I.N. Faizullin, M.Ya. Borovsky, E.G. Fakhrutdinov // Oil. Gaz. Innovations. – 2011. – № 2. – P. 31–36.
- 24. Exogenous geological processes on the territory of the Middle Volga region / E.G. Fakhrutdinov [etc.] // Hydrogeology and Kartofelina: mezhvuz. Science work; Perm. state's. issl. Univ. of Illinois. - Perm. 2013. - Vol. 19. -P. 238-246.

- 25. Khamidullin V.V. Efficiency of geophysical methods in identification of areas of pollution in the oil fields / V.V. Khamidullin, Z.L. Dorensky // Security and exploration. 2000. № 10. P. 37–40.
- 26. Kharkiv K.S. Search for and delineation of lesions of salinization of groundwater ground techniques of electrical prospecting (on example of the oil-producing regions): abstract of Diss. ... PhD: 04.00.06 / Kharkov Konstantin Stanislavovich. SPb: Spbggi, 1998. 21 p.
- 27. Shakuro S.V. application of geophysical methods in the study of man-made lenses of petroleum products // Exploration and protection of subsoil. 2005. № 8. P. 24–26.
- 28. Shakuro S.V. Geophysical assessment of the areas contaminated with oil products in urban areas. Energy resource efficiency and energy saving in the Republic of Tatarstan / S.V. Shakuro, M.Ya. Borovskiy // Proceedings of X Intern. SIMP, Kazan, 1–3 December 2009. Kazan: Publishing house Print shop of Onegin, 2009. P. 202–212.
- 29. Shuvalov V.M. Study of karst areas and underground cavities by methods of electrical exploration: proc. the textbook for the course. Perm, 1983. 92 p.
- 30. Shuvalov V.M. Geophysical methods of research and interpretation of geophysical data. Integration of methods of Geophysics in solving problems of Geology, engineering Geology, hydrogeology and Geoecology: studies. the allowance / V.M. Shuvalov; Perm. state univer., 2010. 160 p.
- 31. Geophysical exploration of wells as an effective tool of monitoring of the geological environment / G.E. Yakovlev [etc.] // Monitoring of the geological environment: active endogenous and exogenous processes: proceedings of the First all-Russian conference (10–15 Nov 1997). Kazan: Izd-vo Kazansk. Univer., 2000. P. 379–382.
- 32. Borovsky M.Ya. Ecological and geophysical forecasting of surface conditions of production sites of hydraulic fracturing / M.Ya. Borovsky, V.I. Bogatov, S.V. Shakuro // Deep structure, geodynamics, thermal field of the Earth, interpretation of geophysical fields. Ninth scientific readings in memory of Y.P. Bulashevich. Conference proceedings. Yekaterinburg: IGF UB RAS, 2017/ P. 88–92.
- 33. Borovsky M.Ya., Methodical bases of preparation of oil fields for horizontal drilling / M.Ya. Borovsky, B.V. Uspensky, S.E. Valeeva // Horizontal wells 2017. Kazan, Russia, may 15–19, 2017.



УДК 550.8

# ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОЦЕНКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОРАЗРЫВА В КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТАХ: КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

# IMPROVING THE EFFECTIVENESS EVALUATION OF HYDRAULIC FRACTURING IN CARBONATE RESERVOIRS: INTEGRATION OF GEOPHYSICAL METHODS

#### Боровский Михаил Яковлевич

кандидат геолого-минералогических наук, генеральный директор, ООО «Геофизсервис» lilabor@mail.ru

#### Небрат Александр Григорьевич

кандидат геолого-минералогических наук, директор, ООО «Солитон» nebrat 2004@mail.ru

#### Богатов Владимир Ильич

ведущий геофизик ООО «Геофизсервис» vladbogatoff@gmail.com

Аннотация. Для повышения эффективности оценки результатов ГРП предлагается комплексирование геофизических методов. Целесообразно сочетание микросейсмического мониторинга с данными высокоточной гравиразведки и высокоразрешающей электроразведки. Отмечен ряд преимуществ несейсмических методов разведки. Даны рекомендации по их применению.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, фрекинг, добыча нефти и газа, прогноз техногенной трещиноватости, комплексирование геофизических методов, высокоточная гравиразведка, высокоразрешающая электроразведка.

#### **Borovskiy Mikhail Yakovlevich**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, General Director, «Geofizservis» Ltd lilabor@mail.ru

#### **Nebrat Alexandr Grigoryevich**

Candidate of Geological and Mineralogical Sciences, Director, «Soliton» Ltd nebrat\_2004@mail.ru

#### **Bogatov Vladimir Ilyich**

Leading geophysicist «Geofizservis» Ltd vladbogatoff@gmail.com

Annotation. To better assess the results of hydraulic fracturing is proposed the integration of geophysical methods. Appropriate combination of microseismic monitoring data with high-precision gravity and highresolution survey. There is an advantage of non-seismic exploration methods. Recommendations for their use.

Keywords: hydraulic fracturing, freking, oil and gas production, forecast of technogenic fracturing, complexation of geophysical methods, high-precision gravity exploration, high-resolution electrical exploration.

дной из наиболее эффективных технологий интенсификации добычи нефти в карбонатных коллекторах является гидравлический разрыв пласта с проппантом или кислотой, в зависимости от геолого-физических свойств пласта и характеристик скважинного оборудования. После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. Отсутствие информации об азимуте распространения трешины при гидроразрыве пласта осложняет оптимизацию разработки месторождений, в частности не удается определить направление потоков жидкости, вытесняющей нефть. Вследствие этого, целесообразно, выяснение причин, препятствующих запланированному росту продукции:

- 1. Выявление несоответствия дизайна ГРП фактической геометрии и размерам трещины.
- 2. Прогноз негативного сценария распространения трещины за пределы целевого коллектора, в т.ч. в область водонасыщенных горизонтов и т.д.

Поэтому весьма важной задачей является определение реальных параметров трещины или трещиноватой зоны, полученной в результате проведения гидроразрыва. Оценка размера и характера развития трещины в пласте в процессе производства ГРП с последующим обобщением таких данных по площади обеспечит прогноз техногенной трещиноватости при ГРП на последующих объектах, что позволит уменьшить непроизводительные затраты.

Важные наводящие сведения для определения влияния ГРП на продуктивность трещиноватых карбонатных отложений может дать геофизическая разведка.

Революционные изменения в электронной базе и схемотехнике, совершенствование и появление новых способов интерпретации обуславливают целесообразность широкого внедрения в геологоразведочный процесс наукоемких наиболее информативных геофизических технологий.

На практике реализуется (работы ЗАО «Градиент», пермских геофизиков и др.) микросейсмический мониторинг развития зон трещиноватости при гидроразрыве продуктивного пласта. Имеются определенные сложности при оценке результатов фрекинга. Отмечается (Дягилев Р.А., Шумилов А.В., 2016): «Моделирование уровня полезных сигналов и шумов в окрестностях скважины показывает, что зона уверенного приема (хотя бы части энергии трещины) начинается примерно на удалении 500 м от устья скважины (ближе множество поверхностных источников помех перекрывают сигнал) и заканчивается на удалении, сопоставимом с глубинной интересующего источника. Далее полезный сигнал снова скрывается за естественным фоном микросейсм». Указываются и другие трудности.

Целесообразно комплексирование геофизических методов. Существенна разработка рациональной методики оценки эффективности технологического процесса повышения нефтеотдачи пласта с помощью гидроразрыва. Предлагается образование систем трещин отслеживать комплексом методов с помощью микросейсмических исследований, высокоразрешающей электроразведки и высокоточных гравиметрических измерений. Возможности отдельных геофизических методов рассмотрены в публикациях [1–4, 6, 8, 9, 10, 12, 13] даны физико-геологические предпосылки, изложены критерии выявления интересующих проявлений диастрофизма земной коры, обсуждены технологии измерений.

Применение гравиметрической разведки и электрических методов исследований позволяет (особенно важно для изучения процессов воздействия гидроразрыва на продуктивный пласт) обеспечить [1, 3–8, 12, 13] плотную систему наблюдений в плане, в частности, соответствующую нормативным показателям съемок масштаба 1 : 10 000 – 1 : 5 000 и крупнее для предлагаемых геофизических работ и значительную детальность сведений об особенностях геологического разреза.

Преимущества высокоразрешающей электроразведки и высокоточной гравиразведки [4, 6, 8]:

- высокая разрешающая способность выявления электрических и плотностных неоднородностей:
- многократные геофизические измерения за небольшой промежуток времени: существенно для оценки результатов многостадийного гидравлического разрыва;
  - получение непрерывной информации о геологическом разрезе;
  - нескважинные, неразрушающие методы исследования геологической среды;
  - проведение изысканий на дневной поверхности.

Охват района расположения объекта плотной и равномерной сетью наблюдений, в том числе за пределы области воздействия ГРП, т.е. обеспечивается выход в «нормальное поле».

При решении вопросов определения конфигураций зон растрескивания коллекторов и окружающих пород, происходящих при закачке в пласт жидкости и пропанта под большим давлением целесообразно проведение полевых геофизических измерений в профильно-площадном варианте. Наблюдения осуществляются по прямолинейным профилям, пересекающим в крест простирания объекты прогнозирования.

Работы выполняются в два этапа [4, 6, 8]:

- а) до проведения гидроразрыва пласта регистрация фоновых геофизических полей;
- б) определение изменений геофизических полей, произошедших после проведения гидроразрыва.

На первой стадии производится геологическое истолкование полученных гравиметрических и электроразведочных материалов для корректировки траектории проходки горизонтальной скважины: наличие разломных нарушений вдоль ствола скважины существенно снижает возможности геонавигации; большое значение имеет прогнозирование зон вероятного поглощения промывочной жидкости.

На этом этапе и в последующем используются технологии, предложенные З.М. Слепаком (высокоточная гравиразведка) [12, 13] и А.Г. Небратом, В.В. Сочельниковым (высокоразрешающая электроразведка) [11].

Цель геофизических работ – диагностика состояния системы естественной и техногенной трещиноватости. Основными задачами являются локализация зон повышенной трещиноватости, определение размеров и азимутов трещин ГРП. Существенным служит формирование геологогеофизической основы для дальнейших исследований. Важно принимать во внимание негативные последствия освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья [2, 7], геофизические методы могут обеспечить прогноз, поиск и детализацию последствий антропогенного вмешательства в геологическую среду.

Современный уровень развития геофизической разведки позволяет [1, 3, 5, 9, 10, 11–13] решать сложные проблемы нефтегеологической направленности.

#### Литература:

- 1. Боровский М.Я. Использование высокоточной гравиразведки существенный фактор оптимизации заключительных этапов освоения нефтяных месторождений // Опыт развед. и разраб. Ромашкинского и др. крупн. нефт. м-ний Волго-Камского региона. Казань: Новое Знание, 1998. С. 145—147.
- 2. Боровский М.Я., Газеев Н.Х., Нургалиев Д.К. Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты / под ред. Д.К. Нургалиева. Казань : Экоцентр, 1996. 316 с.
- 3. Боровский М.Я., Либерман В.Б. Геолого-геофизическая подготовка нефтяных месторождений к горизонтальному бурению // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: Тез. докл. научн.-практич. конфер., посвященной 10-летию Академии наук Республики Татарстан. Казань, 2001. С. 65–66.
- 4. Боровский М.Я., Небрат А.Г., Богатов В.И. Выделение высокоразрешающей электроразведкой зон растрескивания коллекторов, в карбонатных отложениях, полученных в процессе гидроразрыва пласта // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений. Сборник докладов межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть. Карабаш, 6–7 августа 2015 г. Альметьевск : ПАО «Татнефть», 2015. С. 200–206.
- 5. Боровский М.Я., Успенский Б.В., Валеева С.Е. Методические основы подготовки нефтяных месторождений к горизонтальному бурению // Горизонтальные скважины 2017. Казань, Россия, 15—19 мая 2017 г.
- 6. Боровский М.Я., Небрат А.Г., Богатов В.И. Повышение эффективности оценки результатов гидороразрыва в карбонатных пластах: высокоразрешающая электроразведка // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Слово», 2017. С. 143–147.
- 7. Боровский М.Я., Борисов А.С., Фахрутдинов Е.Г. Комплексное геолого-геофизическое изучение верхней части осадочного чехла. Казань : Изд-во Казан. Ун-т, 2016. 216 с.
- 8. Боровский М.Я., Богатов В.И. Высокоточная гравиразведка при сопровождении процессов гидроразрыва продуктивного пласта // Теория и практика разведочной и промысловой геофизики : Материалы Междунар. науч.-прак. конф., посвященной 85-летию Первой Всесоюзной геофизической конференции (г. Пермь, 23–24 ноября 2017 г.) / гл. ред. В.И. Костицын ; Перм. гос. нац. исслед. ун-т. Пермь, 2017. С. 42–47.
- 9. Дягилев Р.А., Шумилов А.В. Микросейсмический мониторинг развития зон трещиноватости при гидроразрыве пласта // XXII научно-практическая конференция «Новые геофизическая техника и технологии для решения задач нефтегазовых и сервисных компаний». Тезисы докладов конференции в рамках XXIV Международной специализированной выставки «Газ. Нефть. Технологии 2016». Уфа: Изд-во ООО «Новтек Бизнес», 2016. С. 97–100.
- 10. Мониторинг ГРП: почему бы не гравиметрия? / А.М. Лобанов [и др.] // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей : Материалы 44-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Москва, 23–27 января 2017 г. М. : ИФЗ РАН, 2017. С. 229–231.
- 11. Небрат А.Г., Сочельников В.В. Электроразведка методом становления поля для поляризующихся сред // Геофизика. 1998. № 6. С. 27–30.
- 12. Слепак З.М. Гравиразведка. Новые технологии прогнозирования нефтяных месторождений. Казань : Изд-во Казанского университета, 2015, 168 с.
- 13. Слепак З.М. Геолого—геофизические исследования при решении задач нефтяной геологии с целью повышения результативности бурения горизонтальных скважин // Горизонтальные скважины 2017. Казань, Россия, 15–19 мая 2017 г.

# References:

- 1. Borovskiy M.Ya. Using high-precision gravity is a significant factor in optimizing the final stages of development of oil deposits // Experience of investigation and development of Romashkinskoye oil deposits of the Volga-Kama region. Kazan: New Knowledge, 1998. P. 145–147.
- 2. Borovskiy M.Ya., Guzeev N.X., Nurgaliev D.K. Geoecology of the mineral resources of the Republic of Tatarstan: geophysical aspects / ed. by D.K. Nurgaliev. Kazan: Ekotsentr, 1996. 316 p.
- 3. Borovskiy M.Ya., Liberman V.B. Geological and geophysical training for the oil fields to horizontal drilling // Actual problems of identifying and fulfilling the potential of horizontal oil recovery technologies: proc. Dokl. scientific.practical. confer. dedicated to the 10<sup>th</sup> anniversary of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan. Kazan, 2001. P. 65–66.
- 4. Borovskiy M.Ya., Nebrat A.G., Bogatov V.I. Accordance with the Allocation of prospecting areas of cracking reservoirs, in carbonate sediments, obtained in the process of hydraulic fracturing // Prospects of increasing the resource base producing fields, including of domanik formations. Collection of reports of interregional scientific and practical conference dedicated to the 70<sup>th</sup> anniversary of «Leninogorskneft. Karabash, August 6–7, 2015. Almetyevsk: PJSC «Tatneft», 2015. P. 200–206.
- 5. Borovskiy M.Ya., Uspenskiy B.V., Valeeva E.S. Methodical bases of preparation of oil deposits by horizontal drilling / Horizontal wells 2017. Kazan, Russia, may 15–19, 2017.
- 6. Borovsky M.Ya., Nebrat A.G., Bogatov V.I. Improving the efficiency of the assessment of the results of hydraulic fracturing in carbonate reservoirs: high-resolution electrical exploration // Horizontal wells and hydraulic fracturing in improving the efficiency of oil field development: Proceedings of the scientific-practical conference. Kazan: publishing House «Word», 2017. P. 143–147.

- 7. Borovskiy M.Ya., Borisov S.A. Fakhrutdinov eg Integrated geological and geophysical study of upper part of sedimentary cover. Kazan: publishing house of Kazan. Un-t, 2016. 216 p.
- 8. Borovsky M.Ya., Bogatov V.I. High-Precision gravity prospecting accompanied by the processes of hydraulic fracturing of the productive formation // Theory and practice of exploration and field Geophysics: materials mezhdunar. science.-prak. conf. dedicated to the 85<sup>th</sup> anniversary of the first all-Union geophysical conference (Perm, November 23–24, 2017) / editor-in-chief V.I. Kostitsyn; Perm. state's. research. Univ. of Illinois. Perm, 2017. P. 42–47.
- 9. Dyagilev R.A., Shumilov A.V. Microseismic monitoring of the development of fracture zones during hydraulic fracturing // XXII scientific-practical conference «New geophysical techniques and technologies for solving problems of oil and gas and service companies»: Abstracts of the conference in the framework of the XXIV International specialized exhibition «Gas. Oil. Technologies 2016». Ufa: Izd-vo «Novtek Business», 2016. P. 97–100.
- 10. The Monitoring of hydraulic fracturing: why not gravity? / A.M. Lobanov [etc.] // Questions of the theory and practice of geological interpretation of geophysical fields: Proceedings of the 44<sup>th</sup> session of the international seminar. D.G. Uspensky, Moscow, January 23 27, 2017. M.: IFZ RAS, 2017. P. 229–231.
- 11. Nebrat A.G., Sochelnikov V.V. Geoelectric Prospecting method of formation field for polarizing environments // Geophysics. 1998. № 6. P. 27–30.
- 12. Slepak Z.M. Gravimetric. The new technology of forecasting oil deposits. Kazan : Publishing house of Kazan University, 2015. 168 p.
- 13. Slepak Z.M. Geological and geophysical studies in solving the problems of oil Geology in order to improve the efficiency of horizontal wells drilling // Horizontal wells 2017. Kazan, Russia, may 15–19, 2017.

УДК 553.984

# ВОДОНОСНЫЕ ГОРИЗОНТЫ ПЕРМСКИХ ЗАЛЕЖЕЙ ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ ЮЖНО-ТАТАРСКОГО СВОДА

# AQUIFEROUS HORIZONS OF PERMIAN DEPOSITS OF NATURAL BITUMEN FROM THE SOUTH TATAR ARCH

#### Вафин Рустем Фердинантович

старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа, Казанский (Приволжский) федеральный университет varus13@mail.ru

#### Хазиев Радмир Римович

научный сотрудник. Институт проблем экологии и недропользования Академии наук Республики Татарстан radmir361@mail.ru

Аннотация. В работе приведены результаты гидрогеологических исследований водоносных горизонтов пермских залежей природных битумов в пределах Южно-Татарского свода (по группе месторождений). Выделено шесть водоносных горизонтов, оценены их основные гидрогеологические и гидрогеохимические параметры.

Ключевые слова: природные битумы, водоносный горизонт, подземные воды, пробная откачка, минерализация.

#### Vafin Rustem Ferdinantovich

Senior Lecturer, Department of Petroleum Geology, Kazan (Volga) Federal University, varus13@mail.ru

#### Khaziev Radmir Rimovich

Research Associate, Institute of environmental problems and subsurface use Academies of sciences of the Republic of Tatarstan radmir361@mail.ru

Annotation. The results of hydrogeological studies of the aquifers of the permian deposits of natural bitumen within the boundaries of the South Tatar arch (according to the group of deposits) are presented. Six aquifers have been identified, their main hydrogeological and hydrogeochemical parameters have been estimated.

Keywords: natural bitumen, groundwater, test pumping, mineralization.

а сегодняшний день одной из основных проблем топливно-энергетического комплекса Республики Татарстан (РТ) является освоение альтернативных источников углеводородного сырья, в первую очередь – природных битумов (ПБ).

ПБ – продукты гипергенных изменений нефти, обладающие аномально высокой вязкостью, широко развиты в пермских отложениях РТ. В настоящее время на территории РТ выявлено свыше 450 залежей и проявлений ПБ с суммарными запасами по разным оценкам до 4,7 млрд тонн [2, 4, 5, 7].

Вовлечение в разработку месторождений ПБ – сложная, многогранная задача, решение которой затрагивает технологические, экономические и другие аспекты. Высокая вязкость ПБ не позволяет добывать их традиционными методами. Проведенные в РТ исследования и опытнопромышленные работы (ОПР) [6] показали перспективность и рентабельность разработки залежей битумоносных пород тепловыми методами, применение которых подразумевает использование большого количества воды, поэтому для более эффективного извлечения ПБ необходимо изучать подземные воды (ПВ) месторождений, которые в отличие от вод нефтяных месторождений карбона и девона, представляющих собой однотипные хлоридно-натриевые рассолы (хлор-кальциевый тип по В.А. Сулину) [1, 7] с общей минерализацией до 200-260 г/л, более разнообразны по составу и мине-

В данной работе обобщены результаты гидрогеологических исследований водоносных горизонтов пермских залежей ПБ в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) (по группе месторождений) и дана их гидродинамическая и гидрохимическая характеристика.

Ниже приводится характеристика основных водоносных горизонтов (ВГ).

Нижнеуржумский карбонатно-терригенный ВГ имеет повсеместное распространение в пределах ЮТС. Наиболее проницаемыми являются мелкокристаллические известняки. Для изучения водообильности и состава воды из интервала 10,7-20,6 м проведена опытная откачка, с понижением уровня до 2,3 м, суточный дебит при этом составил 112,3 м<sup>3</sup>/сут. (рис. 1,а, табл. 1). ПВ являются напорными, вода без вкуса, цвета и запаха хлор-магниевого типа [3].

Верхнеказанский (поволжский) карбонатно-терригенный ВГ развит повсеместно в пределах ЮТС. Водовмещающими породами являются мелкозернистые песчаники и глинистые известняки верхнеуслонско-морквашинской толщи. При проведении опытной откачки из интервала 44,2-60,0 м при понижении уровня воды на 1,7 м получен дебит 82 м<sup>3</sup>/сут., коэффициент водопроводимости составил 53,6  $\text{m}^2$ /сут. (рис. 1,6, табл. 1). Вода без вкуса, запаха и цвета хлор-магниевого типа. Питание

ВГ происходит за счет атмосферных осадков и перетоков из выше- и нижележащих горизонтов, разгрузка – в виде родников.

**Верхнеказанский (поволжский) карбонатно-терригенный ВГ** залегает на глубинах от 112,0 до 120,0 м. ПВ приурочены к мелкозернистым песчаникам пачки «ядреный камень» (приказанско-печищенские отложения) толщиной до 2 м. Воды являются порово- и трещинно-пластовыми. Из ВГ получены притоки воды суточным дебитом 72,6 м³/сут при понижении уровня на 6 м, коэффициент водопроводимости составил 6 м²/сут. (рис. 1,в, табл. 1). Полученная вода без вкуса, цвета и запаха сульфатно-натриевого типа. Питание ВГ осуществляется за счет атмосферных осадков и перетоков из выше- и нижележащих горизонтов.

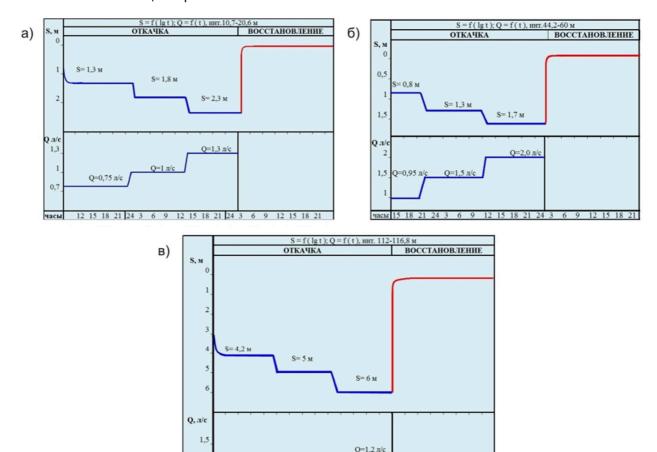


Рисунок 1 — Результаты трехрежимной опытной откачки воды из интервалов: а) 10,7–20,6 м нижнеуржумского карбонатно-терригенного ВГ; б) 44,2–60 м верхнеказанского карбонатно-терригенного ВГ; в) 112–116,8 м верхнеказанского карбонатно-терригенного ВГ

9 12 15 18 21 24 3 6 9 12 15 18 21 24 3 6 9 12 15 18 21

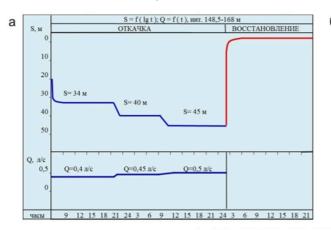
О=0.8 л/с

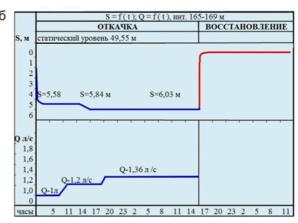
**Нижнеказанский (сокский) терризенный ВГ** выделяется повсеместно в пределах ЮТС. Водовмещающими породами являются: мелкокристаллические известняки и песчаники (камышлинскобарбашинские отложения) толщиной 2,5–4,0 м, залегающие на глубинах 141,0–169,0 м. По условиям циркуляции и насыщения воды трещинно-пластовые и порово-пластовые, напорные. По результатам опытной откачки из интервала 148,5–168,0 м при понижении уровня воды до 45 м дебит воды составил 92 м³/сут. (рис. 2,а, табл. 1). Вода без цвета и запаха, сульфатно-натриевого типа. Питание ВГ осуществляется за счет атмосферных осадков и перетоков с выше- и нижележащих горизонтов.

**Нижнеказанский (сокский) терригенно-карбонатный ВГ.** Пластовые воды вскрыты на глубине от 165,5 до 169,5 м. Они приурочены к глинистым известнякам толщиной 1–2 м. Воды порово- и трещинно-поровые. Вода без вкуса, цвета и запаха сульфатно-натриевого типа. Суточный дебит при понижении уровня воды до отметки 6 м составил 117,5 м³/сут., коэффициент водопроводимости – 7,8 м²/сут. (рис. 2,6, табл. 1)

Уфимский (шешминский) терригенный ВГ приурочен к песчаникам глинисто-песчаной толщи шешминского горизонта. Водовмещающими породами являются мелкозернистые битумонасыщенные песчаники. Воды порово- и трещинно-пластовые. ПВ шешминского ВГ вследствие перекрывающего их мощного водоупора «лингуловые глины» байтуганского горизонта, являются напорными. По данным опытной откачки, проведенной в скважине в интервале 181,0-191,0 м, суточный дебит составил 34,6 м $^3$ /сут, коэффициент водопроводимости 2 м $^2$ /сут. при понижении уровня воды до 39 м. (рис. 2,8, табл. 1).

Полученная вода с запахом сероводорода и нефтепродуктов, с обильной примесью частиц нефти, солоноватая на вкус, опалесцирующая. Тип воды сульфатно-натриевые и гидрокарбонатно-натриевый. Питание и разгрузка водоносных горизонтов комплекса происходит за счет перетоков из выше- и нижележащих горизонтов.





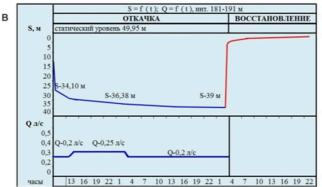


Рисунок 2 — Результаты трехрежимной опытной откачки воды из интервалов: а) 148,5–168 м нижнеказанского терригенного ВГ; б) 165–169 м нижнеказанского терригенно-карбонатного ВГ; в) 181–191 м уфимского терригенного ВГ

Результаты и расчеты дебита, коэффициента водопроводимости, минерализации по данным трехрежимной опытной откачки по ВГ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты трехрежимной опытной откачки по водоносным горизонтам

*вг	I режим		II режим		III режим		Q,	Коэфф.	Минера-
	пон. уровня, м	Q, л/с	пон. уровня, м	Q, л/с	пон. уровня, м	Q, л/с	м <sup>3</sup> /сут	водопров. м³/сут	лизация, г/дм <sup>з</sup>
1	1,3	0,75	1,8	1	2,3	1,3	112,3	32	0,99
2	0,8	0,95	1,3	1,5	1,7	2	82	53,6	2,19
3	4,2	0,8	5	1	6	1,2	72,6	6	0,83
4	34	0,4	40	0,45	45	0,5	н,д,	н,д,	2,92
5	5,58	1	5,84	1,2	6,03	1,36	117,5	7,8	1,92
6	34,1	0,2	36,38	0,25	39	0,5	34,6	2	5,57

ВГ – Водоносные горизонты: 1 – нижнеуржумский карбонатно-терригенный, 2 и 3 – верхнеказанский карбонатно-терригенный, 4 – нижнеказанский терригенный, 5 – нижнеказанский терригенно-карбонатный; 6 – уфимский терригенный; н.д. – нет данных

При проведении опытных откачек из скважин отбирались пробы воды для определения в лабораторных условиях количественного содержания нитрат-иона, йода, бора, брома, железа, а также рН и коррозионная активность водной среды (табл. 2).

Таблица 2 – Результаты лабораторных исследований подземных вод

Показа-	рН	нитрат-ион,	йод,	бор,	бром,	железо,	коррозионная
тель		мг/дм³	мг/дм <sup>з</sup>	мг/дм <sup>з</sup>	мг/дм <sup>з</sup>	мг/дм <sup>3</sup>	активность, г/м <sup>2</sup> час
Значение	6,45-8,31	0,29-0,66	1,27-13,9	2,7-9,2	1,03-16,8	21,33	1,21-1,91

Таким образом, ПВ залежей ПБ характеризуются неоднородными гидрохимическими и гидрогеологическими условиями, воды преимущественно соленые и рассольные хлор-магниевого, сульфатно-натриевого и гидрокарбонатно-натриевого типов, содержащие в себе бор, бром, йод и нитраты. Также, в воде отмечается присутствие сероводорода в высоких концентрациях, что ряд исследователей [1, 7] связывает это с разрушением залежей в присутствии сульфатных вод. Вследствие повышенной минерализации для хозяйственно-питьевого водоснабжения воды рассмотренных ВГ непригодны, но результаты опытных откачек (по величине притока и коэффициенту водопроводимости) позволяют говорить о том, что воды могут быть использованы при разработке месторождений ПБ тепловыми методами, отсутствие в водах механических примесей и низкие значения коррозионной активности будут способствовать долгосрочной работе эксплуатационных скважин.

#### Литература:

- 1. Анисимов Б.В. Подземные воды пермских битумных месторождений Республики Татарстан. Пермские отложения Республики Татарстан / Б.В. Анисимов, Р.Л. Ибрагимов, Ф.С. Гилязова // Материалы республиканской пермской геологической конференции. Казань : «Экоцентр», 1996. С. 236–241.
- 2. Типы залежей СВН и ПБ и основные принципы их моделирования / Ю.М. Арефьев [и др.] // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений : материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. Казань : «Ихлас», 2016. Т. 1. С. 250—251.
- 3. Беляев Е.В. Бурение разведочных скважин на природные битумы / Е.В. Беляев, А.Н. Имамеев : научной отчет тематической партии «Татарстангеология». Казань, 2004. Книга 1. 226 с.
- 4. Нефтегазоносность республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Р.Х. Муслимов [и др.]. Казань : «Фэн», 2007. Т. 1. 316 с.
- 5. Фациальная характеристика шешминских битуминозных отложений / Н.Г. Нургалиева [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2016. № 4. С. 72–75.
- 6. Успенский Б.В. Характеристики коллекторских свойств пород ашальчинской пачки и их зависимость от условий формирования / Б.В. Успенский, Р.Ф. Вафин, В.П. Морозов // Нефтяное хозяйство. 2016. № 7. С. 69—71.
- 7. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Р.С. Хисамов [ и др.]. Казань : «ФЭН», 2007. 295 с.

#### References:

- 1. Anisimov B.V. Underground waters of perm bitumen deposits of the Republic of Tatarstan. Permian deposits of the Republic of Tatarstan / B.V. Anisimov, R.L. Ibragimov, F.S. Gilyazova // Materials of the Republican Perm Geological Conference. Kazan: «Ecocenter», 1996. P. 236–241.
- 2. Types of deposits of SVO and NB and the basic principles of their modeling / Yu.M. Arefiev [etc.] // Innovations in the exploration and development of oil and gas fields: materials of the International Scientific and Practical Conference dedicated to the 100th anniversary of the birth of V.D. Shashina. Kazan: Ikhlas, 2016. V. 1. P. 250–251.
- 3. Belyaev E.V. Drilling of exploratory wells for natural bitumen / E.V. Belyaev, A.N. Imameyev: a scientific report of the thematic party «Tatarstangeology». Kazan, 2004. Book 1. 226 p.
- 4. Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil deposits / R.Kh. Muslimov [etc.]. Kazan : «Fan», 2007. V. 1. 316 p.
- 5. Facies Characteristics of Sheshmin Bituminous Deposits / N.G. Nurgalieva [etc.] // Oil Industry. 2016. № 4. P. 72–75.
- 6. Uspensky B.V. Characteristics of reservoir properties Ashalchinskoye member and their dependence on conditions of forming / B.V. Uspensky, R.F. Vafin, V.P. Morozov // Oil Industry. 2016. № 7. P. 69–71.
- 7. Geology and development of deposits of natural bitumen of the Republic of Tatarstan / R.S. Khisamov [etc.]. Kazan : «Fan», 2007. 295 p.

УДК 553.982

# АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В КАЗАНСКОМ ЯРУСЕ СРЕДНЕЙ ПЕРМИ В СВЯЗИ С ИХ НЕФТЕГАЗОНОСТНОСТЬЮ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

## THE ANALYSIS OF A CONDITION OF PROSPECTING WORKS IN THE KAZAN TIER OF CENTRAL PERM IN CONNECTION WITH THEIR OIL-AND-GAS CONTENT IN THE TERRITORY OF THE REPUBLIC OF TATARSTAN

#### Волков Юрий Васильевич

кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Казанский (Приволжский) федеральный университет lyvolkoff@yandex.ru

#### Мударисова Раушания Айдаровна

ассистент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Казанский (Приволжский) федеральный университет rayshania@mail.ru

**Аннотация.** В данной статье представлен краткий обзор распределения природных битумов в отложениях казанского яруса. Природные битумы, сконцентрированные в пермских отложениях РТ, залегают на небольших глубинах и представляют собой тяжелые, высоковязкие гипергенно преобразованные нефти. В тектоническом отношении область максимального казанского битумопроявления приурочена к Мелекесской впадине и прилегающему склону Южно-Татарского свода.

**Ключевые слова:** слова: месторождение, природные битумы, казанские отложения.

#### Volkov Yuriy Vasilevich

Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor of the Department of Geology of Oil and Gas, Kazan Federal University Iyvolkoff@yandex.ru

#### Mudarisova Raushaniya Aidarovna

Assistant of the Department of Geology of Oil and Gas, Kazan Federal University rayshania@mail.ru

Annotation. This article provides a brief overview of the distribution of bitumens in the deposits of the Kazanian stage. Bitumen, concentrated in the Permian deposits of the Republic of Tatarstan, lie at shallow depths and represent heavy, highly viscous hypergenically transformed oil. In tectonic terms, the area of the Kazan bituminization is confined to the Melekess depression and the adjoining slope of the South Tatar arch.

**Keywords:** deposit, bitumen, Kazan deposits.

изучение битуминозности пермских отложений занимает особое место в истории освоения нефтяных месторождений РТ. Открытию промышленных залежей нефти и газа предшествовал почти двухсотлетний период исследования поверхностных проявлений битумов.

В истории битуморазведки на территории Татарстана можно выделить четыре условных этапа. Первый этап, с начала XVIII века до 1937 года, связан с общегеологическим изучением поверхностных битумопроявлений.

Второй этап, с 1938 до 1960 года, связан с широким применением в практике геологопоисковых работ структурного (крелиусного) бурения.

Третий – с 1961 до 1986 года. Период характеризуется целенаправленным поиском битумов. До 1970 года территория Татарстана была покрыта неравномерной сетью структурных скважин. Данные скважины не давали полной информации, поскольку в битуминозных пластах керн не отбирался.

После 1970 года была реализации программы изучения пермских битумов на площадях структурного бурения: бурение скважин проводилось по плотной сетке (500 x 700 и 700 х 1200 м) с целенаправленным отбором керна (до 25 %), проведением полного комплекса ГИС, испытанием на приток, изучением добывных возможностей и гидродинамических параметров пластов.

В оценке реальных условий залегания битумов и их ресурсов из-за неоднозначности интерпретации фактического материала обозначились два диаметрально противоположных подхода.

Сторонники первого подхода (И.М. Акишев и группа сотрудников ТатНИПИнефть) основывались на представлениях о сплошном развитии битуминозности в казанском и других комплексах перми. Второй подход в изучении битуминозности (Троепольский и др.) развивал ранее высказанные представления о наличии в пермских отложениях локальных скоплений битумов и базировался на анализе новых данных о строении и пространственных взаимоотношениях битумовмещающих комплексов.

Четвертый этап, с 1987 года до настоящего времени, связан с ревизией сырьевой базы природных битумов и постановкой новых тематических работ с целью более обоснованной оценки ресурсов битумов.

Анализ структурного бурения показал, что битуминозные территории неоднородные. Выделяют рассеянные ареалы распределения большого количества мелких залежей, окруженных плотным фоном различных по интенсивности битумопроявлений. На ряде участков при наличии благоприятных предпосылок (коллектор, покрышки, положительные структурные формы и др.) наблюдается локализация битумов в более крупные залежи (месторождения) и их ассоциации.

Для обозначения крупных площадей размещения битумов вводится понятие «битуминозный ареал», который представляет собой территорию со следами миграции углеводородов накопления и гипергенного разрушения скоплений битумов.

В пределах территории Татарстана может быть выделено три битуминозных ареала: Восточный, Центральный и Западный.

Восточный ареал в тектоническом отношении приурочен к юго-восточному и восточному склонам Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов. Территория его распространения ограничена развитием региональной покрышки кунгурского возраста. Основная битуминозность здесь связана с нижнепермским карбонатным комплексом.

Центральный битуминозный ареал соответствует крупному полюсу битумонакопления, расположенном на восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне Южно-Татарского свода. Главная особенность вертикального распределения битумов – в значительном увеличении этажа битуминозности, который включает все четыре комплекса перми: нижнепермский уфимский, нижнеказанский и верхнеказанский.

Западный битуминозный ареал приурочен к западному борту Мелекесской впадины. Его восточную границу очерчивает линия выклинивания «лингуловых глин» казанского возраста. Вертикальное распределение битумов характерно тем, что они найдены в основном в отложениях верхнеказанского комплекса.

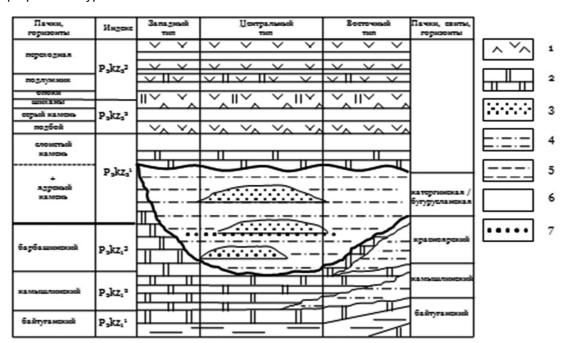
Внутри битуминозных ареалов различают несколько категорий концентрации битумов: битуминозные зоны, месторождения, залежи и локальные скопления природных битумов. [1]

Ассоциации смежных битумоскоплений в различных горизонтах казанского яруса расположены, в основном, по восточному борту Мелекесской впадины.

Казанские отложения – это мощная толща (более 100 метров) карбонатных и терригенных горных пород с прослоями и включениями сульфатов (рис. 1).

Наблюдается ритмичность чередования различных типов пород, отражающаяся периодически повторяющейся трансгрессией и регрессией бассейна, сменой мелководных отложений более глубоководными. [2]

Месторождения битумов в отложениях казанского яруса обычно представляют собой совокупность залежей, приуроченных к терригенным и карбонатным коллекторам, залегающим на разных стратиграфических уровнях.



**Рисунок 1** – Литолого-стратиграфическая разрез казанских отложений Республики Татарстан (Эллерн, 1984 г.) Условные обозначения пород, слагающие казанские отложения: 1 – сульфатные; 2 – карбонатыные;

3 – песчанистые; 4 – глинисто-алевритистые; 5 – глинистые («лингуловые глины»); 6 – слабопроницаемые; 7 – граница между нижним и верхним подъярусами, примаемыая геологами ПО «ТН» (Богов, Петров)

Типичным представителем является **Узеевское месторождение**. В его состав входят залежи камышлинского, барбашинского горизонтов и серий «ядреный камень» и «слоистый камень». К числу других условий для выделения месторождений относятся: оконтуренность залежей, наличие однозначных представлений о характере распространения битуминозных – пластов, данные о продуктивности скважин, набор лабораторных анализов керна для обоснования категорий запасов (C1+C2), приуроченность не менее половины запасов к площади залежей, ограниченных изопахитой 5 м (необязательный признак) и др.

**Пионерское месторождение.** Ввиду близкого расположения к Узеевскому месторождению, разрезы месторождений идентичны. Наиболее интенсивные битумопровления приурочены к нерасчленяемой толще отложений серий «Слоистый камень», «ядреный камень» верхнеказанского и барбашинского горизонта нижнеказанского подъруса. [3]

К отложениям казанского яруса приурочено два битуминозных комплекса.

Нижнеказанский терригенно-битуминозный комплекс. Фациальная обстановка осадконакопления предопределила дифференцированный характер распределения битумов в нижнеказанских отложениях. В Камышлинском горизонте благоприятные пласты-коллектора связаны с литофациями органогенно-обломочных и оолитовых карбонатных пород. Площади их распространения приурочены к погруженной части восточного борта Мелекесской впадины. В границы этих литофаций входит Арбузовско-Мерезеньская зона, отличающаяся высокой концентрацией битумов.

Внутри зоны наглядно проявляется зависимость между интенсивностью битумопроявлений и положительным структурным планом. Участки с хорошо насыщенными пластами (толщиной 2 и более метров) связаны с локальными поднятиями, осложняющими валы и структурные террасы (Горское, Мерезеньское, Аксубаевское, Арбузовское, Узеевское, Аделяковское и друг). Другие литофации характеризуются отсутствием выдержанных коллекторов и незначительной битуминозностью.

В Барбашинском горизонте битумопроявления распространены значительно шире чем в подстилающих отложениях. Однако, неравномерное развитие пород-коллекторов наложило определенный отпечаток на распределение битуминозности. По масштабам концентрации битумов в этом горизонте территория Мелекесской впадины неравнозначна. В направлении с востока на запад можно выделить три основных зоны концентрации битумов: восточную или Арбузовско-Мерезеньскую, центральную и западную. Интенсивность битумопроявлений уменьшается в западном направлении. Основная масса битумоскоплений связана с песчаными коллекторами восточной зоны. Многие залежи отличаются небольшими размерами из-за сложного строения вмещающих пород. В пределах центральной зоны развита литофация карбонатных пород. Наиболее интенсивные битумопроявления сосредоточены в районе Аканского поднятия. На остальной территории значительных концентраций битумов не обнаружено. В границах западной зоны установлены довольно многочисленные, но в целом мелкомасштабные проявления битумов, что объясняется неоднородностью и локальным развитием карбонатных коллекторов, частичным размывом осадков и неблагоприятными генетическими предпосылками.

Верхнеказанский комплекс представляет собой исключительно сложный, фациально изменчивый многопластовый резервуар, разделенный экранирующей сульфатной пачкой серии «подбой» на две части: нижнюю (нижний битуминозный горизонт) и верхнюю (средний и верхний битуминозные горизонты). Литологический состав пород характеризуется непостоянством и закономерно изменяется в широтном направлении. Пространственное распределение битумов контролируется типами литофаций. Установлена приуроченность наиболее интенсивных битумопроявлений к центральной литофациальной зоне, представленной морскими терригенно-карбонатными и карбонатнотерригенными отложениями.

Повышенная концентрация битумов отмечается на восточном борту Мелекесской впадины. Она обусловлена наличием мелких литофаций с хорошо выраженным распределением пластов-коллекторов и покрышек и благоприятным соотношением их с положительными структурными формами различных битуминозных горизонтов. Указанные литофации контролируют распределение битумов в трех горизонтах верхней казани. Совмещенные площади их распространения в плане совпадают с фрагментами ранее выделенной Арбузовско-Мерезеньской зоны в нижнеказанском комплексе. Наиболее значительна по концентрации битумов литофация песчаных пород серии «ядреный камень». Достаточно широким развитием пользуются битумопроявления в кавернозных и трещиноватых доломитах, песчаниках и алевролитах серии «слоистый камень». В среднем и верхнем битуминозных горизонтах интенсивность битумопроявлений заметно снижается. Это связано с ухудшением состава вмещающих пород за счет неравномерного распределения коллекторов, отсутствия достаточно выраженных покрышек и т.д.

На западном борту Мелекесской впадины и в ее центральной части стратиграфический диапазон битумопроявлений в отложениях верхнеказанского комплекса уменьшается. Битумы имеют неравномерное площадное распространение и приурочены, главным образом, к нижнему, а на отдельных участках — к среднему горизонтам. Литофациальный анализ выявил территории, охваченные глубоким предтатарским или преднеогеновым размывами, где эти отложения частично или полностью лишены пород-коллекторов. В этих случаях битумы занимают более узкие интервалы разреза или полностью отсутствуют. Таким образом, прерывистое залегание пород-коллекторов является одной из причин рассеянного характера битуминозности на западе региона. [1]

Разнообразные исследования, приведенные в прошлые годы, не привели к полному раскрытию закономерностей размещения битумов и согласованным выводам о величине их ресурсов. В течение длительного периода поисково-разведочные работы проводились без четких представлений о реальных условиях залегания природных битумов, что влекло за собой необоснованные оценки перспектив битуминозности. Авторы предлагают провести реконструкцию палеогеографической и палеотектонической обстановки в казанском времени для более полного изучения условий формирования залежей природных битумов.

#### Литература:

- 1. Войтович Е.Д. Пермские битумы. Отчет ТГРУ ОАО «Татнефть». Казань, 1997. 198 с.
- 2. Троепольский В.И., Лебедев Н.П. Продуктивные битуминозные толщи пермских отложений Мелекеесской впадины и Татарского свода. К.: Казанский университет, 1982. 104 с.
- 3. Виноходова Г.В., Эллерн С.С. О строении нижней части казанского яруса востока Мелекесской впадины и особенности распределения битумов. В сборнике : Геология и геохимия нефтей и природных битумов. К. : Казанский университет, 1985. С. 8–24.

#### References:

- 1. Voitovich E.D. Permian bitumen. Report of the TGRU of «TATNEFT». Kazan, 1997. 198 p.
- 2. Troepolsky V.I., Lebedev N.P. Productive bituminous strata of the Permian deposits of the Melekes depression and the Tatar arch. K. : Kazan University, 1982. 104 p.
- 3. Vinokhodova G.V., Ellern S.S. On the structure of the lower part of the Kazanian stage of the east of the Melekess depression and the distribution of bitumens. In the collection: Geology and geochemistry of oils and natural bitumen. Kazan: Kazan University, 1985. P. 8–24.

УДК 553.982

# ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА СТАДИИ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

## THERMODYNAMIC RESEARCH OF HEAVY OIL DEPOSITS AT THE EXPLORATION STAGE

#### Волков Юрий Васильевич

кандидат геолого-минералогических наук, доцент, доцент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Казанский (Приволжский) федеральный университет lyvolkoff@yandex.ru

#### Мударисова Раушания Айдаровна

ассистент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Казанский (Приволжский) федеральный университет rayshania@mail.ru

**Аннотация.** Опробование и исследование скважин на месторождениях сверхвязких нефтей зоны гипергенеза делают неприемлемыми традиционные подходы к оценке количества и качества продуктивных объектов. В настоящей статье изложена последовательность выполняемых работ, необходимых для оценки запасов на стадии поисково-разведочных работ, являющихся обязательными по требованиям ФБУ ГКЗ Роснедр.

**Ключевые слова:** месторождения, сверхвязкие нефти, зона гипергенеза, паротепловая обработка, продуктивные пласты, технология, производство, оценка запасов.

#### Volkov Yuriy Vasilevich

Candidate of Geology and Mineralogy, Associate Professor of the Department of Geology of Oil and Gas, Kazan Federal University lyvolkoff@yandex.ru

#### Mudarisova Raushaniya Aidarovna

Assistant of the Department of Geology of Oil and Gas, Kazan Federal University rayshania@mail.ru

Annotation. The testing and investigation of wells in hypergenesis zone heavy oil deposit make unacceptable traditional approaches to assess the quantity and quality of productive facilities. This article presents a sequence of required works for reserves assessment at the stage of exploration, are mandatory requirements for the Federal State Institution «State Commission on Mineral Reserves».

**Keywords:** deposit, heavy oil, hypergenesis zone, steam-heat treatment, reservoirs, technology, production, reserves assessment.

уществующая в нефтяной промышленности стадийность подготовки объекта разработки к эксплуатации, содержит «логистику» использования технологий, включающих комплекс работ от проектирования разведочных работ до ввода месторождения в эксплуатацию.

Этап опробования и исследования разведочных скважин является формирующим начальные положения, которые определяют все последующие этапы развития месторождения (залежи) во времени.

В настоящей статье этап опробования и исследования изложен инструктивно с отражением последовательности выполняемых работ. Данные этих работ подвергаются математической обработке с получением параметров пласта, подбора глубинно-насосного оборудования и являются основными для расчета геолого-гидродинамических моделей и показателей, используемых в технологической схеме разработки.

Обработка материалов качественно выполненного опробования и исследования скважин всегда являлась практической работой. Владение методиками расчета, решение определенных задач прикладного значения, анализ состояния призабойной зоны продуктивного пласта, рекомендации по устранению негативного влияния на пласт первичного и вторичного вскрытия — залог успеха разработки нефтяных и газовых месторождений.

Для решения многих практических задач, связанных с поиском, разведкой, проектированием разработки месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и их эксплуатации, следует получить ряд параметров для составления технологических схем и проектов разработки месторождения согласно действующего регламента. Необходимо иметь информацию о начальных пластовых давлениях и температурах, свойствах и составе битума, воды и газа, величинах реализованных депрессий и полученных дебитах, допустимых депрессиях на пласт, коррозионной активности продукции и её обводнённости, интенсивности выноса мехпримесей в зависимости от текущих дебитов, давления и температуры [1].

Особенности залежей СВН, расположенных в зоне гипергенеза, такие как небольшие глубины залегания, низкие пластовые давления и температуры, высокая вязкость в пластовых условиях, значительное содержание в поровом пространстве свободной воды, наличие водоносных пропластков в теле залежи, повсеместные подошвенные воды, малые эффективные толщины продуктивных пла-

стов и др. делают неприемлемыми традиционные подходы к опробованию и исследованию скважин, так как не позволяют получить необходимую информацию об испытываемом объекте.

В этих случаях опробование и исследование поисково-разведочных скважин необходимо проводить с учетом предполагаемых методов воздействия на пласт, которые будут рекомендованы в проектах разработки месторождений СВН.

Как правило, высокая обводнённость продукции, малые притоки битума, а часто их полное отсутствие на естественном режиме работы пласта (EP) не позволяют достаточно полно оценить добывные возможности скважины. Поэтому, наряду с опробованием и исследованием на естественном режиме, должны проводиться мероприятия с прогревом, как наиболее эффективным методом воздействия на пласт для интенсификации притока нефти (CBH) [2].

В соответствии с накопленным опытом по опробованию и исследованию скважин с паротепловым воздействием (прогревом), после окончания бурения, каротажа (ГИС), спуска обсадной колонны, цементажа и акустических исследований проводится перфорация скважин. Далее, из пласта с помощью комплекса для свабирования скважин (КСС) отбирается объём жидкости на 2–3 м<sup>3</sup> больше, чем поглощено при его вскрытии (рис. 1). В течение последующих 1-2 суток определяется дебит скважины на естественном режиме, снимается кривая восстановления уровня, а также замеряется пластовая температура и давление. Паротепловое воздействие осуществляется с помощью передвижных парогенераторных установок с темпом закачки пара от 3-5 т/час. Одновременно в затрубье закачивается воздух от компрессора. В процессе термообработки пласта регистрируется серия термограмм с целью определения интервала приемистости и температуры теплоносителя на забое (рис. 2). После закачки теплоносителя скважина останавливается на термокапиллярную пропитку, которая продолжается до снижения забойной температуры до уровня 50-70 °C (рис. 3). Далее с помощью КСС (сваба) осуществляется отбор жидкости с замером и регистрацией динамического уровня и забойной температуры. Отбор жидкости проводится до снижения дебита жидкости до уровня 0,3-0,5 м<sup>3</sup>/сут. После окончания отбора регистрируется восстановление давления (КВУ) и измеряется забойная температура [3].

В связи с установленным неоднородным распределением нефтенасыщенности в отложениях уфимского яруса, а это основной объект испытания, и выделением в разрезе продуктивной и переходной зон, нефтенасыщенные интервалы необходимо опробовать раздельно, выделяя объекты опробования по данным каротажа и макроописанию керна.

При опробовании интервалов основной (продуктивной) части с пониженным нефтесодержанием следует предусмотреть водоизоляционные работы и не перфорировать часть эксплуатационной колонны против пропластков с пониженной нефтенасыщенностью или против водоносных пластов [4].

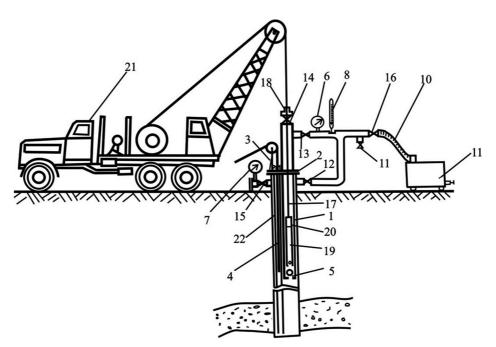
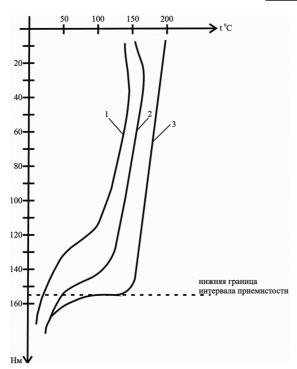
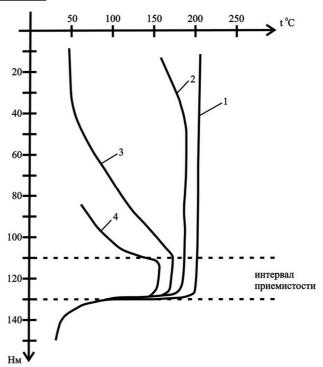


Рисунок 1 – Схема обвязки устья скважины:

1 – колонна НКТ; 2 – планшайба; 3 – сальник; 4 – прибор; 5 – клапан; 6,7 – манометры; 8 – термометр; 9 – вентиль; 10 – рукав; 11 – мерная емкость; 12–16 – запорная арматура; 17 – тяговый элемент; 18 – сальник; 19 – сваб; 20 – грузы; 21 – КСС-1; 22 – колонна труб







**Рисунок 2** – Термограмма при закачке пара. Время с начала прогрева, час: 1 - 1; 2 - 2; 3 - 4

**Рисунок 3** – Термограмма на выдержке. Время на выдержке, час: 1-0; 2-1; 3-4; 4-10

#### Требования, предъявляемые к технологическому процессу.

Опробование и исследование скважин применяются на месторождениях СВН, продуктивные пласты которых залегают на глубинах до 300 метров и характеризуются следующими параметрами:

- 1. Проницаемость не менее 0,1 мкм<sup>2</sup>.
- 2. Пористость не менее 18 %.
- 3. Битумонасыщенная толщина не менее 3 м.

Поисково-разведочные скважины, должны быть обсажены колонной диаметром не менее 168 мм. При меньшем диаметре могут возникнуть трудности с некоторыми видами исследований, связанные со спуском приборов в межтрубное пространство и сложности в выполнении гидродинамических расчетов при определении фильтрационно емкостных свойств призабойной и удаленной зон пласта, основанные на гидродинамических зависимостях для сечений 168 мм эксплуатационной колонны и 72 мм насосно-компресорных труб (НКТ), а также запорной арматуры.

Опробование и исследование скважин осуществляется, как уже отмечалось ранее, на естественном режиме работы пласта и с паротепловой обработкой (ПТО) призабойной зоны (1–3 цикла обработки по согласованию с заказчиком) и зависит в большей степени от приёмистости пласта.

ПТО производится закачкой теплоносителя по НКТ и закачкой воздуха — через межтрубное пространство между обсадной колонной и колонной НКТ для защиты обсадной колонны от влияния высокой температуры при закачке пара. В идеальном случае НКТ должны быть в теплоизолированном варианте.

Отбор продукции из скважины при создании депрессии на пласт производится в емкость механизированным способом. Параллельно в емкости производится суточный замер дебита.

### Технические средства и материалы, необходимые для осуществления технологического процесса.

При опробовании и исследовании рекомендуется применять автономные, мобильные технические средства:

- 1. Для отбора продукции и создания депрессии это сваб, спуск (подъем) которого в скважину осуществляют с использованием буровой установки или подъемника, применяемых при подземном ремонте скважин, а такжё автономной подъёмной лебедки. С этой целью также можно применять насосные установки, например, с полыми штангами или комплекс свабирования скважин (КСС-1) или длинноходовую установку с ленточные тяговым органом.
- 2. В качестве источника теплоносителя применяются передвижные парогенераторные установки производительностью не менее 1–4 т/час пара с температурой 250–300 °C и с рабочим давлением закачки не более горного.
- 3. Для закачки воздуха используются передвижные компрессорные установки производительностью не менее 7 м<sup>3</sup>/мин и рабочим давлением не более горного. Использование закачки воздуха можно избежать, применяя НКТ теплоизолированные, с минимальными потерями тепла на забое.

Для контроля параметров при опробовании применяются:

- 1. При исследовании на EP термометры типа СТЛ-28, комплексный термометр-манометр ПДТ, исследовательская станция «АИСТ», а при ПТО станция контроля температур СКТ-1, СКТ-2.
- 2. Давление в скважине на EP измеряется манометрами типа ПДМ-2, ПДТ, а при ПТО с помощью капиллярной трубки манометрами типа МТП; уровень жидкости может контролироваться станцией «АИСТ», а при ПТО системой контроля уровня типа СКУ-2.
- 3. Недропользователям следует учесть, что приборы и оборудование с годами могут усовершенствоваться; появляются новые либо модификации имеющихся, либо более совершенные в части телемеханизации, автоматизации и радиодепортации. Этот процесс постоянен и неизбежен.

В техническом задании на исследование недропользователь (заказчик) должен указать подрядчику проведение мониторинга на все виды техники, оборудования, приборного парка на дату производства работ по исследованию.

В заключении следует отметить, что этап освоения и исследования продуктивных пластов залежей СВН присущ всем стадиям поисково-разведочных работ и является «гибкой» системой освоения скважин, необходимой при оценке, прежде всего, добывных возможностей пластов, начиная с ранних стадий освоения и до ввода месторождения (залежи) в разработку.

#### Литература:

- 1. Байбаков Н.К., Гарушев А.Р. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений. М. : Недра, 1988. 343 с.
- 2. Пат. 2151862 РФ. Способ разработки залежей тяжёлых нефтей и природных битумов / Ю.В. Волков, М.И. Старшов, Н.Н. Ситников, Р.М. Абдулхаиров, Ю.В. Ракутин, Г.А. Рейм, А.П. Михайлов; Региональный научнотехнологический центр Урало-Поволжья (РНТЦ ВНИИнефть) − № 98120996; заяв. 16.11.1998; опубл. 27.06.2000, Бюл. № 18, 3 с.
- 3. РД 39-0147035-293-89. Инструкция по опробованию битумных скважин. Введ. 01.01.1989. Б. : БКО ВНИИ. 1989. 41 с.
- 4. Галеев Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемях запасов углеводородного сырья. М. : КУбК-а, 1997. 313 с.

#### References:

- 1. Baibakov N.K., Garushev A.R. Thermal methods for the development of oil fields. M.: Nedra, 1988. 343 p.
- 2. Pat. 2151862 of the Russian Federation. Method of development of deposits of heavy oils and natural bitumen / Yu.V. Volkov, M.I. Starshov, N.N. Sitnikov, R.M. Abdulkhairov, Yu.V. Rakutin, G.A. Reim, A.P. Mikhailov; Regional Scientific and Technological Center of the Ural-Volga Region (RNTC VNIIneft) − No. 98120996; claiming. 16.11.1998; publ. 27.06.2000, Bul. № 18, 3 p.
- 3. Guidance document 39-0147035-293-89. Instruction for testing bituminous wells. Enter. 01.01.1989. B. : BKO VNII, 1989. 41 p.
- 4. Galeev R.G. Increase in the production of hard-to-recover hydrocarbon reserves. M. : KUBK-a, 1997. 313 p.

УДК 553.98

#### ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ, БИТУМИНОЛОГИЯ, КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, ВСКРЫТЫХ СКВАЖИНОЙ 140 НА ТОРЦОВОЙ ПЛОЩАДИ

#### LITHOLOGICAL FEATURES, BITUMINOLOGY, RESERVOIR PROPERTIES AND FORMATION CONDITIONS OF THE BAZHENOV FORMATION DEPOSITS, **OPENED BY A WELL 140 ON THE END SQUARE**

#### Гаврилова Кристина Андреевна

студент. Национальный исследовательский Томский политехнический университет kristinaG2@yandex.ru

Аннотация. Актуальность работы определяется необходимостью литолого-петрографического исследования потенциально нефтенасыщенных пород с целью расширения минерально-сырьевой базы России. Цель работы – изучение пород баженовской свиты Торцовой площади и выявление особенностей их вещественного состава, фильтрационно-емкостных свойств и битумоидов. Методы исследований: детальное макроскопическое описание, петрографический и люминесцентномикроскопические анализы шлифов из скважины 140 Торцовой площади. Определен тип коллектора, выявлен процентный вещественный состав и выделено шесть литотипов.

Ключевые слова: литологические особенности; баженовская свита; битумоиды; Томская область.

Gavrilova Kristina Andreevna

Student. National Research Tomsk Polytechnic University kristinaG2@yandex.ru

Annotation. Actuality of work is determined by the necessity of lithological-petrographic studies of potentially oil-saturated rocks with the aim of expanding the mineral resource base of Russia. Purpose - the study of the rocks of the bazhenov formation on The End square and identify features of their lithological composition, reservoir properties and bitumen. Research methods: detailed description of macroscopic, petrographic and fluorescent microscopic analyses of thin sections from wells 140 The End square. The type of collector identified the percentage material composition and are divided into six lithotypes.

Keywords: lithological features; bazhenov shale; bitumen; Tomsk region.

аженовская свита является одним из наиболее изучаемых, но при этом наименее предсказуемых объектов нефтегазовой геологии. Несмотря на кажущуюся изученность, баженовская свита остается непознанным объектом, как для геологов, так и для разработчиков.

Изучение Баженовской свиты началось более 50 лет назад. Площадь распространения свиты около 1 млн кв. км. Глубина залегания составляет около 2-3 км. Свита, образована осадочными породами морского дна в Титонском-Берриасском ярусах.

*Целью работы* являлось изучение пород баженовской свиты Торцовой площади (рис. 1), выявление особенностей их вещественного состава, фильтрационно-емкостных свойств и битумоидов.

Методика исследований включала макроскопическое описание, петрографический и люминесцентно-микроскопические анализы шлифов.

#### Результаты исследований

В результате литолого-петрографического исследования шлифов, на основании особенностей строения и состава отложений были выделены следующие литотипы:

ККГ-1. Обр. 23. Карбонатная кремнисто-глинистая порода по радиоляриевому аргиллиту с органическими остатками с содержанием карбонатов - 61,6 %; глинистого материала - 21,7 %; кварца -14,5 %, пирита – 2,2 % (рис. 2).

КАГ-2. Обр. 22. Карбонатная алеврито-глинистая порода с кристаллически-зернистой структурой, содержащая: карбонатов – 59,2 %, глинистого материала – 23,7 %; кварца – 14,6 %; пирита – 2,5 % (рис. 3).

ААК-2. Обр. 21-20. Аргиллиты алевритовые глинисто-кремнистые, глауконит-содержащие, тонко отмученные с остатками органики, с пелитовой структурой глинисто (20,4-36,7 %) кремнистого (56,6-74,7 %) состава, пиритизированные (2,2-3,1 %), карбонатизированные (1,8-4,5 %) (рис. 4).

АГК-2. Обр. 19-16. Кремнеаргиллиты битуминозные, тонко отмученные с органическими остатками с лепидобластовой структурой, глинисто (27,7-32,1 %) кремнистого (58,6-67,3 %) состава, пиритизированные (4,2-6,6 %), карбонатизированные (0,8-6,6 %) (рис. 5).



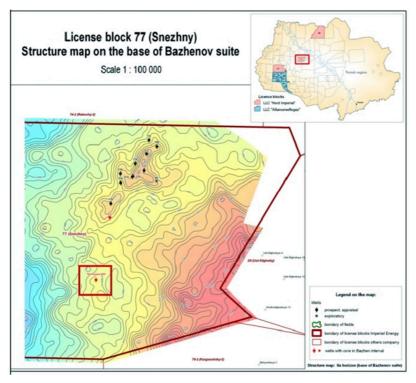
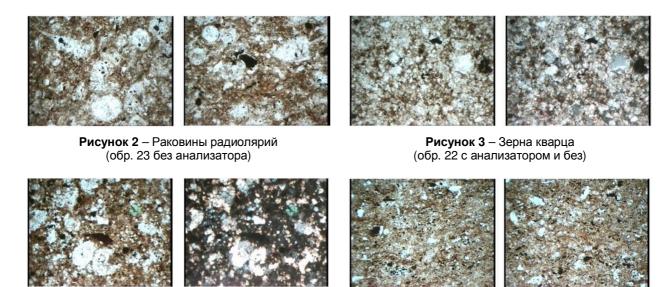


Рисунок 1 – Положение скважины 140 Торцевой площади в пределах лицензионного участка 77 (Снежный) на структурной карте по подошве баженовской свиты



(обр. 21 с анализатором и без)

Рисунок 4 – Остатки радиолярий и зерно глауконита Рисунок 5 – Пелитовая матрица и рассеянная органика (обр. 19 без анализатора)

АГК-3. Обр. 15-14. Кремнеаргиллиты битуминозные, тонко отмученные с онихитами белемнитов и остатками радиолярий и плохо сохранившейся растительной органики с пелитовой структурой, глинисто- (21,8-30,1 %) - кремнистые (64,4-75,1 %), пиритизированные (2,4-5,5 %), с карбонатами (0-0,7%).

АКГ-1. Обр. 13-1. Аргиллиты кремнисто-глинистого и глинисто-кремнистого состава, тонко отмученные с остатками органики, сильно разложившейся растительной органики с пелитовой структурой. Состав: глинистый (42,3-49,6 %) и кремнистый (36,1-48,8 %) материал, карбонаты (0,8-5,7 %), пирит (5,4-13,8 %) [1].

Отложения баженовской свиты, вскрытые в скважине 140 Торцовой площади, под люминесцентным микроскопом изучены в интервале 2451,93-2431,72 м (23 образца).

Постоянные компоненты: органическое вещество, кварц, полевые шпаты (альбит и ортоклаз), минералы глин (иллит, каолинит, хлорит), слюды (мусковит), карбонаты (анкерит, кальцит), пирит.

В образцах отмечаются следы миграции битумоидов. Состав битумоидов изменяется от легкого (голубоватое свечение) до смолисто-асфальтенового (темно-коричневое свечение).

Преобладающие битуминозные текстуры и структуры – равномерно и неравномернорассеянные, пятнистые, трещинные.

Порода нефтематеринская, содержит сингенетичные и эпигенетичные битумоиды. Коллектор трещинного типа: во всех образцах видны следы миграции битумоидов из породы в трещины.

Осадки отлагались при стабильном режиме осадконакопления, слабой тектонической активности, низкой денудации. Глинистые илы были обогащены органическим веществом, в той или иной степени кремнистым и карбонатным, затем преобразованным в битуминозную толщу преимущественно гидрослюдистых тонко отмученных и тонко-горизонтально-слоистых. Осадконакопление происходило на ранних этапах в условиях слабого насыщения кислородом придонных вод, а затем в условиях высоко восстановительной среды и установления застойного режима бассейна, на это указывает пирит.

#### Литература:

1. Недоливко Н.М., Ежова А.В. Петрографические исследования терригенных и карбонатных породколлекторов. – Томск : Изд-во ТПУ, 2012. – 172 с.

#### References:

1. Nedolivko N.M., Ezhova A.V. Petrographic studies of terrigenous and carbonate reservoir rocks. - Tomsk: Publishing house TPU, 2012. - 172 p.

УДК 531.9-539.12.01

### СПОСОБ ОЦЕНКИ СКОРОСТИ ГРАВИТАЦИИ

#### **GRAVITATION VELOCITY ESTIMATION METHOD**

#### Гневко Александр Иванович

доктор технических наук, профессор, старший научный сотрудник, Военная академия ракетных войск стратегического назначения им. Петра Великого a\_gnevko@mail.ru

#### Мукомела Михаил Васильевич

научный сотрудник, Военная академия ракетных войск стратегического назначения им. Петра Великого myka123@yandex.ru

#### Соловов Сергей Николаевич

кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник, Военная академия ракетных войск стратегического назначения им. Петра Великого ssolovov@mail.ru

#### Янушкевич Виктор Александрович

доктор физико-математических наук, профессор, преподаватель, Военная академия ракетных войск стратегического назначения им. Петра Великого v yanushkevich@mail.ru

**Аннотация.** Предложен способ оценки скорости гравитации, основанный на измерении деформаций материалов под действием приливных сил.

**Ключевые слова:** скорость гравитации, приливы, деформации нити.

#### Gnevko Aleksandr Ivanovich

PhD in Engineering, Professor, Senior Researcher, Peter the Great Strategic Missile Troops Academy a gnevko@mail.ru

#### Mukomela Mikhail Vasil'evich

Research fellow, Peter the Great Strategic Missile Troops Academy myka123@yandex.ru

#### Solovov Sergey Nikolaevich

PhD in Engineering, Assosiate Professor, Senior Researcher, Peter the Great Strategic Missile Troops Academy ssolovov@mail.ru

#### Yanushkevich Viktor Aleksandrovich

PhD in Physics and Mathematics, Professor, Teacher of chair, Peter the Great Strategic Missile Troops Academy v\_yanushkevich@mail.ru

**Annotation.** A method has been proposed to estimate gravitation velocity, based upon measurement of deformation of materials exposed to tidal forces

**Keywords:** gravitation speed, tides, thread deformation.

пособ относится к области измерения скорости распространения гравитационного взаимодействия.

Геофизические методы поиска месторождений нефти, построение моделей внутреннего строения Земли, космическая навигация предполагают проведение всё более точных гравиметрических измерений, что связано с оценкой скорости гравитационного взаимодействия. Вместе с тем, в настоящее время существуют, по меньшей мере, две модели, с помощью которых производится, например, прогноз траекторий космических аппаратов. С одной стороны модель Ньютона, в которой скорость гравитационного взаимодействия не ограничивается, с другой уточняющая модель специальной теории относительности Эйнштейна, в которой считается, что скорость всех взаимодействий, в том числе гравитационного, должна быть меньше или равна скорости света в вакууме.

Для выяснения отмеченных противоречий предназначен предлагаемый способ.

Наиболее известным способом оценки скорости распространения гравитационного взаимодействия тел является способ Лапласа. Сущность способа Лапласа заключается в следующем. Он исходит из того, что формула Ньютона ( $F = G(m_1m_2)/P^2$ ) определяет силу гравитационного взаимодействия между двумя телами при условии мгновенной скорости распространения гравитационного взаимодействия. Исходя из того, что скорость распространения гравитационных явлений является величиной конечной, Лаплас считает, что действительная гравитационная сила, действующая на тело, должна быть отличной от рассчитанной по формуле Ньютона. В результате гравитационные силы должны вызывать ускорения в движении тела, отличные от расчётных.

При рассмотрении траекторий движения космических тел эти отличия вызваны различной степенью запаздывания распространения гравитационного взаимодействия, которая изменяется при

движении тела от афелия к перигелию, так как величина запаздывания зависит от расстояния между телами. По величине отличия сил в зависимости от расстояния определяют время запаздывания. По времени запаздывания при известном расстоянии определяется и скорость распространения гравитационного взаимодействия.

Лаплас проводил оценку скорости распространения гравитационного взаимодействия исходя из наблюдений за траекторией движения Луны. Он предполагал, что «продолжительность его (притяжения от одного тела к другому) передачи, если бы она была для нас ощутима, обнаружилась бы главным образом в вековом ускорении движения Луны». Основным недостатком предложенного способа является его чрезвычайно низкая точность. Это связано с влиянием на траекторию движения Луны других планет. Так, по первоначальной оценке Лапласа скорость распространения гравитационного взаимодействия в 7 000 000 раз превышала скорость света. После учёта влияния на траекторию движения Луны медленного векового уменьшения эксцентриситета орбиты Земли, которое в происходит от возмущений Земли планетами, Лаплас поменял свою оценку и утверждал, что «тяготение передаётся, по крайней мере, в 50 000 000 раз быстрее света».

Известен также способ определения скорости распространения гравитационного взаимодействия тел [1], основанный на непосредственной регистрации приборами гравитационного взаимодействия тел в лабораторных условиях. В данном способе проводят наблюдения за массой, движущейся по круговой траектории и создающей гравитационное взаимодействие, определяют параметр, характеризующий гравитационное взаимодействие, по величине которого судят о скорости распространения гравитационного взаимодействия. В качестве параметра используют градиент напряженности гравитационного поля, созданного движущейся массой, который измеряют с помощью гравитационного прибора, расположенного в центре круговой траектории на линии визирования, которая пересекает траекторию движения массы. Одновременно, с помощью оптического прибора, расположенного на линии визирования, регистрируют информацию о прохождении движущейся массы через линию визирования по затмению источника светового излучения, размещенного на линии визирования за движущейся массой. Определяют длительность промежутка времени между этими двумя событиями и по установленной длительности и расстоянию между точкой траектории движения массы, лежащей на линии визирования, и точкой установки гравитационного прибора вычисляют скорость распространения гравитационного взаимодействия тел.

Существенным недостатком данного способа является сложность его осуществления, о чём свидетельствует уже то, что этот способ до сих пор не реализован.

**Целью изобретения** является повышение точности оценки скорости распространения гравитационного взаимодействия тел без необходимости создания сложной лабораторной установки.

Указанная цель достигается тем, что одновременно производят измерения деформации материалов, вызванной гравитационным воздействием Солнца на пробное массивное тело, и видимого положения Солнца с помощью датчика освещённости. Сравнивая время наступления максимумов деформации и освещённости, оценивают скорость распространения гравитационного взаимодействия по сравнению с известной скоростью распространения света. Если время наступления максимумов деформации и освещённости совпадает, то скорость распространения гравитационных явлений совпадает со скоростью света. Если максимум деформации наступает раньше максимума освещённости, то, значит, скорость распространения гравитационных явлений превышает скорость света, и, наоборот, если максимум освещённости наступает раньше максимума деформации, то скорость распространения гравитационных явлений будет ниже скорости света.

Сущность изобретения поясняется примером установки, схема которой представлена на рисунке 1. Массивное пробное тело (Т), подвешено на нити подвеса (п), которая закреплена на основании (А). С помощью деформируемой нити (m). Создается предварительное натяжение нити (m). Пробное тело (Т) несколько отклоняется на подвесе таким образом, чтобы продолжение нити (m) указывало на точку, в которой будет находиться Солнце в зените (С). Конец нити (m) закрепляется на подвесе пробного тела таким образом, чтобы с помощью датчика (d<sub>s</sub>) можно было проводить измерения деформации нити (m) в реальном времени. На пробном теле (Т) устанавливают датчик освещённости (d<sub>o</sub>), оптическая ось которого направлена на положение Солнца в зените (С). Данные измерений с датчиков (d<sub>s</sub>) и (d<sub>o</sub>) передают в компьютер (К), который в одновременно строит графики зависимости деформации нити (m) и освещённости.

Возможные варианты взаимного расположения графиков представлены на рисунке 2.

В случае совпадения максимумов графиков освещённости и степени деформации (а) можно говорить о равенстве скоростей распространения гравитационного взаимодействия и светового излучения. В случае, если максимум степени деформации наступает раньше, чем максимум освещённости (b), скорость распространения гравитационного взаимодействия будет выше скорости света. Если же максимум освещённости наблюдается раньше максимума степени деформации (c), то скорость распространения гравитационного взаимодействия будет меньше скорости света.



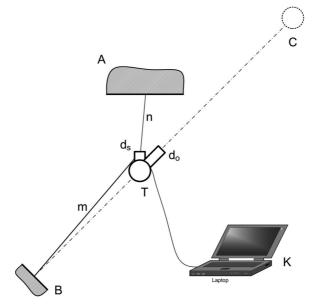


Рисунок 1 – Примерная схема установки для оценки скорости гравитации

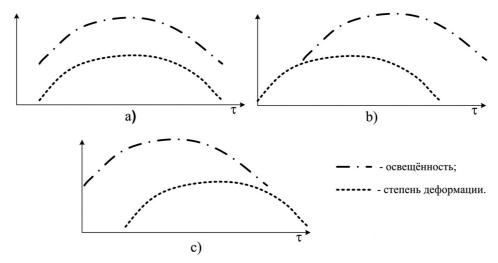


Рисунок 2 – Возможные варианты взаимного расположения графиков освещённости и степени деформации

Различия в скоростях распространения света и гравитационного взаимодействия тем больше, чем больше временной интервал между максимумами соответствующих графиков.

#### Предлагаемый способ осуществляют в следующей последовательности.

Собирают установку, схема которой представлена на рисунке 1.

В процессе прохождения Солнца через зенит производят измерения степени деформации нити (m), по которой судят о гравитационном взаимодействии, и освещённости, по которой судят о видимом положении Солнца по отношению к зениту. Эти измерения автоматически передаются в компьютер, с помощью которого производят построение графиков степени деформации и освещённости, выявление максимумов и сравнение времени их наступления.

Путём сравнения времени наступления максимумов степени деформации и освещённости судят о скорости распространения гравитационных явлений по сравнению со скоростью распространения света.

#### Осуществление изобретения.

Возможности современной техники обеспечивают практическую реализацию способа, что подтверждается следующей расчетной оценкой.

Для материала нити в примере установки, изображенной на (рис. 1), выбираем стальную проволоку.

Площадь поперечного сечения проволоки – 1 мм<sup>2</sup>.

Вес пробного тела 100 кг.

Предварительное натяжение 20 Н.

Приливное ускорение, вызываемое Солнцем, в соответствии с известными гравиметрическими измерениями составляет 76 мкГал, принимаем, учитывая различия по широте в точке измерения, примерно 50 мкГал.

 $\dot{\Gamma}$ алл —  $10^{-2}$  м/ $c^2$ .

Длина проволоки 10 м.

Усилие на пробное тело от приливных сил, передаваемое на проволоку, составит примерно  $5\cdot 10^{-5}\,\mathrm{H.}$ 

Изменение напряжения в проволоке при приливе примерно 50 Па.

Относительная деформация, исходя из закона Гука и учитывая, что модуль упругости для стали Е порядка  $200 \cdot 10^6$  Па, составляет  $2.5 \cdot 10^{-7}$ . Абсолютное изменение длины проволоки — 2500 нм. Современная аппаратура, использующая лазер и допускающая применение в установке, позволяет производить измерения с точностью 10 нм, например, измерительная система ЛИС-01М, производимая в России.

Расчет времени, за которое пробное тело сдвинется на 2500 нм

$$t = (2 \times 2500 \cdot 10^{-9} \text{ м} / 50 \cdot 10^{-8} \text{ м/c}^2)^{1/2}$$
 приближенно 3 с.

Таким образом, измерения технически возможны, учитывая, что свет от Солнца до Земли идет примерно 500 с и Земля за это время делает поворот примерно на 2 градуса.

Для повышения точности желательно производить измерения во время, когда действие приливов, вызываемых Луной, минимально. Кроме того должны быть приняты меры для минимизации погрешностей, вызываемых другими причинами (например, изменениями температуры и движением воздуха).

Способ может быть использован для уточнения моделей, которые описывают движения тел в гравитационных полях, в том числе, космических аппаратов.

#### Литература:

1. Пат. 2124743 Российская Федерация, МПК<sup>6</sup> G 01 V 7/00. Способ определения скорости распространения гравитационного взаимодействия тел / Гинтер А.В.; заявитель и патентообладатель Гинтер Анатолий Владимирович. – № 98101234/25; заявл. 02.02.1998; опубл. 10.01.1999.

#### References:

1. Patent № 2124743 Russian Federation. Technique determining propagation speed of gravitational interaction of bodies / Ginter A.V.; applicant and proprietor Ginter Anatoliy Vladimirovich. — № 98101234/25; Appl. 02.02.1998; publ. 10.01.1999.

УДК 550.832



## АКУСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОРОД НЕОГЕНОВОГО И ПАЛЕОГЕНОВОГО КОМПЛЕКСА ЗАПАДНО-КАМЧАТСКОГО БАССЕЙНА

## ACOUSTIC CHARACTERISTICS OF ROCKS NEOGEN AND PALAEOGENE COMPLEX WEST OF THE KAMCHATKA BASIN

#### Гуленко Владимир Иванович

профессор, доктор технических наук, Кубанский государственный университет

#### Помельникова Анна Александровна

геолог I категории, филиал ПАО «Газпром добыча Краснодар»

#### Шкирман Наталья Петровна

кандидат геолого-минералогических наук, советник по геофизике, ОАО «Краснодарнефтегеофизика» nshkirman2012@ya.ru

**Аннотация.** Анализ упругих свойств горных пород является важным этапом при изучении физических свойств горных пород и позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и сейсмическими данными. Полученные взаимосвязи представляют собой основу для интерпретации атрибутов и свойств, рассчитанных по сейсмическим данным, с целью получения прогноза пористости, насыщения и, по возможности, проницаемости.

**Ключевые слова:** Упругие свойства, акустический импеданс, породы-коллекторы, емкостные свойства, акустические характеристики, неогеновый комплекс, палеогеновый комплекс, петрофизические параметры.

**Gulenko Vladimir Ivanovich** Professor, Doctor of Engineering, Kuban State University

Pomelnikova Anna Aleksandrovna Geologist of the I category,

branch of SLL «Gazprom dobycha Krasnodar»

#### Shkirman Natalya Petrovna

Candidate of geological-mineralogical Sciences, Associate Professor, Adviser on geophysics, JSC «Krasnodarneftegeofizika» nshkirman2012@ya.ru

Annotation. Analysis of elastic properties of rocks is an important step in studying the physical properties of rocks and helps to identify the relationship between the petrofizicheskimi parameters and seismic data. The obtained relationship provide the basis for the interpretation of the attributes and properties, calculated based on seismic data, in order to obtain a prediction of porosity, saturation and permeability, if possible.

**Keywords:** Elastic properties, acoustic impedance, breeds-collectors, capacitive properties, acoustics, Neogene complex, Paleogene complex, petrofizicheskie parameters.

**В** настоящее время сейсмические данные широко используются для прогноза наличия коллекторов и оценки их емкостных свойств в изучаемом разрезе до бурения.

В благоприятных условиях, обладая информацией о значениях акустического и сдвигового импедансов, можно оценить детальную литологическую характеристику целевого интервала разреза, наметить области распространения пород-коллекторов, а также прогнозировать их емкостные свойства. Понятно, что успешное решение задачи в значительной зависит от априорной информации о литологии и дифференциации упругих свойств изучаемого разреза, получаемой поданным бурения и ГИС.

На примере разреза скв. Первоочередная-1, расположенной на шельфе Западной Камчатки, выполнена оценка акустических характеристик песчаных и глинистых пород неогенового и палеогенового комплексов, которые можно использовать в дальнейшем при интерпретации разрезов инверсии.

Для анализа были использованы данные акустического и плотностного каротажа скв. Первоочередная-1, а также результаты исследования керна, полученного из продуктивных интервалов в скважинах Кшукская 3 и Нижне-Квакчикская-11, расположенных на суше.

#### Прогноз акустических характеристик продуктивных интервалов

Продуктивность разреза в пределах Западной Камчатки связана с терригенными коллекторами неогенового и палеогенового комплексов.

Неогеновый комплекс скв. Первоочередная-1 представлен интервалами глубин 900–2150 м, которые включают песчаные породы эрмановской свиты и глины этолонской свиты.

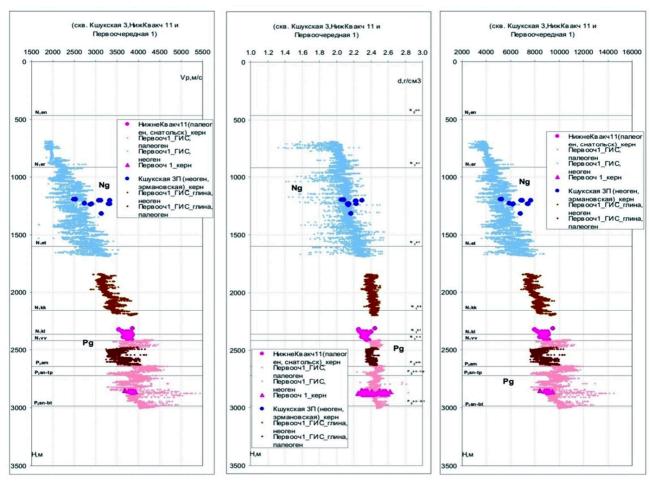
Песчаные породы палеогенового комплекса представлены в интервале глубин 2420–3000 м отложениями вивентекско-кулувенской, аманинско-гакхинской и снатольской свит. Глинистые породы палеогена представлены глинами вивентекской свиты (интервал глубин 2500–2630 м).

Оценки параметров, полученные по материалам ГИС и совмещенные с замерами скорости и плотности по керну, приведены на рисунке 1.

#### а. Скорость

#### б. Плотность

#### в. Акустический импеданс



**Рисунок 1** — Сопоставление акустических характеристик пород неогенового и палеогенового комплексов. Скв. Первоочередная-1

Помимо песчаных коллекторов и глин, разрез продуктивных интервалов представлен также алевролитами, углями, туфоалевролитами, туфопесчаниками и плотными породами.

При рассмотрении представленных зависимостей можно отметить следующее.

- 1. Для скоростных  $V_p(H)$  и плотностных характеристик d(H) как для неогенового, так и для палеогенового комплекса наблюдается общая тенденция возрастания параметров с глубиной. При этом для палеогеновый комплекс характеризуется меньшим градиентом изменения параметров пород (рис. 1,a,б).
- 2. Несмотря на имеющийся разброс точек на графиках  $V_p(H)$  и d(H), связанный с наличием в анализируемых интервалах тонких прослоев пород иной литологии, полученные графики могут быть аппроксимированы соответствующими регрессионными зависимостями.
- 3. Уравнения регрессии для скоростных характеристик песчаных и глинистых пород неогена выглядят следующим образом:

$$V_{p \text{ nec}^{\text{y}}}$$
 (M/c) = 1,0750·H(M) + 1183,1;  
 $V_{p \text{ anuh}}$  (M/c) = 1,1476·H(M) + 978,18.

Плотности пород описываются уравнениями:

$$d_{\text{nec}_4} (\Gamma/\text{cm}^3) = 0.0003 \cdot \text{H(M)} + 1.81;$$
  
 $d_{\text{enuH}} (\Gamma/\text{cm}^3) = 0.0001 \cdot \text{H(M)} + 2.18.$ 

- 4. Для палеогенового комплекса наблюдается более заметное различие в скоростных характеристиках песчаных пород и глин и практически полное совпадение их значений по параметру плотности.
- 5. При этом соответствующие регрессионные уравнения для песчаных и глинистых пород палеогена выглядят следующим образом:

$$V_{p \, \text{песч}} \, (\text{M/c}) = 0.7549 \cdot \text{H} + 1938.2;$$
  
 $V_{p \, \text{елин}} \, (\text{M/c}) = 1.6571 \cdot \text{H} - 600.44;$   
 $d_{\text{песч}} \, (\text{г/cm}^3) = 0.0002 \cdot \text{H(M)} + 2.0295;$   
 $d_{\text{елин}} \, (\text{г/cm}^3) = 0.0003 \cdot \text{H(M)} + 1.7542.$ 

- 6. Диапазон значений акустического импеданса для глин неогена составляет 7,0-8,5 тыс. ед.  $(M \cdot \Gamma/C \cdot CM^3)$  и 4,0–7,0 тыс. ед. – для песчаных пород, т.е. за счет большей плотности  $(d_{cped\ necy} = 2,1\ r/cm^3,\ d_{cped\ en} = 2,4\ r/cm^3)$  глинистые породы неогена являются более высокоимпедансными.
- 7. Значения акустического импеданса для глин палеогена находятся в диапазоне 7,5-8,8 тыс. ед.  $(M \cdot \Gamma/C \cdot CM^3)$ ; для песчаных пород – 8,3–12,0 тыс. ед. (рис. 1, 2, 3). Таким образом, песчаные и глинистые породы неогена уверенно разделяются по значению акустического импеданса Ір (Н).

Несмотря на небольшое перекрытие диапазонов Ір (Н), песчаники палеогена являются более высокоимпедансными по сравнению с глинами палеогена, а следовательно существуют предпосылки для разделения терригенного разреза на преимущественно песчаные и преимущественно глинистые.

Для сравнения на рисунке 2 приведены поточечные графики скоростных и плотностных характеристик песчаных пород продуктивного интервала скв. Нижне-Квакчикская-11.

По акустическим характеристикам глинистые породы в обеих скважинах близки между собой; значения Ір по скв. Первоочередная-1 составляет 7,5-8,5 тыс. ед., по скв. Нижне-Квакчикская-11 -

Песчаные породы снатольской свиты в скв. Первоочередная-1 отличаются более высокими скоростями Vp и плотностью, поэтому диапазон значений Ip, в целом, также смещается в область больших значений (для сравнения: скв. Нижне-Квакчикская-11  $lp \sim 7,8-10,7$  тыс. ед., скв. Первоочередная-1 Ір ~ 8,3-12,0 тыс. ед.).

Сопоставление поточечных кривых параметров, построенных по данным ГИС с замерами по керну, иллюстрирует довольно хорошую их сходимость по как скорости, так и плотности.

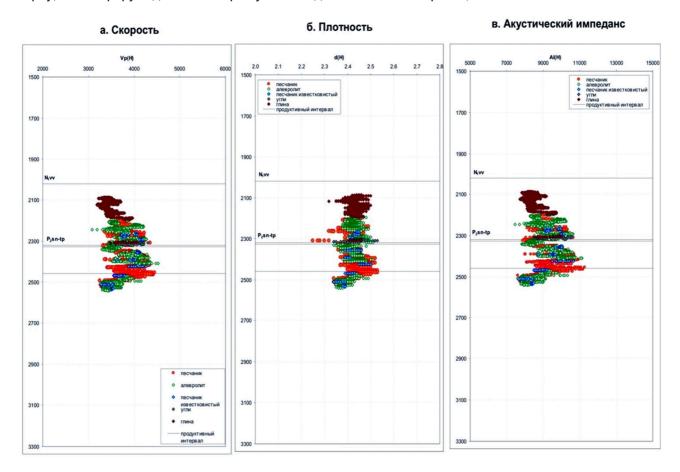


Рисунок 2 – Дифференциация акустических характеристик песчаных пород палеогена по литологическому признаку. Скв. Нижне-Квакчикская-11

Последнее позволяет считать, что выявленные закономерности справедливы не только для разрезов анализируемых скважин, но и в целом для южной части Западно-Камчатского участка. Таким образом, полученные регрессионные зависимости можно использовать в качестве априорных оценок акустических характеристик песчаных пород и глин.

#### Прогноз проницаемости целевых пачек

Как правило, в типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости. Решение этой задачи возможно с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей.

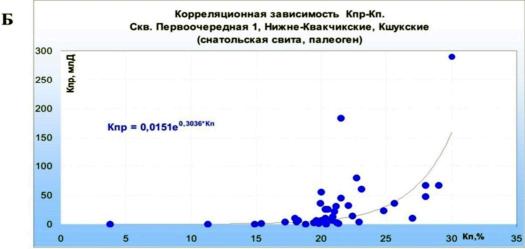
Типичной формой связи, используемой для решения этой задачи, является нелинейная зависимость проницаемости от пористости [1]:

$$K_{np} = \mathbf{a} \cdot \mathbf{e}^{b \cdot K_n} \,, \tag{1}$$

где  $K_n$  – коэффициент пористости, в д.ед.;  $K_{np}$  – коэффициент проницаемости, мД, a и b – коэффициенты уравнения, определяемые эмпирическим путем.

Пример такой зависимости, полученной для песчаных коллекторов продуктивного интервала по данным ГИС скв. Нижне-Квакчикская-11, приведен на рисунке 3,A.





**Рисунок 3** — Корреляционные зависимости  $K_{np}$  ( $K_n$ ), полученные по данным ГИС и исследования керна. Западно-Камчатский участок

Использование зависимостей такого вида, как правило, должно учитывать влияние на величину коэффициентов уравнения вариаций литологии пород и условий осадконакопления.

При этом можно предложить следующую последовательность процедур:

- определение литологической характеристики пород по комплексу ГИС;
- обобщение геологической информации и уточнение границ литофациальных областей с построением зональной седиментационной модели;

- определение пористости пород с учетом влияния глинистости;
- выбор типичных уравнений пористости и проницаемости, характерных для конкретных литотипов пород и седиментологической зональности;
  - выполнение расчета прогнозных значений абсолютной проницаемости.

Данный подход является классическим, но его реализация показывает, что из-за дисперсии коэффициентов уравнений связи, прогнозные значения проницаемости могут определяться с достаточно большой погрешностью.

На поисковом этапе, когда данные бурения крайне малочисленны или полностью отсутствуют, для оценки коэффициента проницаемости можно привлекать обобщенные зависимости.

Так, для песчаных пород Западно-Камчатского участка предлагается использовать зависимость  $K_{np}$  ( $K_n$ ), полученную по материалам ГИС и данным керна в скважинах Кшукского и Нижне-Квакчикского ГКМ, подтвержденную результатам замера на керне в скв. Первоочередная-1:

$$K_{np} = 0.0151 \cdot e^{0.3036 \cdot K_n}$$
 (2)

Характер распределения точек и полученной корреляционной зависимости представлен на рисунке 3,Б.

#### Литература:

1. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин. Учебное пособие. – М.: МГРИ РГГРУ, 2013. – 95 с.

#### References:

1. Maraev I.A. Complex interpretation of geophysical research results. Manual. – M.: MGRI\_RGGRU, 2013. – 95 p.

УДК 550.834.07.(26)

### ВЕРТИКАЛЬНЫЕ ГРУППЫ МОРСКИХ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ

#### **VERTICAL GROUPS OF SEA PNEUMATIC SOURCES**

#### Гуленко Владимир Иванович

профессор, доктор технических наук, Кубанский государственный университет

#### Захарченко Евгения Ивановна

кандидат технических наук, заведующая кафедрой геофизических методов поисков и разведки, Кубанский государственный университет evgenia-zax@yandex.ru

**Аннотация.** В настоящей работе рассмотрены результаты моделирования некоторых характеристик вертикальных групп пневматических источников для морской сейсморазведки.

**Ключевые слова:** морская сейсморазведка, геологическая эффективность, вертикальные группы пневматических источников, моделирование характеристик.

**Gulenko Vladimir Ivanovich**Professor, Doctor of Engineering,

Professor, Doctor of Engineering, Kuban State University

#### Zakharchenko Evgenia Ivanovna

Candidate of Technical Sciences, Manager of department of geophysical methods of search and investigation, Kuban State University evgenia-zax@yandex.ru

**Annotation.** In the real work results of modeling of some characteristics of vertical groups of pneumatic sources for naval seismic exploration are considered.

**Keywords:** naval seismic exploration, geological efficiency, vertical groups of pneumatic sources, modeling of characteristics.

овышение геологической эффективности морской сейсморазведки предполагает постоянное совершенствование всего технологического комплекса, применяемого на акваториях. При этом наряду с использованием современных геофизических судов, спутниковых систем позиционирования и цифровых сейсморегистрирующих телеметрических систем, необходимо применение и достаточно мощных источников, возбуждающих высокоамплитудные и широкополосные сигналы, не осложненные пульсациями, обеспечивающие решение сложных геологических задач в различных сейсмогеологических условиях.

Достижение этой цели обычно осуществляется применением сложных линейных или площадных неоднородных пневматических групп, содержащих в своем составе иногда десятки пневматических излучателей, объединенных в ряд тесных подгрупп — кластеров [1, 2]. При создании таких источников, помимо решения целого ряда чисто технических проблем, связанных с размещением их на борту судна и безопасной эксплуатацией, одной из наиболее сложных задач является определение исходных требований к выбору основных параметров группы, таких, как объемы рабочих камер излучателей и геометрия их группирования, а также других факторов, определяющих амплитудные, временные и частотные характеристики излучаемых акустических сигналов [1, 2].

В настоящей работе рассмотрены результаты моделирования некоторых характеристик вертикальных групп пневматических источников для морской сейсморазведки.

В качестве простейшей модели такой группы можно взять вертикальную однородную группу из N пневматических излучателей одинакового объема  $V_0$  с одним и тем же рабочим давлением сжатого воздуха  $P_1$ , подвешенных на вертикальном тросе с постоянным шагом  $\Delta h$  по глубине от  $h_1 = h_0$  до  $h_N = h_0 + (N-1)\cdot\Delta h$ . Запуск излучателей производится с помощью системы контроля и управления, в которой предусмотрена возможность управления временем срабатывания каждого излучателя группы. Такая группа может найти применение при сейсмических зондированих по методу КМПВ, или при других работах, когда координаты пункта возбуждения должны оставаться постоянными.

В качестве теоретической основы для расчета частотных характеристик и диаграмм направленности вертикальных групп был использован алгоритм расчета обобщенных комплексных интерференционных характеристик дискретных групп, описанный в работах [1–3] и реализованный в программной среде СКМ MathCAD 14.

На рисунке 1 приведены модули обобщенных комплексных интерференционных характеристик двух вариантов вертикальных групп синхронно срабатывающих пневматических излучателей.

На рисунке 2 приведены диаграммы направленности тех же вариантов вертикальных групп синхронно срабатывающих пневматических излучателей.

На рисунке 3 приведены частотные характеристики тех же вариантов вертикальных групп синхронно срабатывающих пневматических излучателей



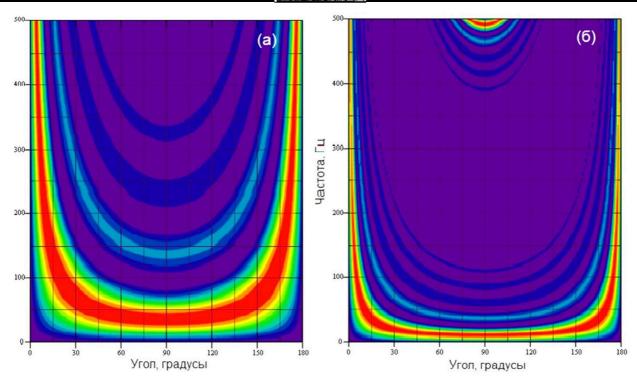


Рисунок 1 – Модули обобщенных комплексных интерференционных характеристик двух вариантов вертикальных групп синхронно срабатывающих пневматических излучателей: a)  $h_0 = 3.0$  M,  $\Delta h = 1.5$  M, N = 10; G)  $h_0 = 3.0$  M,  $\Delta h = 3.0$  M, N = 20

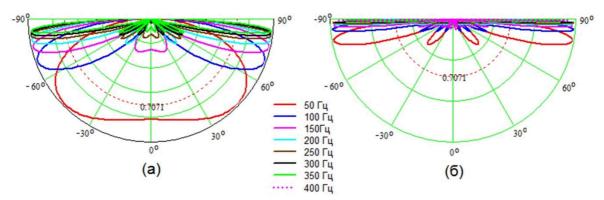


Рисунок 2 – Диаграммы направленности тех же вариантов вертикальных групп синхронно срабатывающих пневматических излучателей:

a)  $h_0 = 3.0 \text{ M}$ ,  $\Delta h = 1.5 \text{ M}$ , N = 10; 6)  $h_0 = 3.0 \text{ M}$ ,  $\Delta h = 3.0 \text{ M}$ , N = 20

Как и следовало ожидать, при синхронном запуске излучателей вертикальной однородной группы основные максимумы лепестков диаграмм направленности формируются в горизонтальном направлении, что обычно не представляет интереса для сейсморазведки.

Однако, управляя временами срабатывания каждого излучателя вертикальной группы с помощью системы контроля и управления, можно реализовать совершенно особый режим срабатывания группы, который можно назвать режимом «акустической накачки».

Идея этого метода состоит в следующем. Вначале производится запуск 1-го, самого верхнего излучателя группы. При скорости звука в воде С около1500 м/с, запуск следующего излучателя производится с задержкой на время  $\tau = \Delta h/C$ , т.е. на время пробега волны от предыдущего излучателя. И так далее, при этом запуск последнего излучателя группы (самого нижнего) происходит лишь тогда, когда к нему подойдет суммарная акустическая волна сверху.

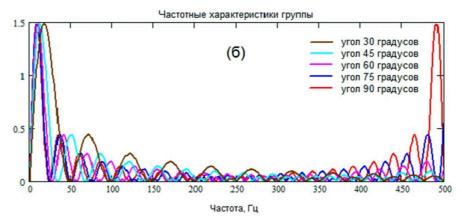
На рисунке 4 приведены модули обобщенных комплексных интерференционных характеристик тех же вариантов вертикальных групп пневматических излучателей, несинхронно срабатывающих в режиме «акустической накачки».

1.5

0.5

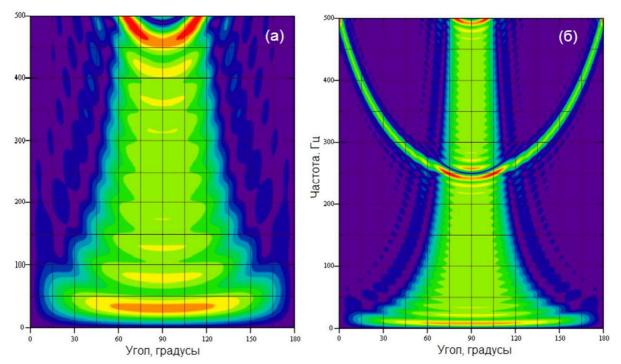


50 100 150 200 250 300 350 400 450 50 Частота , Гц



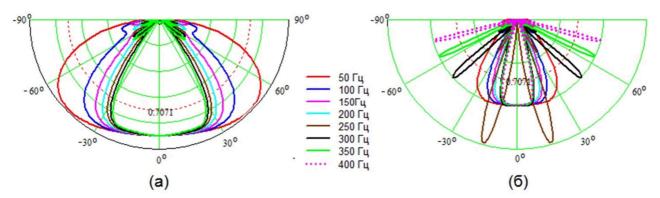
**Рисунок 3** — Частотные характеристики тех же вертикальных групп синхронно срабатывающих пневматических излучателей:

a)  $h_0 = 3.0 \text{ M}$ ,  $\Delta h = 1.5 \text{ M}$ , N = 10; 6)  $h_0 = 3.0 \text{ M}$ ,  $\Delta h = 3.0 \text{ M}$ , N = 20



**Рисунок 4** — Модули обобщенных комплексных интерференционных характеристик двух вариантов вертикальных групп пневматических излучателей, срабатывающих в режиме «акустической накачки»: а)  $h_0 = 3.0$  м,  $\Delta h = 1.5$  м,  $\tau = 1.0$  мс, N = 10; б)  $h_0 = 3.0$  м,  $\Delta h = 3.0$  м,  $\tau = 2.0$  мс, N = 20

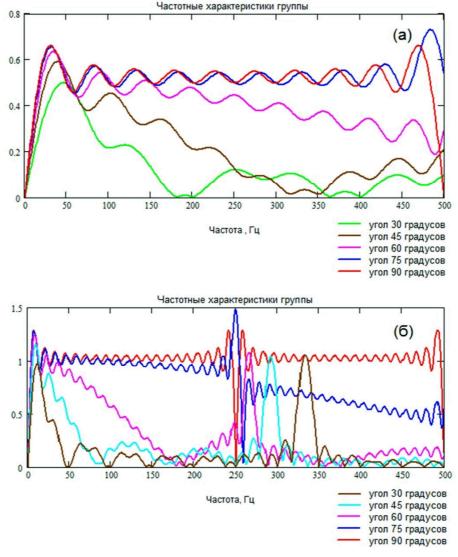
Диаграммы направленности тех же вариантов вертикальных групп, срабатывающих в режиме «акустической накачки», приведены на рисунке 5.



**Рисунок 5** – Диаграммы направленности вертикальных групп пневматических излучателей, срабатывающих в режиме «акустической накачки»:

a)  $h_0 = 3.0 \text{ M}$ ,  $\Delta h = 1.5 \text{ M}$ ,  $\tau = 1.0 \text{ MC}$ , N = 10; 6)  $h_0 = 3.0 \text{ M}$ ,  $\Delta h = 3.0 \text{ M}$ ,  $\tau = 2.0 \text{ MC}$ , N = 20

На рисунке 6 приведены частотные характеристики тех же вариантов вертикальных групп, срабатывающих в режиме «акустической накачки».



**Рисунок 6** – Частотные характеристики вертикальных групп пневматических излучателей, срабатывающих в режиме «акустической накачки»:

a) 
$$h_0 = 3.0 \text{ M}$$
,  $\Delta h = 1.5 \text{ M}$ ,  $\tau = 1.0 \text{ MC}$ ,  $N = 10$ ; 6)  $h_0 = 3.0 \text{ M}$ ,  $\Delta h = 3.0 \text{ M}$ ,  $\tau = 2.0 \text{ MC}$ ,  $N = 20$ 

Как видно из представленных рисунков, в отличие от синхронных групп, вертикальные группы с «акустической накачкой» характеризуются не только хорошо выраженной направленностью излучения в вертикальном направлении, но и особой равномерностью основного лепестка частотной характеристики, что отличает такого рода группы от любых других излучающих систем морской сейсморазведки.

#### Литература:

- 1. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки : монография. Краснодар : КубГУ, 2003. 313 с.
- 2. Гуленко В.И., Шумский Б.В. Технология морской сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитной зоне: монография. – Краснодар: КубГУ, 2007. – 111 с.
- 3. Гуленко В.И., Рудаков А.В., Самсонов Е.А. Принципы построения групповых пневматических источников для морской сейсморазведки // Приборы и системы разведочной геофизики. 2013. № 3(45). С. 62–71.

#### References:

- 1. Gulenko V.I. Pneumatic sources of elastic waves for naval seismic exploration: monograph. Krasnodar : KUBSU, 2003. 313 p.
- 2. Gulenko V.I., Shumsky B.V. Tekhnologiya of naval seismic exploration in limit shallow water and in a transit zone : monograph. Krasnodar : KUBSU, 2007. 111 p.
- 3. Gulenko V.I., Rudakov A.V., Samsonov E.A. The principles of creation of group pneumatic sources for naval seismic exploration // Devices and the systems of prospecting geophysics. 2013. № 3(45). P. 62–71.



УДК 550.834.017

#### ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК РАЗРЕЗА В ПРЕДЕЛАХ ЗАПАДНО-КАМЧАТСКОГО БАССЕЙНА

#### PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS CHANGE PATTERNS OF INCISION WITHIN THE WEST KAMCHATKA BASIN

#### Гуленко Владимир Иванович

профессор, доктор технических наук, Кубанский государственный университет

#### Шкирман Наталья Петровна

кандидат геолого-минералогических наук, советник по геофизике, ОАО «Краснодарнефтегеофизика» nshkirman2012@ya.ru

Аннотация. По данным ГИС и материалам изучения образцов керна получены зависимости пористости и плотности от глубины, которые позволяют получать экспресс - оценки акустических характеристик пород различной литологии - чистых и глинистых песчаников, алевролитов, глин и плотных пород (песчаники с известковистым цементом, аргиллиты, известняки) в целевых интервалах разреза.

Ключевые слова: Западно-Камчатский участок, месторождения нефти и газа, пластовое давление, пластовая температура, геостатическое и гидродинамическое давление, песчаники, алевролиты, пористость, плотность.

#### Gulenko Vladimir Ivanovich

Professor, Doctor of Engineering, Kuban State University

#### Shkirman Natalya Petrovna

Candidate of geological-mineralogical Sciences, Associate Professor, Adviser on geophysics, JSC «Krasnodarneftegeofizika» nshkirman2012@ya.ru

Annotation. According to the GIS and materials study samples of core porosity and density dependences of depth, which provide a rapid assessment of the acoustic characteristics of rocks of different lithology-clean and argillaceous sandstones, siltstones, clay and dense rocks (sandstones with izvestkovistym cement, argillites, limestone) in target intervals section.

Keywords: West Kamchatka area, oil and gas, reservoir pressure, temperature, geostaticheskoe and hydrodynamic pressure, sandstones, siltstones, acoustic, porosity, density.

3 ападно-Камчатский участок располагается в предслад ослодно комперента прогиба и одноименного осадочного бассейна, охватывающего восточный шельф Охотскоападно-Камчатский участок располагается в пределах Западно-Камчатского тектонического го моря и западную часть полуострова Камчатка (рис. 1). Для понимания геологического строения участка крайне важны результаты геолого-геофизических работ, проведенных на полуострове Камчатка и в пределах Западно-Камчатского прогиба в области акватории. Ниже приводятся краткие сведения о геолого-геофизической изученности этой территории.



Рисунок 1 — Схема графического положения Западно-Камчатского участка

Изученность региона бурением довольно низкая, за исключением шельфа Сахалина, и весьма неравномерна по площади. На шельфе Западной Камчатки не пробурено ни одной параметрической скважины. В связи с этим представления о геологическом строении исследуемого участка базируются в основном на различных геофизических данных, сопоставленных с таковыми по шельфу Сахалина, Примагаданскому шельфу и на данных бурения по примыкающим районам западного побережья Камчатки.

В условиях практически полного отсутствия глубокого бурения на шельфе Западной Камчатки, для изучения обобщенных акустических и литолого-петрофизических характеристик разреза обычно привлекаются данные геологической съемки, бурения, ГИС, исследований керна, полученные по единичным скважинам на шельфе (Магаданская 1, Первоочередная 1) и скважинам сопредельной суши (Гаванская 1, Схумочская 1, Усть-Облуковинская 1, Кшукская 3, Нижне-Квакчикские-1, 4, 11 и т.д., всего ~ 30–35 скважин).

С учетом данных по скважинам, весьма разнородных как по качеству, интервалам и объему методов исследования, систематизация данных выполнялась по следующим направлениям:

- стратификация целевых границ, анализ глубин залегания и толщин целевых свит;
- анализ данных ВСП;
- анализ данных стандартного каротажа;
- анализ данных других методов ГИС (боковой и индукционный каротаж, МБК, нейтронные методы);
  - анализ данных акустического и плотностного каротажа;
  - анализ данных о пластовых параметрах ( $T_{\Pi\Pi}$ ,  $P_{\Pi\Pi}$ );
  - анализ данных об опробованиях и нефте-, газопроявлениях в скважинах;
  - анализ данных о результатах исследования керна.

Полученная информация позволила увязать стратификацию опорных горизонтов и целевых свит, вскрытых бурением на суше и в разрезе скважины, пробуренной в морских условиях; построить литостратиграфические разрезы по скважинам, пересекающим Колпаковский разрез на суше.

Полученные литостратиграфические разрезы позволили проследить строение разреза и латеральные вариации мощностей отдельных свит по различным направлениям как на суше, так и на море.

Так было установлено, что мощность осадочного чехла кайнозоя в западной части Колпаковского прогиба составляет ~ 3,5 км, при этом верхнемеловой комплекс в его депоцентре скважинами не вскрыт. Мощность палеогена с юга к осевой части прогиба также увеличивается – от 128 м до ~ 900 м.

Иная картина наблюдается в северо-западной части Колпаковского прогиба. Заметное увеличение мощности нижнемиоценового комплекса здесь происходит за счет появления в разрезе утхолокской свиты, а палеогенового – за счет аманинско-гакхинской свиты.

В скважинах северо-западного блока в пределах суши наблюдается общая глинизация палеогенового интервала, появление песчаных разностей в разрезах наблюдается эпизодически. Тем не менее, в скв. Вейберовская 1 из интервала утхолокской свиты с получен приток газа со следами нефти, а в аманинско-гакхинских отложениях наблюдались газопроявления при бурении.

В направлении с юго-востока на северо-запад толщины палеогена увеличиваются в 3,0–3,5 раза, от 128 м до 400 м, сокращаясь в сторону акватории до 360 м.

В сторону моря преимущественно песчаный интервал снатольской свиты, в связи с удаленностью от области сноса, становится более тонкозернистым, переходя в песчано-алеврито-глинистые разности. Наблюдается закономерное погружение бассейна в сторону моря.

Для обобщения термобарических характеристик разреза Западно-Камчатского лицензионного участка был проанализирован материал по морским скважинам Магаданская 1, Хмитевская 1, Перво-очередная 1, а также по скважинам Кшуского, Нижне-Квакчикского и Северо-Колпаковского газоконденсатных месторождений (ГКМ). Указанные материалы позволяют увидеть общую тенденцию поведения термобарических характеристик на обширной части акватории Охотского моря — от западного побережья Камчатки на юге до залива Шелихова на севере.

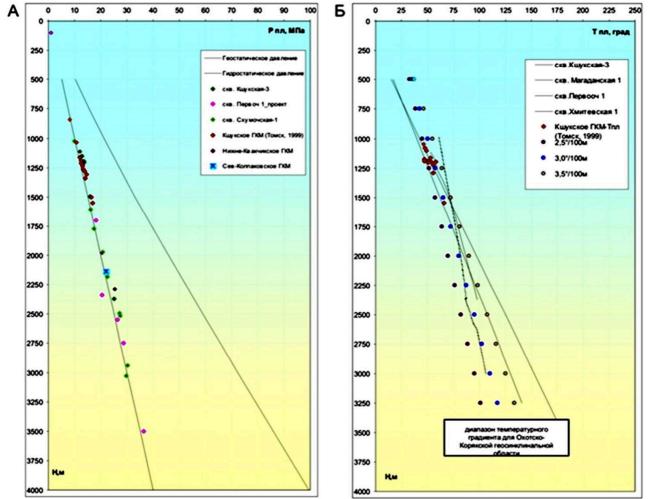
Результаты обобщения свидетельствуют о том, что в интервале глубин 1,0–3,5 км в разрезах указанных скважин пластовые давления равны или близки гидростатическим ( $K_{aH} \sim 1,04 \div 1,12$ ), рисунок 2.А.

Из этого следует, что в пределах указанной территории в геологическом разрезе кайнозоя зоны аномально-высокого пластового давления (АВПД) отсутствуют, а, следовательно, отсутствуют связанные с ними зоны сохранения пористости («зоны запечатывания коллекторов») и основные изменения ФЕС с глубиной происходят под воздействием геостатического давления, зависящего от мощности и плотности вышележащих пород. Таким образом, можно ожидать, что изменение пористости пород с глубиной подчиняется закону нормального уплотнения.

Распределение  $T_{nn}(H)$ , представленное на рисунке 2,Б демонстрирует близость температурного градиента для «северных» скважин и существенное отличие их от кривой  $T_{nn}(H)$ , замеренной в скважине Певоочередная 1.







**Рисунок 2** — Термобарические характеристики  $P_{nn}(H)$  — А и  $T_{nn}(H)$  — Б Западно-Камчатского участка

В свою очередь, значения температурного градиента, замеренного в скв. Первоочередная 1, хорошо согласуются с диапазоном температурного градиента, полученного в целом для Охотско-Корякской геосинклинальной области, величина температурного градиента составляет ~ 2,5–2,8°/100 м.

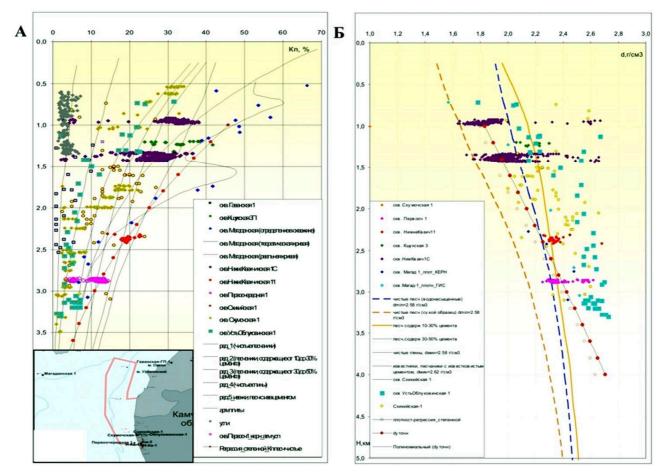
Исходной информацией для построения зависимости пористости песчано-глинистых пород от глубины послужили данные об исследования керна и ГИС по семи глубоким скважинам на суше и двум морским скважинам – Магаданская 1 и Первоочередная 1.

Зависимость  $K_n(H)$ , полученная для различных литологических разностей для Западно-Камчатского участка, представлена на рисунке 3,A.

Реальный диапазон изменения пористости для песчаных коллекторов в интервале глубин 1,0–1,4 км составляет 25–38  $\div$  20–32 % (скв. Кшукская 1, эрмановская свита, неоген). Значения  $K_n$ , превышающие 50 %, полученные в этом же интервале глубин на образцах скв. Магаданская 1, по-

видимому, отображают не истинную структуру порового пространства гранулярных коллекторов, а связаны разрушением образцов в связи с отбором их в зонах нарушения.

Второй целевой интервал разреза — снатольская свита, палеоген (H = 2,3-3,1 км) — характеризуется более узким диапазонам параметра  $K_n = 18-23 \div 9-15$  % (скв. Нижне-Квакчикская 11, скв. Первоочередная 1), причем в этот диапазон попадают и значения, полученные для образцов скв. Магаданская 1 (рис. 3,A).



**Рисунок 3** – Зависимости  $K_n(H)$  – А и d(H) – Б, полученные по данным ГИС и исследования керна для различных литологических разностей. Западно-Камчатский участок

Для того, чтобы подчеркнуть общую тенденцию изменения  $K_n(H)$  и одновременно попытаться дифференцировать ее для различных литологических разностей, данные замеров на керне были совмещены с эмпирическими кривыми  $K_n(H)$ , полученными Авербухом А.Г. для терригенных пород кайнозоя: чистых песчаников, песчаников с различным содержанием глинистого цемента и чистых глин [1]. Аналогичная информация для пород — неколлекторов — песчаников с известковым цементом, аргиллитов и углей была получена из справочной литературы [2].

Значения пористости пород кайнозоя, полученные по керновому материалу Западной Камчатки, довольно хорошо согласуются с зависимостями  $K_n(H)$ , полученными по литературным данным. При этом наибольший градиент отмечается для глин и глинистых пород в верхней части разреза  $(H=0-2,0\ \text{км})$ ; наименьший – для плотных пород – аргиллитов, известняков и песчаников с известковым цементом. В нижней части разреза  $(H=2,0-4,0\ \text{км})$  заметный градиент сохраняется только для глин и песчаных коллекторов. Для плотных пород градиент изменения  $K_n(H)$  в этом интервале глубин практически равен нулю.

Отметим, что образцы, полученные в скв. Усть-Облуковинская и Гаванская, несмотря на довольно высокие значения пористости (до 12–22 %), скорее всего, характеризуют породы – неколлекторы, а значения  $K_n(H)$ , полученные в разрезе скв. Схумочская 1, являются граничными, ниже которых песчаные породы кайнозоя Западной Камчатки теряют свои коллекторские свойства (рис. 3.1,A).

В правой части рисунка 3.1,Б приведены зависимости, характеризующие изменения плотности пород с глубиной в пределах Западно — Камчатского участка. При получении зависимостей d(H) были использованы замеры плотности пород по керну, что позволило оценить минералогическую плотность для пород. Согласно выполненным оценкам для чистых песчаников и чистых глин значение  $d_{\text{мин}}$ 

примерно одинаково и составляет 2,58 г/см $^3$ , а для плотных песчаников с известковым цементом – 2,62 г/см $^3$ .

Интересно отметить, что кривые d(H), рассчитанные для чистых песчаников в случае их водо – и газонасыщения — ярко-оранжевый пунктир и ярко-синий пунктир — хорошо согласуются с экспериментальными данными, полученными для песчаных пород верхнего продуктивного интервала (эрмановская и эталонская свиты).

Необходимо отметить, что приводимые на планшете единичные данные  $K_n$  и d, полученные на образцах керна, хорошо вписываются в интервальны максимальных и минимальных значений этих параметров, полученных по материалам площадной геологической съемки для образцов песчаных и плотных пород различной литологии и стратиграфической принадлежности.

#### Выводы

По данным бурения получены обобщенные зависимости термобарических характеристик разреза Западной Камчатки в интервале глубин 0–4,0 км, которые позволяют выполнить предварительную оценку пластовых параметров  $P_{nn}$  и  $T_{nn}$ , используемых на этапе подсчета прогнозных ресурсов.

В интервале глубин 0,5–4,0 км по данным ГИС и изучения керна получены зависимости  $K_n(H)$  и d(H), которые позволяют получать экспресс – оценки емкостных и плотностных характеристик пород различной литологии – чистых и глинистых песчаников, алевролитов, глин и плотных пород (песчаники с известковистым цементом, аргиллиты, известняки) в целевых интервалах разреза.

#### Литература:

- 1. Авербух А.Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке. М.: Недра, 1982. 232 с.
- 2. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). Справочник геофизика / Под ред. Н.Б. Дортман. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Недра, 1984. 455 с.

#### References:

- 1. Averbukh A.G. Study of the composition and properties of rocks with seismic exploration. M. : Nedra, 1982. 232 p.
- 2. Physical properties of rocks and minerals (petrophysics). Directory of Geophysics / ed. N.B. Dortman. -2 Ed., revised. and extras. M. : Nedra, 1984. 455 p.

УДК 550.834.07.(26)

## СВЯЗЬ ПАРАМЕТРОВ ПОЛЯРИЗАЦИИ КОЛЕБАНИЙ С НЕОДНОРОДНОСТЯМИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА (НА ПРИМЕРЕ АЧИКУЛАКСКОЙ ПЛОЩАДИ)

# COMMUNICATION OF PARAMETERS OF POLARIZATION OF FLUCTUATIONS WITH NOT UNIFORMITY OF A GEOLOGICAL SECTION (ON THE EXAMPLE OF ACHIKULAKSKAYA SQUARE)

#### Захарченко Евгения Ивановна

кандидат технических наук, заведующая кафедрой геофизических методов поисков и разведки, Кубанский государственный университет evgenia-zax@yandex.ru

#### Захарченко Юлия Ивановна

старший преподаватель кафедры геофизических методов поисков и разведки,

Кубанский государственный университет

Аннотация. Анализируются изменения углов ф подхода волн вдоль вертикального профиля при проведении ВСП, выявляется их связь с исследуемым разрезом на Ачикулакской площади. Рассмотренные данные иллюстрируют возможности расчленения разреза по параметрам поляризации Р волны.

**Ключевые слова:** поляризация волны, угол подхода волны, пункт возбуждения, продольный профиль, непродольный профиль, маломощные слои.

#### Zakharchenko Evgenia Ivanovna

Candidate of Technical Sciences, Manager of Department of Geophysical Methods of Search and Investigation, Kuban State University evgenia-zax@yandex.ru

#### Zakharchenko Yulia Ivanovna

Senior Teacher of Department of Geophysical Methods of Search and Investigation, Kuban State University

Annotation. Changes of corners  $\phi$  approach of waves along a vertical profile are analyzed when carrying out VSP, their communication with the studied section at Achikulakskaya Square comes to light. The considered data illustrate possibilities of partition of a section in polarization parameters P waves.

**Keywords:** polarization of a wave, angle of approach of a wave, point of excitement, longitudinal profile, not longitudinal profile, low-power layers.

сследования ВСП выполнены в одной из скважин в пределах Ачикулакского поднятия. В геологическом строении указанной площади принимает участие широкий комплекс разновозрастных отложений от девона до неогена включительно.

Поляризация колебаний является пространственно-временной характеристикой волнового поля, реагирующей на все неоднородности геологического разреза, в том числе и на нефтегазонасыщение.

Параметрами, определяющими траекторию движения частиц, являются угол φ с вертикалью и азимут ω. Наибольший интерес представляет изучение поляризации Р волны, дающей начало всему волновому процессу и регистрируемой в области, свободной от помех.

На рисунке 1 на графиках  $\phi(H)$  отмечены существенные изменения углов  $\phi$  подхода волн вдоль вертикального профиля и выявлена их связь с исследуемым разрезом.

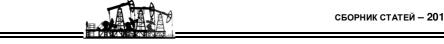
В верхней, наиболее неоднородной части геологического разреза, на графиках  $\phi(H)$  наблюдаются значительные скачки углов  $\phi$ , обусловленные особенностями среды. Основные перспективы связаны с более глубокими отложениями, залегающими на глубинах свыше 2000 м.

*На продольном профиле* (в исследуемом интервале) значения угла ф характеризуются относительной стабильностью, варьируют в пределах до18°.

Глубже, вдоль вертикального профиля происходят небольшие изменения, отдельные выбросы достигают 20–22°, они приурочены к пропласткам песчаников в майкопских отложениях. При прохождении Р волны через насыщенные песчаники палеогена наблюдается резкое изменение углов ф, что особенно заметно на графиках, полученных из непродольных пунктов возбуждения (ПВ) (рис. 1).

На кровле известняков верхнего мела наблюдается разрыв в направлениях смещений, а именно, его уменьшение до 2–3°, а затем увеличение до 20° для ближнего ПВ и до 100–120° – для удаленных. В нижнемеловых песчаниках значения угла ф для ПВ 1 уменьшаются до 0°, глубже отмечается рост их значений до 5–8°, причем наиболее интенсивный в альбских отложениях, где I пласт нефтенасыщен.

На продольном профиле, когда первая P волна подходит сверху, наблюдаемые изменения угла ф обусловлены скоростными особенностями разреза.



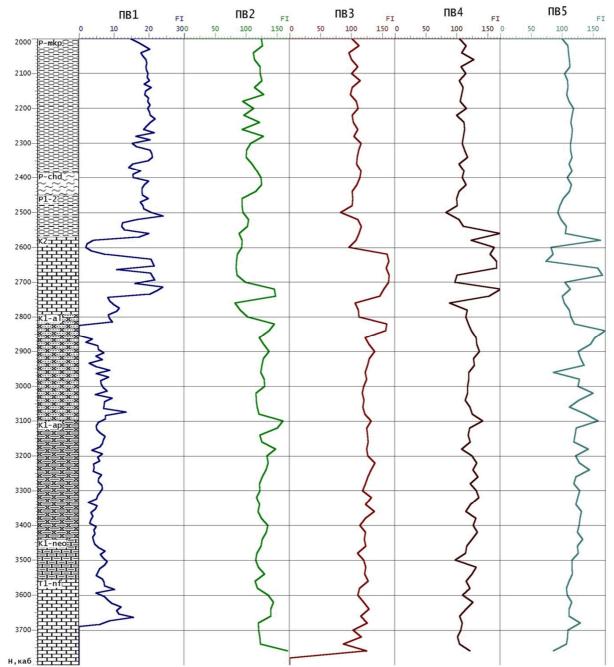


Рисунок 1 – Углы подхода Р волн (Ачикулакская площадь)

Для непродольных вертикальных профилей картина усложняется. Направления смещений в первой Р волне зависят не только от взаимного расположения источника и приемника, но и для градиентных сред – от коэффициента увеличения скорости с глубиной.

Для слоистых сред на границах разреза, где наблюдаются скачки скоростей, кривые  $\phi(H)$  претерпевают разрывы. Причем, при переходе от меньшей скорости к большей, направления смещений будут отклоняться от вертикали, а при переходе от большей к меньшей, наоборот приближаться к вертикали.

На участках, примыкающих к границам раздела, где происходит наложение падающих Р и вторичных отраженных PP и PS волн, направления смещений могут отклоняться от указанных закономерностей.

На рисунке 1 представлены графики  $\phi(H)$  во временной области для одного продольного и 4-х непродольных ПВ. Верхние 600-700 м характеризуются значениями углов ф, близкими к 90°. Участки вертикального профиля, приуроченные к наиболее резким скоростным границам (2570 м, 3560 м). отмечены изменением угла ф, увеличением их значений до 130–150° и более.

Закономерность изменения углов  $\phi$  подтверждается тем фактом, что графики  $\phi(H)$  для разных ПВ коррелируются между собой. Глубины практически всех изломов совпадают или близки для всех пяти ПВ.

В целом, можно отметить, что направления смещений в Р волне обусловлены акустическими неоднородностями разреза и позволяют выделить даже маломощные слои, сопоставимые с шагом наблюдения в скважине, в частности, слои с относительно пониженными и повышенными скоростями.

Углы подхода были также определены для разных частотных составляющих спектра Р волны, что позволяет ранжировать выделение неоднородностей по разрезу, а именно, маломощные слои лучшим образом проявляются на высокочастотных составляющих спектра колебаний.

В исследуемой части разреза контрастность наблюдаемых положительных аномалий углов возрастает по мере увеличения анализируемой частоты от 15 до 60 Гц (рис. 2, 3).

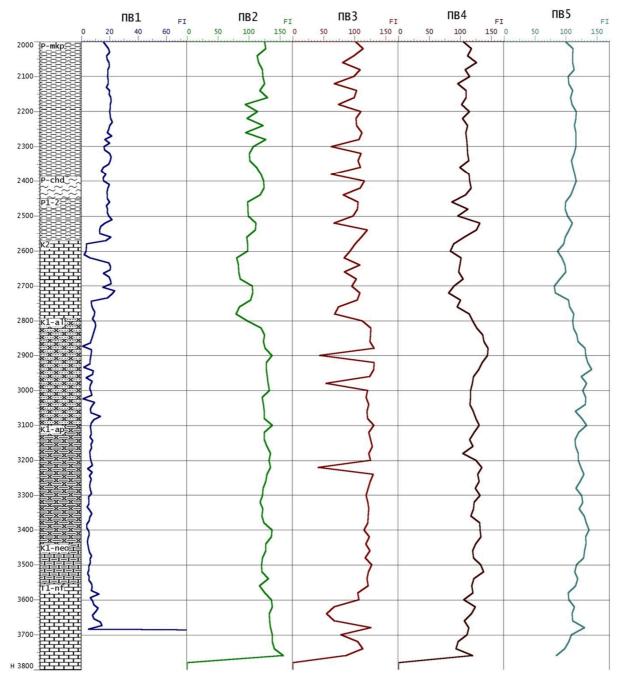


Рисунок 2 – Углы подхода Р волн в частотной области (15 Гц)

В нижней части разреза наряду с положительными, выделены также отрицательные аномалии, причем наиболее четко это проявляется в интервале глубин 2400–3600 м.

Таким образом, рассмотренные данные иллюстрируют принципиальные возможности расчленения разреза по параметрам поляризации Р волны.



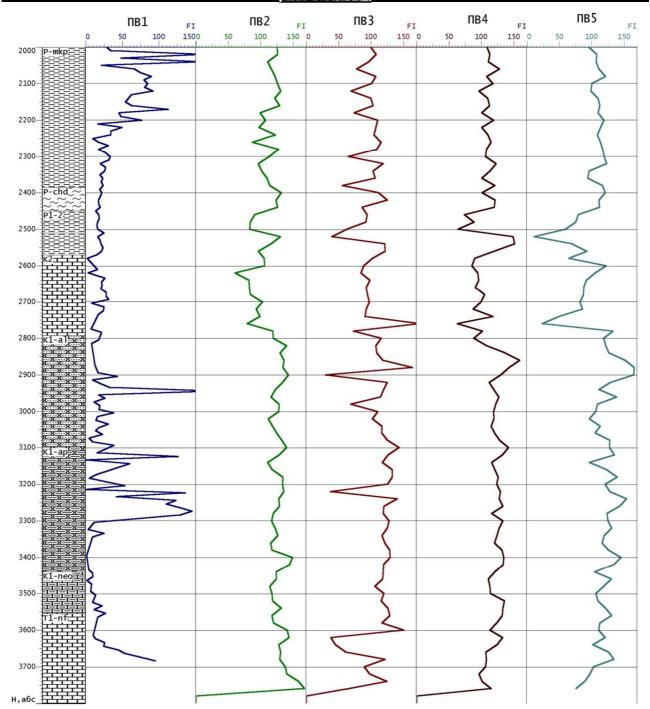


Рисунок 3 – Углы подхода Р волн в частотной области (60 Гц)

#### Литература:

- 1. Промысловая сейсмика сейсмика околоскважинного пространства / А.Н. Амиров [и др.] // Геология и разведка. – 1980. – № 7.
  - 2. Гальперин Е.И. Вертикальное сейсмическое профилирование. М.: Недра, 1977. 277 с.
  - 3. Гальперин Е.И. Поляризационный метод сейсмических исследований. М. : Недра, 1982. 344 с.
  - 4. Дортман Н.Б. Свойства горных пород и полезных ископаемых. М.: Недра, 1984. 345 с.

#### References:

- 1. Trade seismicity seismicity of okoloskvazhinny space / A.N. Amirov [etc.] // Geology and investigation. -1980. – № 7.
  - 2. Galperin E.I. Vertical seismic profiling. M.: Nedra, 1977. 277 p.
  - 3. Galperin E.I. Polarizing method of seismic researches. M.: Nedra, 1982. 344 p.
  - 4. Dortman N.B. Properties of rocks and minerals. M.: Nedra, 1984. 345 p.

УДК 550.8

#### ОЦЕНКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ С УЧЕТОМ ИХ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ ТИПИЗАЦИИ

### ESTIMATION OF PETROPHYSICAL PARAMETERS OF RESERVOIRS WITH THE ACCOUNT OF THEIR LITHOLOGICAL TYPESIS

#### Искендеров Магал Мусадыр

заведующий лаборатории, магистр, докторант, Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики, НИПИ «Нефтегаз» mahal isgander@yahoo.com

**Аннотация.** В работе проведена оценка петрофизических параметров коллекторов с учетом литологической типизации пород. В результате исследования получены петрофизические модели путем построения связей типа керн-керн для различных литологических типов пород. Выполнена интерпретация данных геофизических исследований скважин, используя соответствующие модели, определены фильтрационноемкостные параметры пород-коллекторов изучаемого разреза.

**Ключевые слова:** литотипы, керн, петрофизические связи, геофизические исследования скважин, коллектор, параметры.

Isgandarov Magal Musadyr

Manager of Laboratory, Master, Doctoral Candidate State Oil Company of Azerbaijan Republic, NIPI «Neftegaz» mahal\_isgander@yahoo.com

Annotation. The work assesses petrophysical parameters of reservoirs taking into account lithological typification of rocks. As a result of the study, petrophysical models were obtained by constructing core-core type bonds for various lithological types of rocks. Interpretation of well logging data was carried out using appropriate models, reservoir parameters of rocks of the studied section were determined.

**Keywords:** lithotypes, core, petrophysical relationships, well logging, reservoir, parameters

**О** ценка петрофизических параметров является одной из актуальных задач при интерпретации данных геофизических исследований скважин.

Проведенный анализ петрофизических связей построенных для исследуемого месторождения показал, что сопоставляемые параметры изменяются в довольно большом диапазоне, что отражалось на оценке точности их определения.

Объктом исследования является месторождение Гум-дениз, которое находится в промышленной разработке с 1956 года и входит в состав Апшероно-Прибалханской зоны складчатости и приурочено южной переклинали Карачухур-Зыхской антиклинальной складки. Структура разбита многочисленными продольными и поперечными нарушениями на отдельные тектонические блоки. Продуктивность на месторождении связана с отложениями Продуктивной толщи — балаханской свитой, свитой «перерыва», надкирмакинской песчаной свитой, кирмакинской свитой, подкирмакинской и калинской свитами.

Разрез изучаемого месторождения представлен терригенными отложениями, характеризующийся чередованием песчаных, песчано-глинистых и глинистых пластов различной толщины. Пески, в основном, состоят из кварца, полевых шпатов и обломков глинистого материала.

В связи с тем, что наиболее изученным по отбору керна является балаханская свита, рассмотрим как изменяются коллекторские свойства по различным литологическим типам пород. Результаты расчетов приведены по данному горизонту в таблице 1. Как видно, из таблицы пески и песчаники характеризуются наиболее хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). С увеличением глинистости песков и песчаников коллекторские свойства ухудшаются. Алевриты обладают несколько средними значениями коллекторских свойств. Для глинистых алевритов характерно заметное уменьшение проницаемости, хотя пористость уменьшилась незначительно по сравнению с «чистыми» алевритами. Глинистые породы представлены плотными непроницаемыми известковыми породами.

Таблица 1 – Коллекторские свойства пород по литологическим типам пород

Горизонт	Сгл	Ск	Кп	Кпр	Тип породи	
Горизонт		%		мД	Тип породы	
Балаханская свита	6,9	8,7	21,1	308	Песок, песчаник	
	14,8	9,9	19,4	186	Глинистые пески и песчаники	
	10,9	11,1	18,4	147	Алевриты	
	23,5	12,1	17,3	86	Глинистые алевриты	
	_	18,5	7,2	не прон.	Глины	

С целью выяснения как изменяются коллекторские свойства для различных типов пород сделано сопоставление проницаемости с пористостью и пористости с глинистостью (рис. 1). Образцы, при этом разделялись на пески, алевриты и смешанные глинисто-песчано-алевритовые породы. Как, видно из сопоставления хорошая связь наблюдается между проницаемостью и пористостью, а также для пористости и глинистости для различных типов пород.

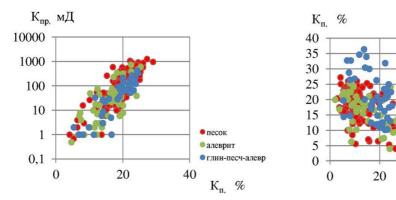


Рисунок 1 — Сопоставление параметров коллекторских свойств по данным керна разных литологических типов пород

<sup>60</sup>С<sub>гл,</sub> %

40

Согласно графикам сопоставления если пески обладают высокими ФЕС, а смешанные глинисто-песчано-алевритовые породы характеризуются низкими значениями, то алевритам характерно промежуточное положение по фильтрационно-емкостным свойствам. Отсюда можно сделать вывод о целесообразности построения зависимостей между ислледуемыми параметрами коллекторских свойств по различным литологическим типам пород.

В связи с этим, для построения зависимостей между изучаемыми коллекторскими свойствами пород параметры были осреднены по глубине с учетом литологических типов пород (рис. 2). В результате расчетов были уточнены петрофизические модели для разных литологических типов пород, которые представлены в аналитическом виде в таблице 2.

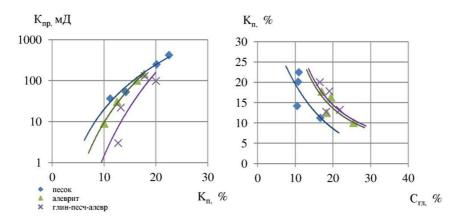


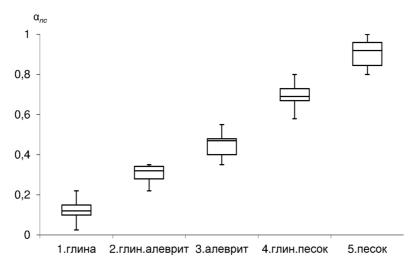
Рисунок 2 — Зависимости между коллекторскими свойствами по данным керна для разных литологических типов пород

Таблица 2 – Петрофизические модели с учетом литологической типизации пород

Тип зависимости	Тип породы	Аналитические уравнения моделей	R
	песок	$K_{np} = 0.004 \cdot K_n^{3.631}$	0,98
$K_{np}$ – $K_n$	алеврит	$K_{np} = 0,000142 \cdot K_n^{4,826}$	0,99
	глинпесчалевр. породы	$K_{np} = 0,0000002 \cdot K_n^{6,8786}$	0,88
Кп-Сгп	песок	$K_{\Pi} = 44,48 \cdot e^{-0,08 \cdot Ce\Pi}$	0,76
	алеврит	$K_n = 544, 3 \cdot C_{en}^{-1,23}$	0,83
	глинпесчалевр. породы	$K_{\Pi} = 565, 6 \cdot C_{e\pi}^{-1,22}$	0,63

Для проведения литологического расчленения разреза в скважинах необходимо было выявить геофизические признаки для месторождения Гум-дениз. С этой целью, проведено сопоставление результатов анализа кернового материала совместно с результатами обработки данных геофизических исследований

[1, 2]. Всего было привлечено данные 27 скважин, по которым были рассчитаны параметры пластов по 159 интервалам. В результате были выделены следующие группы пластов: глинистые породы; глинистые алевриты; смешанные глинисто-песчаные алевриты и алевриты; глинистые пески; пески и песчаники. Для выделения литотипов пород определены вариации изменения геофизической характеристики  $\alpha_{nc}$ , определяемое по данным каротажа ПС [3]. Схематическая диаграмма показывает характер изменения размаха варьирования параметра  $\alpha_{nc}$  от медианного значения (рис. 3).



**Рисунок 3** – Распределение параметра α<sub>пс</sub> для разных литотипов

Для оценки ФЕС проведена интерпретация данных ГИС с помощью полученных петрофизических моделей (табл. 2) для разных литологических типов пород.

Интерпретация проводилась по следующей схеме. На первом этапе была проведена литологическая типизация пород по геофизическим признакам, полученным для месторождения Гум-дениз. В разрезе скважин выделялись разные по литологическому составу типы пород – пески, глинистые пески, алевриты, глинистые алевриты и глины. Затем осуществлялось определение пористости и проницаемости по моделям  $K_{no}$ — $K_n$ ,  $K_n$ — $C_{en}(K_{en})$  для разных литологических типов пород.

На примере одной из скважин месторождения Гум-дениз проведена интепретация данных ГИС, рассчитаны пористость и проницаемость по соответствующим моделям, проведено сопоставление полученных результатов с результатами анализа керна. Как видно из рисунка 4 рассчитанные данные удовлетворительные, что подтверждает надежность используемых петрофизических моделей для оценки ФЕС. Результаты расчетов представлены в таблице 3.

На планшете представлены исходные кривые каротажа – ПС, ГК, НГК, КС, БК, БКЗ, расчетные значения  $\alpha_{nc}$ ,  $\Delta J_{\gamma}$  и  $\Delta J_{n\gamma}$  полученные в результате обработки по кривым ПС, ГК и НГК, а также расчетные значения пористости и проницаемости. Пористость и проницаемость рассчитывались как по общему тренду, так и с уточнением по разным литологическим типам пород. Как видно из сопоставления, разница в

Таблица 3 – Сопоставление результатов оценок ФЕС с уточненным трендом

Гори-	Интервал пласта,		Н,	Литотип	$K_{п.общ.mp}$ ,	Кп,	Δ, %	$K_{пр.общ.mp}$ ,	$K_{np}$ ,	Δ, %
30HT	М		М		д.е.	д.е.		мД	мД	
VII	2434,2	2441,5	7,3	Песок	0,21	0,24	14	678	518	-24
	2442,1	2444,8	2,7	Алеврит	0,09	0,06	-33	3	6	125
	2449,2	2451,9	2,7	Песок	0,20	0,21	7	160	279	74
	2454,2	2457,9	3,7	Песок	0,20	0,20	-2	99	207	110
	2457,9	2461,1	3,2	Песок глинистый	0,21	0,24	14	324	527	63
	2463	2466,9	3,9	Песок глинистый	0,21	0,27	29	987	947	-4
	2467,6	2470,7	3,1	Песок глинистый	0,20	0,21	4	131	288	120
VIII	2483,6	2485,6	2	Алеврит	0,18	0,18	-3	48	147	206
	2487,7	2498,7	11	Песок глинистый	0,19	0,22	16	513	539	5
	2500,3	2503,1	2,8	Песок глинистый	0,15	0,10	-33	7	23	219
	2514,8	2522,5	7,7	Песок глинистый	0,18	0,16	-11	40	115	188
	2530,2	2533,2	3	Песок глинистый	0,15	0,08	-42	3	7	134
	2534,1	2541,3	7,2	Песок глинистый	0,17	0,14	-18	18	59	226



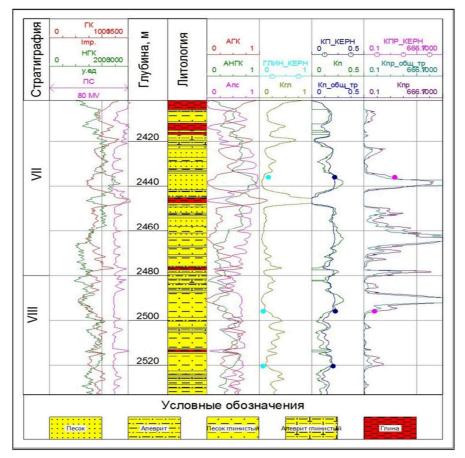


Рисунок 4 – Результаты интерпретации данных ГИС с учетом литологической типизации пород

процентном отношении пористости в некоторых случаях составляет более 30 % (табл. 3). Причем разница наблюдается как в увеличении, так и уменьшении пористости для рассматриваемых пластов. Значительное отличие отмечается при сопоставлении проницаемости рассчитанной по общему тренду и по тренду с учетом литологии. Для некоторых пластов она достигает более 200 %.

#### Выводы

Таким образом, в результате проведенных исследований получены уточненные петрофизические связи с учетом литологической типизации пород изучаемого разреза. Выполненная интерпретация данных ГИС способствовало более точной оценке ФЕС, что будет способствовать как достоверной оценке параметров пластов-коллекторов, так и достоверному подсчету запасов углеводородов изучаемого месторождения.

# Литература:

- 1. Петерселье В.И., Пороскун В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Москва-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
- 2. Вендельштейн Б.Ю., Козяр В.Ф., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по определению подсчетных параметров залежей нефти и газа по материалам геофизических исследований скважин с привлечением результатов анализов керна, опробований и испытаний продуктивных пластов. Калинин, 1990.
- 3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа. Л. : Недра, 1984. 260 с.

#### Reference:

- 1. Peterselie V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Methodical recommendations on the calculation of geological reserves of oil and gas by the volumetric method. Moscow-Tver: VNIGNI, SPC «Tvergeofizika», 2003.
- 2. Wendelstein B.Yu., Kozyar V.F., Yatsenko G.G. Methodical recommendations for determining the counting parameters of oil and gas deposits from materials of geophysical studies of wells with the involvement of the results of core analyzes, testing and testing of reservoirs. Kalinin, 1990.
- 3. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandy bodies-lithological traps of oil and gas. L. : Nedra, 1984. 260 p.



УДК 550

# СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ЛАБОРАТОРНОЙ БАЗЫ И МЕТРОЛОГИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КРЕПИ СКВАЖИН

# IMPROVEMENT OF LABORATORY BASE AND METROLOGICAL SUPPORT FOR DEFINITION OF CHARACTERISTICS OF GEOPHYSICAL DEVICES OF CONTROL OF TECHNICAL CONDITION OF A TIMBERING OF WELLS

#### Климов Вячеслав Васильевич

кандидат технических наук, Кубанский государственный технологический университет ld.yug2016@gjmail.com

Аннотация. Для контроля технического состояния скважин оказывается необходимым обеспечить воспроизводимость технических характеристик применяемой геофизической аппаратуры. постоянство эталонирования и единство измерений, производимых указанной аппаратурой.

Анализ состояния метрологического обеспечения в геофизических службах ОАО «Газпром» свидетельствует о неблагополучном положении в этой области, несмотря на принятое ранее решение (руководителями геофизических служб Роскомнедра, Минтопэнерго РФ, РАО «Газпром», ГП «Роснефть») о создании единой Российской системы стандартизации, метрологического обеспечения и сертификации геофизической продукции, а также создание научно-методического экспертного совета по данной проблеме для координации научнотехнической политики в области метрологического обеспечения ГИС в рамках Евро-Азиатского геофизического общества. Однако, экономическая ситуация в стране не позволила осуществить намеченные в этом направлении мероприятия.

Отсутствие в России соответствующего метрологического обеспечения ГИС не позволяет разрабатывать достаточно эффективные методы и технические средства измерений необходимых параметров при контроле за разработкой и эксплуатацией нефтегазовых месторождений и ПХГ. Поэтому нами разработаны:

- лабораторные метрологические установки для идентификации характеристик приемников и излучателей акустической аппаратуры контроля качества цементирования скважин;
- комплексная конструкция моделей скважин для контроля технического состояния обсадных колонн.

Ключевые слова: контроль технического состояния скважин, воспроизводимость технических характеристик применяемой геофизической аппаратуры, постоянство эталонирования, единство измерений, метрологическое обеспечение, ГИС, разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений.

Klimov Vyacheslav Vasilyevich Candidate of Technical Sciences, Kuban state technological university ld.yug2016@gjmail.com

Annotation. For control of technical condition of wells it is necessary to provide reproducibility of technical characteristics of the used geophysical equipment, constancy of calibration and unity of the measurements performed by the specified equipment.

The analysis of a condition of metrological support in geophysical services of JSC Gazprom confirms unsuccessful situation in this area, despite the decision (heads of geophysical services State Committee on Geology and Subsoil Resources, Ministry of Fuel and Energy of the Russian Federation, RJSC Gazprom, GP «Rosneft») on creation of uniform Russian system of standardization, metrological support and certification of geophysical production made earlier and also creation is scientific-methodical advisory council on this problem for coordination scientifically - technical policy in the field of metrological support of GIS within Euro-Asian geophysical society. However, the economic situation in the country hasn't allowed to carry out the actions planned in this direction.

The lack in Russia of the corresponding metrological support of GIS doesn't allow to develop rather effective methods and technical means of measurements of necessary parameters at control of development and operation of oil and gas fields and UGS. Therefore are developed by us:

- laboratory metrological installations for identification of characteristics of receivers and radiators of the acoustic equipment of quality control of cementation of wells;
- a complex design of models of wells for control of technical condition of upsetting columns.

Keywords: control of technical condition of wells, reproducibility of technical characteristics of the used geophysical equipment, constancy of calibration, unity of measurements, metrological support, GIS, development and operation of oil and gas fields.

# асть 1. Лабораторная метрологическая установка для идентификации характеристик излучателей акустической аппаратуры контроля качества цементирования скважин

Пьезокерамические преобразователи и магнитострикторы, выпускаемые промышленностью и предназначенные для работы в качестве приемников и излучателей приборов акустического каротажа, имеют большой разброс параметров. Так, в соответствии с техническими условиями РЦ 0.338.134 ТУ, для пьезокерамических преобразователей регламентируются лишь только:

- относительная диэлектрическая проницаемость  $\epsilon$ , 1400–2050; пьезомодуль в динамическом режиме, d 31 · 10<sup>-12</sup>, не менее 150;

- электросопротивление между электродами, Ом · 10<sup>8</sup>, не менее 1;
- тангенс угла диэлектрических потерь 0,035.

Допустимые режимы эксплуатации:

- температура от 213 до 343 К;
- вибрация в диапазоне частот от 100 до 600 КД не более 73,6 м/ $c^2$ ;
- многократные удары до 118 м/с² при длительности импульса 5–10 мс;
- внешнее одностороннее гидростатическое давление до 15⋅10<sup>5</sup> Па.

Поскольку заводы-изготовители пьезопреобразователей и магнитострикторов не гарантируют идентичность их характеристик, для многозондовой акустической аппаратуры оказывается необходимым их индивидуальный подбор по следующим основным параметрам: резонансная частота, чувствительность, собственная емкость, индуктивность, коэффициент затухания, неравномерность амплитудно-частотной характеристики в рабочем диапазоне частот.

Поэтому, для определения параметров акустических излучателей и приемников (в рабочих режимах), разработана стендовая лабораторная метрологическая установка, состоящая из:

- стабилизированного регулируемого источника питания;
- акопительных конденсаторов;
- транзисторного коммутатора заряд-разряд;
- электронных блоков для определения резонансной частоты магнито-стрикторов и пьезоиз-
- электронного блока для определения собственной емкости пьезоприемников и пьезоизлучателей;
  - электронного частотомера и осциллографического индикатора.

На рисунке 1 приведена блок – схема указанной метрологической установки, а на рисунке 2 – упрощенная принципиальная электрическая схема блока для определения параметров магнитострикционных и пьезокерамических излучателей, который обеспечивает следующие друг за другом заряд конденсатора от источника постоянного напряжения и его разряд на исследуемый магнитостриктор или пьезоизлучатель.

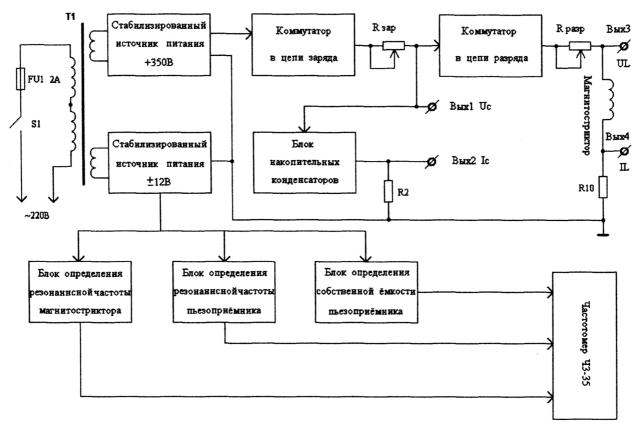


Рисунок 1 – Блок-схема лабораторной метрологической установки для определения параметров акустических излучателей и приемников

Установка включает следующие основные элементы:

- источник питания от сети переменного тока с регулятором напряжения;
- батарею накопительных конденсаторов (C3, C4, C5);

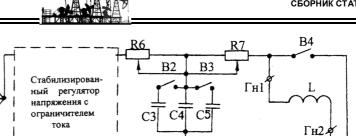


Рисунок 2 – Упрощенная принципиальная электрическая схема блока для определения параметров магнитострикционных и пьезокерамических излучателей

- резисторы R6 и R7 в цепях заряда и разряда накопительных конденсаторов;

Ю\_Д6

– транзисторные ключи V2 и V3 в цепях заряда и разряда накопительных конденсаторов, управляемые противофазными напряжениями с частотой 50 Гц.

Поэтому время одного цикла, состоящего из заряда и разряда конденсатора, составляет 0,02 сек.

Ниже рассмотрим порядок работы на лабораторной метрологической установке при определении параметров магнитострикционных и пьезокерамических излучателей.

- 1. Установить значение сопротивления резистора R6 порядка нескольких десятков Ом.
- 2. Включить напряжение питания выключателем В1.

R2

III ~ 6,3B

- 3. Подать на вход осциллографа напряжение с конденсатора С4 при разомкнутых выключателях В2 и В3.
- 4. С помощью осциллографа осуществить наблюдение за характером изменения напряжения на конденсаторе С4 в режимах «заряд разряд» для различных значений сопротивлений резисторов R6 и R7 (для проверки работоспособности метрологической установки).

(Напряжение на конденсаторе описывается выражением:

$$Uc(t) = Uc(t_0) \cdot e^{-bt}$$
, где  $b = \frac{1}{R7C}$ . (1)

В конце разряда оно должно составлять (20 ... 30) % начального).

Измерив напряжение на конденсаторе для двух моментов времени разряда, например, начального  $Uc(t_0) = Uc_0$  и произвольного Uc(t) по истечении времени t, определить емкость из выражения:

$$\frac{Uc(t)}{Uc(t_0)} = \frac{Uc(t)}{Uc_0} = e^{\frac{t}{R7C}}, \qquad (2)$$

~ 220 B

$$C = \frac{t}{\ln \frac{Uc_0}{Uc(t)}} \tag{3}$$

(при необходимости величина емкости накопительного конденсатора может ступенчато увеличиваться с помощью переключателей В2 и В3, а величина зарядного напряжения – изменяться с помощью стабилизированного регулятора напряжения).

- 6. Подключить испытуемый магнитострикционный излучатель к гнездам Гн1, Гн2 и разомкнуть выключатель В4.
- 7. Изменяя величину сопротивления резистора R7, убедиться в изменениях характера переходного процесса, фиксируя внимание на периодическом, апериодическом и граничном апериодическом режимах (при R7 =  $R_{\kappa p}$ ). По величине сопротивления резистора R7, соответствующего граничному апериодическому режиму, можно произвести оценку затухания (потерь) в магнитострикторе (т.е. производить их разбраковку).
- 8. При наблюдении колебательного режима, помимо его качественной оценки, необходимо, используя изображение на экране осциллографа, произвести расчет параметров *R* и *L* магнитостриктора (величина емкости *C* принимается равной рассчитанной ранее).

- 9. Для вычисления параметров R и L по кривой колебательного разряда на осциллографе определить коэффициент затухания b и частоту собственных колебаний магнитостриктора  $\omega_0$ . Для этого, зная масштаб времени на осциллографе, найти период собственных колебаний  $T_0$  как время между двумя ближайшими точками графика, соответствующими одной и той же фазе.
  - 10. Определить коэффициент затухания b на основании уравнения:

$$Uc(t) = A \cdot e^{-bt} \cdot \sin \omega_0 t \tag{4}.$$

(для этого подставив в выражение (4) величины, соответствующие двум соседним максимальным значениям Uc, запишем два уравнения:

$$Ucm_1 = A \cdot e^{-bt_1}, \tag{5}$$

$$Ucm_2 = A \cdot e^{-bt_1 + T_0} . ag{6}$$

Разделив уравнение (5) на (6), получим:

$$\frac{Ucm_2}{Ucm_1} = e^{-bT_0} . (7)$$

Откуда

$$b = \frac{ln\frac{U_{cm1}}{U_{cm2}}}{T_0},\tag{8}$$

По найденным  $\omega_0$  и b легко вычислить параметры R и L разрядной ветви из выражения для корней характеристического уравнения процесса разряда:

$$-b+j\cdot\omega_0=-\frac{R}{2\cdot L}+j\sqrt{\frac{1}{L\cdot C}-\left(\frac{R}{2\cdot L}\right)^2}\ . \tag{9}$$

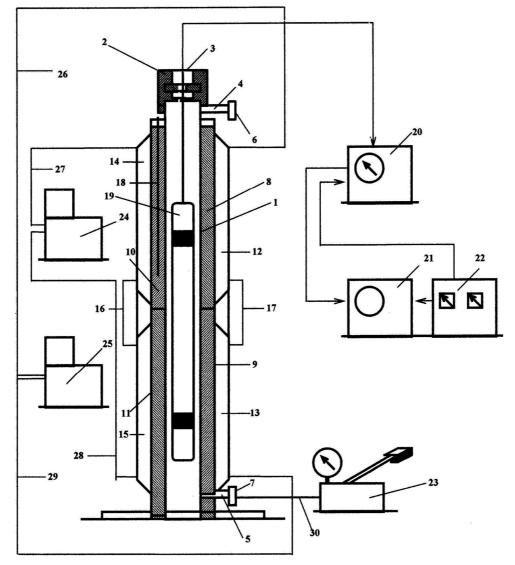
- 11. Сравнить рассчитанное значение индуктивности L испытуемого магнитостриктора со значением индуктивности эталонного и сделать заключение о соответствии коэффициента затухания b и частоты собственных колебаний  $\omega_0$  магнитостриктора паспортным значениям.
- 12. Для значения емкости C, полученной ранее, и индуктивности L магнитостриктора, установленной выше, подсчитать критическое значение сопротивления  $R\kappa p$ .
- 13. Увеличивая сопротивление резистора R7 в цепи разряда, наблюдать переход колебательного разряда в апериодический. С помощью изображения на экране осциллографа подобрать сопротивление резистора R7, соответствующее критическому апериодическому разряду в цепи. Сравнить экспериментально найденную величину *Rкp* с эталонной.
- 14. Получить на экране осциллографа изображение тока магнитостриктора, для чего на его вход подать напряжение с резистора R7. Изменяя величину сопротивления резистора R7, проследить за изменением тока в режиме разряда.
  - 15. Сделать заключение о стабильности параметров магнитостриктора в разных режимах.

Работа на лабораторной метрологической установке под давлением производится на модели скважины в следующей последовательности:

- 1. Поместить испытуемый магнитостриктор в модель скважины для определения характеристик приемников и излучателей акустической аппаратуры АКЦ при различных давлениях и температурах (рис. 3).
  - 2. Установить требуемые значения давления и температуры.
  - 3. Повторить операции с испытуемым магнитостриктором по пунктам 6–15.
- 4. Сравнить определяемые параметры при атмосферном давлении и температуре окружающей среды с полученными при различных давлениях и температурах и сделать заключение о его пригодности для использования в акустической аппаратуре контроля цементирования скважин.

Следует особо отметить, что точность измерений с помощью указанной установки и модели скважины всецело определяется метрологическими характеристиками стандартных измерительных приборов. Поэтому ее метрологическая аттестация не представляет каких-либо специфических сложностей.





**Рисунок 3** — Модель скважины для определения характеристик приемников и излучателей акустической аппаратуры оценки качества цементирования скважин при различных давлениях и температурах:

1 — обсадная труба; 2 — байонетная головка; 3 — герметичный электроввод; 4, 5 — вводы высокого давления; 6, 7 — вентили высокого давления; 8, 9, 10, 11 — цементируемые секции; 12, 13, 14, 15 — полости для теплоносителя; 16, 17, 26, 27, 28, 29 — соединительные трубки; 18 — трубка для термометра; 19 — скважинный прибор с испытуемыми излучателями и приемниками АКЦ; 20 — наземная панель АКЦ; 21 — полевой вычислительный комплекс; 22 — источник питания;

23 - гидропресс; 24, 25 - термостаты; 30 - трубка высокого давления

# Часть 2. Лабораторная установка для определения характеристик приемников акустической аппаратуры контроля качества цементирования скважин

Схема лабораторной установки для определения параметров пьезокерамических приемников, применяемых в аппаратуре АКЦ. приведена на рисунке 4.

Установка включает следующие основные элементы:

- штатив 1, установленный на массивном основании 2;
- кронштейн 3 с фиксаторами 4;
- звукоизолятор 5, установленный в кронштейне 3 с возможностью перемещения в вертикальном направлении;
  - испытуемый пьезоприемник 6 с концентратором акустических сигналов 7;
- приемная емкость конической формы 8 с углом раскрытия 45° и коническим основанием, сопряженным с концентратором акустических сигналов 7;
  - бункер 9;
  - наполнитель 10 (кварцевый песок или стальные шарики);
  - дозирующее устройство 11.



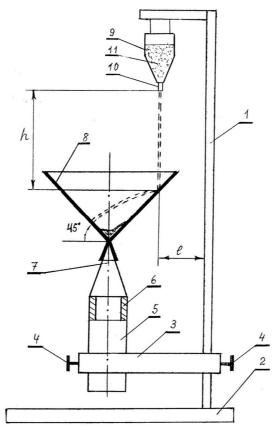


Рисунок 4 — Лабораторная метрологическая установка для идентификации характеристик приемников акустической аппаратуры: 1 — штатив; 2 — массивное основании; 3 — кронштейн; 4 — фиксаторы; 5 — звукоизолятор; 6 — испытуемый пьезоприемник; 7 — концентратором акустических сигналов; 8 — приемная емкость; 9 — бункер; 10 — наполнитель; 11 — дозирующее устройство

Работа лабораторной метрологической установки для определения характеристик приемников акустической аппаратуры осуществляется следующим образом. При заполнении бункера 9 сухим кварцевым песком и открытии заслонки дозирующего устройства 10, поток песчинок (как в песочных часах) свободно падает на внутреннюю поверхность приемной емкости 8 под углом 45°, создавая акустические сигналы в широком диапазоне частот (до нескольких десятков килогерц), которые через концентратор акустических сигналов 7 попадают в пьезоприемник 6.

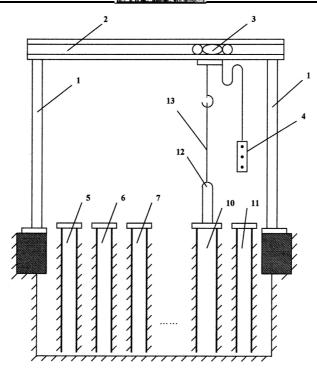
Аналогичным образом, при заполнении бункера 9 стальными шариками и открытии заслонки дозирующего устройства 10, создаются акустические импульсы, которые используются при определении характеристик пьезоприемников, а также динамического диапазона приемного акустического тракта в целом.

Попутно отметим, что изменяя мелкозернистую фракцию песка на крупнозернистую и угол падения песчинок (путем проворота приемной емкости 8 относительно штатива 1) можно в некоторой степени регулировать спектральные характеристики создаваемых акустических сигналов. Кроме того, регулируя высоту установки приемной емкости 8 относитеьно бункера 9 можно задавать большую или меньшую интенсивность акустических сигналов и таким образом определять динамические параметры испытуемых пьезоприемников.

Указанная лабораторная установка при всей простоте позволяет производить подбор пьезоприемников с близкими параметрами, а также и контролировалось качество акустических датчиков в лабораторных условиях (до момента установки их в скважинные приборы для оценки качества цементирования скважин).

# Часть 3. Комплексная конструкции моделей скважин для диагностики технического состояния обсадных колонн

Для определения и контроля стабильности параметров дефектоскопической аппаратуры, применяемой для диагностики технического состояния обсадных колонн разработана комплексная конструкция моделей скважин (рис. 5), содержащая обсадные трубы разных типоразмеров с различными дефектами, имитирующими реальные трещины, перфорационные отверстия и повреждения обсадных колонн.



**Рисунок 5** — Комплексная конструкция моделей скважин, содержащая обсадные трубы разных типоразмеров с различными дефектами:

1 – стойки; 2 – кран-балка; 3 – тельфер; 4 – пульт управления тельфером; 5–11 – модели скважин с обсадными колоннами диаметром 146–245 мм; 12 – испытуемый скважинный прибор; 13 – каротажный кабель

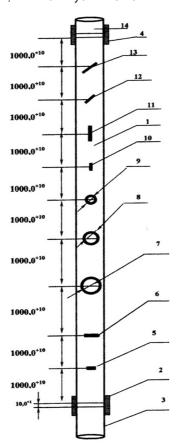


Рисунок 6 — Модель обсадной колонны с искусственными дефектами: 1 — обсадная труба; 2 и 4 — нижняя и верхняя муфта соответственно; 3 и 14 — нижний и верхний патрубки; 5 и 6 — поперечные дефекты (с геометрическими размерами 40 х 1 и 80 х 1 мм соответственно); 7, 8 и 9 — отверстия диаметром 50, 20 и 10 мм соответственно); 10 и 11 — продольные дефекты (с геометрическими размерами 40 х 1 и 80 х 1 мм соответственно); 12 и 13 — дефекты, направленные под углом 45° (с геометрическими размерами 40 х 1 и 80 х 1 мм соответственно)

На рисунке 6 схематично показана модель обсадной колонны диаметром 140 мм с круглыми отверстиями и искусственными дефектами, имеющими различную ориентацию по телу труб (продольными, поперечными и направленными под углом 45°).

Следует особо отметить, что модели обсадных колонн диаметром 146, 168, 178, 194, 219 и 245 мм имеют те же виды и такие же геометрические размеры искусственных дефектов, что и модель обсадной колонны диаметром 140 мм.

Это позволяет определить реальную чувствительность и разрешающую способность электромагнитных дефектоскопов в обсадных колоннах разных диаметров, что очень важно для определения целесообразности их применения под решение конкретных задач на этапе планирования ГИС.

Кроме того, для калибровки электромагнитных профилографов типа КСПТ-3 и КСПТ-7, трубных профилемеров ПТС-4, ПТС-100, толщиномеров СГДТ, МИД-К, и другой геофизической аппаратуры контроля технического состояния обсадных колонн, разработан размерный ряд эталонировочных патрубков с разными толщинами стенок (рис. 7) и с желобными выработками, имитирующими износ обсадных труб бурильной колонной (рис. 8).

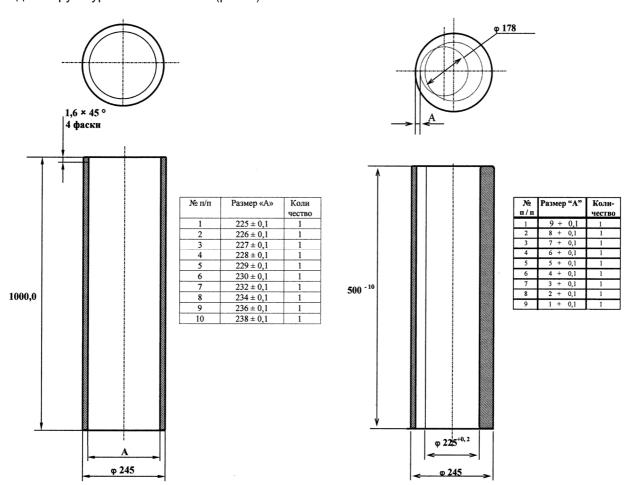


Рисунок 7 — Размерный ряд эталонировочных патрубков с разными толщинами стенок

Рисунок 8 — Размерный ряд эталонировочных патрубков с желобными выборками, имитирующими износ обсадной колонны

# Часть 4. Лабораторная модель горизонтальной скважины для определения характеристик геофизических приборов

Модель горизонтальной скважины содержит размерный ряд указанных выше эталонировочных патрубков (с разными толщинами стенок и с желобными выборками, имитирующими износ обсадной колонны), расположенных друг за другом и горизонтально на земной поверхности внутри короба, засыпанного песком, глиной и гравийно-песчанной смесью (для имитации реальных свойств горных пород).

Модель горизонтальной скважины является необходимым дополнением к рассмотренным выше лабораторным установкам и позволяет определять характеристики геофизических приборов, применяемых для диагностики технического состояния обсадных колонн и оценки качества цементирования скважин.

УДК 681.32

# ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ И ДИАГНОСТИКИ СИГНАЛОВ

# MEASURING SYSTEM FOR CONTROL OF PARAMETERS AND DIAGNOSTICS OF SIGNALS

# Кулиева Севиндж Вагиф

руководитель группы студентов кафедры управления и системной инжинерии, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

# Пашаева Алия Иляс

магистрант кафедры управления и системной инжинерии, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

### Раджабли Рза Исмаил

магистрант кафедры управления и системной инжинерии, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности almazmehdiyeva@yahoo.com

**Аннотация.** Для повышения достоверности диагностики состояния контролируемых объектов необходимо обеспечение робастности оценок статистических характеристик, которые используются как информативные признаки. Нами разработано имитационное моделирование в среде Matlab, для решения вышеуказанной проблемы и получены положительные результаты.

**Ключевые слова:** измерительная система, диагностика, повышение точности, методы измерения, повышения достоверности, имитационное моделирование.

Guliyeva Sevinj Vagif Tutor of department Control and System Engineering, Azerbaijan State University of

Pashayeva Aliya Ilyas master of Department Control and System Engineering, Azerbaijan State University of Oil and Industry

#### Rajabli Rza Ismail

Oil and Industry

master of Department Control and System Engineering, Azerbaijan State University of Oil and Industry almazmehdiyeva@yahoo.com

Annotation. To increase the reliability of diagnostics of the state of controlled objects, it is necessary to ensure the robustness of estimates of statistical characteristics that are used as informative signs. We have developed simulation in the Matlab environment to solve the above problem and obtained positive results.

**Keywords:** measuring system, diagnostics, increase of accuracy, measurement methods, increase of reliability, simulation.

А нализ аварийных ситуаций в технических объектах показывает, что возникновению серьезных неисправностей всегда предшествуют скрытные неисправности, возникающие из за определенных микро- и миниизменений в виде износов, трешин, изгибов, вибраций, биений и т.д. некоторых элементоа объекта. Их заблаговременное выявления дают возможность прогнозирования изменеия в состоянии исследуюемого объекта, что может быть использовано для предупреждения и предотврашения серьезных аварий.

В связи с вышеуказанным, нами рассматриваются как алгоритм улучшения робастности диагностики, так и «прецизионности», позволяющие прогнозировать скрытые неисправности в состоянии технических объектов

В условиях постоянно растущей потребности в ИИС, многообразия их исполнений и областей применения при возрастающих требованиях, предъявляемых к показателям качества и эффективности действующих и вновь создаваемых систем, задача разработки и развития теоретических, методологических и практических аспектов создания высокоэффективных ИИС приобретает особую актуальность.

Эффективность является комплексным показателем качества ИИС, отражающим способность системы обеспечить заданные технические, экономические и эксплуатационные характеристики при выполнении возложенных на нее измерительных, информационных и логических функций в рамках автоматизации обслуживаемого объекта. В теоретическом плане первостепенное значение имеет оптимизация процессов обмена (получения, преобразования, передачи, обработки и представления) измерительной информацией в ИИС для повышения, прежде всего, метрологического качества результатов решения задач измерения, контроля, диагностики и идентификации с учетам имеющихся технико – экономических ограничений [1]. Применительно к ИИС, решение оптимизационных задач встречает значительные трудности, которые в большинстве случаев связаны с дефицитом априорной информации относительно свойств и характеристик объекта автоматизации, измеряемых величин, мешающих факторов, промежуточных и конечных результатов решения основных системных функций и задач, а также функциональных узлов измерительной и вычислительной подсистем. При синтезе оптимальных ИИС и их подсистем, работающих в динамическом режиме, проблема преодоления априорной неопределенности еще более усугубляется. В настоящее время, когда высокоточные динамические измерения становится массовыми, данная задача представляет интерес для дальнейшего развития информационно-измерительной техники в целом.

Контроль параметров и диагностика энергетических объектов представляет собой актуальную проблему повышения эффективности топливно-энергетического комплекса страны. Это объясняется тем, что качества электроэнергии, вырабатываемой энергоблоками, и количество электроэнергии потребляемой энергоустановками, в конечном итоге определяют показатели эффективности всего комплекса.

В настоящее время в данном направлении ведутся интенсивные исследования и разработки. Однако, к сожалению, системный подход к созданию средств контроля параметров диагностики энергетических объектов отсутствует.

В настоящей работе сделана попытка, разработать системный подход к созданию ИИС рассматриваемого назначения. При этом в качестве объекта рассматриваются асинхронные двигатели, составляющие основу большинства электроприводов, на долю которых приходится около 40 % потребляемой в мире электроэнергии [2].

Любая измеряемая величина, к примеру, напряжение сети представляет собой синусоидальный гармонический сигнал. В составе этого сигнала имеется одна единственная гармоника. В результате измерения аналоговой величины мы получаем несинусоидальный сигнал. Он представляет собой синусоиду, имеющую в составе дополнительные нечетные гармоники. Причиной возникновения этих гармоник являются шумы и помехи, накладываемые на основной полезный сигнал и зашумляющие его. Поэтому измеряемые сигналы в большинстве случаев (80 %) являются несинусоидальными [3, 4].

Кривые мгновенных значений непрерывных сигналов наиболее информативны, но не всегда обозримы. Поэтому для управления и анализа работы контролируемых процессов и объектов большое значение имеет определение в реальном масштабе времени интегральных параметров сигналов (ИПС). Последние характеризуют суммарные количества веществ и энергии, вносимых и получаемых в производстве за определенный интервал времени, режимные показатели и параметры объекта, представляющие собой средние значения измеряемых величин и т.п. Специфика определения ИПС цифровыми методами и средствами заключается в выполнении дискретного усреднения (ДУ) или дискретного интегрирования (ДИ) величин, непрерывно изменяющихся во времени.

Среди цифровых методов измерения ИПС широко используется так называемый метод цифровой обработки результатов прямых измерений мгновенных значений сигналов за время усреднения (интегрирования). В последнее время интерес к этому методу значительно возрос, что объясняется возможностью введения вычислительной мощности в измерительные каналы при решении такого рода измерительных задач. Данная проблема еще более усложняется при цифровых измерениях ИПС электрических сигналов сложной формы (несинусоидальных сигналов). Тем не менее, известные преимущества электрических методов контроля и измерения физических величин способствуют все более широкому распространению первичных преобразователей информации с выходными сигналами в виде постоянных и переменных токов и напряжений.

Сигналы переменного тока являются более информативными, а в некоторых случаях представляют собой единственно возможную форму получения измерительной информации, особенно в объектах выработки и преобразования электрической энергии.

В работе дан системный подход к проектированию ИИС для контроля параметров и оценки текущего состояния электродвигателей.

Как известно, диагностику электродвигателей можно осуществлять путем измерения и обработки величин токов и мощностей в режимах холостого хода и короткого замыкания. От того, насколько точно сделаны замеры этих параметров, зависит достоверность контроля и диагностики.

Таким образом, предлагаемый системный подход к созданию ИИС рассматриваемого назначения состоит в совокупном анализе процессов измерения и корректирующей фильтрации с целью достижения сбалансированных показателей метрологической, структурно-алгоритмической и функциональной эффективности разрабатываемых средств.

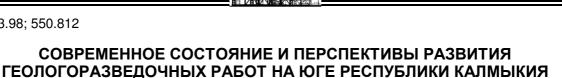
# Литература:

- 1. Абдуллаев И.М., Аллахвердиева Н.Р. Корректирующая фильтрация в средствах измерения. Баку : Чашыоглы, 2005. 184 с.
  - 2. Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов. СПб. : Питер, 2005. 604 с.
- 3. Баранов Л.А. Квантования по уровню и временная дискретизация в цифровых системах управления. М. : Энергоатомиздат, 1990. 304 с.
- 4. Mehdiyeva Á.M., Mehdizadə E.K. Information-measurement system development for controlling of parameters of measurement // Standart Global Journal of Business Management. Vol 1(2): March 2014. P. 030–033.

# References:

- 1. Abdullaev I.M., Allahverdieva N.R. Corrective filtration in measuring instruments. Baku: Chasyogly, 2005. –184 p.
- 2. Sergienko A.B. Digital signal processing. St. Petersburg: Peter, 2005. 604 p.
- 3. Baranov L.A. Quantization by level and temporal sampling in digital control systems. M.: Energoatomizdat, 1990. 304 p.
- 4. Mehdiyeva A.M., Mehdizade E.K. Information-measurement system development for controlling of parameters of measurement // Standart Global Journal of Business Management. Vol 1(2): March 2014. P. 030–033.

УДК 553.98; 550.812



# THE CURRENT SITUATION AND PROSPECTS OF FURTHER EXPLORATION WORKS IN THE SOUTH OF THE REPUBLIC OF KALMYKIA, BASED ON THE LATEST GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA

НА ОСНОВЕ НОВЕЙШИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

# Куранов Юрий Вячеславович

ведущий специалист Управления ГРР Головного офиса ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Москва) yvkuranov@yandex.ru

Аннотация. В начале 2000-х годов к изучению недр Калмыкии было привлечено значительное число отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний, которыми, за период с 2000 года по настоящее время, был получен значительный объем новой геолого-геофизической информации по территории Республики. Полученные новые данные, имея ограниченный доступ, ранее не обобщались и не анализировались в целом по региону, а также не сопоставлялись с данными изученности прошлых лет. В данной статье представлен авторский анализ новейших данных ГРР за указанный период, предложены наиболее перспективные направления дальнейших поисковых работ на нефть и газ на юге Республики Калмыкия.

Ключевые слова: нижний триас, средний триас, нефтекумская свита, перспективы нефтегазоносности, Восточно-Манычский прогиб, Республика Калмыкия.

**Kuranov Yury Vyacheslavovich** Leading specialist of the Exploration Department, LLC Lukoil-Engineering

(Moscow) yvkuranov@yandex.ru

Annotation. In the early 2000s, a significant number of domestic and foreign oil and gas companies were involved in the study of the subsoil of Kalmykia. During the period from 2000 to the present time, these companies have received a significant amount of newest geological and geophysical information on the territory of the Republic. New data had limited access and were not been compiled or analyzed for the region as a whole. These data were also not compared with data from previous years. This paper presents the author's analysis of the newest geological and geophysical data for the specified period. The author offers the most perspective directions of further exploration works in the southern part of the Republic of Kalmykia.

Keywords: Early Triassic, Middle Triassic, neftekums deposition, prospects of exploration works, East-Manych trough, Republic of

еспублика Калмыкия является территорией с установленной нефтегазоносностью. Но на сегодняшний день ее ресурсный потенциал остается нераскрытым и не вовлеченным в разработку полностью, а значит территория Республики по-прежнему представляет интерес для дальнейших геологоразведочных работ (ГРР) [1, с. 106].

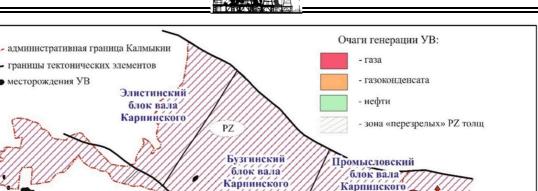
Начиная с середины прошлого столетия основным направлением ГРР в Калмыкии являлись отложения среднеюрского и нижнемелового комплексов Промысловского блока вала Карпинского (Каспийско-Камышанская ступень и Промысловско-Цубукский вал) и северного борта Восточно-Манычского прогиба (Комсомольско-Артезианская ступень). В пределах данных тектонических элементов открыто более 30 месторождений нефти и газа. Именно на этих месторождениях южной части Калмыкии базировалась нефтегазодобывающая промышленность Республики в прошлые годы. Они отличаются небольшими запасами и в настоящее время способны лишь поддерживать текущие уровни добычи углеводородов (УВ).

Тем не менее, перспективы успешных поисков новых залежей в отложениях юрского и мелового комплекса вала Карпинского и Восточно-Манычского прогиба сохраняются. Результаты геологогеофизических исследований территории Калмыкии последних лет, в том числе сейсморазведочные работы МОГТ 2D-BPC, позволили открыть Долбанское нефтяное месторождение, уточнить геологические модели Тенгутинского, Олейниковского, Межевого, Промысловского, Каспийского, Улан-Хольского, Ермолинского месторождений, в ряде случаев, нарастив их ресурсную базу. По-прежнему остаются не исследованными поисковым бурением ряд перспективных структур, из которых наиболее крупными ресурсами УВ обладают Джалыковская и Антоновская структуры.

В тоже время значительно более весомый ресурсный потенциал на юге Калмыкии имеют отложения триасового (тафрогенного) комплекса, который представлен:

- 1) стратиграфическими ловушками приграбенных зон вала Карпинского;
- 2) структурными и стратиграфическими ловушками, а также карбонатными постройками нефтекумского возраста Восточно-Манычского прогиба.

Перспективы нефтегазоносности триасового комплекса юга Калмыкии повышают, выявленные геохимическими исследованиями очаги генерации углеводородов (УВ) в нефтегазоматеринских породах (НГМП) триасового возраста Восточно-Манычского прогиба (рис. 1).



**Рисунок 1** — Принципиальная схема миграции УВ в пределах вала Карпинского и Восточно-Манычского прогиба [2, с. 130]

Республика Дагестан

Республика К

T-J-K

Восточно

Не исключено также накопление НГМП в триасовых отложениях, заполняющих грабенообразные (рифтовые) прогибы, отмечаемые в теле палеозойского поднятия вала Карпинского. Подобным объектом является Промысловский тафроген — палеоврез значительных размеров (протяженностью до 100 км и шириной около 5 км) в южной части Промысловского блока вала Карпинского, в котором могли формироваться УВ в основном газового состава из триасовых нефтегазоматеринских толщ. Непосредственно над данным палеоврезом открыты газовые месторождения в юрских и меловых отложениях, что позволяет косвенно предполагать наличие вертикальной миграции УВ из триасовых отложений. Подобные высокоамплитудные и значительные по размерам палеоврезы выявлены также на Каспийско-Камышанской структурной ступени Промысловского блока [2, с. 133; 3, с. 84].

Наиболее перспективным направлением ГРР на триасовые отложения на юге Калмыкии является нефтекумская свита Восточно-Манычского прогиба. Залежи в отложениях нефтекумского возраста как в хемогенных известняках, приуроченных к выступам фундамента, так и в рифогенных постройках были обнаружены на территориях Восточного Ставрополья и Дагестана в 70–80-ые годы XX века (Озерное, Юбилейное, Равнинное, Русский Хутор Северный, Зимняя Ставка и др. месторождения). Но несмотря на длительную историю поисковых работ на нефтекумскую свиту, их эффективность в Восточном Предкавказье, в том числе и в Калмыкии, нельзя признать высокой по целому комплексу причин, связанных с особенностями геологического строения и нефтегазоносности свиты.

Такими причинами являлись [4, с. 46–47]:

Ставропольский край

основной нефтематеринский

вертикальная миграция УВ

направления латеральной миграции УВ

T

T-J-K

комплекс

- 1) отсутствие единства взглядов исследователей на литолого-фациальные особенности строения свиты;
  - 2) сложности со стратификацией интервалов залегания свиты;
- 3) недостаточное изучение морфологии выявленных и прогнозируемых карбонатных объектов в отложениях свиты:
- 4) упрощенное решение проблемы литологической типизации известняков свиты для отделения рифовых отложений от нерифовых;
  - 5) отсутствие разработанной седиментационной модели свиты;
- 6) недостаточное изучение пространственного распределения коллекторских свойств в разных типах карбонатных пород свиты.

В Калмыкии до недавнего времени поиски залежей УВ в нефтекумских отложениях оставались безрезультатными. Анализ и переинтерпретация данных бурения и сейсморазведочных работ, выполненных в регионе, позволили заключить, что области развития увеличенных толщин нефтекумской свиты соответствуют, в основном, зонам развития органогенных образований, а области сокращения толщин свиты — депрессионным зонам, зонам размыва и «островным» поднятиям. Таким образом, основной задачей дальнейших ГРР на нефтекумскую свиту как в Восточном Предкавказье, так и на юге Калмыкии, должен являться поиск перспективных объектов, характеризующихся повышенными значениями толщины свиты [4, с. 49].

Одним из наиболее перспективных объектов, в наибольшей степени отвечающим необходимым критериям на юге Калмыкии, является Барьерная структура, в которой прогнозировалась толщина нефтекумских известняков порядка 500 м. В 2017–2018 гг. прогноз о перспективности структуры подтвердился успешным испытанием нефтекумских отложений в поисковой скважине 1-Барьерная. Таким образом, период многолетних и во многом безуспешных ранее поисков залежей УВ в отложениях нефтекумской свиты в калмыцкой части Восточно-Манычского прогиба завершен — открыто Барьерное месторождение.

В качестве следующего объекта для поискового бурения на отложения нефтекумской свиты на юге Калмыкии автором, в сотрудничестве с другими исследователями [1, с. 104; 4, с. 49–50], предлагается Цекертинская структура, расположенная к востоку от Барьерной структуры (рис. 2–3).



Рисунок 2 – Перспективные объекты в нефтекумских отложениях в калмыцкой части Восточно-Манычского прогиба [4]

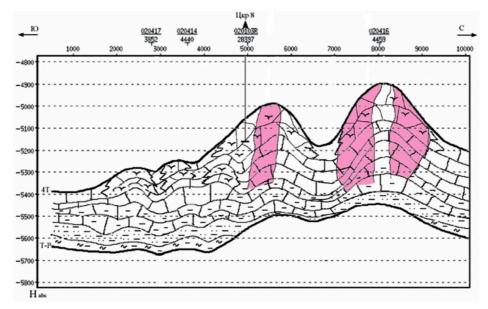


Рисунок 3 — Прогнозируемые зоны трещиноватости по данным СЛБО на Цекертинской структуре (Республика Калмыкия)

На рубеже 2000-х годов Цекертинская структура опоискована скважиной 8-Цекертинская. В виду частых аварий и недостатка в финансировании работы на скважине не были завершены. Но в ходе бурения отмечались интенсивные нефтегазопроявления при совместном испытании кизлярской и нефтекумской свиты, а также нефтегазонасыщенность известняков нефтекумской свиты по комплексу ГИС. Последующими сейсморазведочными работами (2010 г.) уточнено строение Цекертинского карбонатного объекта и установлено нахождение скважины 8-Цекертинская в неоптимальных структурных условиях – на крыле поднятия. Также методом сейсмической локации бокового обзора (СЛБО) на

Цекертинском поднятии в карбонатных отложениях нефтекумской свиты выявлены зоны повышенной трещиноватости (рис. 3). Учитывая вышесказанное, предлагается бурение скважины-дублера в куполе Цекертинского поднятия, которое с высокой степенью вероятности позволит открыть еще одно месторождение УВ в нефтекумской свите на юге Калмыкии.

Выбор последующих объектов поискового бурения в карбонатных отложениях нефтекумской свиты на юге Калмыкии должен осуществляться на основе следующих критериев:

- 1) толщина известняков нефтекумской свиты не менее 200 м;
- 2) амплитуда структуры более 25 метров;
- 3) наличие палеовыступа, в своде или на склоне которого формируется карбонатная постройка;
- 4) наличие благоприятных условий седиментации для рифогенной и зарифовой фаций.

Следующим по значимости направлением ГРР на юге Калмыкии являются среднетриасовые отложения, продуктивность которых имеет подчиненное значение. Объектом поисковых работ являются отложения кизлярской свиты анизийского яруса, с которыми в Дагестане и Ставрополье связаны промышленные притоки УВ на Гаруновской, Южно-Буйнакской, Байджановской, Озерной и др. площадях. Установленная продуктивность отложений кизлярской свиты связана с трещинно-поровыми известняками и доломитами.

По сравнению с нефтекумской кизлярская свита имеет менее широкое распространение в пределах как всего Восточного Предкавказья, так и Калмыкии. Наибольшие толщины кизлярской свиты отмечаются в центральной части Восточно-Манычского прогиба, где они составляют 300—400 м, а вблизи акватории Каспийского моря превышают 400 м. Еще одна зона повышенных толщин на территории Калмыкии — район Чограйской площади, где отложения свиты превышают 500 м. В отличие от нижнетриасовых прогибов среднетриасовые имеют более пологие борта и пологие центриклинальные окончания. Предположительно, в этих прогибах сохранились нефтематеринские породы нижнетриасового возраста, а также широко развиты карбонатно-терригенные отложения, способные аккумулировать УВ.

В общей сложности на юге Калмыкии выделено более десятка структур в триасовых отложениях, которые на настоящее время остаются неопоискованы бурением.

Таким образом, выполненными исследованиями установлено, что в южной части Республики Калмыкия наиболее перспективное направление дальнейших ГРР – триасовые отложения и, в первую очередь, нефтекумская свита нижнего триаса Восточно-Манычского прогиба, нефтегазоносность которой на территории Калмыкии подтверждена в 2017–2018 году на Барьерной структуре. Интерес для ГРР также представляет кизлярская свита среднего триаса Восточно-Манычского прогиба и триасовые отложения грабенообразных (рифтовых) прогибов вала Карпинского. По-прежнему остается не вовлеченным полностью в разработку ресурсный потенциал меловых и юрских отложений как вала Карпинского, так и Восточно-Манычского прогиба.

# Литература:

- 1. Куранов Ю.В. Современная оценка перспектив нефтегазоносности и ресурсной базы Калмыкии на основе новейших геолого-геофизических данных // Изв. Вузов. Сев.-Кавк. регион. Естеств. Науки. 2017. № 1. С. 101–109.
- 2. Особенности формирования залежей углеводородов и перспективы нефтегазоносности мезозойского комплекса вала Карпинского и Восточно-Манычского прогиба в Республике Калмыкия / Ю.В. Куранов [и др.] // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. 2017. № 2. С. 128–135.
- 3. О́сновные приоритеты новых направлений поисковых работ и перспективы нефтегазоносности триасовых отложений кряжа Карпинского / В.А. Жингель [и др.] // Недропользование. 2014. № 3. С. 80—87.
- 4. Перспективы нефтегазоносности нефтекумской свиты в Республике Калмыкия на основе новейших геолого-геофизических данных / Ю.В. Куранов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 3. С. 43–51.

# References:

- 1. Kuranov Y.V. Modern assessment of the hydrocarbon potential and resource base of Republic of Kalmykia supplemented by the newest geological and geophysical data // Izvestiya vuzov. Severo-Kavkazskii region. Natural science. 2017. № 1. P. 101–109.
- 2. The features of forming of hydrocarbon reservoirs and petroleum prospects of the mesozoic deposits of Karpinsky ridge and East-Manych trough in the Republic of Kalmykia / Y.V. Kuranov [etc.] // Izvestiya vuzov. Severo-Kavkazskii region. Natural science. − 2017. − № 2. − P. 128–135.
- 3. The main priorities of new directions of exploration works and hydrocarbon potential of Triassic deposits of the Karpinski ridge / V.A. Zhingel [etc.] // Nedropolsovanie. 2014. № 3. P. 80–87.
- 4. Hydrocarbon potential of neftekumsk depositions in the Republic of Kalmykia supplemented by the newest geological and geophysical data / Y.V. Kuranov [etc.] // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. − 2018. − № 3. − P. 43–51.

УДК 550.8:553.98

# О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПРЯМОПОИСКОВЫХ МОБИЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ УСКОРЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ

# THE FEASIBILITY OF DIRECT-PROSPECTING MOBILE TECHNOLOGIES APPLICATION FOR THE GEOLOGICAL EXPLORATION PROCESS FOR OIL AND GAS ACCELERATION AND OPTIMIZATION

# Левашов Сергей Петрович

кандидат физико-математических наук, заместитель директора, Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, Украина geoprom@ukr.net

## Якимчук Николай Андреевич

член-корреспондент НАН Украины, доктор физико-математических наук, профессор, директор, Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, Украина yakymchuk@gmail.com

#### Корчагин Игнат Николаевич

доктор физико-математических наук, профессор, ведущий научный сотрудник, Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины, г. Киев, Украина korchagin.i.n@gmail.com

### Божежа Дмитрий Николаевич

научный сотрудник Институт прикладных проблем экологии, геофизики и геохимии, г. Киев, Украина bozhezha@gmail.com

Аннотация. Анализируются результаты апробации и практического применения мобильной прямопоисковой технологии поисков и разведки скоплений углеводородов (УВ), включающей частотно-резонансный метод обработки и декодирования данных ДЗЗ, а также наземные геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ). Мобильные методы разработаны на принципах вещественной парадигмы геофизических исследований, сущность которой заключается в «прямых» поисках искомого в каждом конкретном случае вещества - нефти, газа, золота, урана, воды (минеральной, питьевой, геотермальной), и т.д. Отдельные методы прямопоисковой технологии могут использоваться на различных этапах поисковых работ – рекогносцировочном (оценка перспектив нефтегазоносности крупных поисковых блоков), детализационном (оценка прогнозируемых ресурсов нефти и газа в пределах отдельных, обнаруженных на рекогносцировочном этапе аномальных зон), полевом (наземные полевые исследования геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ с целью уточнения прогнозируемых ресурсов нефти и газа и выбора оптимальных мест заложения поисковых и разведочных скважин). Детально описаны особенности и объемы дополни-

#### **Levashov Sergey Petrovich**

PhD (Phys.-Math.), Deputy Director, Institute of Environment-Related Problems, Geophysics, and Geochemistry, Kiev, Ukraine geoprom@ukr.net

#### Yakimchuk Nikolay Andreevich

Prof., Corresponding Member of National Academy of Sciences of Ukraine, Director, Institute of Environment-Related Problems, Geophysics, and Geochemistry, Kiev, Ukraine yakymchuk@gmail.com

#### Korchagin Ignat Nikolaevich

Dr.Sc. (Phys.-Math.), Prof., Leading Research Assistant, Subbotin Institute of Geophysics, National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine korchagin.i.n@gmail.com

# **Bozhezha Dmitry Nikolaevich**

Research Assistant, Institute of Environment-Related Problems, Geophysics, and Geochemistry, Kiev, Ukraine bozhezha@gmail.com

Annotation. The results of testing and practical application of mobile direct-prospecting technology of oil and gas accumulations prospecting and exploration are analyzed. The used technology includes the frequencyresonance method of remote sensing data processing and decoding and ground-based geoelectric methods of forming the shortpulsed electromagnetic field (FSPEMF) and vertical electric-resonance sounding (VERS). Mobile methods are developed on the principles of «substance» paradigm of geophysical research, the essence of which lies in «direct» searching for the desired in each case substance - oil, gas, gold, uranium, water (mineral, drinking, geothermal), etc. Some methods of direct-prospecting technology can be used at various stages of prospecting operations - reconnaissance (assessment of petroleum potential of major prospecting blocks), detailing (assessment of prognosis oil and gas resources within the individual anomalous zones, detected at the reconnaissance stage), field works (ground-based field studies by the geoelectric methods FSPEMF and VERS for the prognosis oil and gas resources clarifying and the choice of optimal locations for exploration wells laying). The

тельной информации, которая может быть получена на различных этапах поисковых работ с использованием мобильной технологии.

Работоспособность технологии демонстрируется результатами ее применения в пределах крупных поисковых блоков и локальных участков в Узбекистане, Казахстане, Тунисе, Англии, Украине, западной Африке, Средиземном и Каспийском морях. На локальном участке в Карпатах продемонстрирована целесообразность обработки данных ДЗЗ в крупном масштабе. Обнаруженные аномальные зоны являются, по сути, проекциями на дневную поверхность контуров скоплений УВ в разрезе. Эта информация может использоваться для приближенной оценки ресурсов УВ в пределах обследованных участков и структур. Начало освоения обследованных блоков и участков с обнаруженных аномальных зон позволит, в целом, существенным образом ускорить и оптимизировать поисковый процесс.

Прямопоисковую технологию рекомендуется использовать в комплексе с традиционными геофизическими методами (сейсмическими, в первую очередь). Ее применение может принести значительный эффект при поисках промышленных скоплений УВ в нетрадиционных коллекторах (в том числе и в районах распространения сланцев, пород баженовской свиты, угленосных формаций, кристаллических пород). Мобильная технология может успешно применяться при исследованиях слабоизученных участков и блоков в пределах известных нефтеи газоносных бассейнов, а также для поисков и локализации каналов вертикальной миграции глубинных флюидов на месторождениях УВ и в пределах закартированных аномальных зон типа «залежь УВ».

**Ключевые слова:** Мобильная технология, аномалия типа залежь, нефть, газ, газоконденсат, шельф, разломная зона, спутниковые данные, прямые поиски, обработка данных ДЗЗ, интерпретация, геоэлектрическая съемка, вертикальное зондирование.

features and volumes of additional information that can be obtained at various stages of exploration works with the mobile technology using are described in detail.

The technology efficiency is demonstrated by the results of its application within the major prospecting blocks and local areas in Uzbekistan, Kazakhstan, Tunisia, England, Ukraine, West Africa, the Mediterranean and Caspian Seas. On the local area in the Carpathians the feasibility of remote sensing data processing in a large scale was demonstrated. Discovered anomalous zones are, in fact, the projections into surface of hydrocarbon accumulations contours in the cross-section. This additional information can be used for the approximate assessments of hydrocarbon resources within the surveyed areas and structures. The development of the surveyed license blocks starting from detected anomalous zones will allow, in general, significantly accelerate and optimize the prospecting process.

It is recommended to use the directprospecting technology in combination with traditional geophysical methods (seismic, primarily). Its use can bring significant effect during the commercial hydrocarbon accumulations searching in unconventional reservoirs (including the shale sediments, rocks of the Bazhenov formation, coal-bearing formations, and crystalline rocks). Mobile technology can also be successfully used during prospecting within the poorly studied areas and blocks within the known oil and gas-bearing basins, as well as for search and localization of vertical channels of deep fluids migration on the hydrocarbon fields and within the mapped anomalous zones of the «accumulation of hydrocarbons» type.

**Keywords:** Mobile technology, anomaly of deposit type, oil, gas, gas condensate, shelf, fault zone, satellite data, direct searching, RS data processing, interpretation, geoelectric survey, vertical sounding.

Ведение. Начиная с 2000 г. авторы активно и целенаправленно проводят исследования и эксперименты с целью разработки и внедрения в практику поисково-разведочных работ мобильных и малозатратных технологий «прямых» поисков и разведки различных полезных ископаемых – нефти, газа, золота, урана, воды (питьевой, минеральной, геотермальной), и т.д. На настоящий момент разработаны и апробированы в различных регионах мира мобильные наземные геоэлектрические методы становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ) [10, 13, 24, 27], а также супер-оперативный метод частотно-резонансной обработки и интерпретации (декодирования) данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) (спутниковых снимков) [11–13]. Результаты апробации и практического применения как отдельных прямопоисковых методов, так и всей технологии в целом приводятся в многочисленных журнальных статьях и материалах научно-практических конференций, семинаров, симпозиумом [10–17, 24, 27–28].

В связи с существенным падением цен нефть в последние годы в нефтегазовом секторе мировой экономики достаточно актуальной стала проблема ускорения и оптимизации процесса поисков и разведки промышленных скоплений углеводородов (УВ) в коллекторах традиционного и нетрадиционного типа. Сложившаяся неблагоприятная ситуация усугубляется еще и тем, что в настоящее время громадные финансовые средства и материальные ресурсы вкладываются в разработку технологий использования солнечной и ветровой энергии, а также электричества (электромобилестроение). В связи с этим мобильные, малозатратные прямопоисковые технологии могут быть востребованы и использоваться более активно на различных этапах нефтегазопоискового процесса. В статье на примерах решения конкретных поисковых задач демонстрируются потенциальные возможности разработанных мобильных прямопоисковых методов.

Компоненты и особенности прямопоисковой технологии. Мобильная прямопоисковая технология, которая включает метод частотно-резонансной обработки и интерпретации спутниковых снимков и [11–13] и наземные геоэлектрические методы СКИП и ВЭРЗ [10, 13, 24, 27] активно используется при проведении экспериментальных исследований различного характера. Отдельные компоненты этой технология разработаны на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований [13], сущность которой заключается в поиске конкретного (искомого в каждом отдельном случае) вещества — нефти, газа, газоконденсата, золота, железа, воды, и т.д. Отличительные особенности используемых методов описаны во многих публикациях и отчетах по выполненным исследованиям, в том числе и перечисленных в списке литературы [10–17, 24, 27–28]. В этой статье мы более детально охарактеризуем этапы проведения поисковых работ и результаты, которые могут быть получены при этом.

Поисковые работы мобильными методами частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ и наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ могут проводиться в три основных этапа:

- 1) частотно-резонансный анализ спутниковых снимков крупных поисковых площадей в относительно мелком масштабе (исследования регионального характера);
- 2) детальный частотно-резонансный анализ спутниковых снимков отдельных площадок (участков) аномальных зон, выделенных на первом этапе (детализационные работы);
- 3) полевые геоэлектрические работы на наиболее перспективных локальных участках, определенных в процессе второго этапа работ (наземные исследования).

Региональные исследования. На данном этапе поисково-разведочных работ оценивается перспективность поисковых площадей на наличие залежей углеводородов. Исследования проводятся в следующей последовательности:

- 1) выделение и прослеживание по площади линейных зон тектонических нарушений (тектонически ослабленных зон);
- 2) регистрация аномальных откликов на резонансных частотах газа, нефти и газоконденсата с целью обнаружения аномальных зон типа «залежь газа», «залежь нефти», «залежь газоконденсата»;
- 3) предварительная фиксация (локализация) контуров поисковых объектов и определение их площадей;
- 4) определение интервалов пластовых давлений залежей нефти и газа для каждой выделенной аномальной зоны;
- 5) построение карт аномальных участков в изолиниях максимальных значений пластового давления для каждой аномальной зоны.

На региональном этапе исследований частотно-резонансный анализ спутниковых снимков проводится в масштабах 1 : 200 000 – 1 : 150 000. Время обработки одного планшета (спутникового снимка на листе в формате А3) составляет примерно 2–3 дня.

Детализационные работы в пределах выделенных на первом этапе исследований наиболее перспективных участков (аномальных зон) проводятся с использованием частотно-резонансного дешифрирования спутниковых снимков. Критерием отбора перспективных участков для детализации могут быть размеры аномальных зон и наличие нескольких интервалов пластовых давлений в каждой аномальной зоне. В зависимости от размеров аномальных зон для детализации могут использоваться масштабы в интервале 1:60000 – 1:15000. На данном этапе проведения работ осуществляется:

- 1. Выделение и прослеживание тектонически ослабленных зон и тектонических нарушений, которые не обнаружены на мелкомасштабных планшетах.
- 2. Детализация и уточнение контуров аномальных зон, расчет их площадей и определение границ водонефтяного контакта.
- 3. Построение детальной карты аномальной зоны в изолиниях максимальных значений пластового давления.
- 4. Проведение вертикального сканирования геологического разреза в точке максимума пластового давления с целью выделения интервалов глубин залегания аномально поляризованных пластов (АПП) типа «нефть», «газ», «вода», «вода+газ», «плотные породы». По результатам сканирования осуществляется построение вертикальной колонки АПП.
- 5. Через точку с максимальным значением аномальной зоны прокладывается нескольких профилей, вдоль которых размещаются дополнительные точки вертикального сканирования. По результатам сканирования в этих точках строятся колонки и вертикальные разрезы АПП для аномальной зоны.
- 6. Для наиболее мощных пластов АПП оценивается пластовое давление (пласт АПП считается перспективным при условии, что полученная оценка его пластового давления превышает значение гидростатического давления на этой глубине).
  - 7. Строится карта суммарных мощностей АПП типа «залежи нефти» и «залежи газа».
  - 8. Оцениваются объёмы коллекторов, содержащих нефть и газ.
- 9. Если перспективный пласт АПП прослеживается на всех точках сканирования, он может быть принят за маркирующий горизонт. В этом случае может быть построена структурная карта по глубинам залегания данного пласта.

- 10. По построенной структурной карте могут быть сформулированы предположения о типе ловушки УВ (антиклинальная, тектонически экранированная, литологическая ограниченная).
- 11. Дополнительный анализ результатов второго этапа работ позволяет определить оптимальные объемы полевых геоэлектрических исследований. При необходимости могут быть предложены рекомендации для проведения сейсморазведочных работ по определенным профилям или в пределах всей аномальной зоны.

Детализационные исследования в контурах одной аномальной зоны занимают 4-5 дней.

Полевые работы. По результатам выполнения второго этапа исследований определяются наиболее перспективные аномальные зоны для проведения полевых измерений. Обследование выделенных участков осуществляется наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ.

На этапе проведения полевых работ осуществляются следующие действия:

- 1. В пределах обследуемых аномальных зон выделяются и прослеживаются мелкие тектонические нарушения, которые могут разделить аномалию (аномалии) на несколько отдельных блоков.
  - 2. Уточняются размеры каждого блока и границы водонефтяных контактов.
- 3. Площадь аномалии покрывается сетью точек вертикального зондирования. В каждой точке определяются и уточняются интервалы АПП типа «нефть», «газ», «газ+вода», «вода».
- 4. Для каждого пласта прогнозируемой углеводородной залежи определяется (оценивается) пластовое давление.
- 5. Проводится построение вертикальных колонок и вертикальных геолого-геофизических разрезов прогнозируемого месторождения.
- 6. Строятся карты суммарной мощности АПП типа «нефть» и «газ», а также мощности отдельных, наиболее перспективных нефтяных и газовых пластов.
  - 7. Строятся структурные карты по нескольким маркирующим горизонтам.
  - 8. Оцениваются общие потенциальные ресурсы нефти и газа.
  - 9. Определяются точки оптимального заложения поисковых и разведочных скважин.
- 10.В рекомендованных точках заложения скважин проводится привязка выделенных зон АПП к литологическим разностям геологического разреза.

Время проведения полевых работ составляет 15–20 дней. Обработка результатов полевых исследований и подготовка отчетных материалов занимают 20–30 дней.

Акцентируем внимание на то, что обработка и дешифрирование спутниковых снимков поисковых участков, заимствованных из источников (сайтов) свободного доступа, оперативно проводится в лабораторных условиях, без организации и проведения полевых исследований. В связи с этим эту технологию можно считать супер-оперативной, позволяющей за очень короткое время выполнить оценку перспектив нефтегазоносности (рудоносности, водоносности) поискового участка в любой точке земного шара.

Некоторые наработки в плане теоретического обоснования применяемых методов исследований в тезисной форме сформулированы в статье [25]. На сайте [http://www.geoprom.com.ua/index.php/ru/] размещен видеофильм, в котором демонстрируются особенности проведения работ на различных этапах, а также презентация с многочисленными практическими результатами применения описанных прямопоисковых методов.

**Поисковый блок Шахпахты (ВосточныйУстюрт, Республика Узбекистан).** При проведении в 2013 г. поисковых работ в пределах блока использовались:

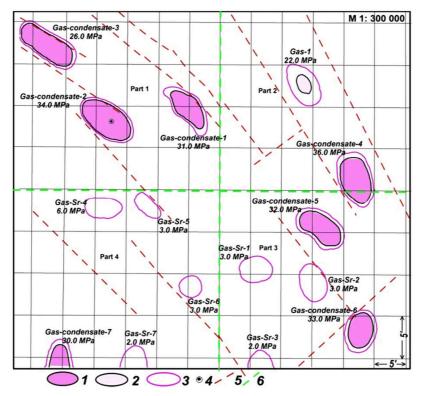
- 1) координаты контура участка;
- 2) приближенное положение контура месторождения Шахпахты;
- 3) координаты продуктивной скважины Джел-1 на месторождении Джел;
- 4) глубины залегания продуктивных горизонтов в скважине Джел-1, а также пластовые давления флюидов в коллекторах.

Поисковый блок был разбит на четыре фрагмента, спутниковые снимки которых обрабатывались в масштабе 1 : 150000. По результатам частотно-резонансного декодирования четырех снимков построена результативная карта аномальных зон в масштабе 1 : 300000 (рис. 1).

Всего в пределах обследованного блока обнаружено и закартировано 7 аномальных зон типа «газ+конденсат», одна аномальная зона типа «газ» и 7 аномальных зон типа «газ с водой» (рис. 1). Три аномальные зоны полностью не оконтурены, так как выходят за пределы участка обследования. Аномальные зоны типа «газ+конденсат» закартированы также над месторождениями Шахпахты (№ 1, 54,4 км²) и Джел (№ 2, 77,7 км²). В контурах обнаруженных аномалий получены оценки максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах. Из рисунка 1 следует, что практический интерес для дальнейшего изучения представляют, в первую очередь, 5 аномальных зон типа «газ+конденсат» (№№ 3–7).

Полученные результаты были сопоставлены с геолого-геофизическими материалами по этому блоку, что предоставило возможность проанализировать положение обнаруженных и закартированных аномальных зон относительно расположения сейсмических профилей, выявленных сейсмическими исследованиями структур и пробуренных скважин.





**Рисунок 1** — Контуры аномальных зон типа «газоконденсатная залежь» на поисковой площади: 1 — аномальные зоны типа «газоконденсатная залежь», перспективные поисковые зоны;

- 2 аномальная зона типа «газовая залежь», малоперспективная зона;
  - 3 аномальные зоны типа «газ+вода», неперспективные зоны;
- 4 положение эталонной скважины; 5 зоны тектонических нарушений;6 контуры раздела площади на отдельные участки

Отличительные особенности результатов обработки можно охарактеризовать следующим образом:

- 1) в пределах обследованного блока обнаружено дополнительно пять перспективных объектов;
- 2) аномалии также обнаружены на участках, где плотность сейсмических профилей невысокая, или же сейсмические исследования не проводились вообще;
- 3) над многими выделенными сейсмическими исследованиями структурами аномальные зоны отсутствуют;
  - 4) некоторые скважины пробурены за пределами аномальных зон;
  - 5) в контурах одной аномальной зоны имеются пробуренные скважины.

Отметим также, что такая же обработка данных ДЗЗ в рекогносцировочном режиме может быть оперативно проведена в пределах всей территории (структурных элементов) Восточного Устюрта.

# Район месторождения Уаз (Республика Казахстан)

Месторождения Уаз расположено в пределах блока «Тайсоган». В 2002 г. на площади этого месторождения проведены наземные геоэлектрические исследования с использованием методов СКИП и ВЭРЗ. Результаты этих исследований использовались при проведении дополнительных работ в 2015 г.

Спутниковый снимок участка площадью 21 км<sup>2</sup> подготовлен для обработки в масштабе 1 : 20000. Это относительно крупный масштаб детализационного режима декодирования спутниковых снимков. На снимок дополнительно были вынесены контуры обнаруженных в 2002 г. аномалий, а также пробуренные и проектные скважины (рис. 2).

В процессе проведения обработки спутникового снимка в контурах обнаруженных аномальных зон оценивались максимальные значения пластового давления флюидов в коллекторах (комплексный параметр). На обследованной площади выявлено и закартировано семь аномальных зон типа «залежь нефти» и четыре аномальные зоны типа «залежь нефти и газа» (рис. 2). Красными точками на рисунке 2 показаны центральные точки аномальных зон (максимальных значений комплексного параметра пластового давления). Основные результаты обработки можно резюмировать следующим образом:

1. В пределах обследованной площади дополнительно (к результатам работ 20002 г.) обнаружено пять аномальных зон.

- 2. В контурах всех закартированных аномалий имеются участки с относительно повышенными значениями пластового давления флюидов в коллекторах (12 МПа и выше). В отдельных аномальных зонах значения этого параметра изменяется от 12.0 до 14.5 МПа.
- 3. Процентное отношение общей площади обнаруженных аномальных зон по изолиниях 0 и 12 МПа к площади обследованного участка равно 21,71 % и 7,19 %, соответственно. Эти значения можно считать достаточно высокими (по сравнению с другими регионами).
- 4. В пределах аномальных зон типа «залежь нефти и газа» участки скопления газа расположены в краевых частях аномальных зон.

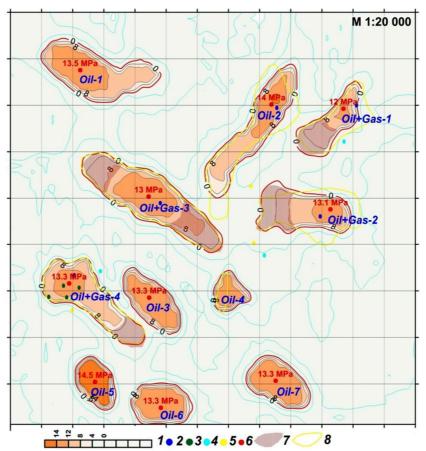


Рисунок 2 – Карта аномальных зон типа «нефтегазовая залежь» в пределах месторождения Уаз лицензионного блока «Тайсоган» (Республика Казахстан) (по результатам обработки и дешифрирования данных ДЗЗ): 1 – шкала интенсивности аномального отклика (в максимальных значениях пластового давления флюидов в коллекторах), МПа; 2 – точки ВЭРЗ; 3 – продуктивные скважины; 4 – проектные скважины; 5 – сухие скважины; 6 – центральные точки аномальных зон с максимальными значениями комплексного параметра пластового давления; 7 – зоны газовых аномалий; 8 – контуры аномальных зон по результатам полевых исследований в 2002 г.

Обработка данных ДЗЗ в относительно крупном масштабе участков расположения известных и разрабатываемых месторождений УВ (в том числе и находящихся на поздней стадии разработки) дает возможность выявить и локализоваать новые, перспективные для обнаружения промышленных скоплений УВ объекты (зоны).

Поисковый блок на границе Туниса и Алжира. Исследования в пределах блока проведены с целью практической демонстрации целесообразности применения технологии частотно-резонансной обработки и интерпретации (дешифрирования) данных ДЗЗ [5–19] для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности крупных и слабоизученных лицензионных блоков и площадей.

Для подбора оптимальных параметров обработки данных ДЗЗ в этом регионе было принято решение включить в область обследования известные (расположенные поблизости) газовое и нефтяное месторождения. Так, с востока к участку примыкает газовое (газоконденсатное) месторождение Sanrhar, а южнее участка расположено самое крупное в Тунисе нефтяное месторождение El Borma (рис. 3).

Общая площадь участка обследования (включая участки расположения известных месторождений) — 3500 км² (рис. 3). Масштаб обработки — 1 : 200 000. Обычно, в таком масштабе обработка данных ДЗЗ носит рекогносцировочный характер. Перспективные на обнаружение УВ объекты небольшого размера в таком масштабе могут быть пропущены, а контуры относительно крупных аномальных зон могут быть определены со значительными погрешностями.



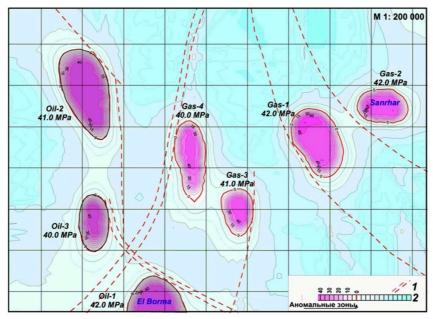


Рисунок 3 – Карта аномальных зон типа «залежь газа» и «залежь нефти» в пределах обследованного участка на территории Туниса и Алжира: 1 – зоны тектонических нарушений; 2 – шкала максимальных значений пластового давления в коллекторах, МПа

Обработка и дешифрирование данных ДЗЗ проводилась и использованием методики оценки значений максимального пластового давления в коллекторах в контурах обнаруженных аномальных зон.

В целом, в пределах обработанной площади обнаружено и закартировано семь аномальных зон типа «залежь нефти» и «залежь газа» (в том числе и две аномалии над известными месторождениями). Результаты проведенных экспериментальных исследований дают основания констатировать следующее:

- 1. В пределах обследованного поискового блока обнаружены относительно крупные по размерам и интенсивности аномальные зоны типа «залежь газа» и «залежь нефти», которые заслуживают дальнейшего детального изучения и разбуривания.
- 2. Закартированные аномальные зоны такого же типа над известными месторождениями нефти (El Borma) и газа (Sanrhar) существенно повышают вероятность обнаружения промышленных скоплений УВ в пределах обнаруженных аномальных зон.
- 3. Результаты обработки данных ДЗЗ позволяют существенно сократить площади проведения сейсмических исследований. Они также могут быть использованы Оператором поискового блока при разработке стратегии геолого-геофизического изучения площади и ее разбуривания.

Поисковый участок на юге Англии (бассейн Weald). В мае 2015 г. была проведена обработка спутникового снимка (масштаб -1:50000, общая площадь снимка  $-180 \text{ км}^2$ ) поискового участка PEDL 137, расположенного в бассейне Weald на юге Англии. В конце 2014 г. в пределах этого участка была пробурена поисковая скважина Horse Hill-1(HH-1), которая стала открывательницей относительно крупного нефтяного месторождения. Обработка была проведена с целью дополнительной демонстрации потенциальных возможностей мобильной прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ как при поисках промышленных скоплений УВ, так и при оценке ресурсов нефти и газа на участках обнаруженных месторождений. Результаты выполненных исследований представлены на рисунке 4. В пределах обследованной площади обнаружено 10 аномальных зон типа «залежь нефти» (рис. 4). Площади закартированных аномалий по изолиниям 0 и 10 МПа следующие (в км²): 1) 2,47, 0,92; 2) 0,68; 0,16; 3) 0,62, 0,16; 4) 2,50, 1,33; 5) 1,42, 0,81; 6) 1,36, 0,62; 7) 1,29, 0,67; 8) 1,85, 0,98; 9) 1,03, 0,45; 10) 1,84, 1,00. Общая площадь всех аномальных зон по изолиниям 0 и 10 МПа равна 15,06 и 7,1 км², соответственно. В процентном отношении к площади обследованного участка это составляет 15,06/180 = 8,37 % и 7,1/180 = 3,94 %.

В пределах обнаруженных аномальных зон максимальные значения пластового давления флюидов в коллекторах изменяются от 12,1 до 14,7 МПа.

Другие особенности полученных результатов можно резюмировать следующим образом:

- 1. Пробуренная продуктивная скважина НН-1 попадает в контуры одной из обнаруженных аномалий (рис. 4).
- 2. Две другие сухие скважины, пробуренные в пределах обследованной площади ранее, расположены за пределами закартированных аномальных зон.
- 3. Две локальных аномалии в левом верхнем углу участка обследования зафиксированы над известным нефтяным месторождением Brockham.
  - 4. Две аномальные зоны в правом нижнем углу расположены на площади аэропорта Gatwick.



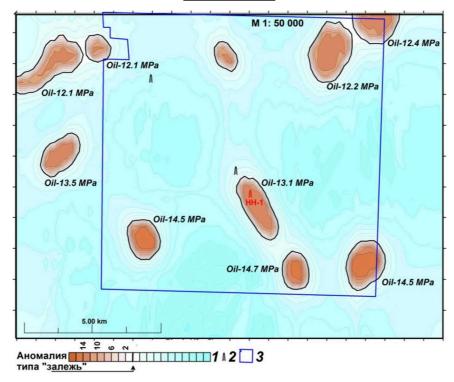


Рисунок 4 — Карта геоэлектрических аномальных зон типа «нефтяная залежь» на поисковом участке PEDL 137 (район продуктивной скважины Horse Hill-1, бассейн Weald, Англия) (по данным частотно-резонансного анализа спутникового снимка): 1 — шкала комплексного параметра максимальной величины пластового давления, МПа; 2 — пробуренные скважины в пределах поискового участка (скважина Horse Hill-1обозначена красным цветом); 3 — контур поискового участка PEDL 137

Результаты проведенных исследований могут быть использованы для оценки ресурсов нефти и газа в пределах поисковой площади, а также выбора наиболее перспективных участков для дальнейшего детального изучения и разбуривания.

Район месторождения Зохр в Средиземном море. В сентябре 2015 г. прямопоисковая технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ была использована для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности локального участка шельфа в районе открытого компанией Эни газового месторождения Zohr в Средиземном море. Для обследования был подготовлен спутниковый снимок участка акватории площадью 2200 км $^2$  в масштабе 1 : 150000. На этой площади обнаружено и закартировано три аномальные зоны типа «залежь нефти и газа» (рис. 5). Площади обнаруженных аномальных зон и оценки интервала пластовых давлений в их пределах следующие: Oil&Gas-1 — 105 км $^2$ , 37,2—41,8 МПа; Oil&Gas-2 — 104 км $^2$ , 36,3—39,7 МПа; Oil&Gas-3 — 42 км $^2$ , 38,8—40,0 МПа. Суммарная площадь всех аномалий — 251 км $^2$ . В процентах к площади обследованного участка это составляет 251/2200 = 11,41 %.

Аномальная зона в районе месторождения Zohr показана на структурной карте месторождения.

В пресс-релизе компании Эни имеется информация, что в пределах структуры Zohr выявлено и более глубокое меловое поднятие, которое также предполагается разбурить. В связи с этим, а также с учетом регистрации в центральных частях обнаруженных аномалий аномальных откликов на резонансных частотах нефти и газоконденсата на втором этапе работ была проведена дополнительно оценка пластовых давлений в нижних горизонтах разреза примерно до глубины 7 км. Предыдущие оценки получены до глубины порядка 4,2 км.

В результате проведенной обработки в нижней части разреза дополнительно выделено еще два интервала прогнозируемого нефтегазонасыщения! Они приведены (указаны) на рисунке 5 в третьей и четвертой строках под идентификаторами аномальных зон. На этом же рисунке показаны также центральные точки аномальных зон, в которых проводилась оценка значений пластовых давлений. Добавим к этому, что на рисунке 5 в центральных точках аномальных зон указаны максимальные значения пластового давления во всех трех обнаруженных интервалах нефтегазонасыщения. В двух интервалах в нижней части разреза могут быть обнаружены нефть и газоконденсат.

Отметим также, что в 2016 г. в опубликованных статьях и в презентациях на сайтах Интернета появились некоторые дополнительные материалы по месторождению Zohr и этому региону Средиземного моря. Это предоставило возможность сопоставить результаты частотно-резонансной обра-

ботки спутникового снимка, опубликованные в [16], с материалами геолого-геофизических исследований в этом регионе. В частности, на рисунке 5 аномальная зона «Oil&Gas-1», обнаруженная над месторождением Zohr, показана на структурной карте этого месторождения. Добавим также, что на сейсмических разрезах, представленных в некоторых презентациях, можно видеть антиклинальные структуры на участках расположения аномальных зон «Oil&Gas-2» и «Oil&Gas-3».

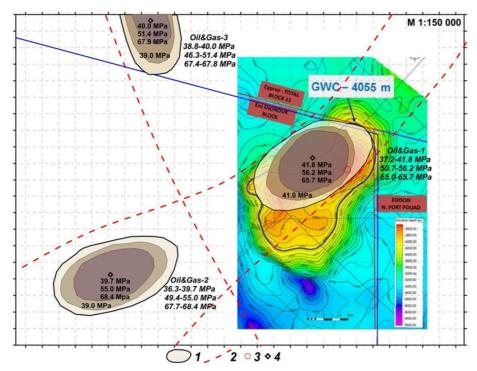


Рисунок 5 – Карта геоэлектрических аномальных типа «залежь УВ» в районе структуры Zohr и пробуренной скважины Zohr 1X NFW (лицензионный блок SHOROUK, шельф Египта):

1 – контуры аномальных зон типа «залежь УВ»; 2 – тектонически ослабленные зоны; 3 – положение скважины Zohr 1X NFW (плавучей буровой платформы); 4 – центральные точки аномальных зон (в них указаны максимальные значения пластового давления в трех интервалах нефтегазонасыщения)

В 2016 г. спутниковый снимок участка расположения аномальной зоны Oil&Gas-3 был обработан частотно-резонансным методом в самом мелком детализационном масштабе 1:50000. Площадь обследованного участка моря – 230 км<sup>2</sup>. Аномальная зона Oil&Gas-3 оконтурена с севера. Ее площадь по изолинии 0 МПа составляет 46 км $^2$ , а по изолинии 60 МПа – 10,5 км $^2$ . По отношению к площади обследованного участка площадь закартированной аномалии составляет 46/230 = 20 %.

Целесообразно отметить, что площадь полностью прослеженной и оконтуренной аномальной зоны существенным образом не изменилась. Это связано также и с тем, что при увеличении масштаба обработки повышается точность определения контуров аномалий.

В пределах этой аномальной зоны целенаправленно проводились поиски канала вертикальной миграции глубинных флюидов по методике, изложенной в [17]. И такой канал был обнаружен практически в центральной части аномальной зоны. Оценка максимальных значений пластового давления в пределах этой небольшой локальной зоны составили 141 МПа.

Магдалиновский прогиб (Южный борт ДДВ, Украина). В пределах Магдалиновского прогиба проведен большой объем геолого-геофизических исследований, результаты которых обобщены в диссертационной работе [20]. В частности, по результатам обобщения:

- а) построена пространственная геоплотностная модель, согласованная с существующим комплексом геолого-геофизических данных о территории исследований и гравитационным полем; б) по материалам геоплотносного моделирования построены прогнозные карты распространения пород с улучшенными коллекторскими свойствами;
- в) выделено 15 объектов с улучшенными коллекторскими свойствами в коре выветривания фундамента, в визейских, серпуховских, башкирских и московских отложениях, которые могут быть ловушками углеводородов;
- г) рассчитаны начальные ресурсы углеводородов и рекомендованы первоочередные объекты для бурения.

Интерес авторов к этой площади обусловлен тем, что представляется реальная возможность сопоставить результаты обобщения с материалами обработки частотно-резонансной обработки спутСБОРНИК СТАТЕЙ - 2018

никовых снимков (рис. 6). К этому необходимо добавить, что Магдалиновский прогиб примыкает к южному краевому разлому ДДВ, вдоль которого расположено значительное количество месторождений нефти и газа (на рисунке 6 закартированные аномальные зоны над месторождениями УВ подписаны). На некоторых из них (Пролетарском, Ульяновском и Голубовском) авторами проводились наземные геоэлектрические исследования методами СКИП и ВЭР3.

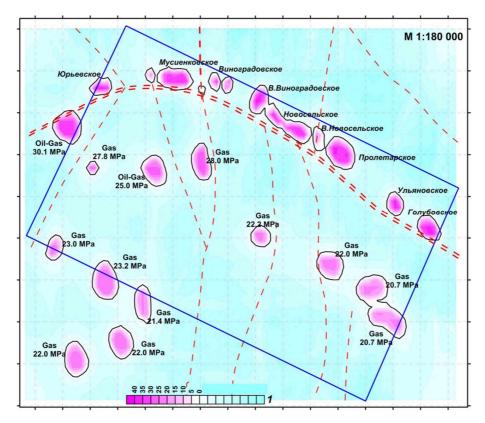


Рисунок 6 – Карта аномальных зон типа «газовая залежь» и «нефтяная залежь» в пределах Магдалиновской поисковой площади (ДДВ, Украина): 1 – шкала максимальных значений пластового давления, МРа

Спутниковый снимок участка расположения Магдалиновского прогиба обработан в мелком, рекогносцировочном масштабе – 1 : 180000 (рис. 6). Результаты частотно-резонансного декодирования сводятся к следующему.

- 1. Аномальные зоны типа «залежь УВ» зафиксированы над девятью известными месторождениями нефти и газа.
- 2. На обследованной площади обнаружено и закартировано одиннадцать аномальных зон типа «газ» и две аномалии типа «нефть и газ». При обработке спутниковых снимков участка в более крупном масштабе количество обнаруженных аномалий может увеличиться.
- 3. Оценки максимальных значений пластового давления в контурах выявленный аномалий изменяются в пределах 20,7-30,1 МПа.
- 4. Полученные результаты могут быть использованы при выборе локальных участков для детального обследования и мест заложения поисковых скважин.

Наземные исследования на поисковом блоке в Западной Африке. В 2015 г. на площади достаточно крупного поискового блока в Западной Африке проведены практически все этапы поисковых работ. Для демонстрации результатов наземных полевых работ мы приведем несколько графических иллюстраций из материалов геоэлектрических исследований методами СКИП и ВЭРЗ.

В этом регионе на начальном этапе выполнена частотно-резонансная обработка спутникового снимка крупного (существенно) блока в очень мелком масштабе – 1 : 700000. В его пределах обнаружены три очень крупные аномальные зоны типа «Oil&Gas». Следует отметить, что аномальные зоны такой большой площади обнаружены впервые.

Снимок южной части блока обработан в масштабе 1 : 300000. В его пределах закартировано значительное количество относительно небольших по площади аномальных зон типа «Oil&Gas». Семь таких аномалий были выбраны для обследования наземными методами СКИП и ВЭРЗ. Результаты наземной съемки в пределах шести аномалий показаны на рисунке 7.

В контурах трех аномальных зон (Oil&Gas-1b, Oil&Gas-2b, Oil&Gas-5b) в восьми точках вдоль трех профилей проведено зондирование методом ВЭРЗ в интервале глубин 3100–3600 м с целью определения глубин залегания и мощностей АПП типа «нефть», «газ», «вода», «плотные породы», и т.д. Результаты зондирования в каждой точке представлены графически диаграммами и колонками. По результатам зондирования построены также три схематических геолого-геофизических разреза обнаруженных АПП в интервале обследования (рис. 7). Один такой разрез показан на рисунке 8.

Такого же рода полевые работы проведены также и на площади седьмой аномальной зоны. По последним сведениям бурение первой поисковой скважины на блоке планируется в пределах этой (седьмой) аномалии, обследованной наземными методами СКИП и ВЭРЗ.

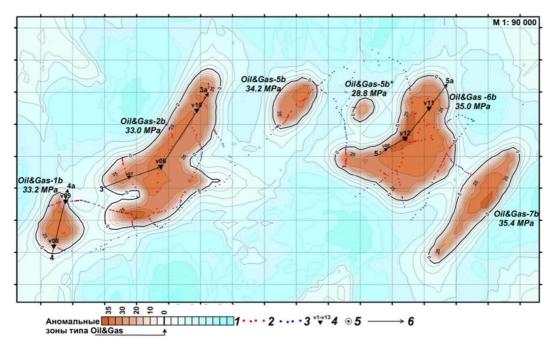


Рисунок 7 – Карта аномальных геоэлектрических зон типа «залежь нефти и газа» на поисковой площади ОМЕГА в Нигерия. Аномалии №№ 1b, 2b, 5b, 5b\*, 6b и 7b (по данным полевых работ и частотно-резонансного дешифрирования спутниковых снимков):

1 — шкала максимальных значений пластового давления, МПа; 2 — положительные значения поля СКИП; 3 — отрицательные значения поля СКИП; 4 — точки вертикального сканирования;

5 – центральные точки аномальных зон; 6 – линии вертикальных разрезов

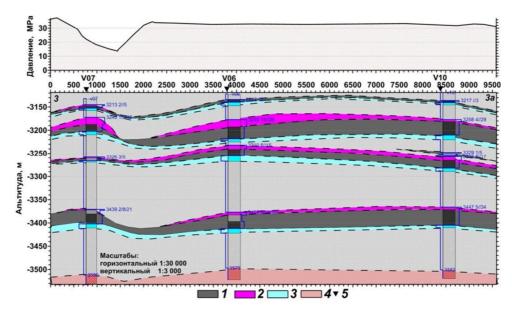


Рисунок 8 – Геолого-геофизический разрез вдоль линии 3-3а. Профиль 3-3а (по данным вертикального сканирования):
1 – аномально-поляризованный пласт (АПП) типа «нефть»; 2 – АПП типа «газ»; 3 – АПП типа «вода»;
4 – АПП типа «фундамент»; 5 – точки зондирования ВЭРЗ

Район Семиренковского газоконденсатного месторождения (ДДВ, Украина). В 2016 г. авторы начали проводить экспериментальные исследования по поискам и локализации в пределах обнаруженных аномальных зон локальных участков вертикальной миграции глубинных флюидов (участков с очень высокими значениями пластового давления флюидов). На настоящий момент уже обнаружено более десяти таких локальных зон в различных регионах (ДДВ в Украине, Мексиканский залив, Средиземное море, Западная Сибирь, Республика Казахстан, США). Некоторые результаты проведенных исследований в этом направлении опубликованы в статье [17].

Авторы целенаправленно продолжают исследования в этом направлении. Так, в августе 2016 г. с целью обънаружения и локализации вертикальных каналов миграции глубинных флюидов были проведены рекогносцировочные исследования в районе Семиренковского ГКМ.

В региональном тектоническом плане Семиренковское месторождение расположено в пределах приосевой части центрального грабена Днепровско-Донецкой впадины и приурочено к полосе северо-восточного глубинного облегания Лубенско-Белоцерковского мысоподобного выступа фундамента. Геологическое строение Семиренковского поднятия изучалось сейсмическими исследованиями и поисковым бурением. Так, по верхневизейских структурных планах (отражающие сейсмические горизонты Vв<sub>23</sub>, Vв<sub>22-2</sub>, Vв<sub>22-1</sub>, Vв<sub>21</sub>) Семиренковское поднятие представляет собой довольно четкую антиклинальную форму, вытянутую в субширотном направлении с несколько незначительной асимметрией крыльев и периклиналей.

В результате оперативно проведенных работ был подготовлен и обработан спутниковый снимок участка расположения Семиренковского месторождения в масштабе 1 : 65000 (рис. 9). В пределах обследованной площади обнаружено две небольшие локальные зоны с относительно высокими значениями пластового давлени — 91,7 и 90,7 МПа. Эти локальные зоны можно считать каналами вертикальной миграции глубинных флюидов (УВ в том числе).

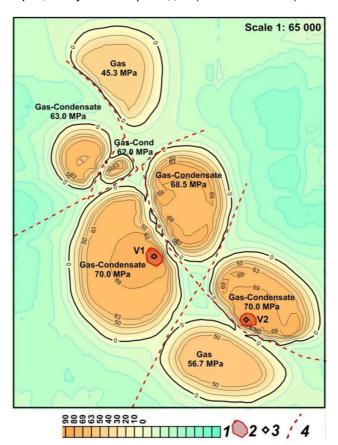


Рисунок 9 — Карта аномальных зоны типа «Gas-Condensate» и «Gas» на поисковом блоке в районе Семиренковского газоконденсатного месторождения. Масштаб обработки снимка 1 : 65000: 1 — шкала максимальных значений пластового давления, MPa; 2 — зоны вертикальной миграции флюидов, обнаруженные по гелию и водороду; 3 — центральные точки зон вертикальной миграции: V1 — давление — 91,7 MPa; V2 — давление — 90,7 MPa; 4 — тектонически ослабленные зоны (тектонические нарушения). Площадь участка обследования: 12 × 15 = 180 км²

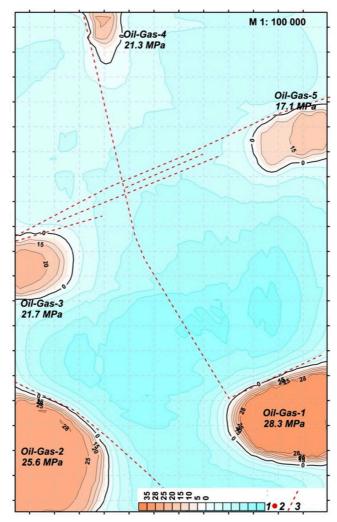
Обратим при этом внимание на следующее обстоятельство. Авторы «геосолитонной» концепции образования УВ [2] в своих публикациях неоднократно упоминали, что попадание скважин в такие каналы (геосолитонные трубки) может приводить, с одной стороны, к «ураганным» притокам УВ в скважинах. С другой стороны, это также может приводить и к аварийным ситуациям на скважинах.

В связи с отмеченным проблема обнаружения и локализации локальных участков вертикальной миграции флюидов (зон с аномально высокими значениями пластового давления флюидов) заслуживает внимания при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ.

К приведенным материалам целесообразно добавить следующее.

- 1. Масштаб обработки спутникового снимка 1 : 65000 классифицирует проведенные исследования как рекогносцировочные. Это первый этап работ с использованием мобильных прямопоисковых методов. Более подробно все возможные этапы работ описаны выше.
- 2. В процессе проведения обработки спутникового снимка не использовалась имеющаяся геолого-геофизическая информация по району работ (сейсмические материалы, скважинные данные, и т.д.). Использование имеющейся информации на этапе проведения детализационных работ существенным образам повысит информативность частотно-резонансной обработки спутниковых снимков.
- 3. Значительный объем дополнительной информации о нефтегазоносности месторождения может быть получен в результате проведения наземных работ прямопоисковыми геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ. Точность и информативность наземных геоэлектрических методов выше, чем точность технологии частотно-резонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ. Выше более подробно описаны те результаты (материалы), которые могут быть получены на этом этапе исследований.

Северо-Абшеронская впадина в Каспийском море. В августе-сентябре 2016 г. прямопоисковый частотно-резонансный метод обработки и декодирования данных ДЗЗ [11–13] был использован для оперативной оценки перспектив нефтегазоносности относительно крупного участка в бассейне северного Абшерона в азербайджанском секторе Каспийского моря. Спутниковый снимок этого участка обработан в масштабе 1:100000 (рис. 10).



**Рисунок 10** — Карта аномальных зоны типа «Oil-Gas» на поисковом блоке в бассейне Северного Абшерона в азербайджанском секторе Каспийского моря. Масштаб обработки снимка 1 : 100000:

1 — шкала максимальных значений пластового давления, MPa; 2 — положение целевых точек (на рис. не показаны); 3 — тектонически ослабленные зоны (тектонические нарушения). Площадь участка обследования:  $25 \times 40 = 1000 \text{ кm}^2$ 

Интерес авторов к району расположения этого участка вызван (обусловлен) геологогеофизической информацией на сайте [26]. Автор этих материалов достаточно высоко оценивает перспективы этого района на обнаружение крупных скоплений нефти и газа. В материалах [26] приводится информация о геологическом строении в районе двух целевых точек, а также указаны

представленного на рисунке 10.

На обследованном участке площадью 25 × 40 = 1000 км² обнаружено и закартировано пять аномальных зоны типа «Oil-Gas» различных размеров. В контурах обнаруженных аномалий оценены максимальные значения пластового давления (рис. 10). Дополнительно к графической информации добавим следующее.

координаты этих точек. Эти две целевые точки расположены в пределах участка обследования,

- 1. Масштаб обработки спутникового снимка 1 : 100000 классифицирует проведенные исследования как рекогносцировочные.
- 2. В пределах обследованной площади выполнена оценка только максимальных значений пластового давления в контурах отдельных аномалий. Работа (исследования) по оценке пластового давления в различных интервалах разреза не проводилась.
- 3. На обследованной площади также не проводились целенаправленные поиски вертикальных каналов миграции глубинных флюидов. Такие поиски целесообразно провести при проведении на обследованной площади детализационных работ.
- В целом, результаты рекогносцировочных исследований демонстрационного характера указывают на целесообразность проведения в этом районе детальных поисковых работ. Использование при этом мобильных прямопоисковых технологий позволит значительным образом ускорить и оптимизировать геологоразведочный процесс. Выше в статье более подробно описаны те результаты (материалы), которые могут быть получены на различных этапах поисковых работ с использованием мобильных прямопоисковых методов.

**Эпицентр землетрясения в районе месторождении Тенгиз.** Согласно оперативным с Центра данных РГП ИГИ 8 мая 2016 года в 01 час 27 минут по времени Астаны (7 мая в 19 часов 27 минут по Гринвичу) зарегистрировано землетрясение с эпицентром в районе месторождении Тенгиз. Координаты эпицентра: 45.99 градуса северной широты, 53.97 градуса восточной долготы. Магнитуда mb = 3,9. Энергетический класс K = 8,5.

При проведении экспериментальной обработки спутникового снимка локального участка предпринимались попытки:

- а) обнаружить вертикальный канал миграции глубинных флюидов;
- б) зарегистрировать аномальные отклики на высоких частотах в поле ЕИЭМПЗ.

Для частотно-резонансной обработки подготовлен спутниковый снимок участка расположения эпицентра землетрясения в масштабе 1 : 25000 (рис. 11).

На участке изучения выявлена и закартирована аномалия высокочастотного естественного импульсного электромагнитного поля Земли (ЕИЭМПЗ). На рисунке 11 аномалия обозначена изолиниями от 215 МГц до 1300 МГц. Центральная точка аномалии расположена в контуре изолинии 1300 МГц, она смещена от эпицентра землетрясения на 650 м.

Аномальные отклики на таких же высоких частотах зафиксированы ранее на участках расположения эпицентров землетрясений в Турции, Индонезии и Японии.

В пределах обследованной площади аномальные отклики на резонансных частотах водорода, гелия и нефти не зафиксированы.

На резонансных частотах газа обнаружена и оконтурена относительно небольшая аномальная зона типа «газ» (рис. 11). Оценки пластового давления флюидов в ее пределах составили 45,0–50,0 МПа.

Результаты проведенных исследований позволяют констатировать следующее:

- 1. На обследованной площади вертикальный канал миграции глубинных флюидов не обнаружен. Тем не менее, утверждать об его отсутствии здесь преждевременно. Он может быть очень малым по площади и в масштабе обработки снимка 1 : 25000 мог быть пропущен.
- 2. Небольшая аномальная зона типа «газ» в центре обследованной площади также свидетельствует в пользу возможного наличия вертикального канала миграции глубинных флюидов на участке.
- 3. Зона аномальных откликов на высоких частотах в пределах обследованного участка обнаружена и закартирована.
- 4. Заслуживает внимания то обстоятельство, что центральные части аномальных зон высокочастотного излучения и типа «газ» практически совпадают.
- 5. На обследованной площади целесообразно провести дополнительные, более детальные исследования выполнить частотно-резонансную обработку спутникового снимка в более крупном масштабе.
- 6. Следует также продолжить экспериментальные исследования такого же характера на участ-ках расположения эпицентров других землетрясений в различных нефтегазоносных регионах, в том числе и в бассейнах добычи УВ из сланцевых пород.



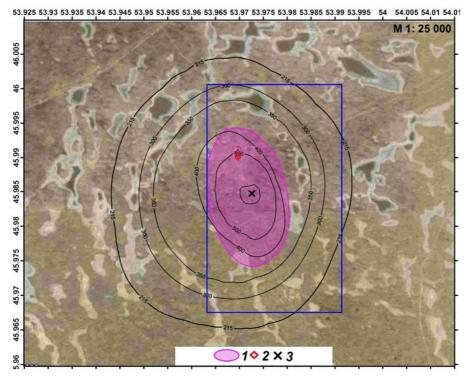


Рисунок 11 — Контуры геоэлектрической аномальной зоны естественного импульсного электромагнитного поля Земли (ЕИЭМПЗ) на спутниковом снимке эпицентра землетрясения 8.05.2016 в Республике Казахстан (Магнитуда: mb = 3,9, Энергетический класс: K = 8,5) (значения изолиний даны в МГц): 1 — аномальная геоэлектрическая зона типа «газ», пластовое давление 45,0—50,0 МПа; 2 — эпицентр землетрясения по данным Центра данных РГП ИГИ [5]: N 45,99, E 53,97; 3 — координаты центра аномальной зоны: N 45,9847, E 53,9724 (расположен в контуре изолинии 1300 МГц)

7. Существенный интерес представляет также задача исследования процесса формирования и изменения зоны высокочастотного излучения во времени. Для этого необходимо провести частотнорезонансную обработку серии спутниковых снимков участка расположения эпицентра какого-либо землетрясения, полученных в различное (и за достаточно продолжительное) время.

Такого рода исследования проведены на участке эпицентра крупного землетрясения в море возле берегов Японии.

Обработка данных Д33 в крупном масштабе. Для демонстрации потенциальных возможностей обработки спутниковых снимков в детализационном (крупном) масштабе обратим внимание на следующий практический пример. Так, в 2015 г. проведена обработка данных Д33 небольшого участка в Карпатах, в пределах которого расположены старые (заброшенные) скважины (рис. 12). Особенность проведенных исследований состоит в том, что масштаб обработки здесь очень крупный (супердетальный) – 1: 2000. Полученные результаты можно резюмировать следующим образом:

- 1. Исследованиями на участке расположения старых добывающих скважин и истоков нефти на поверхность получена дополнительная информация (независимая и с прямыми признаками нефтеносности) о его нефтеносности. С методической точки зрения продемонстрирована целесообразность обработки данных ДЗЗ в крупном масштабе.
- 2. Практически показано, что при декодировании спутниковых снимков в крупном масштабе могут быть обнаружены относительно небольшие нефтегазоперспективные объекты. На новых площадях такие мелкие объекты обычно не представляют практического интереса. Однако на участках расположения разрабатываемых месторождений (в том числе и находящихся на поздней стадии разработки) с созданной инфраструктурой для добычи УВ они уже могут перейти в категорию объектов, которые заслуживают, как дополнительного изучения, так и возможного разбуривания.
- 3. Обращаем внимание на значительную вытянутость некоторых аномальных зон. Для характеристики такого типа залежей здесь уже можно использовать термин «залежь жильного (шнуркового) типа». Если принять во внимание, что участки с повышенными значениями пластового давления флюидов в пределах этих аномальных зон локализованы, то можно предположить их формирование за счет внедрения (субвертикального) высоконапорных флюидов в локальной зоне повышенных значений давления с последующим их горизонтальным распространением в коллекторе. Такая ситуация отслежена ранее авторами при проведении наземных геоэлектрических работ методами СКИП и ВЭРЗ с целью картировании техногенной залежи газа на газоконденсатном месторождении в ДДВ (Полтавская область). Такого типа механизм формирования залежей УВ предлагается также в работе [6].





Рисунок 12 — Контуры геоэлектрических аномальных зон типа «залежь нефти» на спутниковом снимке поисковой площади в районе г. Богородчаны (центральный участок). Масштаб обработки — 1 : 2000.

Положение известных старых скважин показано красными точками

- 4. Залежи жильного (шнуркового) типа могут эффективно разрабатываться при бурении наклонных и горизонтальных стволов из вертикальных скважин, заложенных в зонах максимальных значений пластового давления флюидов в коллекторах. Дополнительная информация, необходимая для бурения наклонных и горизонтальных стволов, может быть оперативно получена при проведении наземных геоэлектрических исследований методами СКИП и ВЭРЗ.
- 5. Результаты обработки данных ДЗЗ в очень крупном масштабе свидетельствуют, что проведение таких же детальных работ в областях распространения нетрадиционных коллекторов сланцев, плотных песчаников, угленосных комплексов будет способствовать повышению эффективности поисков, разведки и освоения углеводородных ресурсов нетрадиционного типа.

**Обсуждение результатов.** К представленным выше материалам применения и апробации отдельных компонент прямопоисковой технологии целесообразно добавить следующее.

- 1. Метод частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ это, по сути, прямой метод поисков и разведки скоплений УВ. Закартированные этим методом аномалии можно (и следует) считать проекциями на дневную поверхность всех прогнозируемых залежей УВ в разрезе. Это обстоятельство, с одной стороны, позволяет сразу же существенным образом локализовать участки заложения новых разведочных скважин. С другой стороны, полученные результаты дают возможность более адекватно оценить ресурсы УВ в пределах обследованных структур, участков и поисковых блоков, а, следовательно, и принимать более взвешенные и обоснованные решения о целесообразности проведения дальнейших поисковых и разведочных работ, а также бурения.
- 2. Авторы не являются пионерами использования данных дистанционного зондирования Земли (спутниковых снимков) для «прямых» поисков месторождений полезных ископаемых. Такие технологии разработаны ранее и активно используются в настоящее время во многих странах. В качестве примера укажем на технологии «Томко» [19] и «Поиск» [5]. Своими публикациями материалов, полученных с помощью используемого мобильного метода, мы пытаемся также обратить внимание научных сотрудников и специалистов нефтяных компаний и сервисных геофизических организаций на те потенциальные возможности, которые такого типа мобильные прямопоисковые технологии позволяют получить при решении конкретных задач на различных этапах поисков, разведки и разработки залежей нефти и газа.
- 3. В многочисленных статьях и демонстрационных документах авторы постоянно отмечают, что структура и характеристические особенности картируемых с использованием прямопоисковых методов и технологий аномальных зон (перспективных объектов) могут найти свое логическое объяснение с позиций глубинного (абиогенного) синтеза углеводородов и их последующей вертикальной

миграции в верхнюю часть земной коры и в атмосферу в рамках глобального процесса дегазации Земли. Результаты многочисленных исследований по проблеме глубинного происхождения УВ можно найти в публикациях [1-2, 6-9, 18, 21-23], а также в различных документах и материалах сайта [www.deepoil.ru]. К этому можно также добавить что структура и характер расположения картируемых аномальных зон типа «залежь УВ» в целом подтверждают механизм формирования скоплений УВ, который в статье [6, с. 582] сформулирован в следующем виде: «... Образование залежей нефти и газа происходит иначе. Поднимаясь из подкоровых слоев, абиогенно синтезированные нефть и газ по разлому и его оперяющим трещинам «впрыскиваются» под колоссальным давлением мантийного очага в любую пористую и проницаемую среду, распространяясь в ней из разлома подобно грибообразному облаку. Они остаются сравнительно неподвижными, не всплывают ни в антиклинали, ни в синклинали, ни в наклонном или горизонтальном пласте, пока новые порции нефти и газа не продвинут их залежь. На это указывают эксперименты и практика строительства подземных газохранилищ в горизонтальных и наклонных водонасыщенных пластах песка или песчаника».

- 4. Из представленных выше рисунков следует, что закартированные аномальные зоны расположены в районе выявленных разломов – зон повышенной миграции флюидов. Такая ситуация при обработке данных ДЗЗ наблюдается практически везде. Это может быть дополнительным свидетельством в пользу формировании скоплений нефти и газа за счет вертикальной миграции флюидов, а также их глубинного (эндогенного) происхождения.
- 5. Достоверность и информативность частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ в пределах конкретных поисковых участков и блоков может быть повышена за счет использования:
- а) образцов искомого вещества (нефти, например) из района обследования для определения его резонансных частот;
- б) информации о продуктивных скважинах (координаты, глубины залегания и мощности продуктивных горизонтов, пластовые давления в коллекторах) для проведения этапа эталонирования уточнения значений резонансных частот искомого вещества;
- в) другой имеющейся геолого-геофизической информации материалов сейсмических и других геофизических исследований, тектонических схем и структурных карт, геолого-геофизических моделей изучаемых объектов, и т.д. Отметим, что в этом случае по материалам многочисленных работ в Южной Америке достоверность подтверждения результатов обработки данных ДЗЗ бурением составляет порядка 90 %. В противном случае такую достоверность можно оценить в 50 %.
- 6. Опыт обработки данных ДЗЗ в очень крупном масштабе свидетельствует, что проведение таких же детальных работ в областях распространения нетрадиционных коллекторов - сланцев, плотных песчаников, угленосных комплексов - позволит более уверенно картировать зоны «sweet spots», получать дополнительную информацию для заложения горизонтальных скважин, а, следовательно, - будет способствовать повышению эффективности поисков, разведки и освоения углеводородных ресурсов нетрадиционного типа.
- 7. При изучении и оценке перспектив нефтегазоносности областей (участков, блоков) распространения традиционных и нетрадиционных коллекторов целесообразно исследовать весь доступный для разбуривания разрез. Скопления УВ (в том числе и в промышленных объемах) могут также быть расположены (и обнаружены, естественно) как выше, так и ниже известных (установленных) целевых горизонтов (в кристаллическом фундаменте, в том числе).
- 8. Выявленные частотно-резонансным методом обработки данных ДЗЗ аномальные зоны могут быть детализированы наземными геоэлектрическими методами СКИП и ВЭРЗ [10, 13, 24, 27]. При этом зондирование ВЭРЗ позволяет оценить глубины залегания и мощности продуктивных горизонтов. Зондирование ВЭРЗ по площади дает возможность рассчитать площади распространения продуктивных горизонтов, их объемы, а также оценить приближенно потенциальные ресурсы нефти и газа в пределах распространения отдельных аномальных зон. Результаты наземных геоэлектрических исследований по точности и детальности превосходят результаты обработки данных ДЗЗ.
- 9. В поисковом процессе на нефть и газ основная часть ресурсов идет на бурение скважин. К сожалению, коэффициент успешности бурения поисковых скважин невысокий. Согласно [3, с. 3] «успешность поисково-разведочных работ в мире держится в среднем на уровне 30 %». Можно допустить, что увеличение коэффициента успешности бурения хотя бы в два раза будет способствовать существенному повышению эффективности геологоразведочного процесса.
- 10. Традиционно, в подавляющем большинстве случаев скважины закладываются по результатам сейсмических исследований в центральных частях обнаруженных и закартированных антиклинальных структур. В своих публикациях авторы неоднократно ссылались на статью [4], в которой показано, что структурный (антиклинальный) принцип заложения скважин не оправдал себя в Западной Сибири. Дополнительная информация, полученная с использованием прямопоисковых методов, может быть полезной для выбора оптимальных мест заложения поисковых скважин.
- 11. На важность проблемы поисков и локализации вертикальных каналов миграции глубинных флюидов акцентируют также внимание и другие исследователи. Так, в [8] по этой проблеме констати-

руется следующее: «Главным поисковым признаком методов обнаружения скоплений нефти и газа является поиск возможных ловушек – пористых и трещиноватых пород, способных вместить углеводороды, покрытых слоем непроницаемых горных пород. Теперь мы можем добавить новый поисковый признак – идентификация возможных каналов подпитки месторождений. Использование двух этих поисковых признаков позволит существенно увеличить вероятность обнаружения новых, в первую очередь гигантских нефтегазовых, месторождений».

Автор статьи [22, с. 48] утверждает, что «геофизические методы поисков ловушек углеводородов могут быть дополнены прогнозированием нефтеподводящих каналов, что будет способствовать повышению эффективности нефтепоискового бурения».

К процитированному выше добавим, что дополнительными (и достаточно важными) поисковыми признаками можно также считать картируемые прямопоисковыми геофизическими методами аномальные зоны типа «залежь нефти», «залежь газа», «залежь конденсата», а также выделяемые этими методами в разрезе аномально поляризованные пласты типа «нефть», «газ», «конденсат», «вода», и т.д.

12. В статье в [17] мы уже обращали внимание на то, что факты обнаружения вертикальных каналов миграции глубинных флюидов позволяют также более обосновано говорить о реальности процесса пополнения разрабатываемых месторождений нефти и газа. Эта проблема обсуждается также и в электронных публикациях в [9, 18], в которых с позиций масштабной водородной дегазации Земли достаточно обоснованно аргументируются процессы восстановления ресурсов нефти и газа. При этом авторы интервью [9, 18] обращают также внимание и на назревшую необходимость использования в качества топлива водорода, находящегося в составе Земли. За счет водорода запасы нефти и газа продолжают восстанавливаться.

Многочисленные факты масштабной водородной дегазации Земли приводятся в журнальных публикациях авторов интервью [9, 18]. Проблема «газового дыхания» Земли детально анализируется в статье [23]. По этой проблеме в [23, с. 22] констатируется следующее: «Обнаружение массовой дегазации через континентальные и донные морские западины, линейные и другие формы в пределах материков, материковых склонов и обширных территорий океанического дна свидетельствует о существовании единой огромной разветвленной сети многомиллионных подзападинных и линейных каналов, обеспечивающих гораздо большие объемы дегазации, чем считалось в соответствии с оценками, выполненными ранее».

13. В статье авторов [17] в первом приближении сформулированы методические принципы целенаправленного обнаружения и локализации вертикальных каналов миграции флюидов. Основной элемент этой методики — частотно-резонансная обработка спутниковых снимков с целью регистрации аномальных откликов на резонансных частотах гелия на начальном этапе поисков. В дальнейшем, в пределах аномальных зон типа «гелий» проводится оценивание максимальных значений пластового давления. Эта методика активно применяется в настоящее время при проведении исследований на поисковых площадях и участках.

В связи с отмеченным есть основания для утверждений, что мобильная технология частотнорезонансной обработки и декодирования данных ДЗЗ может также успешно использоваться и для оперативного обнаружения и картирования возможных скоплений (крупных) водорода и гелия на участках (площадях) интенсивной водородной дегазации.

Заключение. Для авторов оперативно выполненных исследований в различных нефтегазоносных регионах полученные результаты свидетельствуют о целесообразности практического применения мобильной и прямопоисковой технологии частотно-резонансной обработки спутниковых снимков при проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ. Не вызывает сомнений то обстоятельство, что целенаправленное использование этой технологии на различных этапах геологоразведочного процесса позволит существенным образом сократить время и материальные ресурсы на проведение необходимого комплекса геолого-геофизических исследований. Особенно ощутимый выигрыш может принести применение этой технологии в слабоизученных, удаленных и труднодоступных регионах земного шара.

Приведенные в статье результаты, а также многие материалы ранее проведенных авторами исследований в других регионах [11–17] позволяют констатировать, что мобильная и оперативная технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ может быть использована как для рекогносцировочного обследования крупных и труднодоступных регионов (шельфа и суши), так и для дополнительной оценки перспектив нефтегазоносности выявленных традиционными геофизическими методами и рекомендованных для разбуривания структур и объектов.

«Прямые» методы поисков и разведки полезных ископаемых (в том числе нефти и газа), разработанные на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований, могут способствовать существенному ускорению процесса освоения в различных регионах мира (в том числе и на шельфе) углеводородных ресурсов в породах-коллекторах традиционного и нетрадиционного типов. Оперативная обработка в детализационном режиме данных ДЗЗ участков расположения выявленных перспективных структур и объектов позволяет получать новую (дополнительную) и, главное, независимую информацию, которая вместе с имеющимися геолого-геофизическими материалами позволяет сформировать более полное (адекватное) представление о перспективах их нефте- и газоносности. При этом материальные (финансовые) и временные затраты на получение этой информации несопоставимы с затратами (временными и финансовыми) предыдущих лет на геолого-геофизическое изучение отдельных структур и объектов.

Применение мобильной технологии частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ на начальных этапах поисковых работ позволит в пределах обнаруженных и закартированных аномалий типа «залежь УВ» проводить сейсмические исследования ЗД повышенной детальности. Использование технологии для дополнительной оценки перспектив нефтегазоносности выявленных сейсморазведкой структур и объектов предоставит возможность оптимизировать расположение первых поисковых скважин. Целенаправленное использование технологии при поисках и разведке скоплений УВ позволит ускорить и оптимизировать геологоразведочный процесс в целом.

В заключение отметим, что технология частотно-резонансной обработки и интерпретации данных ДЗЗ предоставляет реальную возможность оперативно обследовать в рекогносцировочном режиме все слабоизученные нефтегазоносные районы в различных регионах мира с целью обнаружения наиболее крупных и перспективных объектов (прогнозируемых скоплений УВ) для детального изучения и разбуривания. Это может существенным образом ускорить освоение нефтегазового потенциала этих регионов.

# Литература:

- 1. Багдасарова М.В. Дегазация Земли глобальный процесс, формирующий флюидогенные полезные ископаемые (в том числе месторождения нефти и газа) [Электронный ресурс] // Электронный журнал «Глубинная нефть». 2014. Т. 2. № 10. С. 1621– 1644. Режим доступа: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-10-2014/5\_Bagdasarova\_2-10-2014.pdf (дата обращения: 05.01.2016).
- 2. Бембель Р.М., Мегеря В.М., Бембель С.Р. Геосолитоны: функциональная система Земли, концепция разведки и разработки месторождений углеводородов. Тюмень : Вектор Бук, 2003. 344 с.
- 3. Запивалов Н.П. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти // Георесурсы. 2013. № 3(53). C. 3–5.
- 4. Карпов В.А. Состояние и перспективы развития нефтегазопоисковых работ в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2012 № 3. С. 2–6.
- 5. Опыт практического использования аппаратуры комплекса «Поиск» для обнаружения и оконтуривания углеводородных месторождений / Н.И. Ковалев [и др.] // Геоинформатика. 2010. № 4. С. 46–51.
- 6. Краюшкин В.А. Месторождения нефти и газа глубинного генезиса // Журнал Всесоюзного химического общества им. Д.И. Менделеева. 1986. Т. 31. № 5. С. 581–586.
- 7. Кусов Б.Р. Генезис некоторых углеродсодержащих полезных ископаемых (От метана до алмаза) : Монография. 2-е изд., доп. Владикавказ : ИПО СОИГСИ, 2011. 195 с.
- 8. Кучеров В.Г. Возобновляемая нефть: миф или реальность? [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.ng.ru/energy/2016-02-09/14\_oil.html
- 9. Ларин В.Н. «Нефть на Земле не заканчивается. Жгите, сколько хотите». (Интервью) [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://ptel.cz/2014/02/vladimir-nikolaevich-larin-neft-na-zemle-ne-zakanchivaetsya-zhgite-skolko-xotite/ (дата обращения: 55.03.2016)
- 10. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Экспресс-технология «прямых» поисков и разведки скоплений углеводородов геоэлектрическими методами: результаты практического применения в 2001–2005 гг. // Геоінформатика. 2006. № 1. С. 31–43.
- 11. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков // Геоінформатика. 2010. № 3. С. 22—43.
- 12. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Оценка относительных значений пластового давления флюидов в коллекторах: результаты проведенных экспериментов и перспективы практического применения // Геоінформатика. 2011. № 2. С. 19–35.
- 13. 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.
- 14. Мобильные геофизические технологии: экспериментальное изучение возможности применения для поисков скоплений углеводородов в районах распространения сланцев в Восточной Европе / С.П. Левашов [и др.] // Геоінформатика. — 2014. — № 4. — С. 5—29.
- 15. Мобильные технологии прямых поисков нефти и газа: о целесообразности их дополнительного применения при выборе мест заложения скважин / С.П. Левашов [и др.] // Геоінформатика. 2015. № 3. С. 5—30.
- 16. Оперативная оценка перспектив нефтегазоносности участка в районе газового месторождения Zohr на шельфе Египта в средиземном море частотно-резонансным методом обработки и интерпретации данных ДЗЗ / С.П. Левашов [и др.] // Геоінформатика. 2015. № 4. С. 5–16.

- 17. Мобильные прямопоисковые технологии: факты обнаружения и локализации каналов вертикальной миграции флюидов дополнительные свидетельства в пользу глубинного синтеза углеводородов / С.П. Левашов [и др.] //
- 18. Полеванов В.П. «Нефть не может дорого стоить, потому что восстанавливается, как лес» (Интервью) [Электронный ресурс]. Режим доступа : http://www.business-gazeta.ru/article/148000 (дата обращения: 25.03.2016).
- 19. Ростовцев В.В., Лайнвебер В.В., Ростовцев В.Н. К большой нефти России // Геоматика. 2011. № 1. С. 60–62.
- 20. Слободянюк С.А. Геолого-геофизическая модель глубинного строения Магдалиновского прогиба Южного борта Днепровско-Донецкой впадины (с позиций перспектив нефтегазоносности) : Автореф. дис. ... канд. геол. наук. Институт геофизики им. С.И. Субботина НАН Украины. Киев, 2015. 20 с.
- 21. Тимурзиев А.И. Мантийные очаги генерации углеводородов: геолого-физические признаки и прогнозно-поисковые критерии картирования; закономерности нефтегазоносности недр как отражение разгрузки в земной коре мантийных УВ-систем // Тектоніка і стратиграфія. 2015. Вип. 42. С. 114—159.
- 22. Трофимов В.А. Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений: гипотезы и факты // Георесурсы. 2009. № 1(29). С. 46–48.
- 23. Шестопалов В.М., Макаренко А.Н. О некоторых результатах исследований, развивающих идею В.И. Вернадского о «газовом дыхании» Земли // Геологический журнал. 2013. № 3. С. 7–25.
- 24. Радиоволновые зондирующие системы: элементы теории, состояние и перспектива / В.Н. Шуман [и др.] // Геоинформатика. 2008. № 2. С. 22–50.
  - 25. Якимчук М.А. Електричне поле і його роль у житті Землі // Геоінформатика. 2014. № 3. С. 10–20.
- 26. Murtuzayev Ibrahim. New gas field in the North Apsheron Trough, Central Caspian Sea: where to search for [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.dropbox.com/sh/d0e63u2kw0kktwq/AACb4qoju6ueMkQug POWQ3uta?dl=0
- 27. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N. Express-technology for direct searching and prospecting of hydrocarbon accumulation by geoelectric methods [digital resource]. International petroleum technology conference, 3–5 December 2008. Kuala Lumpur, Malaysia. Paper IPTC-12116-PP. Conference CD-ROM Proceedings. 11 pages. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-12116-MS (date of access: 25.03.2016).
- 28. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile Technology of Frequency-Resonance Processing and Interpretation of Remote Sensing Data: The Results of Application in Different Region of Barents Sea [digital resource]. Offshore Technology Conference Arctic Technology Conference, 23–25 March, Copenhagen, Denmark, 2015. DOI:10.4043/25578-MS. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-25578-MS (date of access: 25.03.2016).

# References:

Геоінформатика. – 2016. – № 2. – С. 5–23.

- 1. Bagdasarova M.V. Degassing of the Earth a global process of fluidogene minerals forming (oil and gas including) // Glubinnaja neft' (RUS). 2014. Vol. 2. № 10. P. 1621–1644. URL: http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-2-10-2014/5\_Bagdasarova\_2-10-2014.pdf (Accessed 25 March 2016) (in Russian).
- 2. Bembel R.M., Megerya V.M., Bembel S.R. Geosolitony: functional system of the Earth, the concept of exploration and exploitation of hydrocarbons. Tyumen: Vektor Buk, 2003. 344 p. (in Russian).
- 3. Zapivalov N.P. Geological and environmental risks in the oil exploration and production // Georesursy. -2013. N = 3. P. 3-5 (in Russian).
- 4. Karpov V.A. Status and prospects of oil and gas exploration in Western Siberia // Oil and gas geology. 2012. № 3. P. 2–6 (in Russian).
- 5. Experience in the practical use of the of the «Poisk» equipment for the detection and delineation of hydrocarbon deposits / N.I. Kovalev [etc.] // Geoinformatika. 2010. № 4. P. 46–51 [in Russian].
- 6. Krayushkin V.A. Oil and gas deposits of deep genesis // Zhurnal Vsesoyuznogo khimicheskogo obshchestva im. D.I. Mendeleeva. 1986. Vol. 31. № 5. P. 581–586 (in Russian).
- im. D.I. Mendeleeva. 1986. Vol. 31. № 5. P. 581–586 (in Russian).

  7. Kusov B.R. The genesis of some carbon-containing minerals (from methane to diamond): Monograph. Vladikavkaz: IPO SOIGSI, 2011. 195 p. (in Russian).
- 8. Kucherov V.G., 2016. Renewable oil: myth or reality? [Electronic resource]. URL: http://www.ng.ru/energy/2016-02-09/14\_oil.html (in Russian)
- 9. Larin V.N. «Oil in the world does not end. Burn as you want» (Interview). URL: http://ptel.cz/2014/02/vladimir-nikolaevich-larin-neft-na-zemle-ne-zakanchivaetsya-zhgite-skolko-xotite/ (in Russian) (Accessed 25 March 2016).
- 10. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N., 2006. Express technology of «direct» prospecting and exploration for hydrocarbon accumulations by geoelectric methods: results of practical application in 2001–2005 // Geoinformatika (Ukraine). 2006. № 1. P. 31–43 (in Russian).
- 11. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. New possibilities for the oil-and-gas prospects operative estimation of exploratory areas, difficult of access and remote territories, license blocks // Geoinformatika. − 2010. − № 3. − P. 22–43 (in Russian).
- 12. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Assessment of relative values of reservoir pressure of fluids in collectors: results of conducted experiments and prospects of practical application // Geoinformatika. − 2011. − № 2. − P. 19–35 (in Russian).
- 13. Levashov S.P., Yakymchuk N.A., Korchagin I.N. Chastotno-rezonansnyj princip, mobil'naja geojelektricheska-ja tehnologija: novaja paradigma geofizicheskih issledovanij // Geophysical Journal. 2012. Vol. 34. № 4. Р. 166–176 (in Russian).

- 14. Mobile geophysical technologies: experimental study of possibility of application for hydrocarbon accumulations prospecting within areas of shale spreading in eastern Europe / S.P. Levashov [etc.] // Geoinformatika. − 2014. − № 4. − P. 5–29 (in Russian).
- 15. Mobile technologies of direct prospecting for oil and gas: feasibility of their additional application in selecting sites of well drilling / S.P. Levashov [etc.] // Geoinformatika. 2015. № 3. P. 5–30 (in Russian).
- 16. Operative assessment of hydrocarbon potential of area in region of Zohr gas field on the Egypt offshore in the Mediterranean Sea by the frequency-resonance method of remote sensing data processing and interpretation / S.P. Levashov [etc.] // Geoinformatika. 2015. № 4. P. 5–16 (in Russian).
- 17. Mobile direct–prospecting technology: facts of the channels detection and localization of the fluids vertical migration additional evidence for deep hydrocarbon synthesis / S.P. Levashov [etc.] // Geoinformatika. 2016. № 2. P. 5–23 (in Russian).
- 18. Polevanov V.P. «Oil is not expensive, because restored as a forest» (Interview). URL: http://www.business-gazeta.ru/article/148000 (in Russian) (Accessed 25 March 2016).
- 19. Rostovtsev V.V., Laynveber V.V., Rostovtsev V.N. To great oil deposits of Russia // Geomatics. 2011. № 1. P. 60–63 (in Russian).
- 20. Slobodyanyuk S.A. Geological and geophysical model of the deep structure of the Magdalene trough of the Southern side of the Dnieper-Donets basin (from the position of oil and gas prospects): Abstract of the dissertation ... candidate of geological sciences. Institute of Geophysics named after S.I. Subbotin of the NAS of Ukraine. Kiev, 2015. 20 p. (in Ukrainian).
- 21. Timurziyev A.I., 2015. Mantle pockets of hydrocarbon generation: geological and geophysical signs and fore-cast-search mapping criteria; patterns of subsurface oil and gas potential as a reflection of the unloading in the crust of mantle hydrocarbon systems // Tectonics and stratigraphy. 2015. Issue 42. P. 114–159 (in Russian).
- 22. Trofimov V.A., 2009. Refilling Channels and Modern Refilling of Oilfields: Hypothesis and facts // Georesources. 2009. № 1(29). P. 46–48 (in Russian).
- 23. Shestopalov V.M., Makarenko A.N., 2013. Some research results, developed the idea of V.I. Vernadsky on the «gas breathing» of Earth // Geological Journal. 2013. № 3. Р. 7–25 (in Russian).
- 24. Shuman V.N. Radio Wave Sounding Systems: Theoretical Postulates, State, Prospect / V.N. Shuman, S.P. Levashov, N.A. Yakymchuk, I.N. Korchagin // Geoinformatika. 2008. № 2. P. 22–50 (in Russian).
- 25. Yakymchuk N.A. Electric field and its role in life on Earth // Geoinformatika. 2014. № 3. P. 10–20 (in Ukrainian).
- 26. Murtuzayev Ibrahim. New gas field in the North Apsheron Trough, Central Caspian Sea: where to search for. URL: https://www.dropbox.com/sh/d0e63u2kw0kktwq/AACb4qoju6ueMkQugPOWQ3uta?dl=0 (Accessed 25 March 2016).
- 27. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N. Express-technology for direct searching and prospecting of hydrocarbon accumulation by geoelectric methods [digital resource]. International petroleum technology conference, 3–5 December 2008. Kuala Lumpur, Malaysia. Paper IPTC-12116-PP. Conference CD-ROM Proceedings. 11 pages. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/IPTC-12116-MS (date of access: 25.03.2016).
- 28. Yakymchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N., Bozhezha D.N. Mobile Technology of Frequency-Resonance Processing and Interpretation of Remote Sensing Data: The Results of Application in Different Region of Barents Sea [digital resource]. Offshore Technology Conference Arctic Technology Conference, 23–25 March, Copenhagen, Denmark, 2015. DOI:10.4043/25578-MS. URL: https://www.onepetro.org/conference-paper/OTC-25578-MS (date of access: 25.03.2016).

УДК 550.3

### СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕГЕРМЕТИЧНЫХ МУФТОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ И СКВОЗНЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ ОБСАДНЫХ КОЛОНН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С БОЛЬШИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

### IMPROVEMENT OF TECHNIQUE AND TECHNOLOGY FOR DETERMINING LEAKY COUPLINGS AND THROUGH-HOLE CASING DAMAGE IN OIL FIELDS WITH A LARGE GAS FACTOR

### Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель кафедры Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна, Кубанский государственный технологический университет NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. Рассматривается проблема обнаружения негерметичных муфтовых соединений, сквозных «проржавлений» и повреждений обсадных колонн геофизическими методами в газовых скважинах и нефтяных скважинах на месторождениях с большим газовым фактором. Показано, что при малых утечках (по газу) применение традиционных методов геофизических исследований и существующих технических средств не даёт результата. Особое внимание уделяется методу термометрии и термометрам нового поколения типа ВМСТ-1, обладающих высокой чувствительностью и малой тепловой инерцией, позволяющих повысить точность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счёт устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Ключевые слова: скважина, муфтовые соединения, геофизические исследования, скважинный термометр, точность, тепловая инерция, новая технология, эффективность.

#### Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior Lecturer of Oil and Gas **Engineering Department** named after professor G.T. Vartumyan, Kuban state technological university NLeshkovich@bk.ru

Annotation. The problem of detection of leaky couplings, through holes and casing damages by geophysical methods in gas wells and oil wells in fields with a large gas factor is considered. It is shown that for small leaks (over gas), the application of traditional methods of geophysical research and existing technical means does not yield a result. Special attention is paid to the method of thermometry and thermometers of a new generation of the VMST-1 type, which have high sensitivity and low thermal inertia, which make it possible to increase the accuracy of recording the thermal field along the well axis by eliminating the effect of «smearing» of the temperature anomalies caused by the considerable thermal inertia of known well thermometers.

Keywords: borehole, couplings, geophysical studies, borehole thermometer, accuracy, thermal inertia, new technology, efficiency.

есторождения Краснодарского края в большинстве своём находятся на поздней стадии эксплуатации. Нефтяные пласты на указанных месторождениях снижают свою производительность, наблюдается интенсивное обводнение добываемой продукции скважин.

В ряде случаев, целесообразен переход от добычи нефти к извлечению газа из газовой шапки в вышележащих горизонтах. Однако при переводе нефтяных скважин на верхний интервал эксплуатации в газовом режиме, муфтовые соединения обсадных колонн, будучи герметичными по нефти, оказываются негерметичными по газу. Поэтому проблема определения негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками (по газу) приобретает всё большую актуальность.

В соответствии с действующими руководящими документами (РД 39-І-1190-84 и РД 153-39.0-072-01) негерметичные муфтовые соединения, сквозные «проржавления» и другие повреждения обсадных колонн обнаруживают с помощью скважинных термометров, расходомеров, локаторов муфт, трубных профилемеров ПТС-4 и ПТС-100, индукционных дефектоскопов ДСИ-1, магнито-импульсных дефектоскоповтолщиномеров МИД-К, а также акустических телевизоров типа САТ и спектральных шумомеров.

Следует особо отметить, что скважинные термометры, расходомеры и акустические приборы, разработанные для проведения исследований в однородной жидкостной среде, обладают серьёзными ограничениями к применению в газожидкостных смесях, которые имеют место в обсадных колоннах с негерметичными муфтовыми соединениями или сквозными повреждениями труб. Например, точность измерений и чувствительность серийных скважинных термометров в газожидкостных смесях явно недостаточны для проведения «тонких» работ по определению малых утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн и по телу обсадных труб. Подтверждением тому является тот факт, что для проведения исследований на Осиповичском ПХГ (Белоруссия) оказалась необходимой разработка специальных термометров с точностью 0,03 °C и чувствительностью 0,002 °C [1].

Кроме того, тепловая инерция серийных термометров в газожидкостных смесях оказывается существенно выше паспортных значений и является причиной дополнительных погрешностей.

Если учесть тот факт, что при малых утечках газа в негерметичных муфтовых соединениях, температурные аномалии невелики и находятся в пределах основной погрешности серийных скважинных термометров, то можно сделать вывод, что их использование оправдано лишь при значительных объёмах утечек (когда тепловые эффекты существенно превышают величину допустимой погрешности измерений).

Нередко в эксплуатационных обсадных колоннах оказываются негерметичными несколько муфтовых соединений из-за заводского брака и нарушения технологии свинчивания труб (причём обсадная колонна в газовой скважине была герметична по жидкости при внутреннем давлении до 15 МПа и негерметична по газу). Поэтому проведение полного комплекса геофизических исследований в соответствии с руководящими документами РД 39-I-1190-84 и РД 153-39.0-072-01 не позволило определить негерметичные муфты.

Для обнаружения негерметичных муфтовых соединений в данной скважине применялся новый высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1, разработанный в КубГТУ на кафедре Нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна.

На рисунке 1 показаны отклики серийного термометра ТР7 (синяя кривая) и ВМСТ-1 (красная кривая) на скачок температуры при переходе из воздуха в воду в простаивающей скважине, причём скачок температуры на кривой ТР7 оказался «размазан» по глубине на 12,5 метров, тогда как на кривой ВМСТ-1 показания установились на 0,85 метрах. Из приведённых данных можно сделать вывод, что тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра ТР7 в 15 раз.

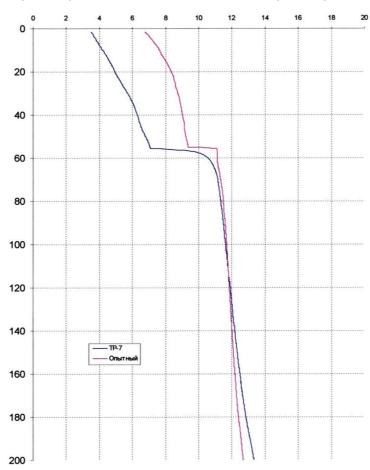


Рисунок 1 – Реакция термометров ТР7 и ВМСТ-1 при переходе из воздуха в воду

Следует отметить, что с помощью термометра ВМСТ-1 оказалось возможным за одну спускоподъёмную операцию обнаружить 11 негерметичных муфтовых соединений в верхней части эксплуатационной колонны путём регистрации температурных аномалий, обусловленных поступлением газа
из межколонного пространства в обсадную колонну (через негерметичные муфты). На указанный способ проведения геофизических исследований с помощью инновационного термометра ВМСТ-1 подана заявка на выдачу патента на изобретение.

В таблицах 1–2 приведены расчёты снижения фактических затрат на проведение геофизических исследований скважин глубиной 1000 метров, выполненные согласно «Сборника единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (Москва, 2000), и экономического эффекта от применения ВМСТ-1 по сравнению с традиционными технологиями ГИС [8].



Таблица 1 — Базовая стоимость проведения ГИС по стандартной технологии [8]

<b>№</b> п/п	Наименование работ (операций)	Единицы измерения, м	Стоимость, руб.	Итоговая стоимость на 1000 м, руб.
1	Определение герметичности эксплуатационной колонны (ОГК) термометром 1 : 200	100 м	63,36	633,6
2	Вспомогательные работы при ОГК	операция	656,93	6569,3
3	Вспомогательные работы при термометрии высокочув- ствительным термометром	операция	788,74	7887,4
4	Шумометрия скважины 1 : 200	100 м	308,94	3089,4
5	Вспомогательные работы при шумометрии	операция	367,11	3671,1
6	Дефектоскопия колонны 1 : 200	100 м	563,26	5632,6
7	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
8	Профилеметрия трубная 1 : 200	100 м	77,65	776,5
9	Вспомогательные работы при трубной профилеметрии	операция	1486,00	14860,0
Итого:				52944,4

**Таблица 2** – Базовая стоимость на проведения ГИС по новой технологии с применением термометров ВМСТ-1 (патент на изобретение № 2193169)

<b>№</b> п/п	Наименование работ (операций)	Единицы измерения, м	Стоимость, руб.	Итоговая стоимость на 1000 м, руб.
1	Дефектоскопия колонны 1 : 200	100 м	563,26	5632,6
2	Вспомогательные работы при дефектоскопии колонн	операция	979,45	9794,5
3	Термометрия высокочувствительным термометром	100 м	419,43	4194,3
Итого:				19621,4

Анализируя таблицы 1–2 можно сделать вывод, что экономическая выгода от применения термометрии высокочувствительным термометром ВМСТ-1 существенна и по отношению к базовому комплексу – стоимость проведения работ с ВМСТ-1 в 2,69 раза меньше.

Другими эффектообразующими факторами, помимо вышеуказанного, являются:

- 1) снижение времени на проведение геофизических исследований;
- 2) снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
- 3) снижение бригадо-часов капремонта;
- 4) раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

Проанализируем пункт 3 других эффектообразующих факторов. Выполним следующие расчёты:

- стоимость 1 станко-часа работы бригады капремонта скважин в 1 квартале 2017 года 5374,71 руб./1 ст. час [5];
  - глубины исследуемых скважин h = 0–1000 м;
- допустимые значения скорости каротажа v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции  $\tau$  приведены в таблице 3 [1, 3, 4];
- технические характеристики термометров, имеющихся на вооружении геофизических предприятий;
- тепловая инерция скважинного термометра ВМСТ-1 по патенту на изобретение № 2193169 τ = 0,5 сек.

Допустимые значения скорости каротажа  $\nu$  при проведении геотермических исследований для различных значений тепловой инерции скважинных термометров  $\tau$ .

**Таблица 3** — Допустимые значения скорости каротажа v (скорости движения скважинных термометров) при проведении геотермических исследований для различных значений их тепловой инерции  $\tau$ 

τ, C	≤ 0, 5	0,5–1,0	2,0-4,0	> 4, 0
<i>v,</i> м/ч	1000	800	400	300

Из таблицы 3 следует, что при проведении капитальных ремонтов скважин затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью серийных термометров, имеющихся на вооружении геофизических предприятий  $T_1$  при h=1000 метров и  $\tau=2$  сек:

$$T_1 = 1000 : 400 = 2.5 \text{ yac.}$$

Затраты времени, необходимые для производства геофизических исследований с помощью термометра ВМСТ-1  $T_2$  при h=1000 метров и  $\tau=0.5$  сек:

 $T_2 = 1000$ : 800 = 1,25 часа.

Экономия времени простоя скважины в капремонте  $T_3$  при h = 1000 метров:

$$T_3 = T_2 - T_1 = 2,25 - 1,25 = 1$$
 yac;

Снижение затрат по статье «Капитальный ремонт скважин» за счёт сокращения вахто-часов, рассчитанное по фактическим показателям работы бригады КРС  $\mathfrak{I}_1$  на одну скважину составляет:

$$\theta_1 = 5374,71 \text{ py6./1 ct. } \text{ 4ac} \times 1,0 = 5374,71 \text{ py6.}$$

Таким образом, новая концепция термометрии с применением высокочувствительных и малоинерционных термометров является не только актуальной, но и экономически обоснованной.

Анализ стандартного комплекса ГИС и инновационного с применением ВМСТ-1 позволяет сделать следующие выводы:

- 1. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 может эффективно применяться при обнаружении малых утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн по новой технологии.
- 2. Стоимость проведения работ с ВМСТ-1 меньше по отношению к базовому комплексу почти в 11 раз.
  - 3. Применение термометра ВМСТ-1 дает следующие преимущества:
  - кратное снижение времени на проведение геофизических исследований;
  - снижение времени простоя скважин в капитальном ремонте;
  - снижение бригадо-часов капремонта;
- раннее введение скважин в эксплуатацию и получение прибыли от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

### Литература:

- 1. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. - М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 300 с.
- 2. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. - Краснодар: ООО «Издательский Дом - Юг», 2016. -
- 3. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. Новочеркасск: Лик, 2017. - 326 с.
- 4. Коноплев Ю.В., Кузнецов Г.С., Леонтьев Е.И. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Издательство «Недра», 1986. – 217 с.
- 5. Первушина В.Н., Сторчак О.В. Пути повышения информативности и достоверности результатов термометрии при контроле герметичности действующего фонда скважин подземного хранилища газа // ПФ «Мосгазгеофизика» ООО «Георесурс». НТВ «Каротажник», 2017. – Вып. 11 (281).
- 6. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах». - М., 2002.
- 7. РД 39-I-1190-84 «Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин». - М., 1984 (дата актуализации 01.12.2013 г.).
- 8. Сборник единичных районных расценок ОАО «Газпром» на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ «ЕРР-ГАЗПРОМ». - М., 2000.

- 1. Klimov V.V. Scientific and methodical fundamentals, equipment and technologies for geophysical monitoring of technical condition of wells on the example of gas fields and underground gas storages. - M . : «IRTS Gazprom»,
- 2. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research in the construction and
- operation of wells in oil and gas fields. Krasnodar : Izdatelsky Dom Yug, 2016. 274 p.

  3. Geophysical researches and works in wells: manual / V.V. Popov [etc.]. Novocherkassk : Lik publishing house, 2017. - 326 p.
- 4. Konoplev Yu.V., Kuznetsov G.S., Leontiev E.I. Geophysical methods of control over the development of oil deposits. - M.: Publishing house «Nedra», 1986. - 217 p.
- 5. Pervushina V.N., Storchak O.V. Ways to increase the informativeness and reliability of the results of thermometry while monitoring the tightness of the operating well stock of the underground gas storage // PF «Mosgazgeofizika» LLC «Georesurs». NTV «Logging tool», 2017. – Issue 11 (281).
- 6. RD 153-39.0-072-01 «Technical instruction for carrying out geophysical studies and works on the cable in oil and gas wells». - M., 2002.
- 7. RD 39-I-1190-84 «Technology of field and geophysical research in the major repair of wells». M., 1984 (the date of updating 01.12.2013).
- 8. A compilation of individual district rates of OAO Gazprom for geophysical services in the wells for oil and gas «ERP-GAZPROM». - M., 2000.

УДК 552.5:553.054.32:553.982.2(476.2)

### КЛАССИФИКАЦИЯ КАРБОНАТНО-ГЛИНИСТЫХ ПОРОД НОВО-КОРЕНЁВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ПРИПЯТСКИЙ ПРОГИБ)

### CLASSIFICATION OF CARBONATE-CLAYER ROCKS OF NEW-KORENEVSKOY DEPOSIT (PRIPYAT DENT)

### Лопушко Анна Александровна

студентка,

Гомельский государственный университет им. Ф. Скорины, г. Гомель, Республика Беларусь lopushko97@mail.ru

**Аннотация.** Залежи нефти и газа находят практически во всех типах осадочных горных пород, но преимущественно в песках, песчаниках, известняках, доломитах, поскольку они отличаются повышенной пористостью и представляют естественные вместилища — коллекторы, резервуары жидких и газообразных углеводородов.

**Ключевые слова:** нефть, газ, Ново-Коренёвское месторождение, коллекторы, карбонатные породы, терригенные породы, подсолевая толща, нижнесоленосная толща, межсолевая толща, надсолевая толща.

Lapushko Hanna Aleksandrovna

Student, Gomel State University them. F. Skoriny, Gomel, Republic of Belarus lopushko97@mail.ru

**Annotation.** Oil and gas deposits are found practically in all types of sedimentary rocks, but mainly in sands, sandstones, limestones, dolomites, because they are differed in increased porosity and represent natural reservoirs – reservoirs, reservoirs of liquid and gaseous hydrocarbons.

**Keywords:** oil, gas, New-Korenevskoy deposit, reservoirs, carbonate rocks, terrigenous rocks, salt-bearing strata, lower-saltiferous stratum, inter salt formation, suprasalt stratum.

ромышленные скопления нефти, газа и газоконденсата встречаются почти исключительно в верхней, осадочной оболочке земной коры. Изредка их обнаруживают в вулканических, интрузивно-магматических или метаморфических породах. Залежи нефти и газа находят практически во всех типах осадочных горных пород, но преимущественно в песках, песчаниках, известняках, доломитах, поскольку они отличаются повышенной пористостью и представляют естественные вместилища — коллекторы, резервуары жидких и газообразных углеводородов. Но и более плотные породы — глины, плотные карбонаты могут представлять такие коллекторы, если они достаточно трещиноваты.

На долю карбонатных пород приходится по разным подсчётам от 16 до 29 % от общего объёма осадочных пород [1]. Большая часть запасов нефти в Припятском прогибе приурочена к месторождениям, представленным карбонатными коллекторами. Карбонатные комплексы характеризуются сложным строением, значительным изменением свойств пород в пределах одного горизонта, сложностью оценки пустотного пространства. Вышеописанные обстоятельства говорят о сложности геологического строения данных месторождений. Благодаря изучению образцов керна методом определения карбонатности мы имеем возможность воспользоваться классификацией известково-доломитовых пород по химико-минералогическому составу С.Г. Вишнякова [1], которая основана на разделении пород по преобладанию известняка и доломита.

Подсолевая терригенная толща включает отложения девонской системы палеозоя в составе старооскольского ( $D_2$ st) и ланского горизонтов ( $D_3$ ln). Залегают отложения несогласно на поверхности кристаллического фундамента.

Породы *старооскольского горизонта* ( $D_2$ st) вскрыты не полностью. Толщина их составила 31,0 м. Вскрытая часть разреза сложена глинами пестроцветными, слюдистыми, алевритистыми, с подчиненными прослоями алевролитов кварцевых, слюдистых, с глинистым или глинистожелезистым цементом, плотных.

Отложения *панского горизонта* ( $D_3$ In), толщина которых составила 46,0 м. Разрез представлен неравномерным переслаиванием глин пестроцветных, серых, темно-серых, зеленовато-серых аргиллитоподобных, в различной степени карбонатных, слюдистых, алевритистых, тонкослоистых за счет неравномерного распределения алевро-псаммитового материала; алевролитов и мелкозернистых песчаников светло-серых, кварцевых, слюдистых с глинистым, глинисто-железистым, местами сульфатно-карбонатным цементом порового типа.

Подсолевая карбонатная толща в составе саргаевского ( $D_3$ sr), семилукского ( $D_3$ sm), речицкого ( $D_3$ rch), воронежского ( $D_3$ vr) и кустовницких слоев евлановского горизонтов ( $D_3$ ev(ks)) согласно залегает на поверхности ланских отложений подсолевой терригенной толщи. Толщина их составила 161,4 м.

Отложения саргаевского горизонта ( $D_3$ sr). Литологически отложения саргаевского горизонта представлены известняками и доломитами. Известняки серые с коричневатым оттенком, массивные,

местами трещиноватые, трещины параллельны напластова

плотные, пелитоморфные, глинистые, местами трещиноватые, трещины параллельны напластованию, часто ветвящиеся заполнены черным глинистым материалом. Встречаются отпечатки фауны различной степени сохранности. Доломиты серые, коричневато-серые, синевато-серые, разнокристаллические, плотные, крепкие с включениями светло-коричневатого ангидрита. Содержание его неравномерное, от единичных включений до постепенного перехода в чистый ангидрит, участками отмечаются прослои ангидрита.

Толщина саргаевских отложений составляет 46,0 м.

Отложения *семилукского горизонта* (*D*<sub>3</sub>*sm*). Разрез представлен доломитами светло-и темносерыми, плотными, крепкими, местами трещиноватыми, участками кавернозные, глинистыми, ангидритизированные. Трещины различноориентированные, тонкие, заполненные черным глинистым материалом и ангидритом; каверны закристаллизованы кальцитом. В породах содержатся остатки фауны.

Толщина семилукских отложений изменяется от 25,0 м до 30,0 м.

Образования речицкого горизонта ( $D_3$ rch) представлены глинисто-карбонатной породой, состоящей из коричневато-серого доломита микрозернистого, глинистого, с линзовидными включениями голубовато-зеленых, зеленовато-серых доломитовых глин, с прослоями мергелей серых, зеленовато-серых, доломитовых. Толщина горизонта изменяется от 4,0 м до 9,9 м.

Разрез воронежского горизонтта ( $D_3$  vr) сложен в основном доломитами неоднородной окраски, в основном, серыми, темно-серыми, участками коричневато-серыми или светло-серыми с коричневатым оттенком, разнокристаллическими, крепкими, твердыми, в основном, массивными, участками пятнистыми, брекчиевидными, горизонтально-тонкослоистыми. Отмечаются участки с почти вертикальной слоистотью, с черными и зеленовато-серыми глинисто-карбонатными прожилками и слойками, с включениями светлого ангидрита. Доломит порово-кавернозный. Преобладают каверны пустые, некоторые частично заполнены крупными прозрачными кристаллами кальцита. Отмечается незначительная трещиноватость. Трещины тонкие и заполнены ангидритом.

Толщина воронежских отложений изменяется от 38,0 м до 39,0 м.

В основании евлановского горизонта находятся *кустовницкие слои* ( $D_3$ ev, ks), которые согласно залегают на воронежских отложениях. Представлены породы известняками темно-серыми, чередующимися с коричневато-серыми, зеленоватыми, разнокристаллическими, неравномерно глинистыми, плотными, крепкими, участками массивными, участками с горизонтальной тонкой слоистотью, участками мелко-пятнистые, с прожилками и слойками черного глинисто-карбонатного вещества. Отмечаются включения ангидрита.

Толщина горизонта изменяется от 33,5 м до 36,5 м.

Нижнесоленосная толща представлена евлановским (анисимовские слои)  $D_3ev(an)$  и ливенским горизонтами ( $D_3lv$ ).

Анисимовские слои  $(D_3ev(an)$  сложены неравномерно переслаивающимися глинами, мергелями, в меньшей степени глинистыми известняками и сульфатно-карбонатными породами с пачками каменных солей в кровле. Толщина отложений в среднем составляет 164,9 м.

*Ливенский горизонт* ( $D_3$ IV) сложен пачками каменных солей серых, молочно-белых, оранжевых, с подчиненными прослоями глин серых, зеленовато-серых, доломитисто-известковых; мергелей серых, доломитисто-известковых, слоистых и ангидритов светло-серых, коричневато-серых. Толщина отложений в среднем составляет 105,9 м.

*Межсолевая толща* в составе домановичского, задонского, елецкого и петриковского горизонтов залегает на ливенских отложениях.

Домановичский горизонт ( $D_3$ dm) вскрыт сложен карбонатно-глинистыми породами (глинами, мергелями) зеленовато-серого, серого цвета, доломитовыми, известковисто-доломитовыми, с линзовидными включениями и прослоями ангидритов светло-серых, серых, с включениями каменных солей оранжевого цвета, со стилолитоподобными прослоями, выполненными глинисто-органическим веществом, с послойно неравномерно распределенной примесью терригенного материала алевритовой размерности. Толщина отложений в среднем составляет 17,8 м.

Породы задонского горизонта ( $D_3zd$ ) в составе кузьмичевских, тонежских, тремлянских и вишанских слоев залегают несогласно на поверхности верхнефранских отложений. Промышленная нефтеносность связана с отложениями тонежских слоев задонского горизонта.

Отложения *кузьмичевских слоев* ( $D_3zd$ , kz) представлены доломитами темно-серыми с коричневатым оттенком, плотными, крепкими, тонкокристаллическими, массивными; известняками доломитизированными, темно-серыми, плотными, крепкими, тонкокристаллическими.

Отложения *темно-серыми* с *коричневатым* оттенком, крепкими, массивными, скрыто-и мелкокристаллическими, с неровным изломом, местами пятнистой текстурой, обусловленной включениями глинистого вещества в виде пятен и гнезд неопределенной формы, пористый, по некоторым порам выделяется газ и отмечаются точечные выделения коричневой подвижной нефти; известняками светло-серыми с зеленоватым оттенком с выделениями и прожилками темно-серого до черного цвета глинисто-

углистого состава, тонкокристаллическими, пятнистыми, плотными, участками слабопористыми. Присутствуют остатки фауны. По кавернам и порам отмечены выпоты темно-коричневой нефти.

Отложения тремлянских слоев (D<sub>3</sub>zd, trm) представлены неравномерным переслаиванием известняка светло-серого, доломита темно-серого, глин и мергелей черного и темно-серого цветов; ангидритами светло-серыми с коричневатым оттенком, очень плотными, монолитными, наблюдаются хлопьевидные включения тонко-кристаллического слабо доломитизированного известняка. Глина черная, однородная, сухая, с раковистым изломом, присутствуют миллиметровые прослои светлосерого известняка.

Отложения вишанских слоев ( $D_3$ zd, vsh) представлены глинами зеленовато-серыми, тонкослоистыми, очень плотными, монолитными; доломитами светло-серыми, пористо-кавернозными.

Толщина задонских отложений изменяется и в среднем по площади составляет 105,9 м.

Отложения елецкого горизонта ( $D_3$ el), в составе туровских и дроздовских слоев, залегающие с несогласием на задонских породах.

Отложения туровских слоев (D3el, tr) представлены известняками брекчированными, светлосерыми, доломитизированными, тонкослоистыми, глинистыми; глинами зеленовато-серыми, тонкослоистыми, очень плотными, монолитными; доломитами светло-серыми, пористо-кавернозными.

Отложения дроздовских слоев ( $D_3$ el, dr) представлены известняками от темно до светло-серого, брекчированными, слоистыми; глинами зеленовато-серыми, тонкослоистыми, очень плотными, монолитными; доломитами светло-серыми, пористо-кавернозными. Присуще неравномерное горизонтальное переслаивание известняка доломитизированного серого с чуть коричневатым оттенком и известняка глинистого темно-серого до черного.

Толщина елецких отложений составляет 46,6 м.

Петриковский горизонт ( $D_3ptr$ ) залегает на размытой поверхности елецкого горизонта и сложен преимущественно известняками доломитизированными серовато-коричневатого цвета, плотными, массивными; местами отмечены включения прослоек мергеля черного цвета и черного углистого материала.

Средняя толщина петриковского горизонта – 17,8 м.

Вышележащие надсолевые отложения включают образования девонской (полесский горизонт  $D_3pI$ ), каменноугольной (C) и пермской (P) систем палеозойской эратемы; триасовой (T), юрской (J) и меловой (K) систем мезозойской эратемы; палеогеновой (₽), неогеновой (N) и антропогеновой (Q) систем кайнозойской эратемы. Толща представлена карбонатно-глинистыми и терригенными породами: глинами с прослоями песчаников и известняков, песками и кварцево-полевошпатовыми песчаниками, мергелями; писчим мелом с обуглившимися растительными остатками; ледниковыми, водноледниковыми образованиями. Общая толщина надсолевых отложений в среднем составляет 783,7 м.

Относительно региональных соленосных отложений в осадочном чехле Ново-Коренёвского месторождения выделяется ряд толщ: подсолевая терригенная, подсолевая карбонатная, нижнесоленосная, межсолевая, верхнесоленосная и надсолевая. Практически все они представлены глинистокарбонатными породами, лишь только верхнесоленосная толща состоит из двух подтолщ: галитовой и глинисто-галитовой.

#### Литература:

- 1. Шванов В.Н. Систематика и классификации осадочных пород и их аналогов / В.Н. Шванов, В.Т. Фролов, Э.И. Сергеева и др. – СПб. : Недра, 1998. – 352 с. 2. Основы геологии Беларуси / Под общ. ред. А.С. Махнача, Р.Г. Гарецкого, А.В. Матвеева,
- Я.И. Аношко. М. : Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2004. 392 с.
- 3. Махнач А.С. Геология Беларуси : учебн. для вузов / А.С. Махнач, Р.Г. Гарецкий, А.В. Матвеев; под общей редакцией А.С. Махнача. – Мн. : Ин-т геол. Наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.

- 1. Shvanov V.N. Systematics and classification of sedimentary rocks and their analogues / V.N. Shvanov, V.T. Frolov, E.I. Sergeeva. – St. Petersburg: Nedra, 1998. – 352 p.
- 2. Fundamentals of Geology of Belarus / Under total. Ed. A.S. Makhnacha, R.G. Garetsky, A.V. Matveyeva, Ya.I. Anoshko. – M.: Institute of Geology. Sciences of the National Academy of Sciences of Belarus, 2004. – 392 p.
- 3. Makhnach A.S. Geology of Belarus: training. for high schools / A.C. Makhnach, RG Garetsky, A.V. Matveyev; by the general edition of A.S. Makhnacha. - Mn.: Institute of Geology. Sciences of the NAS of Belarus, 2001. - 815 p.

УДК 553.981/.982

## ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ БОТУОБИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ВОСТОКЕ ЦЕНТРАЛЬНО-ТУНГУССКОЙ (СЮГДЖЕРСКОЙ) НГО РЕСПУБЛИКИ САХА (ЯКУТИЯ)

## FEATURES DISTRIBUTION OF THE BOTUOBINSK HORIZON IN THE EAST OF THE CENTRAL-TUNGUSKA (SYUGDZHER) PETROLEUM REGION OF THE REPUBLIC OF SAKHA (YAKUTIA)

### Маслов Дмитрий Викторович

инженер II категории лаборатории геологии нефти и газа Сибирской платформы,

Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН, (ИНГГ СО РАН) MaslovDV@ipgg.sbras.ru

Аннотация. На востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО значительные перспективы для выявления крупных скоплений нефти и газа связаны с ботуобинским горизонтом. В работе даётся характеристика строения ботуобинского горизонта в восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО. На основании детальной корреляции было показано, что горизонт на изучаемой территории залегает в виде трёх изолированных разновозрастных баровых тел.

**Ключевые слова:** Сюгджерская НГО, венд, горизонт, баровая система

#### **Maslov Dmitry Victorovich**

Engineer 2 categories the laboratory of Geology of oil and gas of the Siberian platform, Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics SB RAS, (IPGG SB RAS) MaslovDV@ipgg.sbras.ru

**Annotation.** In the East of the Central-Tunguska (Syugdzher) petroleum region has significant prospects to identify large accumulations of oil and gas associated with the botuobinsk horizon.

The work describes the structure of the Botuobinsk horizon in the Eastern part Central-Tunguska (Syugdzher) petroleum region. On the basis of detailed correlation, it was shown that the horizon in the study area occurs as three isolated uneven solid bar.

**Keywords:** Syugdzher petroleum region, vendian, horizon, bar system.

В конце 2009 года была введена в эксплуатацию первая очередь проекта ВСТО-1, трубопроводной системы от г. Тайшета до пос. Сковородино длиной 2694 км и пропускной мощностью 30 млн т нефти в год. Спустя три года была сдана вторая очередь проекта ВСТО-2 от Сковородино до Козьмино. К 2015 году общая мощность системы ВСТО была увеличена до 58 млн т в год. Кроме того, в 2019 году планируется начать поставки газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири». В этих условиях представляется необходимым выявление перспективных территорий для поисков и разведки месторождений нефти и газа, расположенных в непосредственной близости от действующей трубопроводной системы.

Одной из таких территорий является восточная часть Центрально-Тунгусской [4] (Сюгждерской) НГО, расположенная к северу от Среднеботуобинского месторождении, введенного в промышленную эксплуатацию в 2013 году.

Глубокое бурение на территории Центрально-Тунгусской (Сюгждерской) НГО началось в 1962 г., когда была пробурена Мархинская опорная скважина № 1, а в 1965 г. закончена бурением структурнопоисковая скважина № 2, вскрывшая полный разрез кембрийских и вендских отложений общей толщиной около 2000 м.

С 1983 г. на основе разработанной ПГО «Ленанефтегазгеология» комплексной программы регионального изучения нефтегазоносности Сюгджерской (Центрально-Тунгусской) НГО было пробурено более десятка параметрических скважин.

Сейсморазведочные работы МОГТ 2Д проводились в 70–80 годах прошлого века. Эти работы позволили установить ряд локальных поднятий. В 2011–2013 гг. были выполнены региональные сейсморазведочные работы методом МОГТ-2Д объемом 1488 км к юго-востоку от Тюкянской полувпадины (восточная часть Центрально-Тунгусской НГО).

Всего на территории НГО было пробурено 36 глубоких скважин, из которых 27 скважин вскрыли отложения верхнего протерозоя. По данным бурения и сейсморазведки выявлено отсутствие терригенных отложений венда на западе изучаемой территории, в восточной части терригенная часть разреза достигает толщины 376 м.

В целом строение геологического разреза на территории Центрально-Тунгусской НГО имеет много общего с геологическим разрезом Непско-Ботуобинской антеклизы, где вендские терригенные отложения сопоставляются с разрезами скважин, пробуренных в пределах Центрально-Тунгусской НГО. Так же, как и в Непско-Ботуобинской НГО в разрезе терригенного венда присутствуют ботуобин-

ский  $(B_5)$ , улаханский  $(B_{5a})$ , талахский  $(B_{13})$ , вилючанский  $(B_{14})$  песчаные, потенциально продуктивные, горизонты. Основываясь на особенностях строения базовым горизонтом разведки следует считать ботуобинский горизонт.

Ботуобинский горизонт (пласт  $B_5$ ) вскрыт в 11 скважинах. Толщина этих отложений изменяется от 2 до 31 м, причем максимальные значения толщины (17–31 м) зафиксированы в восточной и юговосточной частях территории исследования (Среднемархинская, Накынская, Дюданская, Онхойдохская площади).

В литологическом отношении ботуобинский горизонт на 90—95 % представлен светло-серыми, серыми преимущественно кварцевыми песчаниками, характеризующимися изначально малым количеством цементирующей массы. Вторичные цементы представлены аутигенным кварцем, ангидритом, реже доломитом. В виде маломощных слойков в песчаниках присутствуют аргиллиты. Песчаники хорошо сортированы практически по всему разрезу горизонта. Так же наблюдается существенное увеличение зернистости снизу-вверх по разрезу [3]. В работе Хабарова Е.М., Вараксиной И.В., Пушкаревой М.М., отмечено ухудшение коллекторских свойств в верхней части ботуобинского горизонта, объясняемое процессами доломитизации и глинизации в кровельной и подошвенной частях горизонта соответственно [1, 8]. В работе «Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северовостока Непско-Ботуобинской антеклизы» [5] было показано, что, перерыв в осадконакоплении в подошве ботуобинского горизонта отсутствует. В этой же работе предложено выделить чаяндинскую свиту, в состав которой включается ботуобинский горизонт, ниже которой с перерывом в осадконакоплении залегает арылахская свита, сложенная алеврито-аргиллитами с линзами ангидрита и прослоями доломитов глинистых.

К настоящему времени на востоке Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО не открыто ни одного месторождения нефти и газа, но в тоже время были зафиксированы многочисленные признаки нефтегазоносности, в виде битумопроявлений и капельно-жидкой нефти. В скважине Онхойдохская 2521 при опробовании в процессе бурения отмечались пленки нефти, а при опробовании пласта на кабеле было получено 2 л нефти.

Анализ результатов испытания и опробования скважин показал, что продуктивные горизонты терригенного венда на территории исследования либо не испытывались, либо испытывались в открытом стволе, при этом вскрытие горизонтов проводилось на неподходящем для этой цели утяжеленном глинистом растворе, что приводило к кольматации призабойного пространства.

Второе, на что следует обратить внимание при анализе неудач при проведении нефтегазопоисковых работ Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО, это низкий уровень подготовки структур к бурению, что также затрудняет процесс проведения нефтегазопоисковых работ [7].

Результаты бурения параметрических и поисковых скважин в пределах восточной части Центрально-Тунгусской (Сюгджерской) НГО, данные геолого-технологических исследований и материалы ГИС позволяют с известной степенью достоверности предполагать о нефтегазонакоплении в пределах этой обширной территории и оценивать перспективы ее нефтегазоносности [2, 3, 9].

Современное понимание геологического строения вендского терригенного комплекса Тюкянской полувпадины и прилегающих территорий, основанное на результатах современных сейсмических материалов, анализа фактического материала на территории исследования, а также эталонной территории северо-востока Мирнинского выступа Непско-Ботуобинской антеклизы, позволяют утверждать, что базовым продуктивным горизонтом на территории исследования будет ботуобинский.

Приуроченные к ботуобинскому горизонту резервуары являются, как правило, однородными, доля уплотненных разностей в них незначительна. Следствие этого является высокая продуктивность коллекторов. В связи с очень хорошей отсортированностью песчаников горизонта, ухудшение их коллекторских свойств с глубиной будет, видимо, незначительным, то есть далее при глубинах залегания до 3,0–3,5 км, коллекторы ботуобинского горизонта будут промышленно продуктивными. Покрышкой для залежей горизонта является залегающая выше по разрезу, регионально выдержанная пачка плотных ангидритизированных доломитов бюкской свиты.

Вопреки распространенному мнению о наличии предботуобинского перерыва автор этой работы считает, что ботуобинский горизонт представлен системой баровых тел, залегающий без перерыва на верхнекурсовских отложениях. Поэтому для выявления особенностей площадного распространения горизонта, в качестве квазиизохронной поверхности выбран глинистый пласт в средней части бюкской подсвиты, характеризующийся повышенными значениями  $\alpha T$  [3, 6].

В основу выбранной методики исследования положен принцип построения карт распространения ботуобинского горизонта с выравниванием отложений нижней части верхнебюкской подсвиты и ботуобинского горизонта на квазиизохронную поверхность. Как можно заметить из разреза (см. рис. 1), мощность между изохронным репером и поверхностью ботуобинского горизонта неодинакова. В целом мощность горизонта увеличивается в северном направлении, что может свидетельствовать о разном времени формирования отдельных песчаных тел.



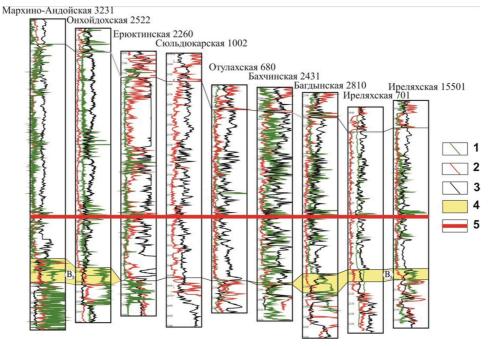


Рисунок 1 — Схема корреляции по линии скважин I-I (скв. Мархино-Андойская 3231 — Иреляхская 15501): 1 — акустический каротаж; 2 — гамма-каротаж; 3 — нейтронный гамма-каротаж; 4 — продуктивные горизонты; 5 — линия акустического репера



Рисунок 2 — Карта толщин песчаников ботуобинского горизонта (В<sub>5</sub>):

1 – номера скважин; 2 – изопахиты ботуобинского горизонта; 3 – зона предполагаемого отсутствия ботуобинских песчаников; 4 – индекс барового тела

В результате построений, в ботуобинском горизонте было выделено три изолированных разновозрастных песчаных (баровых) тела, каждому из которых присвоен свой индекс (рис. 2).

Первое баровое тело ( $B_5^1$ ) выделяется в районе Мирнинской группы месторождений. Линзовидное тело барового генезиса, площадью 1615 км $^2$ , вытянуто широкой полосой северо-восточного простирания и имеет длину 140 км. Максимальная толщина ботуобинского горизонта здесь в скважине Багдынская-2810 достигает 19 м. Баровое тело  $B_5^1$  охватывает месторождения Мирнинской, Иреляхской, Бахчинской, Станахской, Нелятской, Багдынской и Нелбинской площадей. Доказано отсутствие ботуобинского горизонта в скважинах Ерюктинская 1, Среднеыгыаттинская 2630, Сюльдюкарская 1002, 1001.

Второе баровое тело ( $B_5^2$ ) выделено в районе Дюданской площади. Между выделенными баровыми телами  $B_5^1$  и  $B_5^2$ , согласно выполненной интерпретации каротажных данных и анализа керна скважин Сюльдюкарской, Среднеыгыаттинской и Ерюктинских площадей, выявлено отсутствие песчаных отложений ботуобинского горизонта. Выделенное песчаное тело  $B_5^2$  площадью 3607 км $^2$  вытянуто в северо-восточном направлении на 200 км. Максимальная толщина ботуобинского горизонта 31 м вскрыта в скважине Дюданская 2910. Между скважинами Ханнинксая 3220 и Мархино-Андойская 3231 предполагается распространение зоны отсутствия песчаниеов ботуобинского горизонта.

Третье баровое тело ( $B_5$ 3) выделено в районе Эйикской площади. Максимальная его толщина, вскрытая в скважине Эйикская 3430, составляет 30 м. Площадь составляет 1109 км². Автором предложено выделение баровых тел  $B_5$ 3 на том основании, что между скважинами Ханнинская 3220 и Мархино-Андойская 3231 предполагается распространение зоны отсутствия песчаников ботуобинского горизонта.

### Литература:

- 1. Вараксина И.В., Хабаров Е.М., Пушкарева М.М. Влияние структурно-вещественных параметров на фильтрационно-емкостные свойства пород ботуобинского горизонта венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2012. № 1(9). С. 67–74.
- 2. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М. : Недра, 1981. 552 с.
- 3. Нефтегазоносность ботуобинского горизонта в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Анабарской антеклиз / А.О. Ефимов [и др.] // Геология нефти и газа. 1991. Т. 45. № 8. С. 2–6.
- 4. Нефтегазогеологическое районирование Сибирской платформы (уточненная версия) / А.Э. Конторович [и др.] // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2017. XIII Междунар. науч. конгр. (г. Новосибирск, 17–21 апреля 2017) : Междунар. науч. конф. «Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология»: Сборник материалов в 4 т. 2017. Т. 1. С. 57–64.
- 5. Стратиграфическая схема терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы / М.В. Лебедев [и др.] // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 874–890.
- 6. Лебедев М.В., Чернова Л.С. Фациальные модели терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботуобинской антеклизы (Сибирская платформа) // Геология и геофизика. 1996. Т. 37. С. 51—64.
- 7. Моисеев С.А., Фомин А.М. Прогноз зон нефтегазонакопления в зоне сочленения Непско-Ботуобинской и Сюгджерской седловины // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Северо-Востока России: Материалы Всероссийской научно-практической конференции (Якутск, 29–30 марта 2012 г.). 2012. Т. II. С. 16–19.
- 8. Пустыльников А.М., Чернова Л.С. Магнезитоносный горизонт новый тип флюидоупоров в отложениях венда нижнего кембрия Непско-Ботуобинской антеклизы // Геология нефти и газа. 1991. № 6. С. 17–20.
- 9. Рифей и венд Сибирской платформы и ее складчатого обрамления / Н.В. Мельников [и др.]. Новосибирск : Академическое издательство «ГЕО», 2005. 428 с.

- 1. Varaksina I.V., Habarov E.M., Pushkareva M.M. Influence of structural and material parameters on filtrational and capacitor properties of breeds of the botuobinsky horizon of Venda of the northeast of the Nepsko-Botuobinsky antekliza // Geology and mineral raw material resources of Siberia. − 2012. − № 1(9). − C. 67–74.
- 2. Geology of oil and gas of the Siberian platform / Under the editorship of A.E. Kontorovich, V.S. Surkov, A.A. Trofimuk. M.: Nedra, 1981. 552 p.
- 3. Oil-and-gas content of the botuobinsky horizon in a zone of a joint Nepsko-Botuobinsky and Anabar antekliz / A.O. Yefimov [etc.] // Geology of oil and gas. 1991. V. 45. № 8. P. 2–6.
- 4. Oil and gas geological division into districts of the Siberian platform (the specified version) / A.E. Kontorovich [etc.] // Interekspo GEO-Siberia-2017. XIII International scientific congress (Novosibirsk, on April 17–21, 2017): International scientific conference «Subsurface use. Mining. Directions and technologies of search, investigation and development of mineral deposits. Economy. Geoecology»: The collection of materials in 4 v. 2017. V. 1. P. 57–64.
- 5. Stratigraficheskaya scheme of terrigenous deposits of Venda of the northeast of the Nepsko-Botuobinsky antekliza / M.V. Lebedev [etc.] // Geology and geophysics. 2014. V. 55. № 5–6. P. 874–890.
- 6. Lebedev M.V., Chernova L.S. Facial models of terrigenous deposits of Venda of the northeast Nepsko-Botuobinskoy of an antekliza (Siberian platform) // Geology and geophysics. 1996. V. 37. P. 51–64.
- 7. Moses S.A., Fomin A.M. Forecast of zones of oil and gas accumulation in a zone of a joint of the Nepsko-Botuobinsky and Syugdzhersky col // Geology and mineral raw material resources of the Northeast of Russia: Materials of the All-Russian scientific and practical conference (Yakutsk, on March 29–30, 2012). 2012. V. II. P. 16–19.
- 8. Pustylnikov A.M., Chernova L.S. Magnezitonosny the horizon new type of flyuidoupor in deposits of Venda the lower Cambrian of the Nepsko-Botuobinsky antekliza // Geology of oil and gas. 1991. № 6. P. 17–20.
- 9. Rifey and венд the Siberian platform and its folded frame / N.V. Melnikov, M.S. Yakshin, B.B. Shishkin, etc. Novosibirsk: Academic publishing house «GEO», 2005. 428 p.

УДК 553.985: 550.83

### ОПЫТ ОЦЕНКИ НЕИЗВЛЕКАЕМЫХ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ

### EVALUATION EXPERIENCE OF NONRECOVERABLE HYDROCARBON RESOURCES IN THE DEVELOPED OIL DEPOSITS

### Мухаметшин Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор кафедры геологии нефти и газа, Казанский федеральный университет geoeng111@yandex.ru

Аннотация. На примере двух крупных залежей нефти в Татарстане рассмотрены возможности ряда методов (как традиционных для нефтяной геологии, так и специальных) для диагностики битуминозных «черных» песчаников в разрезе продуктивных пластов. Показаны два различных механизма преобразования нефтей в битумы, что предопределило разные подходы к геометризации битуминозных пластов. Установлено, что процессы битумогенеза могут охватывать значительные объемы продуктивных пластов коллекторов. Выполнена оценка ресурсов битумов объемным методом.

**Ключевые слова:** нефтяная залежь, песчаники, битумы, древний водонефтяной контакт, битумогенез, оценка ресурсов.

### Mukhametshin Rustam Zakievich

Professor of oil and gas geology Kazan Federal University geoeng111@yandex.ru

Annotation. On the example of two large oil pools in Tatarstan possibilities of a number of methods (both traditional for oil geology, and special) are considered for diagnostics of bituminous «black» sandstones in the cut of productive formation. Two different mechanisms of oil conversion into bitumen are shown, which predetermined different approaches to the geometrization of bituminous layers. It is set that the genesis of bitumen processes can engulf the considerable volumes of productive formation. The evaluation of bitumen resources is executed by a by volume method.

**Keywords:** oil reservoir, sandstones, bitumens, ancient oil-water contact, genesis of bitumen, evaluation of resources.

риродно-преобразованные нефти, которые заключены в битуминозных песчаниках, залегающих в нефтеносных пластах, несомненно, следует рассматривать как особый класс нафтидов [1]. К настоящему времени в продуктивных горизонтах многих месторождений Урало-Поволжья, Калининградской области и в других районах выявлены многочисленные проявления битуминозных песчаников [1–4]. Следует также отметить, что процессы природного преобразования нефтей в продуктивных пластах могут охватывать значительные по объему части залежей [1].

Как известно, битумообразовательные процессы принято подразделять на несколько групп [5, 6]. В Татарстане песчаники, содержащие твердый или вязкопластичный битум, или так называемые «черные песчаники», описаны в разрезах продуктивных пластов верхнего девона и нижнего карбона (содержат основные запасы нефти) целого ряда месторождений, в том числе на уникальном Ромашкинском. Проведенный автором анализ материалов керновых и промыслово-геофизических исследований по ряду месторождений центральных районов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, битуминозными песчаниками может быть представлена как часть продуктивного разреза, так и пласт-коллектор целиком [1]. Следствием этого является важность установления геологических причин и механизмов преобразования обычных нефтей в нефти (вернее, в нафтиды) с аномальными свойствами. С этой целью на протяжения ряда лет нами проводились комплексные исследования содержащих битуминозные породы продуктивных пластов. Изучение состава битумов в нефтенасыщенных коллекторах регионально нефтеносных горизонтов верхнего девона (D<sub>3</sub>p) и нижнего карбона (C<sub>1</sub>rd-bb) выполнено в ИОФХ КазНЦ РАН (Л.М. Петрова, Т.Н. Юсупова, Ю.М. Ганеева).

Ранее нами показано (Р.З. Мухаметшин и др., 1997–2000; Т.Н. Юсупова и др. 1997; [1]), что диагностика процессов битумообразования может играть решающую роль для реконструкции условий формирования нефтяных скоплений. Комплексными исследованиями пород из нефтеносных горизонтов ряда месторождений Татарстана выявлены следующие механизмы образования битумов в нефтенасышенных песчаниках:

- 1) по фазово-миграционной линии при стадийном заполнении ловушек (залежи девона Южно-Татарского свода);
- 2) выпадение асфальтенов в зоне ВНК как накопление продуктов окислительной дезинтеграции (горизонт  $Д_I$  Ромашкинского месторождения, залежи нижнего карбона северного склона Южно-Татарского свода [7];
- 3) в результате смешанного процесса, связанного с дегазацией нефти и ее окисления вблизи тектонического разлома (залежь бобриковского горизонта нижнего карбона Нурлатского месторождения; данная линия битумогенеза названа нами (Р.З. Мухаметшин и др., 1999; Р.З. Мухаметшин, 2005; [1]) миграционно-тектонической.

Черный битумный цемент, формирование которого связано с древними водонефтяными контактами (ДВНК), имеет четко выраженные особенности: во-первых, отмечается явно послойный характер выделенных (рис. 1) битуминозных интервалов [1, 8] и, во-вторых, часто образует цемент порового или базального типа. Как правило, он приурочен к слоям более крупнозернистых песчаников с изначально высокими коллекторскими свойствами. Выпадение битумов в поровом пространстве в результате деасфальтизации нефти, как это наблюдается в зоне ДВНК на Бавлинском месторождении [9], еще более увеличивает макронеоднородность эксплуатационного объекта. В лаборатории петрофизики ТатНИПИнефти определены коллекторские свойства песчаников с твердым битумным цементом до и после экстрагирования. Из таблицы видно, что битумный цемент значительно снижает пористость и особенно проницаемость пород и резко увеличивает его «экранирующую» способность, что необходимо учитывать при планировании процессов интенсификации выработки запасов. Близкие результаты получены в результате проведенных исследований и в БашНИПИнефти [3]. Наиболее высокая степень преобразованности ОВ для образцов Бавлинского месторождения из зоны ДВНК: в некоторых образцах остается в породе до 65 % органического вещества после исчерпывающей экстракции хлороформом и спиртобензольной смесью.

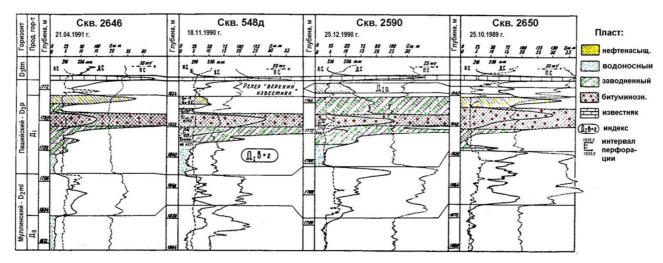


Рисунок 1 — Схема корреляции пластов пашийского горизонта (D<sub>3</sub>p) по скважинам северо-западной части водонефтяной зоны основной залежи Бавлинского месторождения

Что касается интервалов продуктивного разреза, представленных битуминозными песчаниками, то многочисленные попытки на месторождениях Татарстана получить из них притоки нефти не увенчались успехом. В этом плане интересен опыт освоения скв. 1072 Бавлинского месторождения, которая пробурена в 1981 г. для уплотнения сетки добывающих скважин в водонефтяной зоне основной залежи (горизонт  $Д_I$ ). По данным ГИС нижний интервал (глубина 1685,6—1693,6 м) продуктивного пласта промыт пластовой водой, выше (1681,6—1685,6 м) выделяется интервал с высокой (74 % и более) текущей нефтенасыщенностью, в кровельной части в интервале глубин 1678,4—1681,6 м пласт частично заводнен, то есть текущее положение ВНК зафиксировано на глубине 1686,6 м (абс. отметка минус 1479,3 м). Конструкция скважины экспериментальная: в интервале 1671,8—1708 м ствол скважины обсажен стеклопластиковыми обсадными трубами (СПОТ) с целью контроля за выработкой горизонта  $Д_I$  методами высокоточной электрометрии.

**Таблица** — Результаты исследования битуминозных песчаников из скв. 13861 Абдрахмановской пл. (глубина 1647–1653 м)

Nº	Пористость, %		Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	
обр.	до экстрагирования	после экстрагирования	до экстрагирования	после экстрагирования
47	8,5	16,7	0,018	0,338
48	9,2	20,4	0,006	0,087
49	9,3	19,4	0,025	0,564
51	8,7	20,1	0,003	0,710
52	8,8	20,1	_	_
53	8,9	17,4	_	_
Среднее	8,9	19, 0	0, 013	0, 425

С июня 1981 г. по сентябрь 1983 г. скв. 1072 выполняла роль контрольной, а с октября 1983 г. перфорирован верхний (1678,4—1682,0 м) интервал продуктивного горизонта для эксплуатации электропогружным насосом. По результатам цикла исследований отмечено некоторое развитие процесса заводнения в интервале 1678,4—1681,6 м. В связи с неудовлетворительной выработкой нефтенасыщенного интервала по рекомендации специалистов ВНИИнефтепромгеофизика в августе 1984 г. произведен дострел пласта в интервале 1682,0—1683,5 м и продолжена дальнейшая эксплуатация скважины. Исследования методом ИК по технологии «каротаж-закачка-каротаж», проведенные в 1984—1987 гг. под руководством В.Г. Дворецкого, показали отсутствие подвижности нефти, и поэтому в октябре-ноябре 1988 г. скважина исследовалась по схеме «мини-теста» с обработкой призабойной зоны дистиллятом. Результаты замеров индукционным методом (ИМ) показали отсутствие снижения нефтенасыщения, то есть подтвердили, что нефть находится в неподвижном состоянии.

Оценка неизвлекаемых ресурсов углеводородного сырья в виде битумов, насыщающих часть продуктивных песчаников выполнена нами традиционным объемным методом на двух объектах – для залежи нефти горизонта Д<sub>I</sub> Бавлинского месторождения и залежи нефти бобриковского горизонта Нурлатского месторождения, линии битумогенеза которых, как уже отмечено, различны.

Запасы нефти крупного Бавлинского месторождения большей частью приурочены к одноименному поднятию (юго-восточный склон Южно-Татарского свода), которое возникло на месте позднепротерозойского Бавлинско-Балтаевского грабена и является структурой инверсионного типа. По отложениям девона и карбона она представляет собой ассиметричную брахиантиклинальную складку с крутым юго-восточным крылом и пологим северо-западным, являющуюся частью Бавлинско-Туймазинского вала.

Проведенные нами [1] исследования основной залежи Бавлинского месторождения показали, что «черные» битуминозные песчаники толщиной от 2 до 9 м, залегающие среди нефтенасыщенных пород пашийского горизонта, имеют пластовую форму залегания, но не занимают строго горизонтального положения в разрезе и локализуются в плане в виде двух участков в северо-западном секторе водонефтяной зоны (рис. 2). Использованный при исследовании комплекс инструментальных методов позволил выявить по разрезу продуктивного пласта толщиной 15–18 м как минеральные изменения в коллекторах, так и неоднородности углеводородной фазы, а литолого-петрографическое изучение породколлекторов показало наличие в поровом пространстве кварцевых песчаников нафтидов по крайней мере двух генераций в виде: 1) легкой нефти и 2) битумов пластичных и твердых. Выделенные слои битуминозных песчаников имеют все признаки древнего водонефтяного контакта прогрессивного типа (по Р.С. Сахибгарееву); для них характерна слабая цементация и рыхлая упаковка обломочных зерен, что в целом не свойственно песчаникам девона и является свидетельством дискретно-периодического процесса формирования нефтяной залежи [4]. С учетом палеотектонических построений и палеомагнитых исследований процесс формирования девонской залежи Бавлинского месторождения представляется как многофазный, растянутый во времени - от постсреднекаменноугольной эпохи до неогена включительно [8].

Как показал проведенный анализ керновых данных и промыслово-геофизических исследований на основной залежи (горизонт Д<sub>I</sub>) крупного Бавлинского месторождения, даже в пределах одного объекта слои битуминозных песчаников могут занимать гипсометрически различное положение в разрезе, что обусловлено тектоническими подвижками в процессе формирования скоплений нефти [1, 8]. На не горизонтальный характер ДВНК, пожалуй, впервые обратил внимание Р.С. Сахибгареев [4], продемонстрировав это на примере Ладушкинского месторождения (восточный борт Балтийской синеклизы). Все это создает дополнительные трудности при геометризации пласта битуминозных песчаников:

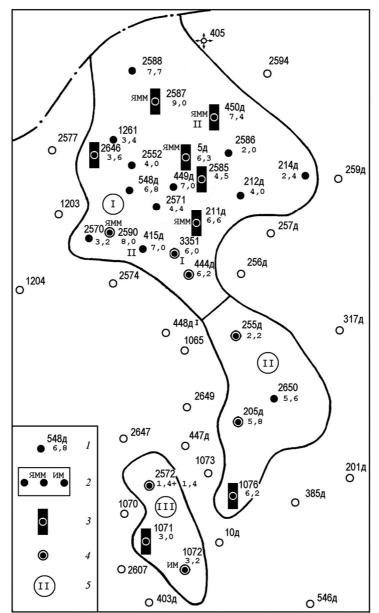
Выделение связанных с древним ВНК слоев битуминозных песчаников в не заводненных минерализованной водой пластах чрезвычайно затруднено без керновых данных и/или расширенного комплекса ГИС.

Несовпадение древнего и современного структурных планов не позволяет использовать для картирования гипсометрию пласта.

Исследования ядерно-магнитным методом (ЯММ) охвачена лишь часть пробуренных в 80-90 гг. скважин

Поэтому нам представляется, что оценка ресурсов битумов линии фазово-миграционной дифференциации возможна только на разрабатываемых и разбуренных эксплуатационной сеткой скважин месторождениях с привлечением всего объема геологопромысловой информации и обязательным освещением разреза керном. Весьма полезным оказывается включение в обязательный комплекс ГИС метода ядерно-магнитного резонанса (ЯМР): позволило установить, что интервалы пласта с максимальными значениями УЭС в северо-западном секторе ВНЗ выделяются наименьшим сигналом индекса свободного флюида (ИСФ). Подобное сочетание значений УЭС и ИСФ истолковывается исключительно как насыщение пород малоподвижной нефтью, или битумом.



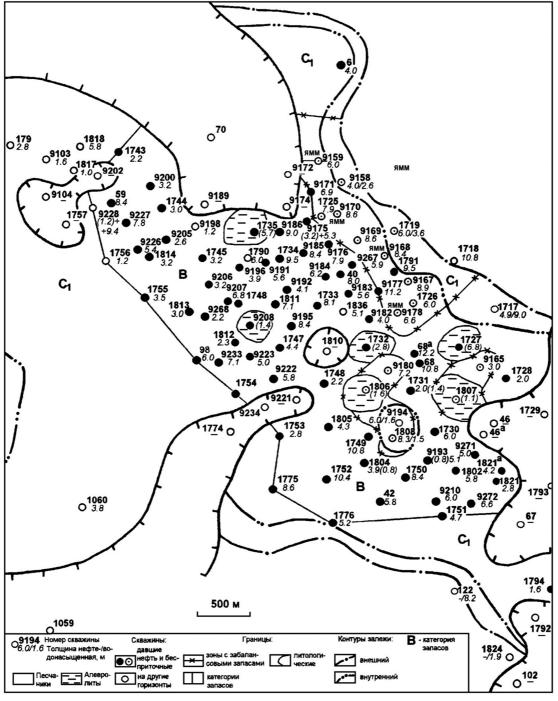


**Рисунок 2** – Бавлинское месторождение, основная залежь горизонта Д<sub>I</sub>. Карта толщин битуминозных песчаников:

1 – номер скважины (в знаменателе битумонасыщенная толщина, м); скважины с признаками битумонасыщенных песчаников в продуктивном разрезе: 2 – по данным ГИС, ЯММ и ИМ (в скважине со СПОТ); 3 – по керну; 4 – по результатам опробования; 5 – участок планиметрирования

Комплексная обработка широкого спектра данных лабораторных, литолого-петрографических, промыслово-геофизических, промысловых исследований позволило оконтурить участки развития битуминозных песчаников (см. рис. 2), выделить в разрезах скважин высокоомные пласты с малоподвижной нефтью. Это дало возможность подсчитать объем битумонасыщеннных пород. Для расчета эффективного порового пространства использованы средние параметры коллекторов из выполненного ранее подсчета запасов. Коэффициент усадки принят равным единице, а плотность битумов определена по выделенным из пород-коллекторов экстрактам. Выполненная оценка ресурсов битумов составила по нашим оценкам составили 6,5 млн т.

На Нурлатском месторождении детальное изучение залежи нефти бобриковского горизонта показало, что основное поле битуминозных пород (рис. 3), представлен песчаниками, окрашенными вязкопластичным битумом почти в черный цвет, занимает часть залежи, которая примыкает к осложняющему северо-восточное крыло Нурлатского вала дизъюнктивному нарушению; последнее задокументировано по повторению в разрезе репера «аяксы» (скв. 1835, тиманский, или кыновский, горизонт верхнего девона). Не вызывает сомнения обогащение песчаников этой зоны смолистоасфальтеновыми компонентами из-за утечки нефти и ее дегазации по тектоническому разлому в период активизации последнего [1]. Несмотря на благоприятную коллекторскую характеристику (пористость по ГИС от 16,6 до 26,2 %, нефтенасыщенность 83,1−98,7 %) 5-метровый пласт при опробовании в колонне в 13 скважинах оказался бесприточным, в том числе после термогазохимического воздействия в скважинах 9159 и 9169. В скважине 1719 после промывки нефтью (2,5 м³), обработки призабойной зоны дисолваном и при депрессии 12 МПа (с уровня 1277 м) получена очень вязкая нефть дебитом 0,1 м³/сут. Повышенные значения УЭС (до 100 Ом⋅м) и слабая подвижность флюида (по данным ЯММ) указали на гидрофобизацию коллекторов и на аномальные свойства УВ в поровом пространстве. Это обусловило отнесение нафтидов этой зоны площадью 187 га к неизвлекаемым ресурсам в объеме 1,667 млн т. Таким образом, задача подсчета ресурсов битумов (преобразованных нефтей) данной линии миграционно-тектонического битумогенеза сравнительно легко решается путем оконтуривания зоны по результатам опробования скважин и интерпретации материалов комплекса ГИС, включающего ЯММ хотя бы по единичным скважинам.



**Рисунок 3** — Нурлатское месторождение. Карта коллекторов пласта Вв<sub>1</sub><sup>3</sup> бобриковского горизонта нижнего карбона

Произведенные оценки ресурсов битумов в нефтесодержащих пластах верхнего девона и нижнего карбона (соответственно Бавлинское и Нурлатское месторождения) показали, что доля их на указанных объектах может быть весьма существенной. Так, на Бавлинском месторождении запасы битумов составляют 1/10 часть начальных запасов нефти водонефтяной зоны основной залежи.

Глубокие природные преобразования нефти в битумы в результате тех или иных процессов привело к тому, что ресурсы таких нафтидов практически неизвлекаемы созданными к настоящему времени технологиями.

### Литература:

- 1. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти : автореф. дисс. ... д-ра геол.-минер. наук. М. : ИГиРГИ, 2006. 52 с.
- 2. Гольдберг И.С. Условия образования асфальтитов в нефтяных и газоконденсатных залежах // Геология нефти и газа. 1975. № 5. С. 47–51.
- 3. Березин В.М., Гизатуллина В.В., Ярыгина В.О. Неподвижная окисленная нефть в продуктивных пластах месторождений Башкирии // Тр. БашНИПИнефть. Уфа, 1983. Вып. 65. С. 43–52.
- 4. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л. : Недра, 1989. 260 с.
- 5. Клубов Б.А. Принципиальная модель образования твердых битумов // Конденсированное некристаллическое состояние вещества земной коры. СПб. : Наука, 1995. С. 77—84.
  - 6. Справочник по геохимии нефти и газа / Под ред. С.Г. Неручева. СПб. : Недра, 1998. 576 с.
- 7. Геохимические особенности и условия образования битумов в нефтяных пластах (на примере месторождений Татарстана) / Т.Н. Юсупова [и др.] // Геология нефти и газа. 2009. № 2. С. 52–59.
- 8. Мухаметшин Р.З., Галеев А.А. Диагностика древних водонефтяных контактов инструментальными методами // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 28–33.
- 9. Характеристика битумов зоны водонефтяного контакта Бавлинского месторождения / Л.М. Петрова [и др.] // Нефтехимия. 2004. Т. 44. №. 5. С. 333–339.

- 1. Mukhametshin R.Z. Geological bases of effective development and extraction of hardly removable reserves of oil: rew. yew. ... Dr. geol.- miner. sciences. M.: IGiRGI, 2006. 52 p.
- 2. Goldberg  $\overline{I}.S.$  Conditions of asphaltite formation in oil and gas-condensate pools // Oil and gas geology. 1975. N 5. P. 52–59.
- 3. Berezin V.M., Gizatullina V.V., Yarygin V.O. Stagnant oxidized oil in productive strata of Bashkortostan deposits // Proceedings of BashNIPIneft. V. 65. Ufa, 1983. P. 43–52.
- 4. Sakhibgareev R.S. Secondary changes of in the process of formation and destruction of oil pools. Leningrad: Nedra, 1989. 260 p.
- 5. Klubov B.A. Principal model of the formation of solid bitumen // Non-crystalline condensed state of matter of the earth's crust. St. Petersburg: Nauka, 1995. P. 77-84.
  - 6. Handbook of oil and gas geochemistry / Edited S.G. Neruchev. St. Petersburg: Nedra, 1998. 576 p.
- 7. Geochemical features and formation condition of bitumen in oil pools (with reference to Tatarstan's fields) / T.N. Yusupova [etc.] // Oil and gas geology. 2009. № 2. P. 52–59.
- 8. Mukhametshin R.Z., Galeev A.A. Diagnosis of ancient oil-water contacts by instrumental techniques // Neftyanoe khozyaystvo // Oil Industry. 2014. № 10. P. 28–33.
- 9. Characterization of bitumens from the oil-water contact zone of the Bavlinskoe oil field / L.M. Petrova [etc.] // Petroleum Chemistry. -2004.-44(5).-P.304-310.

УДК 669.1

### ФОРМИРОВАНИЕ УЛЬТРАМЕЛКОЗЕРНИСТОЙ СТРУКТУРЫ В СУДОСТРОИТЕЛЬНОЙ СТАЛИ

### FOR FORMATION OF THE ULTRAMELOKEROZERNY STRUCTURE IN SHIPBUILDING STEEL

### Окорокова Ольга Вячеславовна

аспирантка, Липецкий государственный технический университет, Металлургический институт ol4ek88@mail.ru

### Редичкина Татьяна Викторовна

старший преподаватель, Липецкий государственный технический университет, Металлургический институт

Аннотация. В данной статье рассмотрен механизм образования субзеренной структуры в стали аустенитного класса. Представлено влияние легирующих элементов и параметров обработки на формирование особых свойств, которые обеспечат работу морских судов в суровых условиях Арктического региона.

Ключевые слова: низкоуглеродистая сталь, хладостойкость, свариваемость, бейнит, фрагментация.

Okorokova Olga Vyacheslavovna

Graduate Student, Lipetsk state technical university, Institute of Metallurgy ol4ek88@mail.ru

Redichkina Tatyana Viktorovna

Senior Lecture, Lipetsk state technical university, Institute of Metallurgy

Annotation. In this paper, the mechanism of the formation of a subgrain structure in austenitic steel is considered. The influence of alloying elements and processing parameters on the formation of special properties that will ensure the operation of sea vessels in the harsh conditions of the Arctic region is presented.

Keywords: low-carbon steel, cold resistance, weldability, bainite, fragmentation.

совершенствование технологии производства судостроительной стали сегодня является для нашей страны стратегической задачей. В настоящее время происходит активное освоение Арктического региона. Поэтому высока потребность в толстолистовом прокате с пределом текучести более 460 МПа, поставляемом согласно требованиям Российского морского регистра судоходства. Данный вид стали должен обладать хорошей свариваемостью, обеспечивать высокую хладостойкость (до минус 60 °C), трещиностойкость, сопротивляемость слоистым разрушениям. К судостроительным сталям предъявляются суровые требования по однородности механических свойств в направлении толщины проката и жесткие требования по сопротивлению металла слоистым разрушениям.

Основным легирующим элементом, оказывающим наиболее существенное влияние как на прочностные характеристики, так и на пластичность и вязкость стали является никель, который, понижая критические точки превращения, обеспечивает формирование феррито-бейнитной структуры. Микролегирование ниобием замедляет рост зерен аустенита при нагреве и тормозит процесс собирательной рекристаллизации за счет снижения диффузии из-за твердорастворного упрочнения аустенита атомами ниобия [1]. Ниобий не только замедляет рекристаллизацию, что способствует получению измельченного конечного зерна при проведении высокотемпературной пластической деформации, но и упрочняет сталь путем выделения вторичных фаз.

Свариваемость является наиболее важным свойством для низкоуглеродистой стали, она определяется содержанием углерода (0,05-0,08 %). Высокая хладостойкость обеспечивается введением никеля, меди для компенсации уменьшения содержания углерода, увеличением содержания марганца, микролегированием ванадием, ниобием, титаном.

Формирование однородной ультрамелкозернистой структуры и получение субструктуры обеспечит низкоуглеродистую сталь вышеперечисленными свойствами. Получение высокой прочности и ударной вязкости и сопротивления хрупкому разрушению является основной задачей для стали се-

Деформационное разбиение структуры, а именно, разбиение зерен на более мелкие разориентированные области, разделенные высокоугловыми границами, называется фрагментацией. При этом происходит увеличивается плотность распределения дислокаций до 10<sup>12</sup> м<sup>-2</sup>, формирование слаборазориентированной ячеестой структуры, разделенной дислокационными границами, появление пластических разворотов одной части кристалла относительно другой. На первых этапах фрагментации в структуре образуются фрагменты, разориентированные на небольшие углы, с развитой субструктурой внутри, по мере продолжающейся деформации углы разориентировки увеличиваются. Финальной стадией фрагмента-

ции является образование изотропных фрагментов, разориентированных большеуголовыми границами и практически свободных от дислокаций [2].

На комплекс механических свойств оказывает влияние не только легирование, но и параметры обработки. В промышленности используются различные схемы термомеханической обработки низкоуглеродистой стали, обеспечивающей формирование феррито-бейнитной структуры. Сочетание горячей деформации и фазовых превращений позволит достичь определенного уровня свойств.

В работе [3] показано влияние таких параметров, как скорость, степень деформации, температура на структуру и установлены три температурные области, для которых характерны различные механизмы (рис. 1): прерывистая динамическая рекристаллизация в области горячей деформации  $(T > 0.5 T_{nn.})$ ; двойникование, фрагментация и непрерывная динамическая рекристаллизация в области теплой деформации (T = 0.35-0.5  $T_{nn}$ ); двойникование и фрагментация в области холодной деформации ( $T < 0.35 T_{nn}$ )

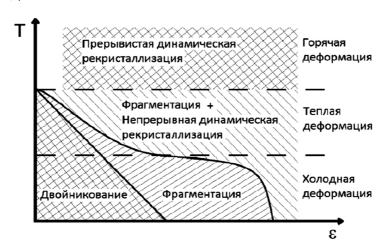
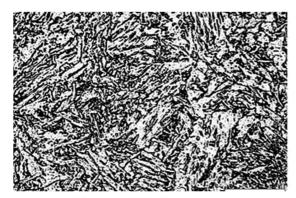


Рисунок 1 – Схематическое распределение основных механизмов эволюции структуры металлов [3]

Охлаждение крупнозернистого деформированного аустенита со скоростью 10 °C/сек позволяет получить структуру на 100 % состоящую из игольчатого бейнита. Уменьшение скорости охлаждения до 3 °С/сек приводит к формированию полигонального феррита (около 15–20 %). Второй структурной составляющей в данном случае является реечный бейнит, но также имеются участки, представленные субзернами размером 0.2-0.3 мкм, разориентированными относительно друг друга на угол  $5-10^{\circ}$ (рис. 2, 3). Увеличение размера аустенитного зерна способствует формированию продуктов бейнитного превращения, так как с ростом аустенитного зерна происходит и увеличение степени переохлаждения аустенита. Для мелкодеформированного аустенитного зерна в связи с низкой степенью устойчивости аустенита в области ү—α-превращения скорость охлаждения не влияет на количество бейнитной составляющей, так как образуется большое количество ферритной структуры.



А) Нагрев 1200 °C со скоростью 10 град/сек → выдержка 5 минут → охлаждение до 920 °C со скоростью 5 град/сек → деформация 25 % со скоростью 5 мм/сек → охлаждение со скоростью 10 град/сек



Б) Нагрев 1200 °C со скоростью 10 град/сек  $\rightarrow$  выдержка 5 минут  $\rightarrow$ охлаждение до 920 °C со скоростью 5 град/сек  $\rightarrow$  деформация 25 % со скоростью 5 мм/сек → охлаждение со скоростью 3 град/сек

Рисунок 2 – Микроструктура стали типа E500W после соответствующих обработок



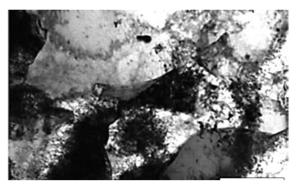


Рисунок 3 – Микроструктура бейнита с субзеренным строением

Таким образом, деформация оказывает влияние на морфологию структуры, она способствует образованию нереечного бейнита с субзеренной структурой. При этом превращение идет в деформированном аустените. Поэтому сделаем вывод, что субзеренная структура — следствие термомеханической обработки.

### Литература:

- 1. Исследование микроструктуры микролегированной ниобием трубной стали после различных режимов контролируемой прокатки с ускоренным охлаждением / М.Ю. Матросов [и др.] // МиТОМ. 2008. № 3. С. 44–49.
- 2. Козлов Э.В., Попова Н.А., Игнатенко Л.Н. закономерности субструктурно-фазовых превращений при пластической деформации мартенситной стали // Изв. Вузов. Физика. 1994. № 4. С. 76—82.
- 3. Жеребцов С.В. Эффективность упрочнения титана и титановых сплавов различного класса при формировании ультрамелкозернистой структуры большой пластической деформацией // Металлы. 2012. № 6. С. 63–69.

- 1. A research of a microstructure of the pipe steel microalloyed by niobium after various modes of controlled rolling with the accelerated cooling / M.Yu. Matrosov [etc.] // MiTOM. -2008. N = 3. P.44 49.
- 2. Kozlov E.V., Popova N.A., Ignatenko L.N. of regularity of substrukturno-phase transformations at plastic deformation of martensitny steel // Izv. Vuzov. Physics. 1994. № 4. P. 76–82.
- 3. Zherebtsov S.V. Efficiency of hardening of the titan and titanic alloys of various class when forming ultrafine-grained structure big plastic deformation // Metals. 2012. № 6. P. 63–69.

УДК 669.295.5

### ФОРМИРОВАНИЕ СВОЙСТВ ТИТАНОВЫХ СПЛАВОВ, МОДИФИЦИРОВАННЫХ БОРОМ

### FORMATION OF THE PROPERTIES OF TITANIUM ALLOYS, MODIFIED BY BORON

### Окорокова Ольга Вячеславовна

аспирантка, Липецкий государственный технический университет, Металлургический институт ol4ek88@mail.ru

### Цыганов Игорь Анатольевич

кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой физического металловедения, Липецкий государственный технический университет, Металлургический институт

**Аннотация.** Данная статья посвящена формированию свойств титанового сплава, используемого для создания энергетического оборудования, работающего в сложных условиях. Уделено внимание значению микролегирования бором. Описана обработка, которая обеспечит получение требуемых свойств.

**Ключевые слова:** ультрамелкозернистая структура, большеугловые границы, титановый сплав, бор, модифицирование.

#### Okorokova Olga Vyacheslavovna

Graduate Student, Lipetsk state technical university, Institute of Metallurgy ol4ek88@mail.ru

### Tsyganov Igor Anatolyevich

PhD, Associate Professor, Lipetsk state technical university, Institute of Metallurgy

**Annotation.** This article is devoted to the formation of the properties of a titanium alloy used to create power equipment operating under difficult conditions. Attention is paid to the importance of microalloying with boron. A treatment is described which will provide the required properties.

**Keywords:** ultrafine-grained structure, largeangle boundaries, titanium alloy, boron, modification

Титановые сплавы характеризуются высокой коррозионной стойкостью, прочностью, низкой плотностью, поэтому их применяют в химической, энергетической промышленности. Для транспортных паротурбинных установок повышенной удельной мощности, в том числе морского базирования, требуются материалы с высокими прочностными, коррозионными и служебными характеристиками при повышенных температурах. ФГУП ЦНИИ КМ «Прометей» разработал высокопрочные титановые сплавы для морских условий эксплуатации систем легирования Ti-Al-Mo-V-C, Ti-Al-Mo-Zr-C, которые в зоне термического влияния сварного шва не теряют пластические свойства. Данные сплавы используют для энергетического оборудования морских судов, которые эксплуатируют при температуре не более 350 °C. Структурное состояние характеризуется большим количеством  $\alpha$ -фазы и малым количеством  $\beta$ -фазы (10 %). Альфа-стабилизаторы придают высокие жаропрочность.  $\beta$ -фаза обеспечивает свариваемость и технологичность в металлургическом производстве. Для эксплуатации данных материалов при температурах 500 °C необходимо дать оценку таким параметрам, как сопротивление ползучести, длительная прочность. Формирование структурного состояния оказывает существенное влияние на механические свойства.

Легирование и параметры режима термической обработки обеспечивают получение комплекса работоспособных характеристик узлов энергетического оборудования. Влияние боридов на формирование мелкозернистой структуры при горячем формоизменении и различная деформационная и термическая обработка титановых сплавов, модифицированных бором, требует внимания и исследования.

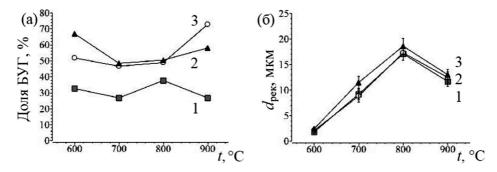
Для получения ультрамелкозернистой структуры и, как следствие, высоких механических свойств, применяют теплую, горячую, холодную пластическую деформацию. При понижении температуры деформации увеличение её степени наблюдается рекристаллизованная микроструктура с большеугловыми границами зерен, что обеспечивает высокую стоимость проката [1, 2] и существенный износ металлургического оборудования. Для упрощения обработки и сокращения деформационных переделов применяют модифицирование бором.

Известно, что модифицирование бором и его карбидом увеличивает предел прочности, удлинение в 1,5–1,7 раза, несколько уменьшается ударная вязкость. Растворимость бора соответствует 0,007 %. Такое содержание интенсивно влияет на предел прочности благодаря увеличению сил межатомных связей в решетке твердого раствора, так как модифицированный сплав представляет собой α-твердый раствор [3].

Благодаря добавкам бора (0,01–0,1 %) происходит измельчение литой структуры, незначительное увеличение прочности, износостойкости. Присутствие однородно распределенных волокон моноборида титана обеспечивает повышение пластичности и получение мелкозернистой структуры.

Рекристаллизация зерен и разориентировка их границ после горячей деформации сплава ВТ1-0 происходит локализовано. В сплаве, подвергнутом модифицированию бором, наблюдается более равномерная деформация. После горячей деформации происходит формирование мелкозернистой структуры в сплаве ВТ1-0-0, 2В, так как рекристаллизационные процессы развиваются равномерно. Горячая деформация сопровождается процессами прерывистой динамической рекристаллизации и процессом возврата. Стоит сказать, что имеет место процесс деформационного двойникования, который обеспечивает формирование большеугловых границ по сравнению с исходной литой структурой. Это наблюдается при температуре деформации 600 °С. В литом сплаве ВТ1-0 при горячей деформации происходит динамический возврат, изменение формы зерен, а рекристаллизационные процессы слабо развиты.

Доля большеугловых границ зависит от температуры деформации. Заметный рост прослеживается при температуре 800-900 °C. Причем при 900 °C величина рекристаллизованных зерен меньше, так как протекание деформации в двухфазной области ( $\alpha + \beta$ ) обеспечивает развитие динамической рекристаллизации. На рисунке 1 показано влияние температуры на структуру титановых сплавов.

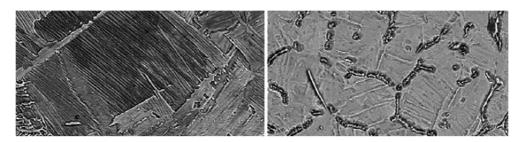


**Рисунок 1** — Зависимость доли большеугловых границ и среднего размера рекристаллизованных зерен от температуры деформации:

1 – литой сплав BT1-0; 2 – литой сплав BT1-0-0, 2B; 3 – горячекатаный сплав BT1-0 [4]

В литом сплаве ВТ1-0 величина исходных β-зерен и α-колоний выше, что и приводит к получению локализованной структуры после протекания рекристаллизационных процессов.

Проведение горячей деформации в сплаве ВТ1-0-0, 2В в двухфазной области ( $\alpha + \beta$ ) с применением малых степеней деформации позволит получить формирование мелкозернистой структуры с преобладанием большеугловых границ зерен. Последеформационные переделы с целью обеспечить сплав ультрамелкозернистой структурой целесообразно проводить при пониженных температурах, которые соответствуют процессам деформационного двойникования, способствующим развитию динамической рекристаллизации [4].



**Рисунок 2** – Микроструктура сплавов: а) литое состояние BT1-0; б) литое состояние BT1-0-0, 2B

Таким образом, применение модифицирования титановых сплавов бором способствует однородному распределению коротких волокон борида титана (TiB), наличие которых обеспечивает получение мелкозернистой литой структуры [5]. Содержание бора в пределах 0,1-0,2 % уменьшает размер  $\beta$ -зерен и  $\alpha$ -колоний, что увеличивает пластичность и способствует однородному развитию деформации при горячей прокатке. Динамическая рекристаллизация развивается в двухфазной области при температуре 900 °C. В модифицированном бором сплаве наблюдается хорошее сочетание прочностных и пластических характеристик, если после деформационной обработки термическая обработка происходила в  $\beta$ -области, что достигается наличием боридов, благодаря которым сдерживается рост зерен.

### Литература:

- 1. S.V. Zherebtsov, etc. // Scripta Mater. 51, 1147-1151 (2004).
- 2. С.П. Малышева // Письма о материалах. 2014. № 4 (1). С. 49–51. 3. Ясинский К.К. Влияние малых добавок бора на структуру и свойства литейного титанового сплава / К.К. Ясинский, Е.Н. Тарасенко, И.А. Простов // Легкие и жаропрочные сплавы и их обработка. – М.: Наука, 1986. –
- 4. Гайсин Р.А. Влияние горячей деформации на структуру и механические свойства легированных бором титановых сплавов : автореф. дис. ... канд. тех. наук (05.16.01) / Гайсин Рамиль Айратович; Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт проблем сверхпластичности металлов Российской академии наук (ИПСМ РАН). – Уфа, 2015. – 23 с.
- 5. Гайсин Р.А. Рекристаллизационное поведение при горячей деформации технически чистого титана, модифицированного бором / Р.А. Гайсин, В.М. Имаев, Р.М. Имаев // Физика металлов и металловедение. – 2015. – T. 116. – № 3. – C. 325–336.

- 1. S.V. Zherebtsov, etc. // Scripta Mater. -51, 1147–1151 (2004). 2. S.P. Malysheva // Letters on Materials. -2014. Nº 4 (1). P. 49–51 (in Russian).
- 3. Yasinsky K.K. Influence of small additives of a pine forest on structure and property of foundry titanic alloy / K.K. Yasinsky, E.N. Tarasenko, I.A. Prostov // Light and heat resisting alloys and their processing. - M.: Science, 1986. - P. 218-222.
- 4. Gaysin R.A. Influence of hot deformation on structure and mechanical properties of the titanic alloys alloyed by a pine forest: abstract. ... Cand.Tech.Sci. (05.16.01) / Gaysin Ramil Avratovich; Federal state budgetary institution of science, Institute of problems of superplasticity of metals of the Russian academy of Sciences (IPSM RAS). - Ufa,
- 5. Gaysin R.A. Rekristallizatsionnoye behavior at hot deformation of technically pure titanium modified by a pine forest / R.A. Gaysin, V.M. Imayev, R.M. Imayev // Physicist of metals and metallurgical science. - 2015. - V. 116. -№ 3. - P. 325-336.

УДК 550

# ДЕЙСТВИЕ УПРУГИХ ВОЛНОВЫХ МЕХАНИЗМОВ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

### THE ACTION OF THE ELASTIC WAVE MECHANISMS INTO THE COAL SEAM TO JUSTIFY TECHNOLOGY ON THE BASIS OF A COMPREHENSIVE IMPACT

### Павленко Михаил Васильевич

кандидат технических наук, доцент, Национальный исследовательский технологический университет НИТУ «МИСиС» (горный институт) mihail mggy@mail.ru

Аннотация. Основной проблемой повышении газоотдачи из угольного пласта является низкая его проницаемость. Статья посвящена обоснованию принятия технологических решений по подготовке угольного пласта к интенсивной отработке на базе комплексного воздействия. Использование волнового метода на заключительной стадии комплексного воздействия для интенсификации процесса образования новых систем трещин в сочетании с проведенным предварительным гидровоздействием, позволяет увеличить степень трещиноватости, что обеспечит интенсивную метаноотдачу из удаленных зон угольного пласта. В качестве исследовательской задачи автором была определена попытка оценить применение комплексной технологии с использованием вибрационного воздействия на заключительной стадии для получения требуемого эффекта для реализации поставленной задачи.

**Ключевые слова:** вибрация, частота, амплитуда, метан, массив, давления, уровень.

Pavlenko Mikhail Vasilyevich
Candidate of Technical Sciences,
Associate Professor,
The National University of Science
and Technology «MISiS» (mining Institute)
mihail\_mggy@mail.ru

Annotation. The main problem is the increase gas recovery from the coal seam is a low permeability. The article is devoted to justification of the adoption of technological solutions for the preparation of the coal seam to intensive testing on the basis of comprehensive impact. The use of the wave method at the final stage of a comprehensive exposure to intensify the process of formation of new system of cracks in conjunction with a pregidrosistem allows to increase the degree of fracturing, which will provide intensive metanotum from remote areas of the coal seam. As a research problem, the author has defined an attempt to assess the use of integrated technologies with the use of vibration exposure on the final stage to get the effect you want to accomplish the task.

**Keywords:** vibrayion, frequency, amplitude, methane, array, pressure, level.

роблема эффективного управляющего воздействия на состояние системы «уголь-метан» для интенсификации метаноотдачи из угля является весьма актуальной. Угольный пласт следует рассматривать как типичный образец трещиновато-пористой среды. Кроме того, угольный массив всегда имеет блочное строение, обусловленное наличием трещин различного генезиса.

Угольный массив имеет определенную природную трещиноватось. В пласте имеется одна, реже две системы трещин, по которым дренируется метан от зоны высокого давления к зоне низкого давления. Этот эффект всегда использовали для извлечения метана из угольного пласта и в дальнейшем обеспечение дегазации угольного массива. Разработаны ряд методов по искусственному увеличению трещиноватости. Однако существующие методы не всегда давали желательный эффект. Даже после гидровоздействия на угольный пласт в массиве появляется одна реже две системы трещин, но при этом пласт приобретает выраженные свойства блочно-трещиноватой среды, в которой содержится основной объем метана. Отличительной особенностью такой среды является то, что десорбирующийся метан фильтруется из микротрещин той части блоков, которые искусственно созданы при воздействии на пласт, по крупным трещинам, далее — по системе магистральных трещин и через скважину на поверхность. При этом средний размер блока оценивается 5—15 м.

Нами предложен метод для увеличения трещиноватости на начальной стадии воздействия на угольный пласт для интенсивной дегазации. Для этого необходимо провести комплексное воздействие через скважину с поверхности — гидравлическое с последующим вибрационным воздействием на заключительной стадии воздействия на угольный пласт, с целью создания дополнительной системы трещин с последующим вибровоздействием.

Теоретическое рассмотрение развития трещин при гидродинамическом воздействии позволило установить, что размеры блоков, на которые разделяется угольный пласт, определяются мощностью пласта в районе зоны обработки и составляет 10–15 м.

В этой связи имеет смысл обратиться к ряду экспериментов, также свидетельствующих об ускорении скорости фильтрации жидкостей при наложении акустических полей.

Известны утверждения [1] об изменении абсолютной проницаемости насыщенных пористых сред под воздействием высокоамплитудных низкочастотных колебаний давления в жидкости. Давления порядка 0,3 МПа, развиваемые гидравлическим вибратором, приводили к изменению проницае-

мости до 30 %. Обнаруженный эффект автор объясняет образованием новых фильтрационных каналов, изменением пористости, раскрытием трещин, переупаковкой и изменением ориентации зерен, слагающих пористую среду.

Имеются сведения и о намного более существенном росте проницаемости. Так, согласно экспериментальным данным [2], наложение акустического поля приводит к увеличению проницаемости образца почти в 100 раз.

Таким образом, лабораторные эксперименты, как в нефтяной, так и угольной промышленности, свидетельствуют о росте скорости фильтрации газа в поле упругих колебаний, что объясняется как улучшением фильтрационно-емкостных свойств обрабатываемой среды (например, увеличением абсолютной фазовой проницаемости среды), так и уменьшением межфазного натяжения.

Для интенсификации метанооотдачи из низкопроницаемого угольного массива проведено волновое воздействие на угольный пласт через скважину с дневной поверхности через скважину № 4447 на поле шахты «Комсомольская»

ОАО «Воркутауголь» для изменения состояния и свойств массиве путем создания дополнительных систем трещин с последующим увеличением метаноотдачи. Вибровоздействие осуществлялось путём передачи колебаний в виде упругих волн на продуктивный пласт через скважину после проведенного гидрорасчленения ( $\lambda$  = 3–6 см,  $\omega$  = 4–6 Гц). Для создания дополнительных систем трещин при вибровоздействии сформулирован механизм воздействия, который заключается в том, что на образовавшиеся угольные блоки в пласте, в которых содержится основное количество метана, действует знакопеременное волновое воздействие через жидкость. Так как жидкость является практически несжимаемой средой, то она служит волноводом, что обеспечивает полноту передачи волновой энергии на массив.

Предложенная технология комплексного воздействия на угольный пласт, это гидровоздействие с последующим, на заключительном этапе, вибровоздействием, позволило сочетать положительные стороны каждого из применяемых методов.

Таким образом, применение гидравлического воздействия на газоносный угольный пласт, показало, как неоднозначна роль закачанной рабочей жидкости в пласт для целей обеспечения заблаговременной дегазации угольного массива: положительная в плане повышения общей проницаемости пласта и замещения метана в сорбционном объеме, и также отрицательная — из-за снижения фазовой проницаемости пласта для метана.

Следовательно, при наличии недостатков каждого из применяемых способов есть существенные достоинства, задачей вибрационного воздействия в составе комплексного воздействия это объединить и использовать их общие достоинства.

Гидродинамика, выполненная в скважине № 4447 на поле шахты «Комсомольская» ПО «Воркутауголь», проводилась при единой разработанной технологической последовательности. При проведении вибрационного воздействия, в соответствии с разработанной методикой, контролировались следующие параметры: объём закачки, время воздействия, гидродинамика.

В результате проведенных работ установлена гидродинамика пласта в период вибрационного воздействия через скважину № 4447, что указывает на увеличение трещиноватости в угольном пласте и поглощение объема жидкости обрабатываемого массива (рис. 1).

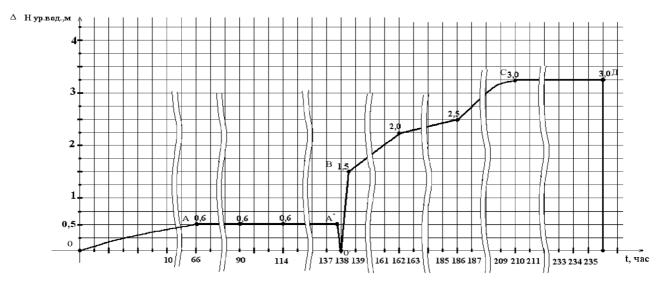


Рисунок 1 – Гидродинамика пласта в период вибрационного воздействия через скважину № 4447 на поле шахты «Комсомольская» ОАО «Воркутауголь»:

 $\Delta H$  – понижение уровня воды в скважине относительно ее заполнения,  $\dot{m}$ ;  $\dot{O}\dot{A}$  – понижение уровня под действием гидростатического столба; AO' – долив воды в скважину; O'B – период вибровоздействия ( $\lambda$  = 3–6 см,  $\omega$  = 4–6  $\Gamma$ ц)

ВС – понижение уровня вследствие наложения виброколебаний; СД – стабилизация уровня

Это объясняется тем, что обнаружено нарастание скорости фильтрации через пласт с ростом интенсивности вибраций, увеличение амплитуды колебания жидкости в скважине. Скорость фильтрации нарастает быстрее и достигает асимптотического значения раньше в образцах с меньшей проницаемостью.

При вибровоздействии знакопеременные условия нагружения угольного массива, которые происходят при вибровоздействии приводят к изменению свойств и состояния угольного массива, а его структурные элементы переходят в новое состояние. Изменения состояния структурных элементов угольного пласта происходит достаточно быстро, что проявляется в виде увеличения активности метаноотдачи из массива.

Даже, при небольшой интенсивности вибраций этот эффект может быть обнаружен при более низких частотах в период резонансных совпадений, необходимой для процесса трещинообразования, что обнаружено при моделировании производственного эксперимента.

Вибрационное воздействие связано с динамикой изменения давления в столбе жидкости, заполнившей данную скважину и трещины угольного массива. Движение поршня генератора виброколебаний, закрепленного на устье скважины вверх обеспечивает падением давления в столбе жидкости, и соответственно в пласте, в то время как в момент движения поршня вниз давление возрастает и такой процесс выполняется циклично.

По окончанию процесса удаляется вода через скважину вибровоздействия и производится дегазация угольного массива.

Дебит скважин после вибровоздействия на данном участке пласта определяется как проницаемостью трещин, так и скоростью метанотдачи из угольных блоков.

Учитывая большую разнородность данных требований, а также сложность свойств угленосной толщи, эффективная борьба возможна только путем проведения серии последовательных инженерных воздействий, причем до того момента, как произошла разгрузка угленосной толщи, и вскрылись источники выделения свободного газа.

Технология глубокой дегазации угольного массива предполагает решение задачи эффективного управления газовыделением это использование вибровоздействия и дальнейшей дегазации (рис. 2). В связи с этим технологические схемы и методика определения параметров извлечения метана разработаны с учетом горно-геологических условий залегания пласта и требуемого уровня снижения природной газообильности.

### 

### ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА УГОЛЬНЫЙ ПЛАСТ (ГРП+ВВВ)

Рисунок 2 — Технология комплексного воздействия на угольный пласт (гидровоздействие + вибрационное воздействие + дегазация)

Предложена методика конструирования технологических схем подготовки шахтного поля, базирующаяся на комплексном применении активного воздействия и является очередным этапом для заблаговременной подготовки угольного пласта к интенсивной его отработки.

Предложен метод, разработаны параметры и технологические схемы виброактивизации профилактической пропитки метаноносного угольного пласта рабочей жидкостью в составе комплексного способа обеспечения промышленной безопасности очистных забоев в угольных шахтах.

Разработаны принципы конструирования технологии для создания эффективного воздействия через скважину, для изменения состояния угленосной толщи, увеличения ее приемистости, и, как следствие, увеличения проницаемости с целью создания газопроводящих трещин.

Поэтому рациональное сочетание отдельных факторов может повысить эффективность воздействия на низкопроницаемый пласт за счет сложения эффектов каждого из них, что усилит конечный результат. Прохождение вибрационных волн через жидкость закачанную в пласт может, при достаточной частоте и амплитуде, приводит к многократному (даже в десятки раз) возрастанию скорости фильтрации.

Необходимым условием испытания технологии вибровоздействия является наличие нескольких скважин, в которых выполняются гидровоздействие и вибрационные воздействия с возможностью регистрации изменений гидродинамики в скважине. Наблюдения при вибровоздействии проводятся для выбора приоритетных частот на конкретный угольный пласт. Вибрационный мониторинг осуществляется в процессе проведения работ по вибровоздействию через скважину с дневной поверхности и служит средством обратной связи, позволяющим отслеживать реакцию пласта на вибрационное воздействие. Поэтому идеальным условием является наличие как минимум двух скважин, в одной из которых осуществляются вибрационное воздействие, во второй — оценка результатов реакции обрабатываемого пласта с момента первых воздействий на этапе определения приоритетных частот вибровоздействия и до окончания работ.

Таким образом, на основании рассмотрения совокупности методов и технологий управления эффективностью трещинообразования в массиве можно отметить, что указанная совокупность совместных активных воздействий представляет собой сложную и взаимосвязанную систему управляющих воздействий, в которой низкопроницаемый угольный пласт выступает в качестве объекта управления.

### Литература:

- 1. Геомеханические и технические основы увеличения нефтеотдачи пластов в виброволновых технологиях / В.Н. Опарин [и др.]. Новсибирск : Наука, 2010.
- 2. Вахитов Г.Г., Симкин Э.М. Использование физических полей для извлечения нефти из пластов. М. : Недра, 1985. С. 230.
  - 3. Гадиев С.М. Использование вибрации при добыче нефти. М.: Недра, 1977. 180 с.
- 4. Об эффективности вибросейсмического воздействия с дневной поверхности на нефтепродуктивные пласты / М.В. Курленя [и др.] // Физ.-техн. проблемы разработки полезных ископаемых. 1998. № 1. С. 14—17.
- 5. Лопухов Г.П. О механизме вибросейсмического воздействия на нефтяной пласт, представленный иерархической блочной средой // Ежегодник ВНИИнефть. 1996. С. 63–90.
- 6. Вибрационное воздействие через скважину с дневной поверхности с целью увеличения проницаемости угольного массива / М.В. Павленко [и др.] // ГИАБ, МГГУ. М., 2001. № 1. С. 40–43.
- 7. Odeh A.S. Mathematical modeling of the behavior of hydrocarbon reservoirs the present and the future / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. 1987. P. 821–848.
- 8. Duhon R.D. An investigation of the effect of ultrasonic energy on the flow of fluids in porous media: Ph.D. thesis; Univ. of Oklahoma, 1964.
- 9. Dawe R.A., Mahers E.G., Williams J.K. Pore scale physical modeling of transport phenomena in porous media / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. 1987. P. 48–76.

- 1. Geomechanical and technical bases of increase in oil recovery of layers in vibrowave technologies / V.N. Oparin [etc.]. Novsibirsk : Science, 2010.
  - 2. Vakhitov G.G., Simkin E.M. Use of physical fields for oil recovery from layers. M.: Nedra, 1985. P. 230.
  - 3. Gadiyev S.M. Use of vibration at oil production. M.: Nedra, 1977. 180 p.
- 4. About efficiency of vibroseismic impact from a day surface on petroproductive layers / M.V. Kurlenya [etc.] // Fiz.-tech. problems of development of minerals. 1998. № 1. P. 14–17.
- 5. Lopuchov G.P. About of the mechanism of vibroseismic impact on the oil layer presented by the hierarchical block environment // Year-book Vniineft. 1996. P. 63–90.
- 6. Vibration influence through the well from a day surface for the purpose of increase in permeability of the coal massif / M.V. Pavlenko [etc.] // GIAB, MGGU. M., 2001. N201. N2.
- 7. Odeh A.S. Mathematical modeling of the behavior of hydrocarbon reservoirs the present and the future / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. 1987. P. 821–848.
- 8. Duhon R.D. An investigation of the effect of ultrasonic energy on the flow of fluids in porous media: Ph.D. thesis; Univ. of Oklahoma, 1964.
- 9. Dawe R.A., Mahers E.G., Williams J.K. Pore scale physical modeling of transport phenomena in porous media / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. 1987. P. 48–76.

УДК 550.832.9

### ПРОВЕДЕНИЕ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ В СКВАЖИНАХ ЯМБУРГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### CONDUCTING THE COMPLEX OF GEOPHYSICAL WORKS IN THE WELLS OF THE YAMBURG GAS-CONDENSATE DEPOSIT

### Петрушин Евгений Олегович

ведущий технолог по добыче нефти и газа, ЦДНГ1 OAO «Печоранефть» eopetrushin@yahoo.com

### Арутюнян Ашот Страевич

кандидат технических наук, доцент кафедры прикладной математики, Кубанский государственный технологический университет mereniya@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен проект комплекса геофизических исследований и работ в трёх эксплуатационных скважинах на Ямбургском газоконденсатном месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе. Скважины, предназначенные для увеличения добычи газа, должны вскрыть сеноманскую залежь. Предполагается, что первостепенное значение в общем комплексе исследований будет иметь стандартный каротаж, основанный на изучении удельных сопротивлений пройденных пород и потенциалов собственного электрического поля вдоль ствола скважины. Для определения истинного удельного сопротивления пластов и оценки глубины проникновения в них фильтрата бурового раствора будет применяться боковое каротажное зондирование. Микрокаротажное зондирование и боковой каротаж помогут выделить в разрезе скважины очень тонкие слои пород и позволят оценить их сопротивление.

**Ключевые слова:** геофизические методы; геофизические исследования в скважинах; электрический каротаж; радиоактивный каротаж; кажущееся удельное сопротивление; акустический каротаж; комплекс геофизических исследований.

Petrushin Evgeniy Olegovich

Leading oil and gas production technologist, JSC «Pechoraneft» eopetrushin@yahoo.com

Arutyunyan Ashot Straevich

candidate of technical sciences, associate professor of applied mathematicians department, Kuban state technological university mereniya@mail.ru

Annotation. The article deals with the project of a complex of geophysical studies and works in three production wells at the Yamburg gas-condensate field located in the Yamal-Nenets Autonomous District. Wells designed to increase gas production must open the senomanian reservoir. It is assumed that the primary value in the overall research complex will be the standard logging, based on the study of the resistivity of the rocks passed and the potentials of the intrinsic electric field along the wellbore. Lateral logging will be used to determine the true resistivity of the seams and to estimate the depth of penetration of the mud filtrate into them. Micro logging and lateral logging will help to identify very thin rock layers in the borehole section and will allow estimating their resistance.

**Keywords:** geophysical methods; geophysical studies in wells; electric logging; radioactive logging; apparent resistivity; acoustic logging; geophysical research complex.

мбургское месторождение находится в пределах Тазовского полуострова на территориях Надымского и Тазовского районов Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Ямбургское месторождение расположено в пределах Надымского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Возрастной диапазон нефтегазоносности мезозойского разреза района достаточно широк, промышленные скопления углеводородов обнаружены в отложениях от сеноманских до среднеюрских.

В Надым-Пурской нефтегазоносной области выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: нижне-среднеюрский, ачимовский, верхне-неокомский и сеноманский.

### Нижне-среднеюрский нефтегазоносный комплекс

Отложения этого комплекса развиты на Тюменском Севере повсеместно, но в пределах Тазовского полуострова вскрыты единичными скважинами и изучены очень слабо. Практически на всех площадях, где глубокими скважинами вскрыты отложения комплекса, получены прямые признаки высокой перспективности нижне-среднеюрских отложений в отношении нефтегазоносности (на Семаковском месторождении в пределах юго-восточного крыла Адерпаютинского поднятия отложения вскрыты в двух скважинах №№ 50 и 51, при испытании которых получены непромышленные притоки нефти и газоконденсата), а на ряде площадей открыты залежи углеводородов (Уренгойское, Береговое, Тазовское месторождения).

### Ачимовский нефтегазоносный комплекс

Ачимовские отложения представлены переслаиванием пачек аргиллитов и алевролитов, среди которых выделяются песчано-алевритовые тела, достигающие по толщине первых десятков метров. Песчаные тела имеют обычно линзовидный характер и залегают в основании сортымской свиты.

Ачимовская толща представляет собой комплекс отложений, характеризующийся своеобразием закономерностей в развитии песчаных тел. Все линзы песчаников имеют субмеридиональное простирание и в плане нередко перекрывают друг друга. Закономерности пространственного распределения ачимовских ловушек и их генетическая природа до сих пор не выяснены.

Нефтегазоносность ачимовской толщи установлена на Уренгойском, Самбургском, Непонятном и других месторождениях.

Ачимовский нефтегазоносный комплекс наиболее изучен в пределах Уренгойского месторождения, где открыто 6 газоконденсатных и газоконденсатно-нефтяных залежей в пластах  $A_{6}$ ,  $A_{6}^{0}$ ,  $A_{5}$ ,  $A_{3-4}$ ,  $A_{2}$  и  $A_{1}$ .

По данным керна из скважин Уренгойского месторождения разрез ачимовской толщи представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Песчаники мелко- и среднезернистые, косослоистые, иногда массивные, сильно слюдистые (особенно на границе раздела слойков), крепкосцементированные с остатками растительного детрита. В ряде скважин отмечаются слабо- и среднесцементированные образцы. Иногда в подошвенной части встречаются гальки аргиллитов. Отмечаются линзочки, прожилки и прослои угля толщиной до 10 см. Коллекторские свойства в одних случаях улучшаются от кровли к подошве, в других — ухудшаются. Содержание кварца в песчаниках ачимовской толщи составляет 35–40 % (в вышезалегающих коллекторах пластов группы — 20–25 %). Пористость 15–20 %, коэффициент проницаемости варьируется от 0,01 до 27 мД.

#### Верхне-неокомский нефтегазоносный комплекс

Отложения верхне-неокомского нефтегазоносного комплекса являются одним из основных резервуаров углеводородов в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

На Ямбургском месторождении в верхне-неокомском комплексе содержится 15 газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей в пластах БУ 3 — БУ 9, абсолютные отметки залегания в своде составляют 2600—3300 м. Верхние залежи пластовые, сводовые (БУ 3, БУ 4 3), нижележащие пластовые, литологически экранированные. Отличительной чертой песчано-алевролитовых пластов верхнего неокома является достаточно сложный характер их развития по площади. Большинство их распространено в песчаной фации лишь в восточной части структуры, а на западе разрез представлен пречимущественно глинистыми разностями. ГВК залежей, в основном, горизонтальный. Сопутствующие залежам нефтепроявления незначительны по дебитам, приурочены как к приконтактным зонам, так и к сводовым и присводовым участкам. В нижней части верхне-неокомского комплекса песчаные линзы вскрыты единичными скважинами и при их опробовании получены небольшие притоки нефти (скважины №№ 112 и 124) или газоконденсата с водой (скважины №№ 112, 162 и 440). Появление новых песчаных пластов происходит на юго-восточном и восточном погружениях (скважины №№ 440, 157 и 117). В проектных скважинах ожидается наличие в песчаной фации пласта БУ 12.

### Сеноманский нефтегазоносный комплекс

Сеноманский нефтегазоносный комплекс является регионально продуктивным на всей территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. В отложениях комплекса открыта уникальная залежь газа на Ямбургском месторождении.

Залежь газа в сеномане сосредоточена под регионально выдержанной глинистой покрышкой турон-датского возраста толщиной до 500 м. Связана с мощной толщей переслаивания песчано-алевролитовых и алеврито-глинистых пород с подчинённой ролью последних. Причём глинистые пласты не выдержаны по разрезу и характеризуются преимущественно линзовидным залеганием, что обуславливает гидродинамическую связь песчаных пластов внутри продуктивной толщи сеномана. Сеноманская залежь связана со структурной ловушкой, высота залежи около 200 м. По типу залежь массивная, плоскость газоводяного раздела близка к горизонтальной, имеет небольшой наклон в северном направлении и проводится на а.о. – 1160 м (на юге) и – 1173 м (на севере). Пластовое давление в залежи соответствует гидродинамическому на уровне ГВК.

Таким образом, на Ямбургском месторождении установлена нефтегазоносность сеноманского и верхне-неокомского комплексов. Перспективными являются ачимовский, нижне-неокомский и нижнесреднеюрский НГК.

Оценка перспективных ресурсов ачимовских и нижне-неокомских отложений в районе проектируемых работ по категории  $C_3$  составляет:

- нефти 4465 тыс. тонн;
- конденсата 65197 тыс. тонн;
- газа 299760 млн м<sup>3</sup>.

### Геологические задачи, решаемые геофизическими методами

На Ямбургском месторождении геофизические исследования в скважинах проводятся с целью решения следующих геологических задач:

- литологическое расчленение разрезов скважин;
- выделение коллекторов и определение их эффективных мощностей;
- определение удельных электрических сопротивлений горных пород;
- количественная оценка параметров пластов (коэффициента пористости, водонасыщенности, глинистости, коэффициента проницаемости и коэффициента нефтегазонасыщения);
  - разделение пластов по характеру насыщающего флюида газ, нефть, вода;
  - определение положения газожидкостных и водонефтяных контактов.

Решаются задачи с целью изучения технического состояния скважин:

- определение искривления ствола скважины;
- установление фактического диаметра скважин;
- определение высоты подъёма цемента и степени механического контакта цемента с колонной в заколонном пространстве.

### Физико-геологические предпосылки применения геофизических методов

Геофизические исследования скважин позволяют расчленять разрезы осадочных пород на пласты с различными физическими свойствами, отличающимися по составу пород, коллекторским свойствам и нефтегазонасыщенности.

В основе электрического каротажа лежит различие пород, слагающих разрез, по значениям естественных потенциалов (ПС) и кажущегося удельного сопротивления (КС).

*Радиоактивный каротаж* (РК) основан на использовании радиоактивных процессов, происходящих в ядрах атомов элементов.

В основе *гамма-каротажа* (ГК) лежит различие пород по естественному гамма-излучению и его интенсивности.

Гамма-гамма каротаж (ГГК) и нейтронный каротаж (НК) основаны на изучении эффектов взаимодействия соответственно гамма-излучения и нейтронов с горной породой.

*Акустический каротаж* (АК) основан на различии упругих свойств горных пород, пройденных скважиной.

Предпосылкой применения *термокаротажа* (Т) является различие тепловых свойств пород. Измерения диаметра скважины (*кавернометрия* (Кав)) при прочих условиях зависят от литологического состава пород.

Сопротивление продуктивных коллекторов месторождения колеблется в интервалах от 1,0 до 15 Ом·м, в водоносных пределах – от 3 до 14 Ом·м. Колебание сопротивления связано с пористостью горных пород – в первом случае идёт уменьшение сопротивления, во втором – увеличение.

Естественная радиоактивность продуктивных коллекторов составляет 2–3 мкР/час, водоносных коллекторов – 6–8 мкР/час, глин – 12–13 мкР/час.

### Комплекс геофизических исследований

Проектом предусмотрен комплекс геофизических исследований в эксплуатационных скважинах, согласованный с «Правилами геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» (2001 г.).

Для выполнения полного комплекса работ полевым партиям необходимо прибыть на каждую из скважин не менее 5 раз: 3 раза на общие и детальные исследования, 1 раз на цементометрию и 1 раз на прострелочно-взрывные работы. Общее расстояние от базы до скважин составляет 150 км, из них 100 км по асфальтированной дороге и 50 км по песчаной отсыпке. Соответственно перед отправкой из базы проводятся подготовительные работы, также по приезду на каждую скважину проводят монтажные работы.

Для решения поставленных геолого-геофизических задач в эксплуатационных скважинах Ямбургского месторождения применяется следующий комплекс ГИС. Комплекс включает методы каротажа, выполненные по всему стволу скважины – стандартный каротаж, гамма каротаж (ГК), инклинометрия, термометрия, кавернометрия – профилеметрия, а также методы, выполняемые в продуктивных интервалах – боковое каротажное зондирование (БКЗ), боковой каротаж (БК), индукционный каротаж (ИК), акустический каротаж (АК), гамма-гамма каротаж (ГГК), нейтрон-нейтронный каротаж (ННК), нейтронный гамма-каротаж (НГК). Методы, входящие в комплекс, представлены в таблице 1; комплекс геолого-технический исследований показан в таблице 2.

### Таблица 1 – Комплекс ГИС

	Общие исследования		
Постоянная часть обязательных исследований	Детальные исследования (в продуктивных интервалах)	ГТИ, ПС, КС, (1–2 зонда из состава БКЗ), БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия, ПС, БКЗ, БК, ИК (ЭМК), МК, БМК, профилеметрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, наклонометрия	
	Дополнительные исследования		
Изменяемая часть	При наличии в продуктивных интервалах разреза сложных коллекторов (трещинных, глинистых, битуминозных)	ДК, ГДК, ОПК, ИПТ, электрический сканер, ЯМК	
обязательных исследований	Для определения положения межфлюидных контактов и пластовых давлений в перспективных интервалах	ГДК, ОПК, ИПТ, ИНК, ЯМК	
	Для обеспечения моделирования залежей и при проведении сейсморазведки 3D	ВСП, наклонометрия	

### Таблица 2 – Комплекс ГТИ

	06	T
Решаемые задачи	Обязательные	Дополнительные
	исследования и измерения	исследования и измерения
Геологические задачи	Исследование шлама, керна, бурового	• измерение окислительно-
• оптимизация получения геолого-	раствора:	восстановительного потен-
геофизической информации;	• макро- и микроскопия шлама;	циала;
• литолого-стратиграфическое	• фракционный анализ шлама;	• пиролиз горных пород;
расчленение разреза;	• определение карбонатности пород;	• фотоколориметрия;
• выделение пластов-коллекторов;	• люминесцентный анализ шлама и бурового	• определение вязкости и
• определение характера насыщения	раствора;	водоотдачи бурового рас-
пластов-коллекторов;	• оценка плотности пористости шлама;	твора
• оценка фильтрационно-ёмкостных	• определение объёмного суммарного	·
свойств пластов-коллекторов;	газосодержания бурового раствора;	
• контроль процесса испытания и	• непрерывное измерение компонентного	
опробования объекта;	состава углеводородного газа, извлечённого	
• выявление реперных горизонтов	из бурового раствора;	
	• периодическая термовакуумная дегазация	
	проб раствора и шлама	
Технологические задачи	Измерение и определение технологических	• удельное электрическое
• раннее обнаружение газонефте-	параметров:	сопротивление раствора
проявлений и поглощений при буре-	<ul> <li>глубина скважины и механическая скорость</li> </ul>	на входе и выходе;
нии и спускоподъёмных операциях;	проходки;	• виброакустические харак-
• оптимизация процесса углубления	• вес на крюке и нагрузка на долото;	теристики, получаемые
скважины;	• давление бурового раствора на стояки	в процессе бурения
• распознавание и определение	манифольда и в затрубье;	
продолжительности технологических	• число ходов насоса;	
операций;	• расход или поток бурового раствора на	
• выбор и поддержка рационального	выходе из скважины;	
режима бурения с контролем обра-	• уровень и объём бурового раствора	
ботки долот;	в ёмкостях;	
• оптимизация спускоподъёмных	• скорость спуска и подъёма бурового	
операций;	инструмента;	
• контроль гидродинамических	• плотность бурового раствора на входе	
давлений в скважине;	и на выходе из скважины;	
• определение и прогноз пластового	• скорость вращения ротора;	
и порового давления;	• крутящий момент на роторе;	
• контроль спуска и цементирования	• температура раствора на входе и на выходе	
обсадной колонны;	из скважины	
• диагностика предаварийных ситуа-		
ций в реальном масштабе времени		

### Используемый комплекс ГИС для решения поставленных задач

Методика проведения ГИС отдельных методов используемого комплекса и стоящие перед ним задачи рассмотрены ниже.

### Электрический каротаж

Электрический каротаж – геофизические исследования в скважинах, основанные на измерении электрического поля, возникающего самопроизвольно или создаваемого искусственно. Электрический каротаж используется для оценки литологического состава пород, слагающих стенки скважины, выделения в них нефтегазонасыщенных, рудных и водонасыщенных пластов, оценки их параметров, корреляции

разрезов различных скважин, контроля технического состояния скважин и т.п. Физическая основа электрического каротажа — различие электрических свойств горных пород. В скважинах измеряются величины, характеризующие электрическое сопротивление и способность к поляризации горных пород.

В электрический каротаж входят: каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), каротаж сопротивления (КС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), каротаж вызванных потенциалов (ВП), каротаж электродных потенциалов (ЭП), токовый каротаж (ТК), боковой каротаж, микрокаротаж, индукционный каротаж.

### Стандартный каротаж

Стандартный каротаж проводится по всему стволу скважины с помощью аппаратуры K-3N123 (Э-1). Кривые ПС в комплексе с диаграммами других методов позволяют провести сопоставление разреза скважин, уточнить литологию пород, выделить коллектор и оценить глинистость и коллекторские свойства пород.

### Боковое каротажное зондирование

Боковое каротажное зондирование проводится в интервале залегания продуктивных интервалов с использованием градиент-зондов: A0, 4M0, 1N; A1M0, 1N; A0, 2M0, 5N; A4, 0M0, 5N; A8, 0M0, 1N. Дополнительно записывается кровельный зонд N0, 5M2, 0A и потенциал-зонд N11, 0M0, 5A.

При БКЗ скорость записи не более 2500 м/час. Основной масштаб записи 2,5 Ом⋅м. Полученные кривые используются для определения границ пластов и глубин их залегания, а также для определения удельного сопротивления пород и характера насышения коллекторов.

### Микрокаротажное зондирование

Микрокаротажное зондирование проводится в интервале БКЗ микроградиент-зондом А0, 05М, регистрация осуществляется аппаратурой Э-2, масштаб сопротивлений 2,5 Ом·м, скорость регистрации 1000 м/час. МКЗ выполняется с целью расчленения разреза и выделения коллекторов.

### Боковой каротаж

Боковой каротаж проводится в продуктивной части разреза. Запись осуществляется аппаратурой Э-2. Скорость записи 1000 м/ час. БК имеет преимущество перед БКЗ при выделении коллекторов.

### Микробоковой каротаж

Запись осуществляется аппаратурой Э-2 с одновременной регистрацией кривой МБК и кривой микрокавернометрии. Цель замера МБК – определение сопротивления промывочной зоны, расчленение разреза с уточнением границ пластов. Масштаб записи 2,5 Ом·м. Микрокавернометрия используется для определения границ пластов по значительному сужению диаметра скважины по сравнению с обычным рычажным каверномером.

### Индукционный каротаж

Запись ведётся при скорости регистрации 1000 м/час. По диаграммам ИК возможно более точное определение низкоомных коллекторов.

#### Радиоактивный каротаж

Комплекс РК включает методы изучения естественной радиоактивности (ГК), рассеянного гамма-излучения (ГГК), нейтронные (НГК и ННК). При измерениях используется аппаратура ПК-3, РК-4, ДРСТ-3, ДИНА-К-РК-43М. В качестве источника НГК применяется плутониево-бериллиевый источник нейтронов мощностью порядка 4,5 Кюри.

При детальных исследованиях (в интервалах БКЗ) диаграммы записываются со скоростью 200 м/час.

Все замеры РК выполнены эталонированной аппаратурой.

### Акустический каротаж

Для записи кривых акустического каротажа использовалась аппаратура АК-4.

При проведении АК регистрируются временные кривые T1, T2,  $\Delta$ T; амплитудные кривые A1, A2; коэффициент затухания A1/A2. Для интерпретации используется кривая интервального времени прихода упругой волны  $\Delta$ T, которая записывается в масштабе 20 мкс/м. Из амплитудных кривых — кривая коэффициента затухания, которая записывается в масштабе 4 дБ/м. Скорость записи 700 м/час.

### Кавернометрия и профилеметрия

Диаметр скважины замеряется с помощью аппаратуры СКП-1. Цель замеров – расчёт количества цемента, необходимого при цементаже затрубного пространства скважины; определение глинистой корки при выделении коллекторов и диаметра скважины при интерпретации геофизических материалов.

Кавернометрия проводится по всему стволу скважины в масштабе глубин 1 : 500. Скорость регистрации кривых — 1500 м/час.

### **Инклинометрия**

Для контроля искривления ствола скважины используется метод инклинометрии, который позволяет контролировать положение оси скважины по замерам угла отклонения оси от вертикали и азимут скважины определяемым углом между направлением на магнитный север и проекцией оси скважины на горизонтальную плоскость, взятой в сторону увеличения её глубины.

Для изучения угла наклона и азимута скважины применяется инклинометр типа КИТ 201.

Угол и азимут измеряются через каждые 20 м и дублируются контрольным замером.

### **Термометрия**

Исследования методом термометрии проводятся термометрами типа ТР-7. Скорость записи кривых 1000 м/час. Целью метода является получение данных о температуре, на основании которой определялось местоположение продуктивных пластов и газоводяного контакта.

### Кумулятивная перфорация

Для кумулятивной перфорации используются заряды фугасного действия. Сущность эффекта кумуляции в том, что при наличии в заряде выемки газообразные продукты детонации части заряда, активной части, двигаясь к оси заряда, концентрируются в мощный поток — кумулятивную струю. Заряды помещаются в перфоратор в специальном каркасе, который предназначен для центрации зарядов по оси перфоратора. Также проводится скважинное торпедирование. Оно используется для обрыва НКТ, буровых труб, кабелей и вскрытия продуктивного пласта.

Также в состав ГИС входят и другие виды работ: определение дебита скважины, технического состояния колонны, профиля притока или профиля приёмистости, гидродинамических параметров пластов. При этом используют термометрию, расходометрию, барометрию, СТИ, локатор муфт (ЛМ), акустическую шумометрию, электромагнитную дефектоскопию и толщинометрию, спектрометрический нейтронный гамма-каротаж (СНГК), импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК), гидродинамические исследования скважин (регистрация кривых восстановления уровней (КВУ) и восстановления давления (КВД), гидропрослушивание) и некоторые другие виды и методы каротажей.

Работы проводятся с применением лубрикаторов:

- УЛГ 65/350 применяется при давлениях до 350 атмосфер;
- УЛГ 65/700 применяется при давлениях до 700 атмосфер.

### Обоснование геофизических методов

Предполагается исследование трёх скважин глубиной порядка 1225 м. Во всех трёх скважинах будет проводиться комплекс геофизических исследований с целью решения поставленных задач.

Первостепенное значение в общем комплексе исследований будет иметь стандартный каротаж, основанный на изучении удельных сопротивлений пройденных пород (КС) и потенциалов собственного электрического поля (ПС) вдоль ствола скважины.

Для определения истинного удельного сопротивления пластов и оценки глубины проникновения в них фильтрата бурового раствора будет применяться боковое каротажное зондирование (БКЗ).

Микрокаротажное зондирование (МКЗ) и боковой каротаж (БК) помогут выделить в разрезе скважины очень тонкие слои пород и позволят оценить их сопротивление.

Индукционный каротаж (ИК) будет проводиться в скважинах, необсаженных колонной, при наличии пластов с низким и средним сопротивлением.

По диаграммам электрических методов предполагается решение следующих задач:

- корреляция разрезов скважин;
- выделение коллекторов и их насыщение;
- определение зон проникновения в пласт фильтрата бурового раствора;
- определение удельного электрического сопротивления пластов и зоны проникновения;
- выделение коллекторов;
- определение коэффициента нефтенасыщенности;
- сопоставление разрезов скважин.

С помощью радиоактивных методов (ГК, ННК, ГГК) будет изучена естественная и вызванная радиоактивность горных пород, что позволит решать следующие задачи:

- литологическое расчленение разреза;
- оценка глинистости пород;
- выделение пластов-коллекторов;
- определение коэффициента пористости;
- определение положения ГНК и ВНК.

Для оценки качества затрубного цемента, его связи с колонной и породой, для выделения зон в разрезе интенсивного развития трещин и для оценки пористости пород предполагается использования акустического каротажа.

Так как в процессе бурения будет необходим периодический контроль за расположением оси скважины в пространстве, будет использован метод инклинометрии.

Кавернометрия и профилеметрия позволят определить диаметр скважины и размер поперечного сечения

В таблице 3 приведён объём пород.



Таблица 3 - Объём работ

Вид исследования	Интервал исследования	Единицы измерения	Общий объём работ по трём скважинам		
Γ	<b>Т</b> одготовительные работ	Ы			
Подготовка на базе	1	шт.	15		
Подготовка на скважине	1	шт.	15		
	Дорога				
Асфальт	100	КМ	3000		
Песчаная отсыпка	50	КМ	1500		
	Общие исследования				
ГТИ, ПС, КС, БК, ГК, НК, АК, ГГК-П, профилеметрия, инклинометрия, резистивиметрия, термометрия	0–1225	М	3675		
Детальные исследования					
ПС, БКЗ, БК, ИК, МК, БМК, профилемитрия, ГК-С, НК, АК, ГГК-П, наклонометрия	975–1225	М	750		
Прострелочно-взрывные работы					
Перфорация	12	М	36		
Заряды	120	шт.	360		

### Литература:

- 1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Издательство «Недра», 1985. 310 с.
- 2. Коноплёв Ю.В., Кузнецов Г.С., Моисеев В.Н. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. М.: Издательство «Недра», 1986. 217 с.
- 3. Геофизические исследования скважин / В.М. Добрынин [и др.]. М. : Издательство «Нефть и газ», 2004. 400 с.
  - 4. Горбачёв Ю.И. Геофизические исследования скважин. М.: Издательство «Недра», 1990. 397 с.
- 5. Латышова М.Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин : учебное пособие для вузов. М. : Издательство «Недра», 1981. 182 с.
- 6. Добрынин В.М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: справочник. М.: Издательство «Недра», 1988. 476 с.
- 7. Комплекс геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения [ Электронный ресурс] . URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2bd69a4c43a89421206d26\_0.html
- 8. Климов В.В. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие / В.В. Климов, О.В. Савенок, Н.М. Лешкович. Краснодар : ООО «Издательский Дом Юг», 2016. 274 с.
- 9. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие / В.В. Попов [и др.]. Новочеркасск : Лик, 2017. 326 с.
- 10. Петрушин Е.О. Газогидродинамические методы исследования газовых скважин при стационарных режимах фильтрации на примере Ямбургского газоконденсатного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Е.Н. Даценко // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2015. № 2. С. 63–72.
- 11. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Даценко Е.Н. Геофизические методы исследования газовых скважин // Материалы седьмой Международной научной конференции «Технические и технологические системы 15» (7–9 октября 2015 года) / ФГБОУ ВПО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова; под общей редакцией Б.Х. Гайтова. Краснодар: ООО «Издательский Дом Юг», 2015. С. 300—309.
- 12. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Компьютеризация геофизических методов исследования скважин // Сборник статей научно-информационного центра «Знание» по материалам X Международной заочной научно-практической конференции «Развитие науки в XXI веке» (15 февраля 2016 года, г. Харьков). Д. : научно-информационный центр «Знание», 2016. 4 часть. С. 130–135.
- 13. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении / Д.С. Панцарников [и др.] // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 2/2016. С. 42—45.
- 14. Петрушин Е.О. Контроль качества геофизических исследований скважин / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Шьяка Хаким // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2016. № 4. С. 38—59.
- 15. Петрушин Е.Ó. Геофизические методы исследования скважин на Приобском нефтяном месторождении / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Коффи Амону Кра Аксель Камиль // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). 2017. № 3. С. 142–168.
- 16. Петрушин Е.О. Комплекс геофизических исследований в открытом стволе скважин с целью оценки нефтеносности разрезов Игольско-Талового нефтяного месторождения / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян, Аль-Гаили Юнес Али Абдо Шараф // Наука. Техника. Техника (политехнический вестник). 2017. № 4. С. 166—189.

- 1. Dakhnov V.N. Geophysical methods of determination of collection properties and oil and gas saturation of rocks. M.: Nedra, 1985. 310 p.
- 2. Konoplyov Yu.V., Kuznetsov G.S., Moiseyev V.N. Geophysical control methods of development of oil fields. M.: Nedra, 1986. 217 p.
  - 3. Geophysical surveys of wells / V.M. Dobrynin [etc.]. M.: Oil and Gas, 2004. 400 p.
  - 4. Gorbachev Yu.I. Geophysical surveys of wells. M.: Nedra, 1990. 397 p.
- 5. Latyshova M.G. Practical guidance on interpretation of charts of geophysical methods of well survey: manual for higher education institutions. M.: Nedra, 1981. 182 p.
- 6. Dobrynin V.M. Interpretation of results of geophysical surveys of oil and gas wells: reference book. M.: Nedra, 1988. 476 p.
- 7. A complex of geophysical works in wells of the Yamburg gas-condensate field. URL: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65635a2bd69a4c43a89421206d26 0.html
- 8. Klimov V.V. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields: manual / V.V. Klimov, O.V. Savenok, N.M. Leshkovich. Krasnodar: Publishing House South, 2016. 274 p.
  - 9. Geophysical surveys and works in wells: the manual / V.V. Popov [etc.]. Novocherkassk : Lik, 2017. 326 p.
- 10. Petrushin E.O. Gas-hydrodynamic methods of a research of gas wells at the stationary modes of filtration on the example of the Yamburg gas-condensate field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, E.N. Datsenko // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). − 2015. − № 2. − P. 63–72.
- 11. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S., Datsenko E.N. Geophysical methods of a research of gas wells // Materials of the seventh International scientific conference «Technical and Technological Systems 15» (on October 7–9, 2015) / FGBOU VPO «KUBGTU», KVVAUL of A.K. Serov; under the general editorial office B.H. Gaytova. Krasnodar: Publishing House South, 2015. P. 300–309.
- 12. Petrushin E.O., Arutyunyan A.S. Kompyyuterization of geophysical methods of well survey // Collection of articles of Znaniye scientific information center on materials X of the International correspondence scientific and practical conference «Development of Science in the 21st Century» (on February 15, 2016, Kharkiv). D.: Znaniye scientific information center, 2016. 4th part. P. 130–135.
- 13. The equipment and technology of geophysical methods of a research of horizontal wells on the Fyodorovsky oil and gas field / D.S. Pantsarnikov, etc. // Oil. Gas. Innovations. 2016. № 2/2016. P. 42–45.
- 14. Petrushin E.O. Quality control of geophysical surveys of wells / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, Shyaca Hakeem // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). 2016. № 4. P. 38–59.
- 15. Petrushin E.O. Geophysical methods of well survey on the Priobskoye oil field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, Coffi Amon Kra Axel Kamil // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). − 2017. − № 3. − P. 142–168.
- 16. Petrushin E.O. A complex of geophysical surveys in an open trunk of wells for the purpose of assessment of oil-bearing capacity of cuts of the Igolsko-Talovy oil field / E.O. Petrushin, A.S. Arutyunyan, Al-Gaili Yunes Ali Abdo Sharaf // Science. Equipment. Technologies (polytechnical messenger). − 2017. − № 4. − P. 166–189.

УДК 546.06:553.98.01

# МИКРОЭЛЕМЕНТНЫЕ КРИТЕРИИ ПРИ ОЦЕНКЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ДОЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

# MICROELEMENT CRITERIA IN ASSESSING THE PROSPECTS OF OIL AND GAS CONTENT OF THE PRE-JURASSIC DEPOSITS OF WESTERN SIBERIA

#### Пунанова Светлана Александровна

кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа PAH punanova@mail.ru

Аннотация. В настоящее время в России и за рубежом геохимические показатели оценки нефтегазоносности приобретают все большую значимость. Исследования микроэлементного (МЭ) состава нефтей и органического вещества (ОВ) пород вышли за рамки чисто теоретических разработок и приобретают весомое прикладное значение. Информация о содержании МЭ в нафтидах учитывается в широком спектре областей знаний, и главное для нас, является эффективным и необходимым инструментом при решении задач нефтегазопоисковой геологии. В статье рассмотрены МЭ критерии, которые в комплексе с другими показателями дают возможность провести оценку перспектив нефтегазоносности нижнего структурного этажа Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ).

**Ключевые слова:** нафтиды, микроэлементы, органическое вещество, нефтегазопоисковая геология, перспективы нефтегазоносности.

Punanova Svetlana Aleksandrovna PhD, Senior Researcher, Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences punanova@mail.ru

Annotation. At present, in Russia and abroad, geochemical indicators of oil and gas assessment are becoming increasingly important. Investigations of the trace elements (TE) composition of the oils and organic matter (OM) of rocks have gone beyond the framework of purely theoretical developments and acquire a significant applied value. Information on the content of TE in naphthydes is taken into account in a wide range of fields of knowledge, and most important for us, is an effective and necessary tool in solving the problems of oil and gas prospecting geology. In the article, the TE-criteria are considered that, combined with other indicators, make it possible to assess the prospects of the oil and gas potential of the lower structural floor of the West Siberian oil and gas basin (OGB).

**Keywords:** naphthydes, trace elements, organic matter, oil and gas exploration geology, oil and gas prospects.

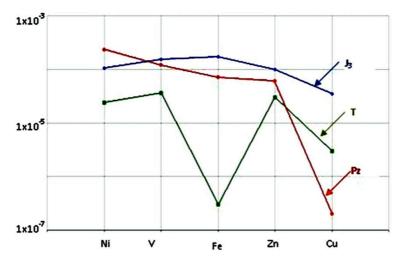
ри изучении геохимических особенностей аккумуляции и генерации нефти в глубокопогруженных доюрских отложениях Западной Сибири опробованы и применены нами данные по микроэлементному составу нафтидов в комплексе с другими геохимическими параметрами. Рассмотрены ключевые вопросы органической геохимии — особенности углеводородного (УВ) и МЭ состава нефтей в целях генетической и геохимической типизации флюидов и выявления их источников, стадийность катагенетических преобразований ОВ и прогноз фазового состояния, а также оценка нефтегенерационного потенциала нефтематеринских доюрских и вышележащих отложений, как возможного самостоятельного очага нефтеобразования [1]. Дифференциация нефтей по МЭ составу проводилась нами на основе сопоставления концентраций «биофильных» МЭ — V, Ni, Fe, Cu, Zn и Мо, также металлопорфириновые комплексы (МПК), идентифицированных нами в лаборатории ИГиРГИ (Институт геологии и разработки горючих ископаемых, г. Москва).

На самостоятельный очаг нефтеобразования в палеозойских отложениях Нюрольской и Ханты-Мансийской впадин указывает отличие нафтидов (нефтей и битумоидов) палеозоя и коры выветривания от юрских и триасовых по содержанию МЭ (рис. 1, 2).

В нефтях палеозойского возраста Ханты-Мансийской впадины содержание изученных МЭ (кроме Fe) существенно ниже, чем в юрских и триасовых, содержание V в них уменьшается более чем на порядок, а МПК вообще отсутствуют. Отношения V/Ni и V/Fe в палеозойских нефтях ниже 1, а в нефтях из отложений юрского возраста значительно выше 1. Такие особенности могут быть связаны как с более высокой катагенетической преобразованностью палеозойской нефти, о чем свидетельствуют и УВ соотношения, так и с различным типом исходного ОВ [2]. Нефти подавляющего большинства месторождений юго-востока Западной Сибири сингенетичны вмещающим отложениям и имеют свой характерный геохимический облик. Обнаружение самостоятельных очагов генерации нефтей в отложениях палеозойского возраста на исследованных территориях значительно повышает перспективы нефтегазоносности этого региона.

Оценка нефтегенерационного потенциала юрских и доюрских отложений, проведенная нами [3] на основе комплексного изучения геохимии ОВ пород и уровней его термической зрелости, не пока-

зывает в северных регионах Западной Сибири высокого нефтегенерационного потенциала ОВ палеозойских отложений. В основу прогнозных оценок нефте- и/или газоносности были положены геологогеохимические данные по результатам Тюменской сверхглубокой скважины СГ-6 и глубоких скважин, пробуренных на Уренгойской, Геологической и Самбургской площадях (по аналитическим данным [4]). На основе изучения зависимости показателя отражательной способности витринита ( $\mathbb{R}^\circ$ , %) и палеотемператур ( $\mathbb{T}^\circ$ С) от глубины залегания пород выявлено, что нижняя граница главной зоны нефтеобразования находится на глубинах от 4250 м (на Уренгойской и Тюменской) до 4750 м (на Самбургской и Геологической площадях). Положение «мертвой линии», определяющей затухание процессов генерации жирных газов и газоконденсатов, соответствует величине  $\mathbb{R}^\circ$  = 1, 8 % и характеризуется глубинами 4750—5450 м. В СГ-6 эта глубина составляет около 5000 м. Здесь вскрыта котухтинская свита нижней юры.



**Рисунок 1** – Типы нефтей Нюрольской впадины по распределению МЭ:  $J_3 - 2950$  м; T - 3270-3286 м; Pz - 4072-4080 м [2]

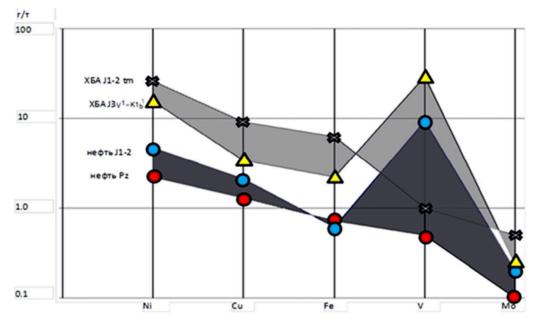


Рисунок 2 – «Поля» концентраций элементов в битумоидах и нефтях Ханты-Мансийской впадины [2]

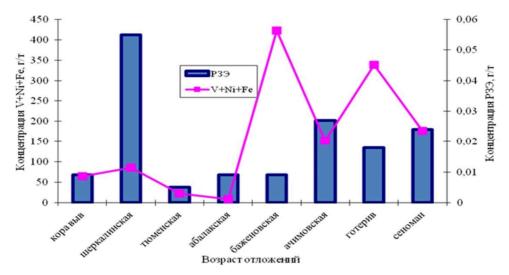
Основываясь на различной интенсивности процессов палеопрогрева осадочных толщ Западно-Сибирского НГБ с глубиной в зависимости от возраста консолидации фундамента [5], нами прогнозируются глубины процессов генерации УВ в соответствии с показателем отражательной способности витринита (R°). Наиболее высокие генерационные показатели нефтегазопроизводящих толщ и большие глубины обнаружения нефтяных скоплений (до 4200) можно ожидать в областях с добайкальским фундаментом, а в областях жесткого палеопрогрева основными нефтегенерационными толщами будут юрские. Глубины обнаружения нефтяных скоплений ограничиваются 3200 м (табл. 1).

Таблица 1 - Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования

Цикл консолидации фундамента [5]	Основные области	Темпера- турный	Вероятные нижние границы генерации, м	
	распространения [5]	градиент	нефти	ЛН и ГК
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижне-Вартовский своды	Низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	Средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и другие своды	Интенсивный	3200	4050

Примечание: ЛН – легкие нефти; ГК – газоконденсаты.

Наличие зон высокой преобразованности ОВ в доюрских отложениях, приуроченных к линейно вытянутым триасовым рифтам в фундаменте и к крупным гранитным блокам и/или к флюидопроводящим разломам, вероятно привело к существенным различиям в накоплении биофильных (V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn) и редкоземельных элементов (P3Э) в нефтях месторождений Шаимского региона Западной Сибири по всему осадочному разрезу (данные по P3Э [6]). Это объясняется, вероятно, полигенным характером поступления элементов в нефть – за счет биоты для биогенных и глубинным для P3Э (рис. 3).



**Рисунок 3** — Микроэлементный состав нефтей из разновозрастных нефтегазоносных комлексов Западно-Сибирского НГБ

При использовании математического моделировании нами предложены наиболее перспективные первоочередные объекты для ввода их в разведочное бурение [7].

На карте-схеме (рис. 4) приведены 78 объектов, выбранных для сравнения и их оценки. Показаны границы НГБ и возможно НГБ в доюрском этаже нефтегазоносности Западной Сибири, а также зона высокопреобразованного ОВ из отложений баженовской свиты, характеризующаяся низкими содержаниями V и Vp или полным отсутствием последних [8]. Битумоиды в этой выделенной зоне, вероятно, мигрировали из нижних высокопрогретых горизонтов бассейна. Территория высокопреобразованного ОВ соответствует распространению триасовых рифтов, гранитоидных массивов и флюидопроводящих разломов в фундаменте [5]. По данным бассейнового моделирования [9], триасовый рифтогенез и последующее развитие бассейна привели к глубинным региональным разломам, благоприятных для вертикальной миграции флюидов. Эта зона практически совпадает с перспективной зоной нефтеносности доюрских отложений по результатам математического моделирования и с существующей нефтеносностью Ханты-Мансийского и Нюрольского регионов.

Таким образом, принимая во внимание большую состоявшуюся продуктивность нижнесреднеюрских отложений и благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ (относительно высокое содержание  $C_{\text{орг}}$  и ХБА, высокий реализовавшийся генерационный потенциал, умеренная и достаточная катагенетическая прогретость недр, с учетом МЭ характеристик нафтидов, и в комплексе с другими геологическими предпосылками — коллекторами и покрышками), изучаемые отложения можно рассматривать как перспективный объект для открытия в нем месторождений нефти и газа.

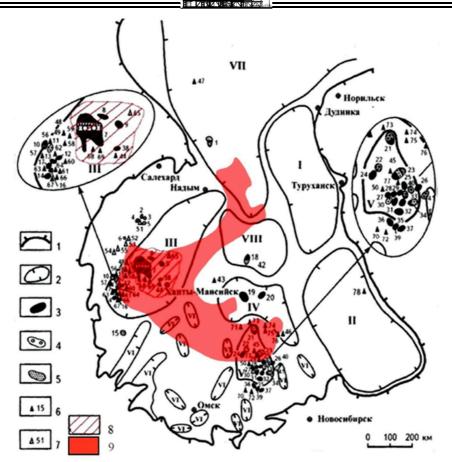


Рисунок 4 — Схема перспективных территорий по результатам математического моделирования [7] и зон проявления высокопреобразованного эпигенетичного миграционного битумоида (разработан автором) (использованы материалы: Запивалов, 2002, 2004; Клещёв и Шеин, 2004; Сурков и др., 2004). Условные обозначения: 1 — граница Западно-Сибирского мегабассейна в верхнем (J-Kz) этаже нефтегазоносности; 2 — границы нефтегазоносных и возможно нефтегазоносных бассейнов в нижнем (доюрском) этаже нефтегазоносности; 3—5 — залежи в нижнем (доюрском) этаже: 3 — нефти, 4 — конденсата, 5 — газа; 6 — нефтепроявления; 7 — газопроявления; 8 — первоочередные объекты (по результатам оценки перспектив фундамента по 78 объектам — месторождения с указанием типа флюидов (н — нефть; нгк — нефтегазоконденсат; г — газ; гк — газоконденсат) и стратиграфической приуроченности (РZ — палеозой; к.в. — кора выветривания) и площади: 8 — Рогожниковское, н, РZ; 9 — Средненазымское, н, РZ; 38 — Ханты-Мансийское, н, РZ; 44 — Горелая; 65 — Унлорская; 68 — Айторская; 69 — Каменная); 9 — вероятная зона проявления миграционного высокопреобразованного битумоида

## Литература:

- 1. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири новый этаж нефтегазоносности. Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. Saarbruchen : Lambert Academic Publishing. Germany, 2012. —135 с.
- 2. Пунанова С.А. Геохимические особенности палеозойских нефтей Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Нефтехимия. 2002. Т. 42. № 6. С. 428–436.
- 3. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири // Геохимия. 2006. № 9. С. 983–995.
- 4. Лопатин Н.В., Емец Т.П. Нефтегенерационные свойства и катагенез глинистых пород мезозойскопермских стратотипов, вскрытых Тюменской сверхглубокой скважиной СГ-6 // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. –1999. – № 7. – С. 9–19.
- 5. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири / А.Э. Конторович [и др.]. Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб. : ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.
- 6. Федоров Ю.Н. Редкоземельные элементы в нефтях Шаимского нефтегазоносного района Западной Сибири // Сб. Новые идеи в геохимии нефти и газа. М.: ГЕОС, 2005. С. 457–458.
- 7. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 337–345.
- 8. Пунанова С.А. Прикладная металлогеиия нафтидов. Научное сетевое издание // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Выпуск 2(17). URL : http://oilgasjournal.ru
- 9. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири / А.В. Ступакова и др. // Георесурсы. 2015. № 2(61). С. 63–75.

#### References:

- 1. Dmitrievsky A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. The pre-Jurassic complex of Western Siberia is the new floor of oil and gas content. Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits. Saarbruchen: Lambert Academic Publishing. Germany, 2012. 135 p.
- 2. Punanova S.A. Geochemical features of Paleozoic oils of the West Siberian oil and gas bearing basin // Petrochemistry. -2002. V. 42. N = 6. P. 428-436.
- 3. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Forecast of the phase state of hydrocarbon clusters in the Mesozoic deposits of the north of Western Siberia // Geochemistry. -2006. -N99. -P.983
- 4. Lopatin N.V., Emets T.P. Petroleum-generating properties and katagenesis of clayey rocks of Mesozoic-Permian stratotypes revealed by Tyumen superdeep well SD-6 // Geology, geophysics and development of oil fields. − 1999. − № 7. − P. 9–19.
- 5. Catagenesis of the organic matter of the Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia / A.E. Kontorovich [etc.]. Lithological and geochemical basis of the forecast of oil and gas content. St. Petersburg: VNIGRI. 2008. P. 68–77.
- 6. Fedorov Yu.N. Rare-earth elements in the oils of the Shaimskiy oil and gas bearing region of Western Siberia. New ideas in the geochemistry of oil and gas. M. : GEOS, 2005. P. 457–458.
- 7. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of the prospects of oil and gas content of the Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia // Georesources. 2016. V. 18. № 4. Part 2. P. 337–345.
- 8. Punanova S.A. Applied metallogeny of naphthydes. Scientific online publication // Actual problems of oil and gas. 2017. Issue 2 (17). URL: http://oilgasjournal.ru
- 9. Geological study and oil and gas content of Paleozoic deposits of Western Siberia / A.V. Stupakova, et all. // Georesources. 2015. № 2 (61). P. 63–75.

УДК 536.11



## АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В НЕОДНОРОДНОМ ПЛАСТЕ

# ANALYTICAL MODEL OF TEMPERATURE FIELD IN HETEROGENEOUS RESERVOIR

#### Рамазанов Айрат Шайхуллинович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры геофизики, Башкирский государственный университет ramaz@geotec.ru

#### Исламов Денис Фавилович

ассистент кафедры геофизики, Башкирский государственный университет islamovden@rambler.ru

**Аннотация.** В статье представлено аналитическое решение задачи о нестационарном температурном поле при фильтрации жидкости в неоднородном по проницаемости пласте. Целью работы была разработка и обоснование упрощенной аналитической модели неизотермической однофазной фильтрации жидкости в пласте с радиальной неоднородностью.

Аналитическое решение для температурного поля в пласте после изменения дебита получено методом характеристик. При решении сделаны два допущения: не учитываются радиальная теплопроводность и сжимаемость насыщенной пористой среды. Аналитические модели сравниваются с численным решением задачи. Показано, что влияние радиальной теплопроводности и сжимаемости для нефте- и водонасыщенных пластовых систем на нестационарное температурное поле после изменения дебита незначительно.

На основе разработанной модели по кривым изменения температуры после изменения дебита можно решать обратную задачу об оценке радиуса зоны нарушения проницаемости в пласте. В статье приведен подробный алгоритм для решения обратной задачи. Возможность реализации данной методики демонстрируется на модельных кривых изменения температуры.

**Ключевые слова:** температура, давление, фильтрация, конвекция, теплопроводность, баротермический эффект, пласт, скважина, изменение дебита, неоднородный пласт.

Ramazanov Ayrat Shayhullinovich

Doctor of technical sciences, Professor, Professor of Geophysics Department, Bashkir State University ramaz@geotec.ru

#### Islamov Denis Favilovich

Assistant of Geophysics Department, Bashkir State University islamovden@rambler.ru

Annotation. The paper studies the problem of unsteady temperature field in heterogeneous reservoir during fluid filtration. The aim of this work was to develop and provide rationale for simplified analytical model of nonisothermal single-phase fluid filtration in heterogeneous reservoir. Analytical solution for the temperature field in the formation after flow rate change is obtained by the method of characteristics. Two assumptions were made in solving the problem: radial thermal conduction and compressibility of saturated porous medium are ignored. Analytical models are compared with the numerical solution of the problem. Radial heat conduction and compressibility of oil- or water-saturated reservoirs influence insignificantly on the unsteady temperature field after the flow rate changes. It is possible to solve the inverse problem on the evaluation of the damage zone radius of the permeability in the reservoir basing on the model curves of the temperature change after flow rate change. The paper gives a detailed algorithm for solving the inverse problem. The possibility of that method realization is demonstrated on model curves of the temperature change.

**Keywords:** temperature, pressure, filtration, convection, thermal conduction, compressibility, barothermal effect, reservoir, well, heterogeneous reservoir.

**ntroduction.** Recently there has been increasing interest in the study of wells with autonomous sensors of pressure and temperature [2]. Such approach to study makes it possible to detect the change in pressure and temperature in time and explore layers of transient conditions when the well test [2, 3]. Usually, only the data about pressure changes are used in the quantitative interpretation of the well test. Data of the temperature sensing can be used as an additional independent source of information about the reservoir characteristics. A series of papers and patents are dedicated to methodology of interpretation and research method of thermometry [2, 4, 5–11].

Paper [2] offers a method of multilayer wells study. This method involves the registration of pressure and temperature changes on the top and the bottom of each productive formation during the transition conditions. Such method of well testing requires only one operation of flow rate change at the wellhead for obtaining interpretable data of pressure and temperature in the transition regime. The inverse problem is solved using the regression algorithm of Levenberg – Marquardt.

Patents [5–11] present the possible practical applications of non-stationary thermometry data. It is possible to determine: influx profile, flow rates of the different productive layers in multilayer well and param-

eters of near wellbore zone: permeability and skin factor. The solution of inverse problems involves the numerical simulation of the wellbore temperature.

Paper analyses the problem of unsteady temperature field in the reservoir after flow rate changes. The aim of this work was to develop and provide rationale for simplified analytical model of non-isothermal single-phase fluid filtration in heterogeneous reservoir.

#### **Mathematical Statement**

The non-isothermality of flow is due to radial thermal conductivity and the barothermal effect.

Assumptions for reservoir – horizontal, porous, heterogeneous permeability, contains a slightly compressible single-phase fluid.

Following equation describes the change of temperature in reservoir due to convection, heat conduction and barothermal effect [1]

$$C_{res} \frac{\partial T}{\partial t} + C_f v(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - C_f \varepsilon v(r, t) \frac{\partial \rho}{\partial r} + \phi C_f \eta \frac{\partial \rho}{\partial t}, \tag{1}$$

where  $C_{res}$ ,  $C_f$  are volumetric heat capacities of the reservoir and the fluid J/(m³·K); T is reservoir temperature, K; r is the radial coordinate, the distance in the reservoir from the wellbore axis, m; t is time, s; v is velocity of fluid flow filtration, m/s;  $\lambda$  is thermal conductivity of the reservoir, W/(m·K);  $\varepsilon$ ,  $\eta$  are the Joule-Thomson coefficient and the adiabatic coefficient for the fluid, K/Pa;  $\phi$  is reservoir porosity (decimal fraction), p is pressure, Pa.

At the initial point of time, the temperature is the same everywhere in the reservoir

$$T(r,0) = T_{res}. (2)$$

Condition at the external boundary

$$T(R,t) = T_{res}, (3)$$

R – reservoir radius, m;  $T_{res}$  – is the initial reservoir temperature, K.

The boundary condition on the sandface  $(r = r_w)$ 

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial r}\Big|_{r=r_{w}} = \alpha \left(T_{w}(t) - T\Big|_{r=r_{w}}\right),\tag{4}$$

where  $T_w$  is mean wellbore temperature, K;  $\alpha$  is the thermal exchange coefficient, W/( $m^2 \cdot K$ ).

To describe the pressure field in a reservoir, we use a one-dimensional diffusion equation for the axial symmetry case

$$\beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial t} \right)$$
 (5)

$$\beta^* = \phi \beta^f + \beta^{sk}, \tag{6}$$

where  $\beta^*$  – total compressibility, 1/Pa;  $\beta^f$ ,  $\beta^{sk}$  – fluid compressibility and pore compressibility, 1/Pa; k – permeability,  $m^2$ ;  $\mu$  – is viscosity of the fluid, Pa·s.

At the initial point of time, the pressure is the same everywhere in the reservoir and equals to the reservoir pressure

$$p(r,0) = P_{res} \tag{7}$$

and at the outer boundary of the reservoir, the pressure remains equal to the reservoir pressure

$$p(R,t) = P_{res}. (8)$$

The boundary condition on the sandface, taking into account the presence of skin factor, is then

$$\rho_{W}(t) = \rho(r_{W}, t) - S\left(r \frac{\partial \rho}{\partial r}\right)_{r = r_{W}}, \tag{9}$$

СБОРНИК

where  $p_w$  – borehole pressure (or bottom-hole), Pa;  $r_w$  – wellbore radius, m; S – is the sandface skin factor. Borehole pressure at the initial point of time

$$\rho_{W}(0) = P_{W}. \tag{10}$$

Transition process for the wellbore pressure is modeled by the following equation

$$Q(t) = 2\pi \left( r\sigma(r) \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_{w}} - C_{s} \frac{dp_{w}}{dt}, \qquad (11)$$

where Q(t) is the well flow rate, m<sup>3</sup>/s;  $\sigma$  is reservoir transmissibility, m<sup>3</sup>/(Pa·s);  $C_s$  is wellbore storage effect, m<sup>3</sup>/Pa.

$$\sigma(r) = \frac{k(r)h}{\mu} , \qquad (12)$$

h is thickness of the reservoir, m.

Thus, we have the following mathematical model that can be divided into two problems for temperature and pressure

$$\begin{cases}
C_{res} \frac{\partial T}{\partial t} + C_f v(r, t) \frac{\partial T}{\partial r} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial T}{\partial r} \right) - C_f \varepsilon v(r, t) \frac{\partial \rho}{\partial r} + \phi C_f \eta \frac{\partial \rho}{\partial t} \\
T(r, 0) = T_{res} \\
T(R, t) = T_{res} \\
-\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r = r_w} = \alpha \left( T_w(t) - T \Big|_{r = r_w} \right)
\end{cases} \tag{13}$$

The required v(r, t) and p(r, t) are solutions of the boundary-value diffusivity problem

$$\begin{cases} \beta^* \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial t} \right) \\ p(r,0) = P_{res} \\ p(R,t) = P_{res} \\ p_w(t) = p(r_w,t) - S \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} \\ p_w(0) = P_w \\ Q(t) = 2\pi \left( r\sigma(r) \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w} - C_s \frac{dp_w}{dt} \end{cases}$$

$$(14)$$

The problem (13) - (14) in this form does not have an analytical solution, so it was solved numerically by using the control volumes method for temperature [12]. The radial coordinate grid is uneven. Coordinates

of control volumes are related by the ratio:  $r_i = \theta r_{i-1}$ ,  $\theta = \left(\frac{R}{r_w}\right)^{\frac{1}{N-1}}$  (*i* is the index corresponding to the node of the control volume, *N* is the number of nodes).

Simulator is developed on the basis of the numerical model. The simulator calculates the model curves of pressure change and temperature change depending on the reservoir parameters for variable flow rate [13].

#### **Analytical solution**

The following assumptions were made to have an analytical solution for problem (13) – (14):

- radial heat conduction is neglected ( $\lambda = 0$ );
- fluid and reservoir pore are incompressible ( $\beta^* = 0$ );
- influence of wellbore processes for reservoir pressure is neglected ( $C_s = 0$ );
- sandface skin-factor is neglected,  $p_w(t) = p(r_w, t)$ .

Given these assumptions the temperature field in the reservoir is described by the following task

$$\begin{cases} \frac{\partial T}{\partial t} + u(r,t) \frac{\partial T}{\partial r} = -\varepsilon u(r,t) \frac{\partial p}{\partial r} + \eta^* \frac{\partial p}{\partial t} \\ T|_{t=0} = f(r) \end{cases}$$
(15)

$$u(r,t) = cv(r,t) = -c\frac{k}{\mu}\frac{\partial p}{\partial r}$$
(16)

$$\eta^* = \phi \frac{C_f}{C_{res}} \eta \tag{17}$$

$$c = \frac{C_f}{C_{roc}} \tag{18}$$

Problem (15) is solved by the method of characteristics. The characteristics  $r(t, r_1)$  are the solution of the next problem

$$\begin{cases} \frac{dr}{dt} = u(r,t) \\ r|_{t=0} = r_1 \end{cases}$$
 (19)

The temperature along the characteristics calculate by the formula [14]

$$T(r(t,r_1),t) = f(r_1) + \varepsilon [P_{res} - p(r(t,r_1),t)] + (\varepsilon + \eta^*) \int_0^t \frac{\partial p(r(\tau,r_1),\tau)}{\partial \tau} d\tau$$
 (20)

The pressure distribution p(r, t),  $\frac{\partial p}{\partial r}$ ,  $\frac{\partial p}{\partial t}$  and u(r, t) are solution of the problem (14), which, taking into account the accepted assumptions above takes a simpler form

$$\begin{cases}
\frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right) = 0 \\
p(r,0) = P_{res} \\
p(R,t) = P_{res}
\end{cases}$$

$$\frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{k(r)}{\mu} \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_w}$$
(21)

Suppose that the permeability distribution and flow rate is described by piecewise-constant functions

$$k(r) = \begin{cases} k_1, & r \le r_d \\ k_2, & r > r_d \end{cases}$$

$$Q(t) = \begin{cases} Q_1, & t \le t_p \\ Q_2, & t \le t_p \end{cases}$$

$$(22)$$

$$Q(t) = \begin{cases} Q_1, & t \le t_p \\ Q_2, & t > t_p \end{cases}$$
 (23)

Production during the time  $t_p$  at flow rate is  $Q_1$ , after this the flow rate becomes  $Q_2$ . The reservoir permeability  $k_2$ , and in the near wellbore zone  $k_1$ .

Then, according to (21), the pressure distribution when production at flow rate is  $Q_1$  ( $t < t_p$ ) is calculate by the formula

$$p_{1}(t) = \begin{cases} P_{w1} + \frac{Q_{1}}{2\pi\sigma_{1}} \ln \frac{r}{r_{w}}, & r \leq r_{d} \\ p_{1}(r_{d}) + \frac{Q_{1}}{2\pi\sigma_{2}} \ln \frac{r}{r_{d}}, & r > r_{d}, & r \leq R \end{cases}$$

$$P_{res}, \quad r > R$$
(24)

Pressure distribution when production at flow rate is  $Q_2(t > t_p)$  is calculate by the formula

$$\rho_{2}(t) = \begin{cases}
P_{w2} + \frac{Q_{2}}{2\pi\sigma_{1}} \ln \frac{r}{r_{w}}, & r \leq r_{d} \\
\rho_{2}(r_{d}) + \frac{Q_{2}}{2\pi\sigma_{2}} \ln \frac{r}{r_{d}}, & r > r_{d}, & r \leq R \\
P_{res}, & r > R
\end{cases} \tag{25}$$

 $r_d$  – damage radius of near wellbore zone,  $\sigma_1$  – near wellbore zone transmissibility ( $r \le r_d$ ) и  $\sigma_2$  – far zone transmissibility ( $r > r_d$ ),  $P_{w1}$  и  $P_{w2}$  – borehole pressure for production at flow rates  $Q_1$  и  $Q_2$ .

$$P_{w1} = P_{res} - \frac{Q_1}{2\pi\sigma_2} \left( \ln \frac{R}{r_w} + S_d \right)$$
 (26)

$$P_{w2} = P_{res} - \frac{Q_2}{2\pi\sigma_2} \left( \ln \frac{R}{r_w} + S_d \right)$$
 (27)

$$S_d = \left(\frac{k_2}{k_1} - 1\right) \ln \frac{r_d}{r_w} . \tag{28}$$

Then

$$u(r,t) = \begin{cases} -c\frac{Q_1}{2\pi h}\frac{1}{r}, & t \le t_p \\ -c\frac{Q_2}{2\pi h}\frac{1}{r}, & t > t_p \end{cases}$$
 (29)

and

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \left( p_1(r) - P_{res} \right) \delta(t) + \left( p_2(r) - p_1(r) \right) \delta(t - t_p). \tag{30}$$

Taking into account (29), (30), based on (20) it is easy to obtain formula for sandface temperature after change the flow rate

$$T(r_{w},t) = f(r_{T2}) + \varepsilon [\rho_{1}(r_{T2}) - P_{w2}] - (\varepsilon + \eta^{*}) \cdot [\rho_{1}(r_{T2}) - \rho_{2}(r_{T2})], \tag{31}$$

where

$$r_{T_2} = \sqrt{r_w^2 + c \frac{Q_2(t - t_p)}{\pi h}}$$
 (32)

$$f(x) = T_{res} + \varepsilon [P_{res} - \rho_1(x)] - (\varepsilon + \eta^*) [P_{res} - \rho_1(r_{T1})]$$
 (33)

$$r_{T_1} = \sqrt{x^2 + c \frac{Q_1 t_p}{\pi h}} \tag{34}$$

The correctness of the analytical solutions are verified by comparison with the results of numerical solution of (13) and (14), with account taken assumptions for the analytical model. Production from a homogeneous reservoir for variable production rate is simulated. Standard deviation (SD) did not exceed 10<sup>-4</sup> K.

# Analysis of the results of simulation

A) Influence of thermal conductivity and compressibility to temperature

Temperature change is simulated numerically and analytically for production from water-saturated and oil-saturated reservoir. Thermal conductivity ( $\lambda \neq 0$ ) and compressibility ( $\beta \neq 0$ ) of reservoir were taken into account during numerical simulation.

Simulation parameters: well radius 0.1 m; reservoir radius 100 m; wellhead flow rate 100 m³/day for 10 hours and 50 m³/day at a later time; the initial pressure in the well and in the reservoir 200 atm; parameter of wellbore storage effect 0 m³/Pa; initial temperature in the reservoir 20 °C; reservoir permeability 100 md; reservoir porosity 0.2; thickness 5 m; pore compressibility 2·10<sup>-10</sup> 1/Pa; rock thermal conductivity 2 W/(m·K); rock heat capacity 800 J/(kg·K); rock density 2200 kg/m³.

**Table 1** – Parameters of the saturating fluid reservoir

Parameter	Water	Oil
Joule-Thomson coefficient, K/Pa	2·10 <sup>-7</sup>	4·10 <sup>-7</sup>
Adiabatic coefficient, K/Pa	3·10 <sup>-8</sup>	1.4·10 <sup>-7</sup>
Heat capacity, J/(kg·K)	4150	2000
Density, kg/m <sup>3</sup>	1000	800
Viscosity, Pa·s	10 <sup>-3</sup>	10 <sup>-2</sup>
Compressibility, 1/Pa	4·10 <sup>-10</sup>	15·10 <sup>-10</sup>
Thermal conductivity, W/(m·K)	0.55	0.14

The thermal conductivity of fluid saturated reservoir was calculated with the Lichtenecker model [15]

$$\lambda = \lambda_{SK}^{1-\phi} \lambda_f^{\phi} \tag{35}$$

The thermal conductivity and the compressibility of reservoir in the analytic model are zero.

Water-saturated reservoir

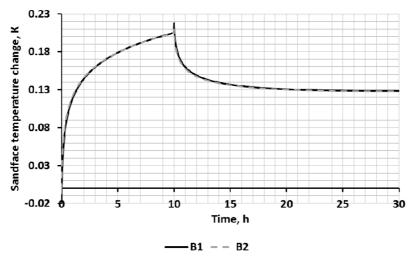


Figure 1 - Sandface temperature changes for water-saturated reservoir: B1 - analytical model, B2 - numerical model

Figure 1 shows that the numerical simulation results and analytical model calculations are practically the same. Slight impact of the compressibility, which lasts less than two hours, appears in the initial period of the production (Figure 2). SD before changes of flow rate 0.0017 K, after changing flow rate SD was 0.0010 K.

Figure 3 shows the results of numerical simulation (considering the thermal conductivity and compressibility) and they are equal by analytical model. The magnitude of the temperature change on the numerical model is slightly higher results of the calculation of the analytical model. This effect for oil saturated reservoir is shown more than in the case of water-saturated reservoir. It is explained by the influence of the compressibility of reservoir, the compressibility of oil is almost four times more than compressibility of water. RMS before changes production rate 0.149 K, and after changing production rate SD was 0.012 K.



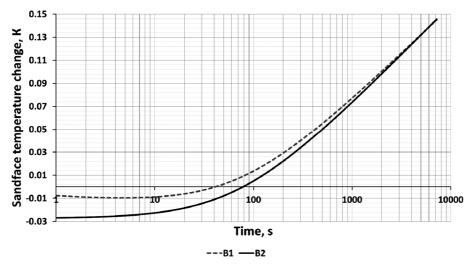
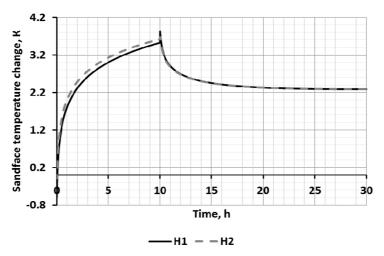


Figure 2 – Sandface temperature changes (T–T<sub>res</sub>) for inflow period from the water-saturated reservoir. Symbols as in Figure 1

Oil-saturate reservoir



**Figure 3** – Sandface temperature changes for the oil-saturated reservoir: H1 – analytical model, the H2 – numerical model

### B) Filtration in homogeneous and heterogeneous reservoir

The temperature in long production wells varies slightly with time and thus to probe the reservoir by temperature changes is difficult. The easiest way to achieve the temperature change – is to change flow rate.

Case with a variable flow rate from homogeneous and heterogeneous reservoir is simulated to test the possibility of obtaining information about the reservoir by temperature.

Simulation parameters: well radius 0.1 m; damage radius near wellbore zone 0.5 m; reservoir radius 10 m; wellhead flow rate 100 m³/day for 10 hours and 50 m³/day at a later time; the initial pressure in the well and reservoir 200 atm; initial temperature in the reservoir 20°C; permeability of damage zone 50 md, permeability of reservoir 100 md; porosity 0.2; thickness 5 m; viscosity of the fluid 1 cPs; Joule-Thomson coefficient 0.02 K/atm; Adiabatic coefficient 0.003 K/atm; rock heat capacity 800 J/(kg·K); water heat capacity 4150 J/(kg·K); rock density 2200 kg/m³; water density 1000 kg/m³.

Figure 4 shows that the temperature decreases after reduction of flow rate. In the case of heterogeneous reservoir the temperature change is greater as the magnitude of draw-down pressure due to a decrease permeability in the near-wellbore zone more than for a homogeneous reservoir. The following algorithm (based on solution (31)) is used to define the boundaries of damage zone:

1. Draw the chart:

$$\left|T(r,t)\right|_{t>tp}-T(r,t_p)$$
 and  $\ln(t-t_p)$ 



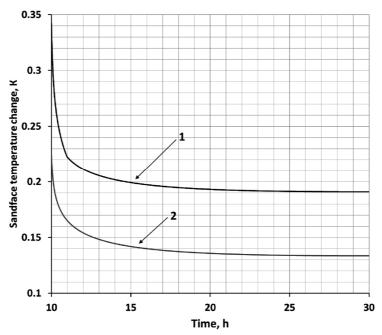
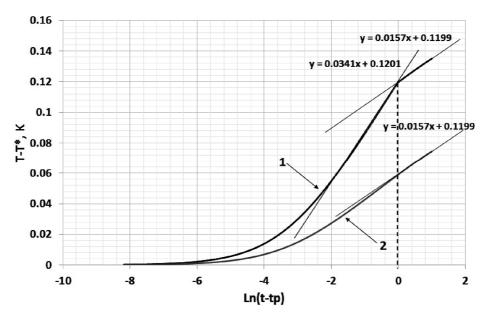


Figure 4 – Sandface temperature change after change flow rate (1 – heterogeneous reservoir, 2 – homogeneous reservoir)

- 2. Select the straight sections on the chart
- 3. Find time, which corresponds to a break in the chart
- 4. According to the formula (32) calculate the damage radius of near wellbore zone.  $\vec{T}$  temperature at the time of changing flow rate,  $\vec{T} = T(t_0)$ .

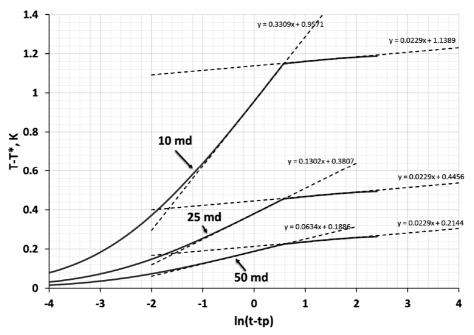


**Figure 5** – Sanface temperature change after change flow rate (1 – heterogeneous reservoir, 2 – homogeneous reservoir)

Time after changing flow rate corresponding to the point of break is 0.96 hours ( $\Delta t_p$ ), and the damage radius of near wellbore zone 0.497 meters. The difference between the specified damage radius and the resulting inverse problem solution is 0.48 %.

One more proof that the unsteady temperature from inflowing fluid after changing flow rate brings information about a damage radius zone is illustrated on Figure 6. As an example of three model curves shows the slope of the curves in a semi-logarithmic coordinates after the break the same and equal to 0.0229 K. This is explain by the same permeability's distant zones – 100 md.





**Figure 6** – Sandface temperature change after changing flow rate (permeability of near wellbore zone 10 md, 25 md, 50 md)

#### **Conclusions**

- 1. Analytical model is developed to describe the non-stationary temperature field during a single-phase fluid filtration in the reservoir with the radial inhomogeneity after changing of flow rate. It is based upon convective heat transfer and barothermal effect.
- 2. Comparison calculations of analytical model with the numerical solution that takes into account thermal conductivity and compressibility showed that the influence of the thermal conductivity and compressibility on the simulation results is negligible.
- 3. As a result of model research it is clear that damage radius of near wellbore can be estimated by the curves of temperature history recorded after flow rate change.

#### This work was supported by Russian Foundation for Basic Research (RFBR) (project 17-45-020193 p\_a)

#### Литература:

- 1. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 238 с.
- 2. Sui W., Zhu D., Hill A.D. & Ehlig Economides C.A. Determining Multilayer Formation Properties from Transient Temperature and Pressure Measurements. Paper SPE 116270 presented at the SPE ATCE, Denver, Colorado, USA, 21–24 September (2008).
- 3. Onur M., Cinar M. Temperature Transient Analysis of Slightly Compressible, Single-Phase Reservoirs. Paper SPE 180074 presented at the SPE ATCE, Vienna, Austria, 30 May 2 June (2016).
- 4. The Use of Simulators for Designing and Interpretation of Well Thermal Survey / A. Ramazanov [etc.] // Abstract Book of 7<sup>th</sup> Saint Petersburg International Conferences & Exhibition «Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences». Saint Petersburg, Russia, 11–14 April, 2016. We P 04.
- 5. Шако В.В., Пименов В.П., Кучук Ф.Д. Способ определения профиля притока флюидов и параметров околоскважинного пространства // Патент России № 2455482. 2012. Бюл. № 19.
- 6. Шако В.В., Пименов В.П., Кучук Ф.Д. Способ определения профиля притока флюидов и параметров околоскважинного пространства // Патент России № 2460878. 2012. Бюл. № 25.
- 7. Шако В.В., Пименов В.П., Тевени Б. Способ определения профиля притока флюидов многопластовых залежей // Патент России № 2474687. 2013. Бюл. № 4.
- 8. Шако В.В., Пименов В.П. Способ определения профиля притока и параметров околоскважинного пространства в многопластовой скважине // Патент России № 2505672. 2014. Бюл. № 3.
- 9. Шако В.В., Пименов В.П., Тевени Б., Сидорова М.В. Способ определения профиля притока флюидов многопластовых залежей в скважине // Патент России № 2531499. 2014. Бюл. № 29.
- 10. Спесивцев П.Е., Шако В.В., Тевени Б. Способ определения параметров забоя и призабойной зоны скважины // Патент России № 2535324. 2014. Бюл. № 34.
- 11. Шако В.В., Пименов В.П., Тевени Б., Сидорова М.В. Способ определения скорости фильтрации пластовых флюидов // Патент России № 2537446. 2015. Бюл. № 1.
- 12. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Нестационарное температурное поле при фильтрации жидкости в неоднородном пласте // Вестник Башкирского университета. 2016. № 1. С. 4–8.

- 13. Исламов Д.Ф., Рамазанов А.Ш. Расчет нестационарного температурного поля при фильтрации жидкости в неоднородном пласте // Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, № 2016615222 по заявке № 2016612351 от 18.03.2016. Зарегистрировано в реестре программ для ЭВМ 18.05.2016.
- 14. Рамазанов А.Ш., Филиппов А.И. Температурные поля при нестационарной фильтрации жидкости // Изв. АН СССР. Механика жидкости и газа. 1983. № 4. С.175–178.
- 15. Lichtenecker K. and Rother K. Die Herkeitung des logarithmischen Mischung-gesetzes aus allgemeinen Prinsipien des stationaren Stroming // Phys. Z. 32. P. 255–260.

#### References:

- 1. Chekalyuk E.B. Termodinamika neftyanogo plasta [Thermodynamics of oil reservoir]. M.: Nedra, 1965. 238 p. [in Russian].
- 2. Sui W., Zhu D., Hill A.D. & Ehlig Economides C.A. Determining Multilayer Formation Properties from Transient Temperature and Pressure Measurements. Paper SPE 116270 presented at the SPE ATCE, Denver, Colorado, USA, 21–24 September (2008).
- 3. Onur M., Cinar M. Temperature Transient Analysis of Slightly Compressible, Single-Phase Reservoirs. Paper SPE 180074 presented at the SPE ATCE, Vienna, Austria, 30 May 2 June (2016).
- 4. The Use of Simulators for Designing and Interpretation of Well Thermal Survey / A. Ramazanov [etc.] // Abstract Book of 7<sup>th</sup> Saint Petersburg International Conferences & Exhibition «Understanding the Harmony of the Earth's Resources through Integration of Geosciences». Saint Petersburg, Russia, 11–14 April, 2016. We P 04.
- 5. Shako V.V., Pimenov V.P., Kuchuk F.D. Sposob opredeleniya profilya pritoka flyuidov i parametrov okolos-kvazhinnogo prostranstva [Method of determination of fluid-movement profile and parameters of near-wellbore] // Pat. RF № 2455482. 2012. Bull. № 19. 13 p. [in Russian].
- 6. Shako V.V., Pimenov V.P., Kuchuk F.D. Šposob opredeleniya profilya pritoka flyuidov i parametrov okolos-kvazhinnogo prostranstva [Method for determining profile of fluid influx and parameters of borehole environment] // Pat. RF. − № 2460878. − 2012. − Bull. № 25. − 11 p. [in Russian].
- 7. Shako V.V., Pimenov V.P., Teveni B. Sposob opredeleniya profilya pritoka flyuidov mnogoplastovyh zalezhej [Method for determining profile of fluid influx of multiformation deposits] // Pat. RF. № 2474687. 2013. Bull. № 4. 18 p. [in Russian].
- 8. Shako V.V., Pimenov V.P. Sposob opredeleniya profilya pritoka i parametrov okoloskvazhinnogo prostranstva v mnogoplastovoj skvazhine [Method for determining of influx profile and borehole environment parameters in multilay well] // Pat. RF. № 2505672. 2014. Bull. № 3. 12 p. [in Russian].
- 9. Shako V.V., Pimenov V.P., Teveni B., Sidorova M.V. Sposob opredeleniya profilya pritoka flyuidov mnogoplastovyh zalezhej v skvazhine [Method for determining fluid movement profile of stacked pools in well] // Pat. RF. № 2531499. 2014. Bull. № 29. 21 p. [in Russian].
- 10. Spesivtsev P.E., Shako V.V., Teveni B. Sposob opredeleniya parametrov zaboya i prizabojnoj zony skvazhiny [Method for determining of parameters for well bottomhole and bottomhole area] // Pat. RF. − № 2535324. − 2014. − Bull. № 34. − 13 p. [in Russian].
- 11. Shako V.V., Pimenov V.P., Teveni B., Sidorova M.V. Sposob opredeleniya skorosti filtracii plastovyh flyuidov [Method for determination of filtration rate of formation fluids] // Pat. RF. − № 2537446. − 2015. − Bull. № 1. − 11 p. [in Russian].
- 12. Islamov D.F., Ramazanov A.Sh. Nestacionarnoe temperaturnoe pole pri fil'tracii zhidkosti v neodnorodnom plaste [Non-stationary temperature field for fluid flow in heterogeneous reservoir] // Vestnik Bashkirskogo universiteta. Bullet of Bashkir University, 2016. № 1. P. 4–8. [in Russian].
- 13. Islamov D.F., Ramazanov A.Sh. Raschet nestacionarnogo temperaturnogo polya pri fil'tracii zhidkosti v neodnorodnom plaste [Calculation of nonstationary temperature fields in the liquid filtration in a heterogeneous reservoir]. − Certificate of state registration of computer programs № 2016615222, 2016. [in Russian].
- 14. Ramazanov A.Sh., Filippov A.I. Temperaturnye polya pri nestacionarnoj fil'tracii zhidkosti [Temperature field in non-stationary filtration.] // Izvestiya AN SSSR. Mekhanika Zhidkosti i Gaza. − 1983. − № 4. − P.175–178. [in Russian].
- 15. Lichtenecker K. and Rother K. Die Herkeitung des logarithmischen Mischung-gesetzes aus allgemeinen Prinsipien des stationaren Stroming // Phys. Z. 32. P. 255–260.

УДК 550.38

## ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТ ДАЩЛАРЫ И АНАЛИЗ ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ГЛУБИНЫ ИХ ЗАЛЕГАНИЯ

## THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE NEFT DASHLARI DEPOSIT AND THE ANALYSIS OF THE REGULARITY OF THE CHANGE IN THE RESERVOIR PROPERTIES OF THE PRODUCTIVE FLOOR ROCKS, DEPENDING ON THE DEPTH OF THEIR OCCURRENCE

#### Султанов Латиф Агамирза оглы

научный сотрудник лаборатории «Физические свойства горных пород месторождений полезных ископаемых». Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности latif.sultan@mail.ru

#### Нариманов Нариман Рустам оглы

кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры геологии нефти и газа, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности n.narimanov@asoiu.edu.az

#### Самед-заде Афет Ахмед кызы

докторант кафедры геологии нефти и газа, Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности s.afet@mail.ru

Аннотация. На месторождении Нефт Дашлары с целью изучения литолого-петрографических и коллекторских свойств глубокозалегающих пластов, а также закономерностей их изменения с глубиной, были определены карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и скорости распространения продольных сейсмических волн по образцам, отобранным из поисково-разведочных скважин. Были установлены минимальные, средние и максимальные пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость коллекторских свойств и других физических факторов от глубины залегания последних.

Анализируя результаты данных исследований можно прогнозировать, нефтегазоносность глубокозалегающих слоев наряду с уже эксплуатируемыми.

Ключевые слова: породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурения, геофизика, нефтегазонкопления.

#### Sultanov Latif A.

Scientist of laboratory «Physical characteristics of rocks of mineral fields», Azerbaijan State University of Oil and Industry latif.sultan@mail.ru

#### Narimanov Nariman R.

Docent, Department of «Geology of oil and gas», Azerbaijan State University of Oil and Industry n.narimanov@asoiu.edu.az

#### Samadzadeh Afet A.

Phd student of the department of «Oil and Gas Geology», Azerbaijan State Oil and Industry University s.afet@mail.ru

Annotation. In the field Neft Dashlary for determining lithological-petrographic reservoir properties of deep layers, as well as patterns of changes in area were defined carbonate, porosity, permeability, density, grading and speed of dissemination of longitudinal seismic waves on the samples selected from exploratory wells. The minimum and average, maximum limits of physical properties of rocks were established. The dependence of reservoir properties and other physical factors on the depth of occurrence of the latter is considered. Analyzing the results of these studies, it is possible to predict the oil and gas content of deep-lying layers along with those already exploited.

Keywords: deposits, suit, porosity, deep, well, density, petrophysics, gorizont, , drilling, geophysics, oil and gas accumulatios.

связи с изучением нефтегазоносности глубокозалегающих толщ осадочного чехла Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) в Азербайджане в значительном объеме были проведены геологоразведочные и геофизические работы. Были подготовлены научные критерии, которые могут послужить основанием для будущих геологических исследований. Было отмечено, что основные залежи нефти и газа в регионе связаны с Южно-Каспийской и Куринской впадинами, которые подвергались интенсивному погружению в течение мезо-кайнозойского времени.

Несмотря на высокую перспективность центральной части ЮКВ, ее глубокозалегающих толщ, проблемы связанные с извлечением из них нефти и газа еще не разрешены окончательно.

Локальные поднятия отдельных структурных элементов ЮКВ развивались в основном при активности одних и тех же механизмов складкообразования, и их подавляющая часть является структурами нагнетания. К таковым относятся локальные поднятия всей приосевой антиклинальной зоны Абшероно-Прибалханского структурного мегаседла, к которой приурочено и поднятие Нефт Дашлары (рис. 1). Данная антиклинальная зона берет свое начало на северо-западе от поднятия Гошадаш и далее через структуры Пираллахи – Гюргян-дениз – Дарвин кюпеси – Хали – Нефт Дашлары – Азери и т.д. простирается на восток до поднятия Челекен-море. Развиваясь в условиях Абшероно-Прибалханской неклассической (остаточной) субдукции. Характерной особенностью структур этой антиклинальной зоны является их формирование механизмами продольного и поперечного изгибов с доминированием первого.

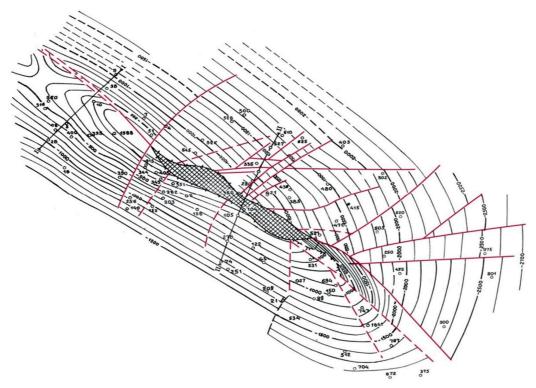


Рисунок 1 – Месторождение Нефт Дашлары. Структурная карта по кровле кирмакинской свиты ПТ

Вследствие этого большинство из них является линейными и удлиненными брахискладками осложненными грязевулканизмом. В районе Абшеронского архипелага на ряде площадей были осуществлены петрофизические исследования. Их целью было получение подробной информации о породах-коллекторах, их литолого-петрофизических особенностях, уточнение углеводородных ресурсов и на основе полученных результатов определение дальнейших направлений поисково-разведочных работ.

С этой целью были исследованы геолого-геофизические и физические характеристики пород, которые влияли на коллекторский потенциал мезокайнозойских отложений содержащих нефтяные, газовые и газоконденсатные скопления в ЮКВ. Такие работы были осуществлены и на месторождении Нефт Дашлары Северо-Абшеронского архипелага.

Складка Нефт Дашлары асимметрична по простиранию и вкрест него. Ее северо-западная периклиналь укорочена, углы падения здесь составляют 33–45°, юго-восточная периклиналь имеет удлиненную форму, слои залегают под углом 22–29°. Свод складки смещен в сторону северо-западной периклинали к юго-востоку от продольного тектонического нарушения (рис. 1, 2) и глубоко размыт. В результате отложения кирмакинской свиты, залегающие в ядре складки, обнажаются на поверхности морского дна [1, 2].

Свод поднятия осложнен крупным продольным разрывом, который по существу является широкой зоной интенсивной дизъюнктивной дислокации, сложенной сильно перемятыми брекчиевидными отложениями олигоцен-миоценового возраста. В целом складка осложнена двумя продольными и большим числом поперечных разрывов (рис. 1). В ее юго-восточной части, на пересечении разрывных нарушений располагается грязевой вулкан. Здесь на дне моря имеются многочисленные грифоны, непрерывно выделяющие нефть и газ [1].

Юго-западное крыло складки более крутое с углами падения в основном в 35–40°, а северовосточное относительно пологое. Здесь слои залегают под углом 27–30°. Однако на северовосточном крыле, ближе к юго-восточной периклинали углы падения пластов составляют 45–50°. На некоторых участках, в приосевой полосе северо-восточного крыла, в тектоническом блоке между осепродольными разрывами, углы падения пластов достигают 72° (рис. 2).

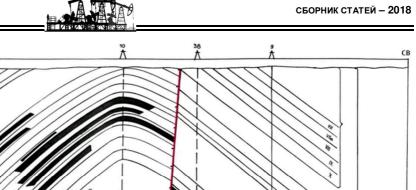


Рисунок 2 – Поперечный геологический профиль через месторождение Нефт Дашлары. Свиты ПТ: КаС – калинская свита; ПК – подкирмакинская свита; КС – кирмакинская свита; НКП – надкирмакинская песчанистая свита; КС-1 – первый, КС-2 – второй горизонты кирмакинской свиты

Сейсморазведкой было установлено, что в пределах юго-восточной периклинали шарнир складки разветвляется, и она с севера кулисообразно сочленяется со структурой Гюнешли через неглубокую седловину, а с юга - с поднятием Нефт Дашлары-2. На северо-западе она отделяется от складки Палчыг Пильпиляси слабо выраженной седловиной.

-1500

Осадочный разрез месторождения Нефт Дашлары изучен от коунской свиты до четвертичных отложений включительно.

Глубокой поисково-разведочной скважиной были вскрыты и изучены отложения коунской, майкопской серией, среднего, верхнего миоцена и плиоцена. Максимальная толщина этих отложений составляют 4650 м.

Майкопская серия вскрыта скважиной, в сводовой части складки, она состоит из песков и глин с прослойками вулканического пепла и растительных остатков.

В разрезе Продуктивной толщи был выявлен целый ряд нефтеносных горизонтов. Калинская подошвенная свита ПТ представлена алевролитами и глинистыми отложениями с прослойками мелкозернистых песков и песчаников. Пески кварцевые, средне-мелкозернистые, глины слабопесчанистые и слабокарбонатные. Состав и мощность песчаных горизонтов и глинистых прослоев, разделяющих их, по площади нестабильны. Песчанистость разреза от подошвы к кровле свиты и от крыльев к своду складки увеличивается до 70 %. Свита делится на 4 нефтегазоносных горизонта. В нижнем горизонте в ряде блоков выделяется еще 4 подгоризонта [2].

Для определения запасов эксплуатационного объекта по площади необходим анализ накопленного геолого-геофизического, промыслового материалов и комплексное использование их результатов. По материалам каждой скважины интерпретируются и определяются значения таких параметров, как эффективная мощность, пористость, нефтенасыщенность. Использованная методика реализуется по программе алгоритмов [3-4].

Известно, что поиски и разведка месторождений нефти и газа, их разработка и оценка потенциала нефтегазоносности коллекторов зависит от петрофизических характеристик отложений, составляющих разрез площади.

Для определения физиических и коллекторских свойств, а также их изменения с глубиной на площади Нефт Дашлары были составлены таблица и графики, отражающие петрофизические характеристики пород (табл. 1, рис. 3) [5, 6].

**Таблица 1** — Пределы изменения, средние значения физических свойств и степень проницаемости осадочных пород ПТ месторождения Нефт Дашлары

Интервалы глубин, м	Литология	Карбонат- ность, % <u>мин. – мах.</u> <i>ср</i>	Плотность	Скорость распрост. упругих волн, V, м/с мин. – мах. ср	Пористость % мин. – мах. ср	Проницае- мость 10 <sup>-15</sup> мкм <sup>2</sup> мин. – мах. ср	Степень прони- цаемо- сти
430–480	песчанно-глинистые алевролиты	$\frac{8,3-12,8}{9,7}$	2,42 – 2,50 2,45	<u>2200 – 2600</u> 2400	11,6 – 20,1 16,3	28,5 – 79,4 59,7	хорошая
480–600	алевритовые глины	4,9 – 26,8 19,14	2,36 – 2.56 2,50	2000 – 3100 2650	12,4 – 17,0 11,0	$\frac{2,6-8,1}{5,35}$	очень слабая
640–690	глинисто-песчаные алевролиты	5,8 – 12,4 7,53	1,6 - 2,34 2,20	1700 – 2400 1980	11,0 – 33,6 16,92	0,1 – 95,7 40,68	хорошая
690–930	глинисто-песчаные алевролиты	8,9 – 9,9 9,37	2,01 – 2,10 2,05	2400 – 2600 2500	19,5 - 22,9 21,4	<u>0,1-95,7</u> 2,20	очень слабая
930–940	песчанно-глинистые алевролиты	8,2 - 9,4 8,8	2,01 – 2,47 2,37	2300 – 3200 3000	9,9 – 25,7 15,5	$\frac{1-3,5}{2,3}$	очень слабая
940–1130	глинистые алевролиты	4,5 – 6,0 5,27	2,37 – 2,67 2,56	2500 – 3000 2800	6,0 – 16,0 9,57	214, 9	высокая
1130–1400	глинисто-песчаные алевролиты	23,4 - 25,8 24,60	2,38 – 2,53 2,44	2100 – 3200 2580	9,7 – 11,1 10,40	2,25 - 6,23 4,24	очень слабая
1500–1550	глинистые алевролиты	3,0 – 11,0 7,0	2,40 – 2,47 2,44	2300 – 2400 2350	12,6 – 14,9 13,75	<u>0,6 – 2,0</u> 1,3	отсут- ствует
1600-2050	глинистые алевролиты	3,8 – 15,7 11,8	2,47 – 2,56 2,51	3500 – 3600 3550	7,6 – 10,8 9,02	56,9	хорошая
2050–2200	песчанно-глинистые алевролиты	<del>4,1-14,6</del> 9,79	2,36 – 2,43 2,40	3150	13,6 – 17,9 14,8	12,5	средняя
2200–2500	глинистые алевролиты	3,8 – 15,7 11,8	2,47 – 2,56 2,51	3500 – 3600 3550	7,6 – 10,8 9,02	56,9	хорошая
2550–3550	глинистые алевролиты	$\frac{7,8-8,7}{8,1}$	2,43 – 2,60 2,56	3600	8,5 – 10,0 9,9	66,9	хорошая
3550-4600	глинисто-песчаные алевролиты	2,8 – 10,8 6,8	2,58 – 2,64 2,61	4000	5,3 – 14,2 9,57	60,5	хорошая

Примечание: В числителе минимальные и максимальные значения, в знаменателе – средние значения.

Месторождение характеризуется пластовым, литологическим и тектоническим типами ловушек и содержит 26 нефтеносных объектов, приуроченных к свитам и горизонтам ПТ. Подстилающие ПТ отложения (коунская свита-понтический ярус) с точки зрения их нефтегазоносности представляют интерес по данным более 25 скважин.

В нефтеносных объектах скопления газа встречаются в растворенном виде. Однако, в некоторых случаях отмечается его самостоятельный выход. Нефтеносность калинской свиты была установлена во всех тектонических блоках структуры.

Как следует из таблицы 1 и графиков (рис. 3) в глубинном интервале 430—480 м породы представлены песчано-глинистыми алевролитами с карбонатностью в 9, 7 %, пористостью 16, 3 % и проницаемостью  $59.7 \cdot 10^{-15}$  мкм². Очевидно низкий процент карбонатности и наличие определенного количества открытых пор способствовали образованию или сохранению хорошей проницаемости при средней плотности пород (2,45) и скорости сейсмических волн в 2400 м/сек.

Интервал глубин 480-600 м сложен алевритовыми глинами с карбонатностью 19,14 %. В данном случае глинистый состав и относительно высокая карбонатность пород со средней плотностью (2,50) и скоростью сейсмических волн в 2550 м характеризуется очень слабой проницаемостью составляющей  $5,35\cdot 10^{-15}$  мкм² (табл. 1 и рис. 3). При глинистом составе повышение карбонатности вероятно способствовало образованию трещин, т.е. вторичной пористости, ставшей основной причиной возникновения незначительной.

На глубинах 640–690 м залегают глинисто-песчаные алевролиты. Очевидено глины частично замещены песками, карбонатность упала до 7,53 %, а пористость повысилась до 16,92 % , соответственно улучшилась и проницаемость достигнув  $40,68 \cdot 10^{-15}$  мкм² при плотности 2,20 и скорости сейсмических волн



Интервал глубины, м.	Литология	Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, 10 <sup>-15</sup> м <sup>2</sup>	Плотность, $\sigma$ , г/см <sup>3</sup> ,	Скорость распрост. упругих волн, V, м/с
430–480	песчанно- глинистые алевролиты	0 10 20 30	0 10 20 30	0 100 200 300	2 2.3 2.6 2.9	1800 3000 4200
480–600	алевритовые глины	9 7	<b>16.3</b>	59.7		†
640–690	глинисто- песчаные алевролиты			{		}
690–930	глинисто- песчаные алевролиты	7.53	16.92	40.68		
930–940	песчанно- глинистые алевролиты	]   }	}		$ \langle          $	
940–1130	глинистые алевролиты	]   ]				
1130–1400	глинисто- песчаные алевролиты					
1500–1550	глинистые алевролиты	5.27	9.57	214.9	]	
1600–2050	алевролиты					
2050–2200	песчанно- глинистые алевролиты					
2200–2500	алевролиты	$\rfloor \mid \backslash \mid \vert$		$  \setminus   \cdot  $		
2550–3550	глинистые алевролиты	11.8	9.02	56.9		
3550–4600	глинисто- песчаные алевролиты	8.1 6.8	• 9.02 • 9.9 • 9.57	\$66.9 \$60.5		

**Рисунок 3** – Графики изменения средних значений физических параметров осадочных пород ПТ месторождения Нефт Дашлары

в 1980 м/с. Относительно низкие плотность и скорость сейсмических волн, а также хорошая проницаемость по-видимому указывают на наличие в данных породах первичной открытой пористости. Интервал глубин 690—930 м выражен глинисто-песчаными алевролитами с карбонатностью в 9, 37 % и пористотью 21,4 %. Однако при этом проницаемость фактически исчезла  $(2,20\cdot10^{-15}~{\rm мкм}^2)$ , понизилась и плотность (2,05) хотя существенно возросла  $(2500~{\rm м/сек})$  скорость сейсмических волн (табл. 1). Очевидно повышение пористости касается их субкапиллярной при закрытой разновидности, которые не способствуют повышению проницаемости пород.

На глубинах 930-940 м залегают песчано-глинистые алевролиты с карбонатностью до 8,8 % и пористостью до 15,5 %, плотностью 2,37 и с относительно высокой скоростью сейсмических волн, составляющей 3000 м/с. Как и в предыдущем случае, несмотря на достаточную пористость породы практически лишены проницаемости  $(2,3\cdot10^{-15}\ \text{мкм}^2)$  по-видимому с развитием в основном субкапиллярной пористости.

Следующий интервал глубин 940–1130 м состоит из глинистых алевролитов с низкой карбонатностью (5,27 %) и невысокой пористостью в (9,57 %). Плотность относительно высокая (2,56), а ско-

рость сейсмических волн составляет 2800 м/сек. При этом проницаемость пород составляет  $214,9 \cdot 10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>, что может быть связана с относительно хорошим развитием суперкапилярной пористости, или с появлением ее вторичной разновидности.

Глинисто-песчаные алевролиты слагают интервал глубин 1130-1400 м с карбонатностью 24,6 %, пористостью 10,4 %, плотностью 2,44 и скоростью сейсмических волн 2530 м/сек. При достаточной пористости очень слабая проницаемость  $(4,24\cdot10^{-15} \text{ мкм}^2)$  может быть связана с высокой карбонатностью и по-видимому с развитием в основном закрытой или субкапиллярной пористости.

Интервал глубин 1500—1550 м представлен глинистыми алевролитами с карбонатностью 7,0 %, пористость 13,75 %, а плотность и скорость сейсмических волн такая же как в предыдущем интервале. В данном случае практически отсутствие проницаемости  $(1,3\cdot10^{-15} \text{ мкм}^2)$  свидетельствует о том, что существующая пористость является субкапиллярной или закрытой.

Породы глубинного интервала 1600-2050 м являются глинистыми алевролитами с карбонатностью 11,8 и пористостью 9,02 %, при плотности 2,51 и скорости сейсмических волн в 3550 м/сек. Их проницаемость составляет  $56,9\cdot10^{-15}$  мкм<sup>2</sup>. Хороший показатель проницаемости может быть связан с развитием первичных или вторичных сверхкапиллярных открытых пор.

Интервал глубин 2050–2200 м представлен песчано-глинистыми алевролитами с карбонатностью в 9,79 % и пористостью 14,8 % (табл. 1 и рис. 3). При плотности 2,40 и скорости сейсмических волн в 3150 м/сек, эти породы обладают проницаемостью в  $12,5\cdot 10^{-15}$  мкм², что указывает на средний ее уровень связанный с присутствием определенного количества сверхкапиллярной открытой пористости в породах.

На глубинах 2200–2500 м залегают глинистые алевролиты с карбонатностью в 11,8 % и пористостью в 9,02 %. Эти породы при плотности 2,51 и скорости сейсмических волн в 3550 м/сек имеют хорошую проницаемость  $(56,9\cdot10^{-15}\,\mathrm{mkm}^2)$ , что свидетельствует о присутствии в них достаточного количества открытых сверхкапиллярных пор.

Интервал глубин 2550—3550 м сложен глинистыми алевролитами с карбонатностью 8,1 %, пористостью 9,9 %, плотностью 2,56, скоростью сейсмических волн в 3600 м/сек, обладают хорошей проницаемостью в  $66,9\cdot10^{-15}$  мкм² (табл. 1 и рис. 3), которая может быть связана, как и в предыдущих случаях, с присутствием в них открытых капиллярных и сверхкапиллярных пор.

На глубинах 3550—4600 м породы представлены глинисто-песчаными алевролитами карбонатностью в 6,8 %, пористостью 9,57 % при плотности 2,61 и скорости сейсмических волн в 4000 м/сек. С такой петрофизической характеристикой их проницаемость составляет  $60,5\cdot 10^{-15}$  мкм², что очевидно связано с наличием открытой капиллярной и сверхкапиллярной пористости.

Представленный анализ влияния физических параметров пород на их проницаемость позволяет заключить, что основное влияние на проницаемость оказывают литофациальный состав, степень отсортированности, величина карбонатности и тип пористости. Однако, повышенная карбонатность пород может стимулировать появление в них трещиноватости при возникновении как жестких термобарических условиях, так и динамических напряжений, а также и кавернозных пустот выщелачивания в случае циркуляции вод в образовавшихся трещинах. Эти процессы положительно влияют на проницаемость высококарбонатных пород.

Плотность среды и скорость сейсмических волн являются косвенными показателями проницаемости, находясь в обратной зависимости с ней и в прямой между собой.

Все сказанное можно наблюдать и на графиках (рис. 3), на которых относительно более четко прослеживается зависимость между карбонатностью и проницаемостью, чем между пористостью и проницаемостью.

На площади Нефт Дашлары вскрытая четырьмя скважинами максимальная мощность ПТ составляет 4600 м. На отдельных участках месторождения глубокими разведочными скважинами, на больших глубинах, были вскрыты некоторые горизонты ПТ. Плотность глинистых пород здесь составляет 2,20–2,48 г/см³, пористость 8,3–17 % (в некоторых случаях достигает до 25 %), распространение ультразвуковых волн 2150–2200 м/сек. Плотность алевролитов составляют 2,13–2,60 г/см³, пористость варьирует между 15–28 %, распространение ультразвуковых волн колеблется между 1300–2200 м/сек. Плотность песчаников изменяется от 2,00 до 2,50 г/см³, пористость изменяется между 7,2–22,0 %. Во всех породах в зависимости от литологического состава, распространение ультразвуковых волн изменяется в пределах 850–2800 м/сек. Карбонатные глины ПТ подвергались изменению и их физические свойства характеризуются следующими величинами: плотность 2,02–2,59 г/см³, пористость 8,5–30 % и скорость распространения ультразвуковых волн 2100–3500 м/сек.

При изучении гранулометрического состава пород слагающих свиты ПТ площади Нефт Дашлары установлено, что диаметр зерен изменяется в основном от 0,1 до 0,01 мм. Это свидетельствует о том, что в разрезе превалирует алевритовая фация, относительно других терригенных разностей.

Как было отмечено, месторождение Нефт Дашлары многоэтажное. Для выяснения коллекторских свойств отложений с глубиной, нами были корреляционно проанализированы пределы изменений физических параметров.

Проведенные исследования дают возможность предположить, что изменения физических характеристик пород связаны не только с литологической неоднородностью пород, карбонатностью, но и с тектонической активностью среды. В результате установлены закономерности изменения коэффициентов пористости и проницаемости.

Из таблицы 1, построенных графиков (рис. 3) и их анализа видно, что коллекторские свойства пород в пределах рассматриваемых глубин изменяются от непроницаемых до высокопроницаемых независимо от глубины их залегания, что дает основание прогнозировать наличие коллекторов на относительно больших глубинах. В некоторых же случаях в связи с петрофизическими изменениями нарушаются отдельные закономерности. Это видно из графиков изменения пределов значений коллекторских характеристик пород (рис. 3).

Нами были проанализированы также пределы изменения пористости и проницаемости пород по отдельным площадям на основе их петрофизических характеристик (рис. 4) [7–9], указывающее на отсутствие прямой зависимости между общей пористостью и проницаемостью пород.

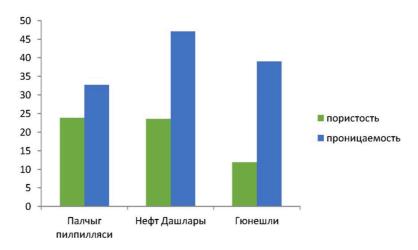


Рисунок 4 — Характер изменения средних значений пористости и проницаемости по площадям Палчыг Пильпиляси, Нефт Дашлары и Гюнешли

Обработка и интерпретация петрофизических и промыслово-геофизических материалов по месторождению Нефт Дашлары позволили установить, что некоторые горизонты ПТ с точки зрения их нефтегазоносности являются более перспективными.

Проведенный анализ литолого-петрографических свойств отложений месторождения Нефт Дашлары и их коллекторских свойств по керновому материалу, позволяет заключить, что изменение коллекторских свойств пород с глубиной явление многофункциональное. При определенных термобарических и геодинамических условиях породы, в особенности с повышенной карбонатностью, могут приобрести или улучшить свои коллекторские свойства за счет формирования в них вторичной пористости. Полученный результат дает основание прогнозировать нефтегазоносность глубокозалегающих слоев.

Из приведенного анализа петрофизических характеристик пород разреза ПТ можно сделать следующие выводы:

- 1. Изменение в широком диапазоне коллекторских свойств пород на площади Нефт Дашлары связано в основном с условиями литогенеза, с неодноростью литологического состава осадочных комплексов, глубинами залегания пород, с тектонической активностью региона.
- 2. Скорость распространения ультразвуковых волн возрастает с увеличением плотности пород и уменьшение их скорости с улучшением коллекторских свойств пород.
- 3. Карбонатность и коллекторские свойства пород находятся в обратной зависимости, однако при относительно жестких термобарических и динамических условиях породы с высокой карбонатностью и глинистостью могут приобрести или улучшить свои коллекторские свойства за счет формирования в них вторичной пористости.
- 4. Проведенные петрофизические исследования свидетельствуют об отсутствии прямой функциональной зависимости между коллекторскими свойствами пород и глубиной их залегания.
- 5. При прогнозировании нефтегазоносности в глубокозалегающих толщах, наряду с разведочно-геофизическими методами, целесообразно учитывать также результаты анализа фильтрационно-объемных характеристик пород и характер изменения скорости распространения сейсмических волн.

#### Литература:

- 1. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана / А.А. Али-заде [и др.]. Изд. : Недра, 1966. С. 390.
- 2. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане // Azərbaycan Neft Təsərrüfatı. 2013. № 7–8. С. 3–13.
- 3. Бабазаде Б.Х., Путкарадзе Л.А. О поисках залежей газа и нефти в прибрежной морской зоне Апшеронского полуострова и Бакинского архипелага // Геология нефти и газа. 1961. № 10.
- 4. Али-Заде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. Баку : Элм, 1985. 250 с.
- 5. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Аббасова Г.Г. Литолого-петрографические и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района // Геофизические новости Азербайджана. 2014. № 3–4. С. 10–13.
- 6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых / Под ред. Н.Б. Дортман. М. : Недра, 1976. С. 527.
- 7. Составление каталога коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики 105-2009. Фонды Управления Геофизики и Геологии. Баку 2010.
- 8. Мехтиев У.Ш., Хеиров М.Б. Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород калинской и подкирмакинской свит Апшеронской нефтегазоносной области Азербайджана. Баку, 2007. Ч. 1. С. 238.
- 9. Литолого-петрографические и коллекторские характеристики мезокайнозойских отложений северозападной части Южно-Каспийской впадины. г. Перимь, Россия / В.Ш. Гурбанов [и др.] // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 5–15.

#### References:

- 1. Geology of oil and gas fields of Azerbaijan / A.A. Ali-Zade [etc.]. Prod.: Nedra, 1966. P. 390.
- 2. Yusifzade H.B. Use of modern technologies in the field of exploration and production of oil and gas fields in Azerbaijan // Azerbaycan Neft Teserrüfat ı. 2013. № 7–8. P. 3–13.
- 3. Babazade B.H., Putkaradze L.A. About search of deposits of gas and oil in a coastal sea zone of Absheron and the Baku archipelago // Geology of oil and gas. − 1961. − № 10.
- 4. Ali-Zade A.A., Salayev S.G., Aliyev A.I. Scientific assessment of prospects of oil-and-gas content of Azerbaijan and the Southern Caspian Sea and direction of exploration. Baku: Elm, 1985. 250 p.
- 5. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Abbasova G.G. Litologo-petrografichesky and collection properties of mesocainozoic deposits of the Caspian and Gubinsky oil-and-gas area // Geophysical news of Azerbaijan. − 2014. − № 3–4. − P. 10–13.
- 6. Physical properties of rocks and minerals / Under the editorship of N.B. Dortman. M.: Nedra, 1976. P. 527.
- 7. Drawing up the catalog of collection properties of Mesocainozoic deposits of fields of oil-gas and perspective structures of Azerbaijan the report of Research institute of Geophysics 105-2009. Funds of Management of Geophysics and Geology. Baku 2010.
- 8. Mekhtiyev U.Sh., Heirov M.B. Litologo-petrografichesky features and collection properties of breeds of kalinsky and podkirmakinsky suites of the Apsheron oil-and-gas region of Azerbaijan. Baku, 2007. Part. 1. P. 238.
- 9. Litologo-petrografichesky and collection characteristics of mesocainozoic deposits of a northwest part of the Southern Caspian hollow. Perim, Russia / V.Sh. Gurbanov [etc.] // PNIPU Bulletin. Geology. Oil and gas and mining. − 2015. − № 17. − P. 5–15.

УДК 622.276.1/4.553.982.04(476.2)

# ВЛИЯНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ В НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖАХ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

# THE INFLUENCE OF THE CHANGE IN THE STRESS-STRAIN STATE OF THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT IN THE OIL DEPOSITS OF THE PRIPYAT TROUGH ON THE COEFFICIENT OF OIL DISPLACEMENT BY WATER

#### Тишков Андрей Александрович

инженер-технолог службы модельных исследований, магистр геол.-мин. наук, Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти a.tishkov1@beloil.by

**Аннотация.** В работе рассматривается связь деформационных процессов, проявляющихся при снижении пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба с коэффициентом вытеснения нефти водой. В основе исследований лежит анализ результатов динамических керновых исследований, проводимых институтом БелНИПИнефть в условиях снижения пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба.

**Ключевые слова:** керновый материал, коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, проницаемость, давление, фильтрация, коэффициент вытеснения.

#### Tishkov Andrei Alexandrovich

Production Engineer of the Model study service, Master of geological-mineralogical sciences.

Belarusian Scientific-Research and Design Institute of Oil a.tishkov1@beloil.by

Annotation. The paper considers the relation of deformation processes developed when the reservoir pressure in the oil deposits of the Pripyat Trough decreases with the coefficient of oil displacement by water. The research is based on the analysis of the results of dynamic core studies conducted by Belarusian Research and Design Institute of Oil BelNIPIneft in conditions of the reservoir pressure decrease in the oil deposits of the Pripyat Trough.

**Keywords:** core material, the collector, fluid properties, permeability, pressure, filtration, displacement factor.

апряженно-деформированное состояние пород-коллекторов в условиях их разработки определяется разностью величин горного (литостатического) и пластового (порового) давлений, т.е. эффективным давлением. Выработка запасов углеводородов, сопровождается падением пластового давления, при этом при неизменной нагрузке вышележащих пород эффективное давление увеличивается, что приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и, как следствие — снижению продуктивности скважин [1]. Такое представление поведения породыколлектора под действием усиливающихся эффективных напряжений, наряду с желанием избежать разгазирования нефти лежит в основе распространенного мнения о необходимости максимально долго поддерживать высоким пластовое давление в залежи путем закачки в нее воды, порой даже отличной по составу и свойствам от собственно пластовой воды.

В 2015–2016 гг. в институте БелНИПИнефть проводились экспериментальные исследования в условиях максимально приближенным к пластовым по оценке влияния изменения коллекторских свойств пород на коэффициент вытеснения нефти водой.

Экспериментальные работы проводились на установке Autoflood-700 компании «Vinci Technologies SA (Франция). В качестве моделей пластовых флюидов использовались: дегазированная безводная устьевая проба нефти с исследуемого объекта, доведенная до вязкости пластовой нефти добавлением растворителя, пластовая вода из добывающих скважин исследуемого объекта. Исследования проводились на составных моделях пласта, представленных образцами кернового материала с известной длинной и площадью поперечного сечения. Диаметр образцов керна составлял 30 мм.

В таблице 1 указана характеристика керновых моделей пласта

#### Методика проведения исследований:

- 1. Компоновка кернового материала насыщенного пластовой водой в манжете кернодержателя.
- 2. Прокачка пластовой воды при пластовом давлении и температуре исследований (без создания горного давления) до стабилизации значения перепада давления.
- 3. Остановка фильтрации, выжидание полного прекращения фильтрации воды, моделирование горного давления с замером объема вытесненной в результате действия деформационных процессов воды.
- 4. Последовательная прокачка (при созданных горном и поровом давлениях) пластовой воды, керосина и нефти до стабилизации основных фильтрационных параметров (прекращение выхода вытесняемого флюида со стабилизацией значений перепада давления)



**Таблица 1** – Характеристика керновых моделей пласта

	Месторождение, залежь								
Характеристика	B-	B-	B-	B-	3-	3-	Сла-	Сла-	Котель-
моделей керна	Дроздов-	Дроздов-	Дроздов-	Дроздов-	Алексан-	Алексан-	вань-	вань-	ников-
	ское,	ское,	ское,	ское,		дровское,	ское,	ское,	ское,
	D₃ln	D₃sr	D₃sm	D₃vr	D₃vr	D₃ptr	D₃ptr-zd	D₃or	D₃vr
Литология	песчаник	доломит	доломит	доломит	извест- няк	извест- няк	извест- няк	доломит	извест- няк
Структура емкост- ного пространства	П-Т*	т-п**	П-К-Т***	п-т	п-т	п-т	п-т	п-т	П-К****
Длина, см	14,75	15,43	16,06	18,11	16,74	16,75	23,5	14,86	14,84
Площадь, см²	6,871	6,901	6,933	6,971	6,957	6,91	6,761	6,78	6,8
Абсолютная проницаемость по газу, 1 · 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	256,1	2,669	13,79	11,936	10,725	3,117	4,126	12,422	40,28
Открытая емкость, %	17,31	6,38	9,2	10,37	8,79	8,13	6,03	9,01	7,0
Объем пор, см <sup>3</sup>	17,55	6,812	10,22	12,3	10,27	9,4	9,58	8,14	7,018
Начальная нефтенасыщен- ность, д.ед.	0,752	0,705	0,66	0,699	0,852	0,749	0,929	0,909	0,876

Примечание: п-т – порово-трещинная; т-п – трещинно-поровая; п-к-т – порово-кавернозно-трещинная; п-к - порово-кавернозная

- 5. Прокачка воды с начальной скоростью фильтрации через нефтенасыщенную с остаточной водонасыщенностью модель пласта до стабилизации основных фильтрационных параметров.
- 6. Увеличение скорости фильтрации в два четыре и более раз по отношению к начальной с прокачкой воды на каждом этапе до стабилизации основных фильтрационных параметров.
- 7. Снижение пластового давления до давления насыщения нефти при поддержании постоянного перепада давления, определенного при стабилизации фильтрационных параметров на предшествующем этапе.
- 8. Прокачка воды со скоростью фильтрации, предшествующей этапу снижения пластового давления, до стабилизации основных фильтрационных параметров.

На каждом из этапов определялся коэффициент вытеснения нефти и фазовая проницаемость в системе вода-нефть-порода (рис. 1, 2).

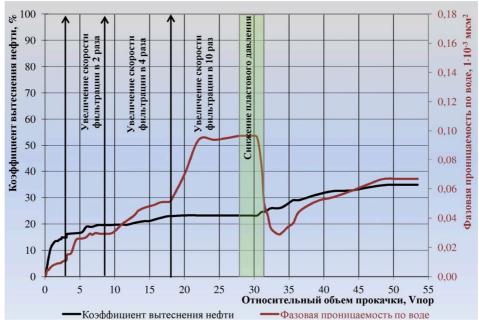


Рисунок 1 – Динамика коэффициента вытеснения нефти и фазовой проницаемости по воде при вытеснении нефти водой на примере Славаньского месторождения, внутрисолевой (D3or) залежи



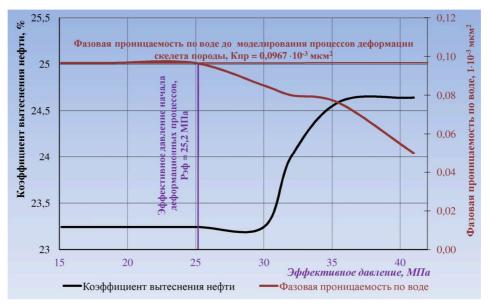


Рисунок 2 – Динамика коэффициента вытеснения нефти и фазовой проницаемости по воде на этапе снижения пластового давления в зависимости от эффективного давления (на примере Славаньского месторождения, внутрисолевой (D3or) залежи)

Опуская детали каждого из экспериментов (всего 9 опытов), перейдем непосредственно к результатам (табл. 2).

Таблица 2 - Результаты лабораторных исследований

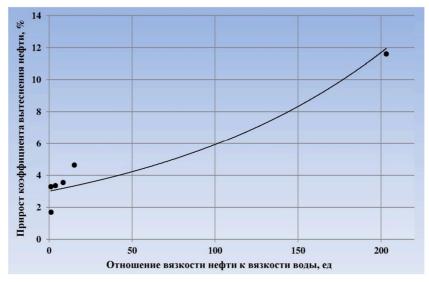
Месторождение, залежь	Коэффициент вытеснения нефти водой до этапа сниже- ния пластвого давления, %	Прирост коэффициента вытеснения нефти за счет снижения пластового давления, %	Вязкость нефти, мПа∙с	Вязкость воды, мПа∙с	Изменение емкости в начальных пластовых условиях, %	Конечное изменение фазовой проницае- мости, %
В-Дроздовское, D₃In	60,83	3,56	9,65	1,151	нет данных	-18,5
В-Дроздовское, D₃sr	64,58	6,9	9,65	1,151	нет данных	-7,3
B-Дроздовское, D₃sm	54,07	2,97	17,366	1,151	-8,3	-0,7
В-Дроздовское, D₃vr	55,23	4,65	17,366	1,151	-6,1	+6,7
3-Александровское, D <sub>3</sub> vr	54,71	3,3	0,562	0,601	нет данных	+1,5
3-Александровское, D₃ptr	53,9	1,7	0,714	0,681	-9,6	+4,1
Славаньское, D₃ptr-zd	42,7	3,37	2,155	0,583	-11,9	-10,1
Славаньское, D₃or	23,24	11,62	217,25	1,07	нет данных	-36,9
Котельниковское, D <sub>3</sub> vr	62,28	4,87	18,1	1,402	нет данных	-44,6

Результаты лабораторных экспериментов (табл. 2) показали наличие приростов коэффициента вытеснения нефти водой по всем исследуемым объектам. Совмещенный анализ фазовых проницаемостей и коэффициента вытеснения нефти водой при снижении пластового давления показал, что приросты коэффициента вытеснения нефти всегда отмечаются после снижения фазовых проницаемостей по воде. Это говорит о том, что процесс деформации предшествует увеличению нефтеотдачи и непосредственно влияет на нее. Очевидно, что в результате действия деформационных процессов, происходит уменьшение порового объема, смыкание микро и макротрещин. Наряду с этим происходит объемное расширение нефти, способствующее вовлечению ее в процесс фильтрации из зон нединамической пористости [2]. Совместно с данным механизмом вытеснения нефти, смыкание микро и макротрещин, уменьшение объема пор, а также возможное образование новых микро и макротрещин способствует перераспределению фильтрационных потоков, таким образом, изменяя охват воздействия вытесняющего агента [3]. Помимо этого, в процессе падения пластового давления снижается вязкость нефти (при условии, что пластовое давление не ниже давления насыщения нефти), что также положительно отражается на коэффициенте вытеснения.

Полученные величины приростов коэффициента вытеснения нефти за счет снижения пластового давления по итогам проведенных 10-и экспериментов составили 0,58–11,62 %.

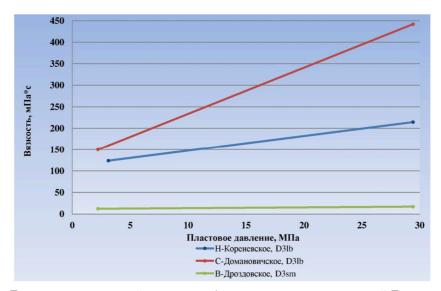
Оценивая данные результаты относительно структуры емкостного пространства представленных керновых моделей, необходимо отметить, что минимальный прирост (0,58 %) характерен для порового типа пород-коллекторов, что очевидно связано с их меньшей сжимаемостью по сравнению с коллекторами с развитой вторичной емкостью.

При оценке результатов для пород-коллекторов с вторичной емкостью, удалось установить по керновым моделям с порово-трещинным типом емкостного пространства зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти от свойств пластовых флюидов, в частности вязкостного соотношения нефть/вода (рис. 3).

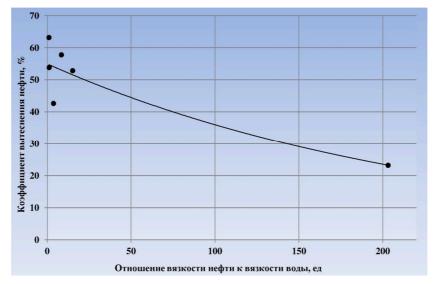


**Рисунок 3** — Зависимость прироста коэффициента вытеснения нефти водой от отношения вязкости нефти к вязкости воды по керновым моделям порово-трещинного типа

Из рисунка 3 прослеживается четкая тенденция к увеличению прироста коэффициента вытеснения нефти с ростом вязкостного соотношения нефть/вода. Это с одной стороны обусловлено тем фактом, что чем выше вязкость нефти, тем более подвижной она становится при снижении пластового давления (рис. 4) и с другой стороны — чем выше вязкость нефти, тем при прочих равных условиях ниже коэффициент вытеснения (по внутрисолевой (D3or) залежи Славаньского месторождения коэффициент вытеснения нефти до этапа снижения пластового давления составил всего 23,24 %) (рис. 5), соответственно в породе остается большой объем остаточной нефти, который можно извлечь на стадии снижения пластового давления.



**Рисунок 4** — Примеры зависимостей вязкости нефти некоторых месторождений Припятского прогиба от пластового давления (по материалам БелНИПИнефть)



**Рисунок 5** – Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой от отношения вязкости нефти к вязкости воды по керновым моделям порово-трещинного типа

Таким образом, обобщая полученные результаты экспериментальных испытаний, необходимо отметить, что нельзя рассматривать проявление деформационных процессов в залежах нефти лишь с негативной стороны, более того, действие деформационных процессов можно эффективно использовать на последних стадиях разработки сложнопостроенных коллекторов Припятского прогиба в качестве геолого-гидродинамического метода повышения нефтеотдачи пластов.

#### Литература:

- 1. Изменение фильтрационных характеристик коллекторов нефти в процессе разработки / А.И. Белонож-ко и др. // Літасфера. 2014. № 1(40). С. 72–77.
- 2. Тишков А.А. Геологическая эффективность оценки изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов нефти в процессе разработки на примере Восточно-Дроздовского месторождения // Літасфера. 2016. № 1(44). С. 106–113.
- 3. Тишков А.А., Абрамович О.К. Проявление деформационных процессов при снижении пластового давления в залежах нефти Припятского прогиба // Літасфера. 2017. № 1(46). С. 135–142.

#### References:

- 1. Variability of reservoir quality (permeability and porosity) during oilfield development / A. I. Belonozhko, etc. // Lithosphere. -2014. -N 1(40). -P. 72–77.
- 2. Tishkov A.A. Geological efficiency of evaluation of change of reservoir properties of oil collectors under development illustrated by the East Drozdy field // Lithosphere. 2016. № 1(44). P. 106–113.
- 3. Tishkov Á.A., Abramovich O.K. The manifestation of deformation processes at lower reservoir pressure in the oil deposits of the Pripyat trough // Lithosphere. 2017. № 1(46). P. 135–142.

УДК 550.832

# АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ АНАЛИЗ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПАЧЕК ЧОКРАКСКОГО ВОЗРАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПЕСЧАНОЕ

## AN ALTERNATIVE ANALYSIS OF FILTRATION-CAPACITIVE PROPERTIES OF PRODUCTIVE REAMS OF CHOKRAK AGE FOR EXAMPLE SANDY DEPOSITS

## Чувилев Владислав Олегович

студент,

Кубанский государственный университет

#### Шкирман Наталья Петровна

кандидат геолого-минералогических наук, советник по геофизике. ОАО «Краснодарнефтегеофизика» nshkirman2012@ya.ru

Аннотация. В процессе работы выполнен анализ фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и условий осадконакопления чокракского интервала разреза месторождения Песчаное. Проведена классификация отложений чокракского яруса по данным керна и ГИС и установлены геофизические критерии фильтрационных типов пород.

В результате исследования установлены ФЕС пород продуктивного интервала разреза, необходимые для прогнозирования нефтеизвлечения.

Полученные оценки фильтрационно-емкостной неоднородности могут быть использованы при изучении не вскрытых бурением участков месторождения объектов, а также при составлении фильтрационно - динамических моделей месторождения и прогнозировании запасов УВ и объемов их извлечения на этапе его эксплуатации.

Ключевые слова: коллекторы, керн, пористость, проницаемость, продуктивные коллектора, индекс качества коллектора RQI, индекс фильтрационной группы FZI, уравнение регрессии, коэффициент корреляции.

Chuvilev Vladislav Olegovich Student. Kuban State University

#### Shkirman Natalya Petrovna

Candidate of geological and mineralogical Sciences, Adviser for Geophysics, JSC «Krasnodarneftegeofizika» nshkirman2012@ya.ru

Annotation. In the course of work analysis of filtration-capacitive properties (FES) and depositional conditions of chokrak interval cut Sandy deposits. Classification of sediments of chokrak tiers according to the core and GIS and installed geophysical criteria filtration rock types. The study established FES breeds productive interval cut needed to predict oil production. The resulting estimates of filtration-capacitive heterogeneity can be used when exploring untapped drilling zones of a mine site facilities, as well as in drawing up the filtration-dinaicheskih models of deposit and predicting volumes gas and oil production at the stage of its operation.

Keywords: collectors, core, porosity, permeability, productive reservoir, RQI collector quality index, index filtration group FZI, regression equation, correlation coefficient.

лощадь Песчаная в географическом плане располагается в дельтовой части реки Кубань Краснодарского края, в тектоническом плане – в пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба, а в нефтегазоносном – в Азово-Кубанской НГО Северо-Кавказской НГП.

В геоморфологическом отношении она приурочена к юго-западной части Прикубанской низменности, полого наклоненной в сторону Азовского моря. Абсолютные отметки рельефа изменяются от -0,3 до +3,5 м.

Промышленные притоки нефти и газа на площади Песчаной были получены из терригенных коллекторов чокракского горизонта тортонского яруса среднего миоцена.

Поисковое бурение на Песчаной площади начато в 2003 году. Первой поисковой скважиной 1, пробуренной в сводовой части структуры, были вскрыты газонефтяные залежи в VII<sub>O</sub>, VII и VIII пачках чокрака.

В настоящее время на площади пробурено более 20-ти поисковых скважин, которыми открыты газонефтяные залежи в V, VI, VIIo, VII, VIII и IX пачках чокрака. В скважинах выполнены промысловогеофизические исследования с целью получения наиболее полной информации о разрезе на основе типового комплекса. Различное гипсометрическое положение ГВК залежи в одноименных пачках в пределах площади, а иногда и отсутствие залежи при наличии коллекторов, указывает на сложное геологическое строение месторождения, обусловленное разрывной тектоникой криптодиапирового генезиса.

По материалам исследования керна продуктивные пачки месторождения характеризуются следующим образом.

Пачка  $VII_O$  по данным восьми скважин характеризуется средней мощностью ~18,7 м, средняя пористость ее составляет ~ 23,5 % и средняя эффективная толщина равна 7,1 м.

Средняя пористость пачки VII равна  $\sim$  22,5 %, средняя эффективная толщина - 9,8 м, а средняя мощность равна 27,2 м.

Согласно данным бурения средняя мощность пачки VIII составляет 12,5 метров, среднее значение пористости равно 20,7 %, пласт обладает эффективной толщиной 4,4 м.

В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости, поэтому реальной является только возможность прогнозирования этого параметра по комплексным данным с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей.

Типичной формой связи, используемой для решения этой задачи, является нелинейная зависимость проницаемости от пористости.

При использовании этой информации для прогноза проницаемости по данным ГИС, необходимо учитывать изменчивость коэффициентов уравнений в зависимости от литотипа пород и условий осадконакопления. И этой связи обязательна последовательная интерпретация, позволяющая

- определение литологической характеристики пород по комплексу ГИС
- обобщение геологической информации с целью уточнения границ литофациальных областей и построения зональной седиментологической модели;
  - определение пористости пород с учетом влияния глинистости (по керну и по ГИС);
- выбор типичных уравнений пористости и проницаемости, характерных для конкретных литотипов пород и принятой седиментологической зональности;
  - выполнение расчета прогнозных значений абсолютной проницаемости.

Диапазон значений пористости и проницаемости продуктивных пачек VII<sub>O</sub>, VII и VIII представлен на рисунках 1, 2, 3.

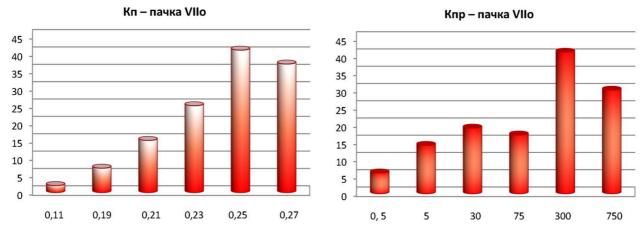


Рисунок 1 – Гистограммы распределения пористости (д.ед.) и проницаемости (мД) пачки VII<sub>O</sub>. Месторождение Песчаное

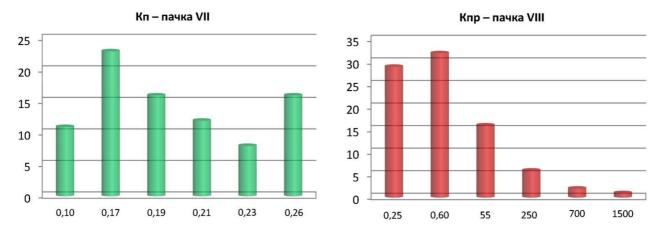


Рисунок 2 – Гистограммы распределения пористости (д.ед.) и проницаемости (мД) пачки VII. Месторождение Песчаное



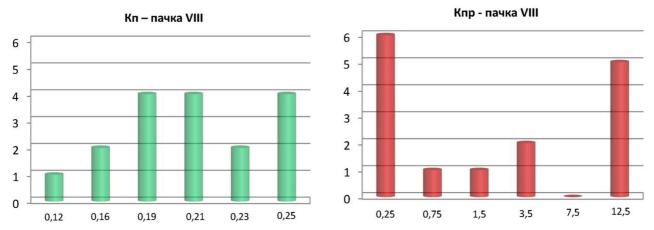


Рисунок 3 – Гистограммы распределения пористости (д.ед.) и проницаемости (мД) пачки VIII. Месторождение Песчаное

Анализ приведенных данных свидетельствует о том, что если диапазон для каждой из трех пачек примерно одинаков и составляет 10-27 %, то диапазон проницаемости различается существенно. Так, максимальным диапазоном проницаемости (Кпр) отличается пачка VII – от 0,09 до 2000 мД; минимальным диапазоном Кпр – пачка VIII – от 0,10 до 13,2 мД. Пачка VIIo характеризуется Кпр от 0,13 до 900 мД.

Последнее позволяет утверждать, что условия формирования вышеназванных пачек также варьировали. Хотя все указанные пачки были сформированы в мелководной зоне, повышенные толщины разрезов пачек YII. YIII и переслаивание в них песчано-алевритовых и глинистых прослоев отражают более активное и циклическое прогибание более глубоководных участков по сравнению с мелководными. Во время формирования пачки YIIo трансгрессия моря усилилась, глубина увеличилась, что привело к снижению волновой эрозии намывных песчаных тел барового типа и их большей морфологической выраженности в рельефе дна.

Использование стандартного подхода прогноза проницаемости, выполненного для каждой из трех пачек по материалам исследования керна, позволила получить корреляционные зависимости  $K\pi p = f(K\pi)$ . Эти зависимости представлены на рисунке 4, A, Б, В.

Полученные зависимости показывают, что наиболее тесная связь между Кпр и Кп наблюдается лишь для пачки VIII – коэффициент корреляции 0,887, характеризующаяся самыми низкими фильтрационными свойствами.

Зависимости, полученные для пачек VII и VIIo, характеризуются большими разбросами точек и соответственно более низкими коэффициентами корреляции. Например, для пачки VII, при значении пористости  $K\pi = 0.20$  значение проницаемости лежит в диапазоне  $0.22 \div 35.0$  мД, т.е. изменяется практически в 160 раз!

В тоже время существуют и другие, альтернативные методы оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов. Эти методы базируются на определении таких характеристик как индекс – индекс качества коллектора (проницаемость выражена в мД;

 индекс фильтрационной группы. качества коллектора (RZI) и индекс фильтрационной группы (FZI).

Формулы для определения этих характеристик выглядят следующим образом:

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K\pi\rho}{K\pi}} \quad , \tag{1}$$

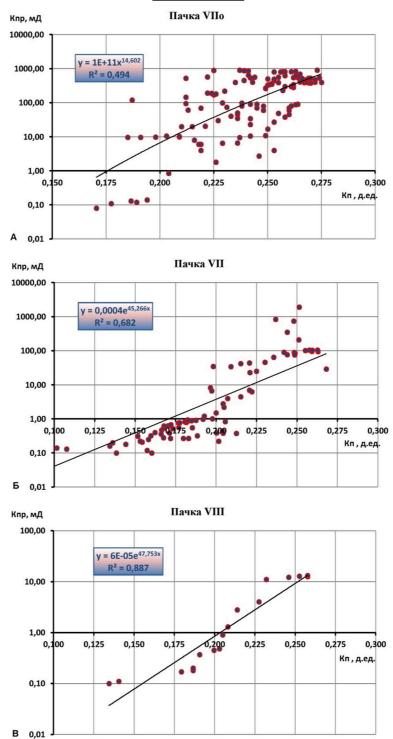
индекс качества коллектора, связывает воедино емкостную (Кп) и фильтрационную (Кпр) характеристики коллектора.

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F} \cdot \tau \cdot S_{vgr}} -$$
 (2)

индекс фильтрационной группы, где  $\tau$  – гидравлическая извилистость,  $S_{vqr}$  – удельная поверхность зерен скелета, F – коэффициент формы сечения поровых каналов.

Индекс фильтрационной группы FZI – это соотношение между эффективным объемом порового пространства и его геометрией. Важным является то, что образцы керна с близкими значениями индекса FZI принадлежат к одному фильтрационному типу, т.е. имеют сходные фильтрационные характеристики.





**Рисунок 4** – Корреляционные зависимости Кпр (Кп), полученные для продуктивных пачек VIIo, VII и VIII. Месторождение Песчаное

Параметры RQI и FZI связаны между собой уравнением

$$FZI = \frac{RQI}{\varepsilon} = \frac{0,0314}{\varepsilon} \sqrt{\frac{K\pi\rho}{K\pi}} \quad , \tag{3}$$

где  $\varepsilon = \frac{K\pi}{(1 - K\pi)}$  — отношение объема пустотного пространства породы к объёму твёрдой фазы.

Указанные характеристики используются при построении петрофизических и литологофильтрационных моделей месторождения. Как следует из [1], «основой петрофизической модели продуктивного коллектора является прогноз в разрезе пласта непрерывных значений комплексного параметра, за который принят индикатор гидравлической единицы (FZI) и его дальнейшее объединение в классы коллекторов, в качестве которых выступают гидравлические единицы потока (HU).

Комплексный параметр *FZI* и класс коллектора *HU* являются базовыми элементами расчета петрофизических ячеек при формировании фильтрационно-емкостной модели резервуара.

Расчет комплексного параметра – индикатора гидравлической единицы (*FZI*) для отдельного продуктивного резервуара проводится по имеющейся совокупности измерений пористости и проницаемости, определенных по данным кернового материала и ГИС.

Выделение *класса коллектора* — гидравлической единицы потока (*HU*) осуществляется по графику накопленной функции распределения комплексного параметра *FZI*.

Необходимость выделения класса коллектора обусловлена его связью с гидродинамическими характеристиками фильтрации в пласте, что является важным элементом для корректного перевода геологической модели в гидродинамическую.

Последовательность формирования петрофизической модели предусматривает:

- 1. Расчет комплексного параметра (индикаторов гидравлических единиц потока) по совокупности определений пористости и проницаемости керна;
- 2. Построение функции распределения комплексного параметра *FZI* с целью выделения совокупности классов коллекторов (гидравлических единиц потока, участвующих в формированиифильтрационно-емкостной матрицы резервуара и их классификационный анализ;
- 3. Петрофизическая характеристии литофаций с позиции выделенной последовательности классов коллектора (HU), определение средних параметров пористости, проницаемости комплексного параметра FZI на базе кернового материала».

Ниже приведен результат использования предлагаемого алгоритма на примере продуктивной пачки VIIo.

Функция распределения комплексного параметра *FZI* представлен на рисунке 5.

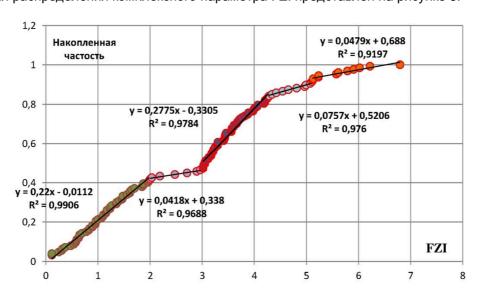


Рисунок 5 – Кривая накопленной частости параметра FZI пачки VIIo. Месторождение Песчаное

Полученная функция позволила всю совокупность данных о пористости и проницаемости пачки VIIo разделить на пять основных классов и в пределах каждого класса выполнить сортировку значений *Кп* и *Кпр* в диапазоне значений *FZI*.

Гистограммы значений *Кп*, *Кпр* и *FZI* с оценкой средних значений длякаждого класса представлены на рисунке 6.

Используя принятую в нефтегазовой практике классификацию коллекторов по параметру *HU* [1] (рис. 7), на основе полученных расчетных значений *FZI* было установлено, что в разрезе анализируемой пачки выделяются коллекторы 3, 4, 5, 6, 7 и 8 классов. Последнее подтверждает наличие в ней пластов-коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными свойствами.

Корреляционная зависимость Knp (FZI), построенная на основе выполненных расчетов, отличается малым разбросом точек и высоким коэффициентом корреляции, что подтверждает тесную связь коэффициента проницаемости (Knp) и индикатора гидравлической единицы (FZI).

Использование в качестве базовых элементов комплексного параметра (*FZI*) и класса коллектора (*HU*) позволяет более точно прогнозировать проницаемость коллектора на базе значений его пористости.

50

40

30

20

10

0

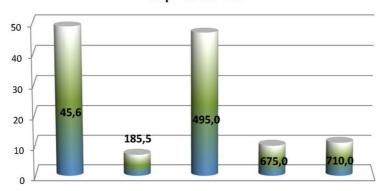
0,220



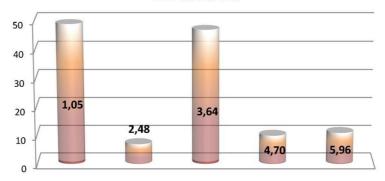
0,231



0,237



FZI- пачка VIIo



**Рисунок 6** – Гистограммы распределения параметров *Кп, Кпр* и *FZI* пачки VIIo, дифференцированные по классам. Месторождение Песчаное

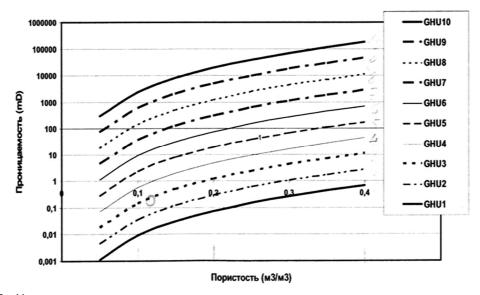
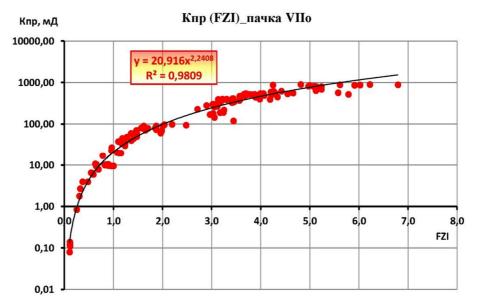


Рисунок 7 – Номограмма разделения коллекторов на классы по параметрам пористости и проницаемости

Построение фильтрационно-емкостных моделей терригенных резервуаров может быть использовано на этапе подсчета балансовых (поисковый этап) и извлекаемых (эксплуатационный этап) запасов углеводородов, а также на этапе оценки промышленной рентабельности разработки месторождений.



**Рисунок 8** – Корреляционная зависимость *Кпр (FZI)*, полученная на основе дифференциации по классам. Пачка VIIo. Месторождение Песчаное

#### Литература:

1. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. – Томск : ТПУ, Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела, 2011. – 143 с.

#### References:

1. Belozerov V.B. Traps oil and gas, simulation of hydrocarbons. – Tomsk: TPU, Centre for professional retraining of specialists in the oil and gas business, 2011. – 143 p.

УДК 553.98.061



# FEATURES OF FORMATION AND LOCATION OF OIL AND GAS ACCUMULATIONS IN PRE-JURASSIC COMPLEXES OF WESTERN SIBERIA

#### Шустер Владимир Львович

доктор геол.-мин. наук, профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа PAH tshuster@mail.ru

#### Пунанова Светлана Александровна

кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник, ведущий научный сотрудник, Института проблем нефти и газа РАН punanova@mail.ru

Аннотация. Проанализированы фактические данные по 25 месторождениям нефти и газа, выявленным в отложениях на границе мезозой-фундамент, а так же опубликованные материалы последних лет по центральной части Ханты-Мансийской автономной области (ХМАО). Исследованы генерационные возможности доюрских образований. Показано, что оценка ресурсов нефти и газа доюрского комплекса по рассмотренным нефтегазоносным районам, исходя из запасов по открытым месторождениям и потенциала значительных интервалов разреза фундамента, позволяет оценить потенциал доюрского комплекса центральной части ХМАО соизмеримым с ресурсным потенциалом углеводородов (УВ) верхнего юрско-мелового комплекса.

**Ключевые слова:** месторождения нефти и газа, доюрский комплекс, запасы, фундамент, углеводороды, Западная Сибирь.

#### **Shuster Vladimir Lvovich**

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Chief Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences tshuster@mail.ru

#### Punanova Svetlana Aleksandrovna

PhD, Senior Researcher, Leading Researcher, Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences punanova@mail.ru

Annotation. The actual data on 25 oil and gas deposits revealed in sediments on the Mesozoic-foundation boundary, as well as published materials of recent years in the central part of Khanty-Mansiysk Autonomous Oblast (KhMAO) are analyzed. The generation capabilities of pre-Jurassic formations have been studied. It is shown that the estimation of the oil and gas resources of the pre-Jurassic complex on the considered oil and gas bearing areas, based on reserves on open fields and the potential of significant intervals of the foundation section. makes it possible to estimate the potential of the pre-Jurassic complex in the central part of KhMAO commensurate with the hydrocarbon (HC) resource potential of the Upper Jurassic-Cretaceous complex.

**Keywords:** oil and gas fields, pre-Jurassic complex, reserves, foundations, hydrocarbons, Western Siberia.

роанализированы фактические данные по 25 месторождениям нефти и газа, выявленным в отложениях на границе мезозой-фундамент, а так же опубликованные материалы последних лет по центральной части ХМАО. Регион характеризуется благоприятными геологическими условиями для нефтегазообразования в доюрском комплексе отложений: рифтогенным геодинамическим режимом развития, повышенным тепловым потоком, наличием доюрских выступов фундамента, сложенных гранитоидами (хорошие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород), облекаемых осадочными материнскими толщами, надежными глинисто-аргиллитовыми региональными (и зональными) флюидоупорами. Каждый из пяти нефтегазоносных районов (НГР), входящих в изученный регион (рис. 1), характеризуется индивидуальными особенностями строения и нефтегазоносности [1–3].

**Березовская моноклиналь** (Березовский НГР) осложнена выступами, валами, одиночными локальными поднятиями. Доюрский комплекс представлен протерозойскими породами фундамента, корами выветривания гранитов, гранито-гнейсов, гнейсов, диабазами, сланцами. Фундамент залегает на глубинах 1500—1600 м, вскрыт на глубину 13—36 м. Месторождения газовые, продуктивна зона контакта отложений верхней юры и коры выветривания (единый объект), коллекторы II—III класса.

**Шаимский мегавал** (Шаимский НГР) осложнен валами, куполовидными поднятиями, структурными носами. Вещественный состав пород разнообразный: в центральной части вала – область распространения гранитоидов позднего карбона-ранней перми с гнейсово-сланцевым обрамлением; в западной части вала преобладают эффузивы-туфы; в восточной части – терригенно-сланцевая формация верхнего палеозоя. Фундамент залегает на глубинах 1450—1750 м, скважинами вскрыт на глубину 20—30 м. Нефтегазоносны отложения верхней и средней юры, коры выветривания и трещиноватые породы фундамента. Коллекторы II—III и IV—V классов. Ловушки структурно-стратиграфические, реже тектонически и литологически экранированные.



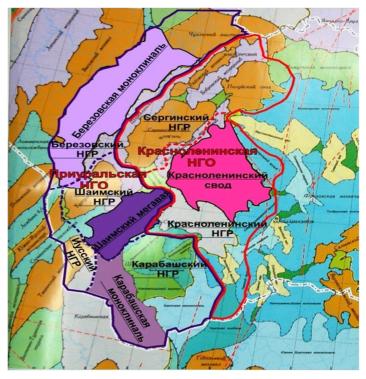


Рисунок 1 – Тектоническая карта района работ

**Красноленинский свод** (Красноленинский НГР) по фундаменту имеет блоковое строение, осложнен крупными поднятиями. Доюрский комплекс представлен метаморфическими сланцами с выступами гнейсов (венд-ранний палеозой), в южной и центральной частях свода карбонатнотерригенными породами раннего палеозоя с интрузиями позднего палеозоя, а в центральной депрессионной части — известняками девона. Палеозойские отложения частично перекрыты базальтами и кислыми эффузивами триаса. Нефтегазоносный комплекс доюрских отложений представляет собой единое целое с перекрывающими его юрскими отложениями: на Таллинской площади с горизонтами Ю<sub>10</sub> и Ю<sub>11</sub> нижней юры; на Рогожниковском и Северо-Рогожниковском месторождении — это юрские и триасовые вулканогенно-осадочные породы. На Таллинском месторождении глубина залегания фундамента 2250—2600 м (вскрыт на 170 м), на Рогожниковском месторождении глубина залегания доюрского комплекса (триасовые отложения) — 2500 м, вскрыт на 240 м. Залежи структурностратиграфические, коллекторы II—III и IV—V классов. Характерна резкая изменчивость коллекторских свойств пород и дебитов нефти от 3 до 500 м<sup>3</sup>/сут.

**Южно-Иусский мегавал** (Иусский НГР) характеризуется поднятиями и крупными разрывными нарушениями. Нефтегазоносны отложения верхней юры и коры выветривания (единый объект). Фундамент вскрыт на глубине 3476 м, пройдено 36 м. Коллекторы II–III и V–VI классов ( $K_{\Pi}$  до 18 %).

**Карабашская моноклиналь** (Карабашский НГР) осложнена валами и локальными поднятиями. По составу это трещиноватые серпентиниты. Фундамент залегает на глубине 1692 м, вскрыт на глубину 50 м. Газовая залежь выявлена в отложениях палеозоя и коры выветривания.

Таким образом, залежи в доюрском комплексе приурочены к отложениям юры и коры выветривания. Ловушки преимущественно структурно-стратиграфического типа. Породы-коллекторы широкого литологического состава (от эффузивно-терригенных до кор выветривания гранитоидов), поровокавернозные и трещинно-кавернозные, II–III и IV–V классов. Флюидоупорами для этих залежей являются глинистые толщи средней и нижней юры, а так же зональные локальные плохопроницаемые породы в верхней части фундамента.

Нами детально проанализированы генерационные возможности доюрских образований. Основываясь на анализе геолого-геохимических показателей, ряд исследователей считает, что нефти юрского и доюрского комплекса (зона контакта фундамента и чехла) в Широтном Приобье, Шаимском, Красноленинском, Ханты-Мансийском регионах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) образуют близкую по физико-химическим характеристикам и углеводородному составу группу с единой флюидодинамической системой и общим очагом нефтегазообразования. Нефтематеринскими признаются лишь юрские отложения. Так, на Толумском месторождении Шаимского района [4] предполагается, что формирование залежей в верхней части палеозойского комплекса и вогулкинских слоях юры (1800–2000 м) происходит за счет миграции УВ из верхнеюрских отложений, в частности мулымьинской свиты, являющейся нефтематеринской.

Результаты геохимических исследований нефти из залежи Рогожниковского месторождения в верхней части эффузивов триасового возраста (туринская серия, интервал глубин 2568-2607 м) на Красноленинском своде, по данным [5] свидетельствуют о том, что главным источником доюрских нефтей могли служить глины шеркалинской свиты нижней юры, обладающие значительным генерационным потенциалом.

Однако позднепалеозойские комплексы в Шаимском и других районах могут являться самостоятельными объектами нефтеобразования. Они имеют ловушки, коллекторы, флюидоупоры и собственный источник УВ, о чем свидетельствует состав нефтей данного комплекса, отличный от нефтей юрско-меловых отложений Вывод о самостоятельном очаге генерации палеозойских отложений подтверждается и нашими исследованиями [6] по составу микроэлементов нефтей юры и осадочного палеозоя.

Катагенез органического вещества (ОВ) юрских и доюрских отложений Красноленинского и Шаимского сводов детально охарактеризован [7], который считает, что в целом отложения тюменской свиты на значительной части Красноленинского свода по условиям катагенеза (МК₁-МК₂) благоприятны для образования и сохранения залежей нефти и газа. В толщах, ОВ которых преобразовано до стадий МК<sub>3</sub>-МК<sub>4</sub> и имеющее к тому же гумусовый тип, предполагается, что наряду с завершением генезиса нефтяных УВ будет возрастать интенсивность образования легких нефтей и газоконденсатов (так плотность конденсата с площади Лебяжья очень низкая – 0.746 г/см<sup>3</sup>). На большинстве разведочных плошадей свода ОВ доюрских отложений находится на этапах апокатагенеза. Наименее преобразованное ОВ встречено на Елизаровской и Ловинской площадях (МК<sub>5</sub>–АК<sub>1</sub>) Шаимского свода.

На основе анализа данных по палеотемпературным изменениям ОВ доюрского комплекса [7, 8] нами составлена схематическая карта зон нефтегазообразования доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ, на которой оконтурены зоны мезокатагенеза (раннего, среднего и позднего) и апокатагенеза ОВ пород, выделены участки, благоприятные для обнаружения нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых скоплений (рис. 2).

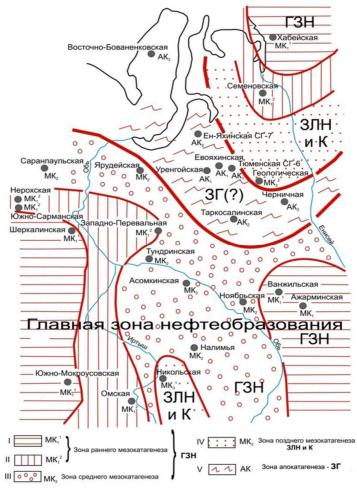


Рисунок 2 – Схематическая карта зон нефтегазообразования: ГЗН – главная зона нефтеобразования; ЗЛН и К – зона легких нефтей и конденсатов; ЗГ – зона сухих газов (составлена на основе карты фактического материала по катагенезу ОВ в кровле осадочных отложений триаса Западно-Сибирского НГБ [7, 8]

Необходимо иметь в виду, что образования фундамента в центральной части ХМАО вскрыты на большинстве локальных структур лишь на 20-30 м, максимум на 50 м, то есть самая верхняя часть. А на наиболее крупных месторождениях нефти в образованиях фундамента (табл. 1) этаж нефтеносности составляет от 450-600 м до 1500-2000 м, на Малоичском месторождении в Западной Сибири – 1660 м. То есть, большая часть нефтегазоносного комплекса фундамента не опоискована. Это огромный резерв потенциальных ресурсов УВ региона.

Таблица 1 – Сведения о крупных мировых месторождениях нефти в образованиях фундамента

Месторождение (страна)	Состав пород	Этаж нефтеносности, м
Хьюготон-Пенхендл (США)	невыветрелые граниты	458–1068 (610)
Ла-Пас (Венесуэла)	трещиноватые породы фундамента – гранодиориты, кристаллические сланцы	1615–3350 (1435)
Ауджила-Нафула (Ливия)	фундамент – докемрийские граниты, гранофиры, риолиты	(450)
Зейт Бейт (Египет)	фундамент – граниты	(330)
Оймаша (Казахстан)	граниты фундамента	3612–3850 (238)
Белый Тигр (Вьетнам)	трещиноватые гранитоиды	3050–5000 (1950)
Малоичское (Россия)	известняки доломитизированные	2840-4500 (1660)

#### Выводы

Нижняя граница нефтегазоносного комплекса фундамента контролируется глубиной распространения в разрезе эффективных коллекторов и нижней границей распространения нефтепроизводящей осадочной толщи, примыкающей к ловушке в фундаменте. Верхняя граница контролируется региональным или зональным флюидоупором.

Закладывать поисковые скважины на фундамент и выбирать их проектную глубину следует, ориентируясь на структурную карту по поверхности фундамента, выявленные разрывные нарушения и внутрифундаментные отражающие горизонты, а так же на флюидоупоры. И самое главное, на предваряющем бурение этапе необходимо выявить и оконтурить зоны разуплотнённых трещиннокавернозных пород-коллекторов, используя современные инновационные технологии сейсморазведки (рассеянные волны), для целенаправленного поисково-разведочного бурения.

К перспективным зонам следует отнести центральную часть Шаимского мегавала (фундамент представлен гранитоидами), Красноленинский свод (пермо-триасовый эффузивно-терригенный комплекс пород), Березовскую моноклиналь (фундамент представлен гранитоидами и гнейсами). К первоочередным объектам относятся эрозионно-тектонические выступы фундамента.

Экспертная оценка ресурсов нефти и газа доюрского комплекса только по рассмотренным НГР, исходя из запасов по открытым месторождениям и потенциала значительных интервалов разреза фундамента, не охваченных геолого-разведочными работами (где по аналогии с зарубежными регионами можно ожидать открытия крупных месторождений), позволяет оценить потенциал доюрского комплекса центральной части ХМАО соизмеримым с ресурсным потенциалом углеводородов верхнего юрско-мелового комплекса этого региона.

#### Литература:

- 1. Проблемы поиска и разведки промышленных скоплений нефти и газа в трещинно-кавернозных массивных породах доюрского комплекса Западной Сибири / В.Л. Шустер [и др.] // Геология нефти и газа. – 2011. – № 2. - C. 26-33.
- 2. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 2. – С. 26–29.
- 3. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах / В.С. Бочкарев [и др.]. - Сб. «Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ». – Пермь, 2000. – С. 201–202.
- 4. Комплексные геолого-геофизические исследования фундамента Западно-Сибирской платформы и перспективы его нефтегазоносности / М.Ф. Печеркин [и др.]. - Сб. «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». – Тюмень, 2007. – С. 43–49.
- 5. Значение решения проблемы источника нефти триасовых магматитов Западной Сибири в оценке углеводородного потенциала в наращивании запасов и добычи нефти Западной Сибири / Ю.А. Курьянов [и др.]. - Сб. «Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири». - Тюмень, 2007. -
- 6. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Геолого-геохимические предпосылки нефтегазоносности доюрских отложений Западно-Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. --2012. - № 6. - C. 20-26.

- 7. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. 2011. № 9. С. 6–11.
- 8. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири / А.Э. Конторович [и др.]. Сб. «Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности». СПб. : ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.

#### References:

- 1. Problems of search and exploration of industrial accumulations of oil and gas in fissured-cavernous massive rocks of the pre-Jurassic complex of Western Siberia / V.L. Shuster [etc.] // Geology of oil and gas. − 2011. −№ 2. − P. 26–33.
- 2. Shuster V.L., Dzyublo A.D. Geological prerequisites for oil and gas content of deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia // Exposition Oil Gas. – 2012. – № 2. – P. 26–29.
- 3. Geological-tectonic models of the north of Western Siberia and the problem of finding hydrocarbon deposits in deep horizons / V.S. Bochkarev [etc.]. Coll. «The criteria for assessing oil and gas content are below the industrially exploited depths and determining priority areas for geological exploration». Perm, 2000. P. 201–202.
- 4. Complex geological and geophysical studies of the foundation of the West Siberian Platform and the prospects of its oil and gas potential / M.F. Pecherkin [etc.]. Coll. «Status, Trends and Problems of Development of Oil and Gas Potential of Western Siberia». Tyumen, 2007. P. 43–49.
- 5. The importance of solving the problem of the source of oil of the Triassic magmatites of Western Siberia in assessing the hydrocarbon potential in the growth of oil reserves and production in Western Siberia / Yu.A. Kuryanov [etc.]. Col. «Status, Trends and Problems of Development of Oil and Gas Potential of Western Siberia». Tyumen, 2007. P. 206–210.
- 6. Punanova S.A., Shuster V.L. Geological and geochemical preconditions for oil and gas content of pre-Jurassic deposits of the West Siberian platform // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. − 2012. − № 6. − P. 20–26.
- 7. Fomin A.N. Maturation of organic matter and petroleum potential of the Triassic sediments of the West Siberian megabasin // Mountain statements. 2011. № 9. P. 6–11.
- 8. Catagenesis of the organic matter of the Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia / A.E. Kontorovich [etc.]. Coll. «Lithological and geochemical basis of the forecast of oil and gas potential». St. Petersburg: VNIGRI, 2008. P. 68–77.

УДК 622.235.535.2.622.235.4

# ОЦЕНКА ИСПРАВНОСТИ ВЗРЫВНЫХ СЕТЕЙ С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНЫХ ОТКАЗОВ ЕЕ КОМПОНЕНТОВ

# EVALUATION OF EXPLOSIVE NETWORK CORRECTION IN ACCORDANCE WITH POSSIBLE FAILURE OF ITS COMPONENTS

#### Эвист Борис Владимирович

профессор, доктор технических наук, Национальный исследовательский технологический университет «Московский институт стали и сплавов», Горный институт borisekwist@mail.ru

**Аннотация.** Взрывные сети могут состоять из детонаторов, пиротехнических реле, электродетонаторов, электрических детонаторов с электронным замедлением, детонирующего шнура, волноводов, электрических проводов.

Повреждение каждого элемента взрывной сети приводит к отказам части или всей взрывной сети с определенной вероятностью. При производстве элементов взрывной сети и их монтаже задаются возможной вероятностью их отказов и повреждений.

Так вероятность выхода неисправных элементов взрывной сети при их производстве определяется на предприятии изготовителе путем выборочной проверки партии изготовленных элементов

В паспорте на готовую продукцию указывается вероятность попадания в изготовленную партию неисправного элемента. В представленной статье анализируются возможные отказы взрывных сетей по причине отказа ее элементов и неисправности монтажа.

Приведены расчеты вероятности того, что взрывная сеть исправна, т.е. не содержит неисправных детонаторов и нет повреждений элементов самой сети, взрывная сеть неисправна по причине неисправности детонаторов и повреждений элементов самой сети, взрывная сеть неисправна вследствие повреждений элементов самой сети, взрывная сеть неисправна, вследствие повреждений детонаторов, вероятность исправности взрывной сети при ее дублировании.

При уменьшении количества детонаторов и дублировании взрывной сети вероятность исправности ее возрастает.

Предлагаемая методика базируется на статистических методах определения вероятности отказов.

**Ключевые слова:** детонаторы, пиротехнические реле, электродетонаторы, электрические детонаторы с электронным замедлением, детонирующие шнуры, волноводы, электрические провода, вероятность отказов.

**Ekwist Boris Vladimirovich** 

Professor Technical Sciences, Moscow Institute of Steel and Allogs National University of Science and Technology «Moscow Institute of Steel and Alloys», Mining Institute borisekwist@mail.ru

**Annotation.** Blasting nets can consist of detonators, pyrotechnic relays, electric detonators, electric detonators with electronic deceleration, detonating cord, waveguides, electric wires.

The damage of every element of explosive network results in the refuses of part or all explosive network with certain probability. At the production of elements of explosive network and their editing set by possible probability of their refuses and damages. So probability of exit of defective elements of explosive network at their production is determined on an enterprise manufacturer by selective verification of party of the made elements. In a passport on the prepared products probability of hit is specified in the made party of defective element. In the presented article the possible refuses of explosive networks are analysed by reason of refuse of her elements and disrepair of editing. Calculations over of probability are brought that an explosive network in good condition.

**Keywords:** detonators, pyrotechnic relays, EBS, electric detonators with electronic deceleration, primacords, waveguides, electric wires, probability of refuses.

**В** зрывные сети могут состоять из детонаторов, пиротехнических реле, электродетонаторов, электрических детонаторов с электронным замедлением, детонирующего шнура, волноводов, электрических проводов [1, 2, 3].

Допустим, во взрывную сеть включены m детонаторов (или пиротехнических реле). Неисправность одного из них нарушает работу всей взрывной сети, приводя к отказам. Вероятность неисправности одного из детонаторов  $p_i$ . Повреждение или неисправность детонаторов считаются независимыми событиями [4, 5, 6]. Подсчитаем, какова вероятность при отказе детонатора выхода из строя взрывной сети.

Общее значение вероятности рассмотрим для случаев:

- А) для взрывной сети, содержащей два детонатора,
- Б) для взрывной сети, содержащей три детонатора,
- В) для взрывной сети, содержащей т детонаторов,
- $\Gamma$ ) для взрывной сети, содержащей m детонаторов, причем вероятность выхода из строя каждого детонатора одинакова и равна p.
  - Д) для взрывной сети при ее дублировании.

Воспользуемся теоремой сложения вероятностей

$$p(A_1, u \pi u A_2, u \pi u ..., u \pi u A_m) = 1 - \prod_{i=1}^m [1 - p(A_i)] = 1 - \prod_{i=1}^m (1 - p_i),$$

где  $p(A_i)$  – вероятность наступления события  $A_i$  из группы независимых событий  $A_1, A_2, ..., A_i, ..., A_m$ .

Для случая сети, содержащей два детонатора, получим

$$p(A_1, u\pi u A_2) = 1 - (1 - p_1)(1 - p_2) = p_1 + p_2 - p_1p_2$$
.

Для случая сети, содержащей три детонатора, получим

$$p(A_1, u \pi u A_2, u \pi u A_3) = 1 - (1 - p_1)(1 - p_2)(1 - p_3) = p_1 + p_2 + p_3 - p_1 p_2 - p_1 p_3 - p_2 p_3 + p_1 p_2 p_3.$$

Для случая сети, содержащей т детонаторов, получим

$$p(A_1, uлu A_2, uлu ..., uлu A_m) = \sum_{i=1}^m p_i - \sum_{i,j=1,j\neq i}^m p_i p_j + \sum_{i,j,v=1,j\neq 1\neq v}^m p_i p_j p_v - ...$$

Для случая, когда вероятности выхода из строя каждого детонатора в отдельности равны между собой, т.е.  $p_1 = p_2 = ... = p_m = p$ ,

$$p_{BDIX} = 1 - (1 - p)^m$$
.

При  $p \prec 1$ , раскладывая второй член этого выражения по формуле бинома Ньютона и сохраняя только два члена, получим

$$p_{\text{BMX}} \approx mp$$
.

Последнюю формулу нельзя применять, если  $p > \frac{1}{m}$ .

### Пример решения.

Рассчитать вероятность выхода из строя взрывной сети, состоящей из 600 и 60 детонаторов. Рассчитать вероятность выхода из строя взрывной сети при ее дублировании. Примем вероятность неисправности одного детонатора 0,002.

Для первого случая, несмотря на то что p < 1, пользоваться приближенной формулой нельзя, т.к.  $p>\frac{1}{m}$ .

По точной формуле получим

$$p_{\text{BbIX}} = 1 - (1 - p)^m = 1 - (1 - 0.002)^{600} = 0.7$$
.

При дублировании взрывной сети в первом случае

$$p_{\text{вых,дубл}} = p_{\text{вых}} \cdot p_{\text{вых}} = 0.49$$
.

Для второго случая можно пользоваться приближенной формулой

$$p_{\text{BbIX}} \approx m \cdot p = 60 \cdot 0,002 = 0,12$$
.

При дублировании взрывной сети во втором случае

$$p_{\text{вых,дубл}} = p_{\text{вых}} \cdot p_{\text{вых}} = 0.014$$
 .

С увеличением количества детонаторов вероятность неисправности взрывной сети возрастает, а при ее дублировании уменьшается.



При монтаже взрывных сетей из детонаторов возможны неисправности по причине их выхода из строя с вероятностью  $p_{вых}$ и независимо от этого по причине нарушения сети из-за механических повреждений и технологических нарушений с вероятностью  $p_{повр}$  [7].

Рассчитаем вероятность того, что

- А) взрывная сеть исправна, т.е. не содержит неисправных детонаторов и нет повреждений элементов самой сети,
- Б) взрывная сеть неисправна по причине неисправности детонаторов и повреждений элементов самой сети.
  - В) взрывная сеть неисправна вследствие повреждений элементов самой сети,
  - Г) взрывная сеть неисправна, вследствие повреждений детонаторов,
  - Д) вероятность исправности взрывной сети при ее дублировании.

Формулы для расчета следующие:

$$\begin{aligned} \rho_A &= \left[1 - \rho_{ebiX}\right] \left[1 - \rho_{noep}\right], \\ \rho_B &= \rho_{ebiX} \cdot \rho_{noep}, \\ \rho_B &= \rho_{noep}\left[1 - \rho_{ebiX}\right], \\ \rho_\Gamma &= \rho_{ebiX}\left[1 - \rho_{noep}\right], \\ \rho_\Pi &= 1 - \left(1 - \rho_A\right) \cdot \left(1 - \rho_A\right), \end{aligned}$$

где (1-p) вероятность события, противоположного происходящему, с вероятностью p.

#### Пример решения.

Рассчитать вышеперечисленные вероятности состояния взрывных сетей, состоящих из 600 и 60 детонаторов. Вероятности выхода ее из строя в первом случае  $p_{\rm galx}=0.7$ , во втором случае  $p_{\rm galx}=0.12$ . Примем вероятность повреждений элементов самой взрывной сети в первом случае  $p_{\rm noep}=0.4$ , во втором случае  $p_{\rm noep}=0.1$  (т. к. взрывная сеть во втором случае уменьшилась).

Тогда для первого случая

$$\begin{aligned} \rho_A &= [1-0.7][1-0.4] = 0.18, \\ \rho_B &= 0.7 \cdot 0.4 = 0.28, \\ \rho_B &= 0.4[1-0.7] = 0.12, \\ \rho_\Gamma &= 0.7[1-0.4] = 0.42, \\ \rho_\Pi &= 1 - (1-0.18) \cdot (1-0.18) = 0.328. \end{aligned}$$

Вероятность выхода взрывной сети из строя по любой причине

$$p_{\mathcal{B},\mathcal{B},\mathcal{\Gamma}} = 1 - [1 - p_{\mathcal{B}\mathcal{b}X}] \cdot [1 - p_{\mathcal{\Pi}\mathcal{O}\mathcal{B}\mathcal{P}}] = 1 - [1 - 0.7] \cdot [1 - 0.4] = 0.82$$
.

Легко убедится, что

$$p_A + p_B + p_B + p_\Gamma = 1$$
,  
 $p_A + p_{B,B,\Gamma} = 1$ .

Для второго случая

И

$$\begin{split} & \rho_A = \big[1 - 0.12\big] \big[1 - 0.1\big] = 0.792, \\ & \rho_B = 0.12 \cdot 0.1 = 0.012, \\ & \rho_B = 0.1 \big[1 - 0.12\big] = 0.088, \\ & \rho_\Gamma = 0.12 \big[1 - 0.1\big] = 0.108, \\ & \rho_{\mathcal{I}} = 1 - \big(1 - 0.792\big) \cdot \big(1 - 0.792\big) = 0.957. \end{split}$$

Вероятность выхода взрывной сети из строя по любой причине

$$p_{B,B,\Gamma} = 1 - [1 - p_{BHX}] \cdot [1 - p_{\Pi OBM}] = 1 - [1 - 0.12] \cdot [1 - 0.1] = 0.208$$
.

Для меньшего количества детонаторов и дублировании взрывной сети вероятность исправности ее возрастает [8, 9, 10, 11, 12].

#### Литература:

- 1. Сейсмическая безопасность при взрывных работах / В.К. Совмен [и др.]. М. : Издательство «Горная книга», 2012. 228 с.
- 2. Кутузов Б.Н. Методы ведения взрывных работ. Ч. 1. Разрушение горных пород взрывом : учебник для вузов. 2-е изд., стер. М. : Издательство «Горная книга», 2009. 471 с.
- 3. Эквист Б.В., Вартанов В.Г. Лабораторный практикум по дисциплине «Технология и безопасность взрывных работ» : учебное пособие для вузов / Под ред. Б.Н. Кутузова. М. : Издательство «Горная книга», 2006. 50 с.
- 4. Кутузов Б.Н. Сравнительная оценка сейсмического воздействия взрыва скважинных зарядов при использовании системы неэлектрического инициирования и электродетонаторов с электронным замедлением / Б.Н. Кутузов, Б.В. Эквист, П.А. Брагин // Горный журнал. 2008. № 12. С. 44–46.
- 5. Нетлетон М. Процессы детонации. М.: Издательство «Мир», 1989. 280 с. Michael Netteleton. This book was ariginally published in the English language by Chapman. Hall Ltd of London, 1987. 280 s.
- 6. Эквист Б.В. Сейсмическое воздействие на окружающую среду взрывов зарядов с различным расположением на блоке, разными интервалами замедления и схемами инициирования // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2007. № 8. С. 249–253.
- 7. Эквист Б.В. Теория детонации взрывчатых веществ : учебное пособие № 2897. УМО. МГИ, НИТУ МИСиС, 2016. 30 с.
- 8. Господариков А.П. О некоторых результатах численного моделирования воздействия сейсмовзрывных волн на подземный нефтепровод // Современные проблемы науки и образования : электронный научный журнал. 2015. № 1. URL : http://www.science-education.ru/121-18630 (дата обращения 12.09.2016).
- 9. Гоподариков А.П. Математическое моделирование подземного нефтепровода при воздействии на него взрывных волн // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2014. № 4. С. 341–344.
- 10. Braun L.G. Seismic hazard evaluation using apparent stress ratio for mining-induced seismic events: Ph.D. Thesis, Laurentian University, 2015. 257 p.
- 11. Pilot studies of influence of diameter of explosive wells on seismic action of explosions on Nuybeo coal mine / Chan Kuang Hiyeu [etc.] // Explosive technologies : conference materials, Hanoi, Vietnam, on October 22, 2015. P. 252–255.
- 12. Gorokhov N.L. The mathematical formulation and numerical implementation of dynamic problems of geomechanics using finite element method // Scientific Reports on Resource. Issues. Vol 1. International University of Resources: Frierberg, 2011. P. 205–211.

#### References:

- 1. Seismic safety during the explosive works / V.K. Sovmen [etc.]. M.: Gornaya kniga, 2012. 228 p.
- 2. Kutuzov B.N. Methods of conducting explosive works. P.1. Destruction of rocks explosion: the textbook for higher education institutions. 2nd prod. M.: Gornaya kniga, 2009. 471 p.
- 3. Ekwist B.V., Vartanov V.G. Laboratory workshop on discipline «Technology and safety of explosive works»: the manual for higher education institutions / Under the editorship of B.N. Kutuzov. M.: Gornaya kniga, 2006. 50 p.
- 4. Kutuzov B.N. Comparative assessment of seismic impact of explosion of borehole charges when using system of not electric initiation and electric detonators with electronic delay / B.N. Kutuzov, B.V. Ekwist, P.A. Bragin // Mountain magazine. − 2008. − № 12. − P. 44–46.
- 5. Netleton M. Processes of a detonation. M.: Mir, 1989. 280 p. Michael Netteleton. This book was ariginally published in the English language by Chapman. Hall Ltd of London, 1987. 280 s.
- 6. Ekwist B.V. Seismic impact on the environment of explosions of charges with various arrangement on the block, different intervals of delay and schemes of initiation // Mountain information and analytical bulletin. − 2007. − № 8. − P. 249–253.
- 7. Ekwist B.V. Theory of a detonation of explosives : manual No. 2897. UMO. MGI, NITU MISIS, 2016. 30 p.
- 8. Gospodarikov A.P. About some results of numerical modeling of influence this-smovzryvnykh of waves on the underground oil pipeline // Modern problems of science and education: online scientific magazine. − 2015. − № 1. − URL: http://www.science-education.ru/121-18630 (date of the address 9/12/2016).
- 9. Gopodarikov A.P. Mathematical modeling of the underground oil pipeline at impact on him of blast waves // Mountain information and analytical bulletin. 2014. № 4. P. 341–344.
- 10. Braun L.G. Seismic hazard evaluation using apparent stress ratio for mining-induced seismic events: Ph.D. Thesis, Laurentian University, 2015. 257 p.
- 11. Pilot studies of influence of diameter of explosive wells on seismic action of explosions on Nuybeo coal mine / Chan Kuang Hiyeu [etc.] // Explosive technologies : conference materials, Hanoi, Vietnam, on October 22, 2015. P. 252–255.
- 12. Gorokhov N.L. The mathematical formulation and numerical implementation of dynamic problems of geomechanics using finite element method // Scientific Reports on Resource. Issues. Vol 1. International University of Resources: Frierberg, 2011. P. 205–211.

# НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

# БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.)

Том 1: ПРОГНОЗ, ПОИСК И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА. НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ. РАЗВЕДОЧНАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОФИЗИКА

# Сборник статей

Статьи публикуются в авторской редакции

Технический редактор – А.С. Семенов Оригинал-макет – Л.С. Попова Дизайн обложки – Н.Р. Исаян

Сдано в набор 03.04.2018 Подписано в печать 06.04.2018. Формат 60 х 84<sup>1</sup>/<sub>8</sub>. Бумага офсетная. Печать riso. Печ. л. 14,1 Изд. № 915. Тираж 500 экз. Заказ № 1876

ООО «Издательский Дом – Юг» Россия, 350072, г. Краснодар, ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571 e-mail: id.yug2016@gmail.com Сайт: www.id-yug.com