



ПРИ ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ

ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 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*



ПРИ ФИНАНСОВОЙ ПОДДЕРЖКЕ

ООО «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт»

READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of IV International
scientific and practical conference
(on March 31, 2020)



*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 engineering 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 СОВЕТ: ----- 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 архитектурно-строительного 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 Liders» (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 Liders» (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 Казанского (Приволжского) федерального университета и кафедры литологии и геологии горючих ископаемых Уральского государственного горного университета, член-корреспондент Российской Академии Естественных Наук (РАЕН) (2015), член Экспертной комиссии по проблемам нефти и газа ВАК Минобрнауки РФ, член Общества экспертов России по недропользованию (ОЭРН).

MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Professor of the Trofimuk Department of Oil and Gas Geology, Kazan (Volga Region) Federal University and the Department of Lithology and Geology of Combustible Minerals, Ural State Mining University, corresponding member of the Russian Academy of Natural Sciences (RAEN) (2015), member of the Expert Commission on Oil and Gas Problems of the Higher Attestation Commission of the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, member of the Russian Society of Experts on Subsoil Use (RSESU).

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 850th 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.
Department, Faculty of Science, Rivers State University, Port Harcourt, Nigeria.

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 г.)**

Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN
Российской Федерации 27.07.2017

ISSN 2587-8913

В 7 ТОМАХ

ТОМ 1:

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

Сборник статей

Краснодар
2020

УДК 622.1+622.323
ББК 33.1+33.36
Б90

Б90 Булатовские чтения : материалы IV Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 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. – 2020. – 252 с.

Сборник содержит материалы IV Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2020 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+33.36
УДК 622.1+622.323

© Коллектив авторов, 2020
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2020

READINGS OF A.I. BULATOV

**Materials of IV International
scientific and practical conference
(on March 31, 2020)**

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

ISSN 2587-8913

IN 7 VOL.

VOLUME 1:

**FORECAST, SEARCH AND INVESTIGATION OF
OIL AND GAS FIELDS.
OIL AND GAS GEOLOGY.
PROSPECTING AND TRADE GEOPHYSICS**

Conference bulletin

Krasnodar
2020

UDC 622.1+622.323
BBC 33.1+33.36
Б90

Б90 **Readings of A.I. Bulatov** : Materials of IV International scientific and practical conference (On March 31, 2020) : 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 trade geophysics. – 2020. – 252 p.

The Conference bulletin contains materials of the IV International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2020 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 5 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+33.36
UDC 622.1+622.323

© Group of authors, 2020
© LLC «Publishing House – South», 2020



ОГЛАВЛЕНИЕ

TABLE OF CONTENTS

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 TRADE GEOPHYSICS

Введение	17
Ал Халум Ахмед Нефтегазовые комплексы осадочного бассейна Пальмира (Сирия)	21
Al Halum Ahmed Oil and gas complexes of sedimentary Palmyr pool (Syria)	
Аладьев А.П., Задорожня И.А., Юртов М.П. Выделение электрофаций методом многомерной кластеризации на графах с использованием данных каротажных кривых и результатов исследования керна (на примере одного из месторождений Западной Сибири)	25
Aladev A.P., Zadorozhnyaya I.A., Yurtov M.P. Electrofacies classification by Multi Resolution Graph-based Clustering method using log data and core data: a case study of one of West Siberian oil fields	
Александров В.М. Исследование особенностей геологического строения разновозрастных турбидитных комплексов	28
Aleksandrov V.M. Study of features of the geological structure of multi-age turbidite complexes	
Антонов Е.Н., Савенок О.В. Оценка качества цементирования и технического состояния скважин на примере Самотлорского месторождения по данным акустического метода контроля	36
Antonov E.N., Savenok O.V. Assessment of the quality of cementing and the technical condition of wells using the example of the Samotlorskoye field according to the acoustic control method	
Арсеньев А.А., Александров В.М., Мулявин С.Ф. Особенности гидрогеологического строения Курганской области	49
Arsenyev A.A., Alexandrov V.M., Mulyavin S.F. Features of the hydrogeological structure of the kurgan region	
Аюпова Е.Н., Гарайшин А.И. Принципы последовательного структурного моделирования для определения кровли коллекторов	57
Ayupova E.N., Garaishin A.I. The principles of sequential structural modeling to determine the roof of the collectors	
Батыров М.И., Шиян С.И. Поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин в пределах каменной площади Красноленинского нефтяного месторождения	60
Batyrov M.I., Shiyan S.I. Internal assessment of the quality of cementation of casing strings in wells and lateral wells within the kamennaya square of Krasnoleninskoye oil field	



Боровский М.Я., Борисов А.С., Богатов В.И. Экологические аспекты сланцевой революции	73
Borovskiy M.Ya., Borisov A.S., Bogatov V.I. Environmental aspects of the shale revolution	
Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Новая оценка скорости субдукции Черноморской микроплиты в модели термической конвекции как возможном механизме выноса углеводородов в тылу Горного Крыма	79
Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. The new estimation of the subduction velocity of the Black Sea microplate in a thermal convection model as a mechanism of hydrocarbons transport in the rear of the Crimea mountains	
Ганбарова Ш.А., Султанов Л.А. Закономерность изменения пористости, проницаемости и плотности отложений по антиклинальному поясу Гамамдаг-дениз-Сабаиль (Бакинский ахипелаг)	88
Ganbarova Sh.A., Sultanov L.A. Porosity variation pattern and sediment densities in the anticline belt Hamamdag-deniz-Sabail (Bakinskiy ahipelag)	
Гуленко В.И., Захарченко Е.И. Поле пиковых давлений в ближней зоне группы морских пневматических источников	93
Gulenko V.I., Zakharchenko E.I. Peak pressure field in the near zone of the group marine pneumatic sources	
Доровский А.В., Твердохлебова Ю.И., Твердохлебов И.И. Мониторинг состояния и постановки объектов освоения нефтегазовых месторождений на шельфе	98
Dorovskiy A.V., Tverdokhlebova Yu.I., Tverdokhlebov I.I. Monitoring the state and staging of oil and gas development facilities on the shelf	
Захарченко Е.И., Захарченко Ю.И., Андрейко Н.Г. Анализ и оценка рисков опасных производственных факторов при проведении геофизических исследований скважин	104
Zakharchenko Y.I., Zakharchenko Yu.I., Andreyko N.G. Risk analysis and assessment hazardous production factors during well geophysical surveys	
Кендирбаева Дж.Ж. Фрактальность подземных вод кыргызстана для прогноза землетрясений	110
Kendirbaeva J.J. Fractality of underground waters and forecast of earthquakes of kyrgyzstan	
Куранов Ю.В. Перспективы нефтегазоносности палеозойского комплекса юга Республики Калмыкия на основе новейших геолого-геофизических данных	117
Kuranov Yu.V. Prospects of oil and gas potential of Paleozoic deposit on the south of the Republic of Kalmykia based on the latest geological and geophysical data	
Куренков В.В. Особенности геологической перспективности трудноизвлекаемых запасов пластов BC_{12}^2 и BC_{12}^{1-5} Холмогорского месторождения	122
Kurenkov V.V. Peculiarities of the geological prospect of hard-to-recover reserves of the BS_{12}^2 and BS_{12}^{1-5} layers of the Kholmogorskoye field	
Куренков В.В. Создание опорной сети скважин ИННК и С/О каротажа для регулирования разработки Холмогорского месторождения	125
Kurenkov V.V. Creating a support network of INK and S/O logging wells to regulate the development of the Kholmogorskoye field	
Лешкович Н.М. Техника и методика проведения промыслово-геофизических работ на Западно-Казачьем газовом месторождении	128
Leshkovich N.M. Equipment and methods for conducting geophysical exploration on the Zapadno-Kazach'ye gas field	



Лешкович Н.М. Обработка и интерпретация материалов промыслово-геофизических исследований на Западно-Казачьем газовом месторождении	136
Leshkovich N.M. Processing and interpretation of field geophysical research materials on the Zapadno-Kazach'ye gas field	
Мехтиев Ф.Р. Нормирование технологических потерь газа и его расхода на собственные нужды газодобывающих предприятий	145
Mehtiyev F.R. Normalization of technological losses of gas and its costs on own needs gas production companies	
Павленко М.В. Влияние вибрационного воздействия на подвижность жидкости в угольном пласте	151
Pavlenko M.V. Impact of vibration on mobility liquids in the coal seam	
Попков В.И., Попков И.В., Крупин А.А. Новые данные о строении резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве и перспективы доразведки месторождения Оймаша	155
Popkov V.I., Popkov I.V., Krupin A.A. New data on the structure of the reservoir of an oil Deposit in the granite massif and prospects for additional exploration of the Oymasha field	
Попков И.В., Попков В.И. Есть ли в палеозойских отложениях Азовского моря биогермные постройки?	162
Popkov I.V., Popkov V.I. Are there any Paleozoic deposits of the sea of Azov biothermal buildings?	
Пуланова С.А. Микроэлементный состав нафтидов как отражение генетических особенностей их формирования	167
Pulanova S.A. The trace element composition of naphthides as reflection genetic features of their formation	
Пуланова С.А. Геолого-геохимические особенности ачимовских отложений Западной Сибири	170
Pulanova S.A. Geological and geochemical features of the Achimov deposits Western Siberia	
Семендуев М.М., Шкирман Н.П. Концепция сейсмо-гравиметрии как новый этап в развитии нефтегазовой геофизики и составная часть новой идеологии поисков нефти и газа	173
Semenduev M.M., Shkirman N.P. Seismic gravimetry concept as a new step in the development of oil and gas geophysics and a component of of the new oil and gas exploration ideology	
Султанов Л.А. О геолого-петрофизических свойствах и прогнозирование глубокозалегающих нефтегазовых коллекторов мезокайнозойских отложений Азербайджана	179
Sultanov L.A. On geological and petrophysical properties and forecasting of deep-lying oil and gas reservoirs in the mesocaenozoic deposits of azerbaijan	
Твердохлебов И.И., Попков В.И. Перспективы открытия нефтегазовых скоплений Каспийского региона, связанные с ловушками неантиклинального типа	185
Tverdokhlebov I.I., Popkov V.I. Prospects for the opening of oil and gas clusters in the Caspian region associated with non-anticlinal traps	
Хайитов О.Г. Обоснование конечной нефтеотдачи пластов методом многофакторного регрессионного анализа	189
Hayitov O.G. Final oil recovery justification multivariate regression analysis	



- Харитонов А.Л.**
О результатах использования спутниковых геофизических методов для изучения тектонического строения морфоструктур центрального типа и перспектив их нефтегазоносности 193
Kharitonov A.L.
On the results of using satellite geophysical methods to study the tectonic structure of Central type morphological structures and the prospects for their oil and gas potential
- Харитонов А.Л.**
Анализ физико-геохимических механизмов для определения перспективных глубинных зон нефтидогенеза на территории расположения палео плюмов 197
Kharitonov A.L.
Analysis of physical and geochemical mechanisms for determination of perspective deep zones of naphthide-genesis in the territory of the paleo plume location
- Хворост И.М.**
Особенности геологического строения карбонатных резервуаров в силурийских отложениях Денисовской впадины Тимано-Печорской провинции 202
Khvorost I.M.
Peculiarities of geological structure of carbonaceous pools in Silurian sediments of Denisovskaya depression at the Timan-Pechora province
- Шарапов В.К., Хрипковская Ю.Н.**
Геологические условия нефтегазоносности Южно-Советского месторождения 207
Sharapov V.K., Kripkovskaya Yu.N.
Geological conditions of oil and gas bearing capacity of Yuzhno-Sovetskoye field
- Шарапов В.К., Хрипковская Ю.Н.**
Структурно-тектоническая модель и новые перспективы Южно-Советского газоконденсатного месторождения 210
Sharapov V.K., Kripkovskaya Yu.N.
Structural-tectonic model and new perspectives of the South Soviet gas condensate field
- Шкирман Н.П., Семендуев М.М.**
Геологическое строение Северо-Воробьевской площади и перспективы ее нефтегазоносности 214
Skirman N.P., Semynduev M.M.
The geological structure of Vorobyev square and the prospects for its oil and gas
- Шустер В.Л.**
Освоение нефтегазовых ресурсов в неантиклинальных ловушках – новое направление геологоразведочных работ 223
Shuster V.L.
The development of oil and gas resources in non-anticlinal traps is a new area of exploration
- Шустер В.Л.**
К вопросу о методическом подходе к решению задачи прогноза и поисков залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках 225
Shuster V.L.
To the question of a methodological approach to solving the problem of forecasting and searching for oil and gas deposits in non-anticlinal traps
- Эквист Б.В.**
Разрушение массивов горной породы с неоднородной прочностной структурой 228
Ekvist B.V.
Explosive destruction of mountain breed with heterogeneous structure
- Якимчук Н.А., Корчагин И.Н.**
Методы частотно-резонансной обработки спутниковых снимков и фотоснимков: результаты апробации на участках бурения скважин 231
Yakimchuk N.A., Korchagin I.N.
Methods of frequency-resonance processing of satellite images and photo images: results of approbation at well drilling sites

ВВЕДЕНИЕ

31 марта 2020 года в г. Краснодаре прошла IV 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 «ЛУКОЙЛ-Югнефтепродукт» за оказанную финансовую помощь и ООО «Издательский Дом – Юг» – за оказанную организационную и информационную поддержку.

**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 TRADE GEOPHYSICS**



УДК 553.98(569.1)

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПЛЕКСЫ ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА ПАЛЬМИРА (СИРИЯ)



OIL AND GAS COMPLEXES OF SEDIMENTARY PALMYR POOL (SYRIA)

Ал Халум Ахмед

аспирант,

Кубанский государственный университет

malak198525@yahoo.com

Al Halum Ahmed

Graduate student (PhD),

Kuban State University

malak198525@yahoo.com

Аннотация. Бассейн Пальмира расположен на Аравийском полуострове, который в геологическом прошлом был частью материка Гондваны. В девонский период началось формирование прогиба Пальмира, связанное с герцинской тектонической фазой складчатости. Зона прогибания располагалась в центре северной части Арабской плиты.

Ключевые слова: нефтегазовые комплексы осадочного бассейна Пальмира; Основные карбонатные коллекторы триаса; диаграмма центральных участков бассейна Пальмира; нефтегазогенерационный потенциал бассейна Пальмира.

Annotation. The Palmyra Basin is located on the Arabian Peninsula, which in the geological past was part of the mainland of Gondwana. In the Devonian period, the formation of the Palmyra Trough began, associated with the Hercynian tectonic folding phase. The deflection zone was located in the center of the northern part of the Arabian plate.

Keywords: oil and gas complexes of the sedimentary basin of Palmyra; The main carbonate reservoirs of the Triassic; diagram of the central sections of the Palmyra Basin; oil and gas potential of the Palmyra basin.

Нефтегазовые комплексы осадочного бассейна Пальмира можно охарактеризовать по площади Хаян, которая приурочена к блоку Хаян, расположенному в центральной части осадочного бассейна Пальмира. По разрезу нефтегазовые продуктивные горизонты соответствуют трем отделам триасовых отложений (формаций Аманаус-сланец, Курчайн-Доломит, Бутмах) и двум отделам меловых отложений (формации Сухна и Шираниш) (рис. 1).

К нефтегазопроизводящим отложениям триаса относится формация Аманос Шале, которая представлена черными аргиллитами, известковистыми и глинистыми сланцами морского генезиса со средним содержанием органического вещества (Сорг %) 8–9 % на породу, с максимальным содержанием Сорг. Равным 20 %.

Основные карбонатные коллекторы триаса представлены формацией Курчайн-Доломит сложенной чередованием темно-серых доломитов, аргиллитов и известняков, и в тоже время имеющей прослой черных аргиллитов со средним содержанием Сорг равным 2 % на породу. Основание формации Бутмах содержит несколько мощных пластов толщиной около 6–8 м ангидритов и аргиллитов с Сорг до 2 %. В меловых отложениях выделено два уровня нефтегазоматеринских пород формаций Сухна и Шираниш.

Последние открытия в блоке Хаян месторождений (Жихар, Жазаль и Мазрур) указывают, что основными нефтематеринскими отложениями являются породы формации Курчайн-Доломит.

По некоторым представлениям потенциал нефтематеринских пород не так высок по сопоставлению запасов нефти в открытых залежах. Потенциал нефтематеринских пород измеряется водородным индексом Н_И или величиной генетического потенциала S₁+S₂ по данным пиролитического метода, полученного при исследовании нефти из пород Месопотамского прогиба, северо – восточной Сирии в бассейне Пальмира, в центральной части страны (2). Вскрыты триасовые нефтематеринские породы формации Курчайн-Доломит, залежи подстилаются нижележащими солями среднего девона, и перекрыты солями формации Курчайн-Ангидрит.

В зоне прогибания грабена Ефрата формации Сухна проходило формирования свит Рмах шерт и Арак Марль, сложенных черными породами, битуминозными, известковыми, кремнистыми аргиллитами морского генезиса, с содержанием Сорг до 8,6 %, а в формации Шираниш содержание в породах Сорг. Увеличивается до 14,3 %.

От палеоцена до эоцена нефтегазоматеринские породы в северной и центральной Пальмира формации Джадала формировались в морских условиях, и представлены карбонатными породами и аргиллитами, с содержанием Сорг до 4 % близкими к району Евфрата. По-видимому, по аналогии, данных района Евфрата, осадки палеоцен-эоцена в бассейне Пальмира также могут быть потенциальным источником углеводородов. Однако, они в основном залегают не глубоко, и вероятно, содержат незрелые углеводороды нефти в мелких залежах. Формирование жидких углеводородов (главная зона нефтеобразования) фиксируется с глубин 2000–2100 м до 3000 м, в зависимости от теплового режима территории, с величинами пластовых температур для начала генерации жидких углеводородов (t° – 435–450 °С температурного градиента).

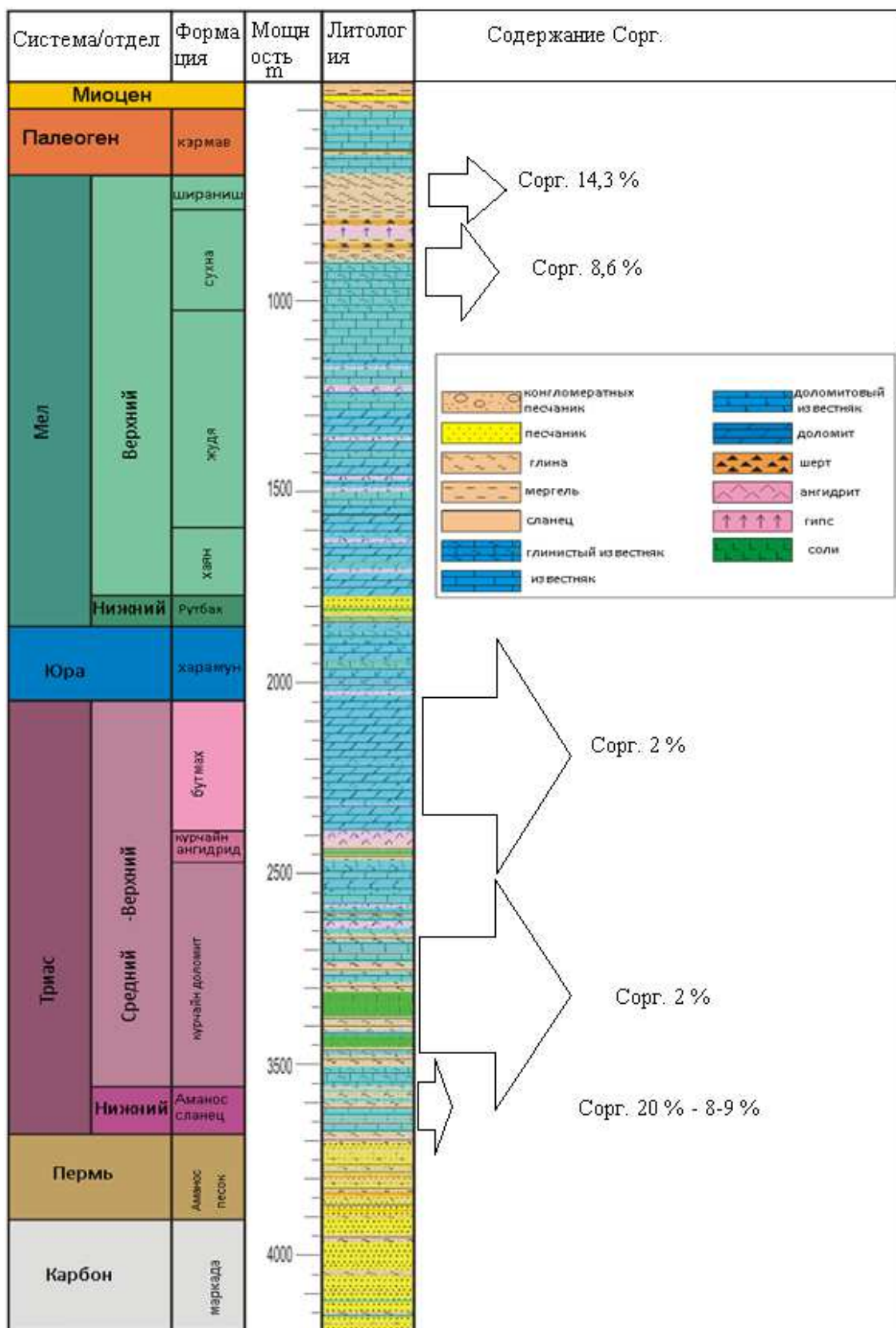


Рисунок 1 – Распределение и содержание органического вещества в нефтегазоматеринских отложениях триаса и мела, в районе блока Хаян [1, 4]

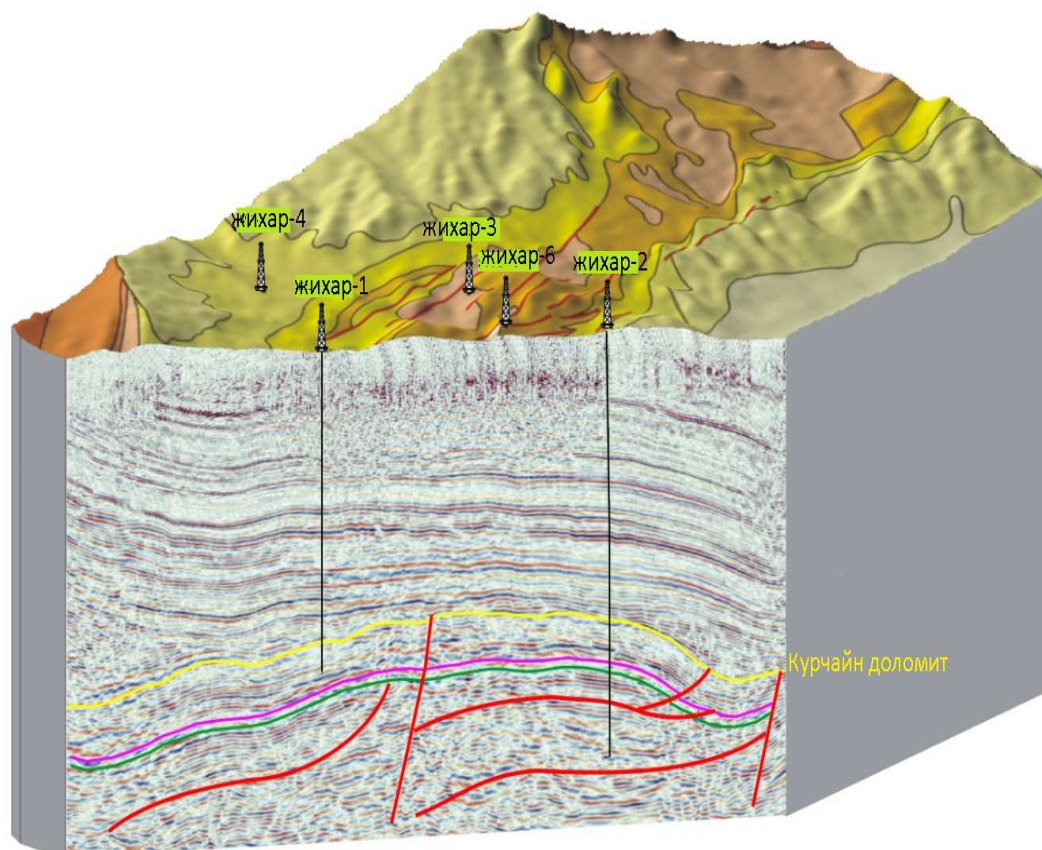


Рисунок 2 – Блок-диаграмма центральных участков бассейна Пальмира, со скважинами (месторождения Жихар), вскрывшими триасовые нефтематеринские породы формации Курчайн-Доломит залежи подстилаются нижележащими солями среднего девона, и перекрыты солями формации Курчайн-Ангидрит [1]

Потенциальными источниками углеводородов в бассейне Пальмира также рассматриваются каменноугольные отложения формации Маркада, которые являются нефтепроизводящими в районе Евфрата. Формация Маркада содержит газоносные битуминозные сланцы, которые прошли через зоны «нефтяного окна» и образования газоконденсата в начале мелового периода. Каменноугольные сланцы и глинистые сланцы формации Маркада в бассейне Пальмира также указывают на повышенное содержание органического вещества сапропелевого происхождения. Темные сланцы были классифицированы как средние и хорошие нефтематеринские породы, достигшие только газовой и конденсатной фазы образования под воздействием теплового режима недр.

Ранее сформированные породы силура формации Танф включают в себя темные частично силицитовые аргиллиты морского генезиса. Они соответствуют по качеству и генезису породам источников углеводородов, аналогичных в Омане, Саудовской Аравии и Южном Иране. По аналогии сопоставления с ними, некоторые авторы считают, что формация Танф может быть потенциальным источником углеводородов в районе Хаян [1].

Нефтяные залежи и нефте-газоматеринские отложения по всей Сирии находятся под Алеппской платформой, за исключением мелких деталей как полагают ранние исследователи [2].

Нефтематеринские породы встречены в доломитовых образованиях формаций Аманос-сланец, Шале, Курчайн, Муласс и Сэржело, коллекторы которых представлены карбонатными породами триаса и мела. Нефтепроизводящая система этих формаций активно генерирует жидкие углеводороды с конца мелового периода, которая затем в течение неогена сменилась генерацией жидкого газоконденсата. Формация Аманос шале раннего триаса сложена сланцами, известковыми-глинистыми доломитами с редкими прослоями известняков и песчаников. Сланцы и доломитовые сланцы богаты органическим веществом. Среднетриасовые породы формации Курчайн-Доломиты включают в себя прослойки сланцев и аргиллитов с различными пластами доломита. Они представляют собой региональный источник углеводородов, поскольку богаты органическим веществом. Система вторичных нефтей встречена в верхнемеловой формации Шираниш, которые образованы в битуминозных сланцах и мергелях мелового возраста. Коллекторы, насыщенные углеводородами в подземных водах и в карбонатных породах мел-палеогена и, являлись путями транспортировки углеводородов в верхние горизонты и с формированием залежей нефти в течение неогена.



Имеются различные точки зрения на нефтегазогенерационный потенциал бассейна Пальмира, не всегда положительный, и это надо учитывать. В северо-восточной части бассейна Пальмира в месторождения углеводороды поступают из формации Аманос Шале, являющейся главным источником углеводородов. Наконец, результаты углеродно – изотопного и биомаркерные анализы из пород среднего триаса показали на генетическую общность некоторых углеводородов (хемофоссилий) формации Аманос-Шале (генетически связаны) со сланцами формаций Аманос и доломитовыми образованиями Курчайн. В результате геохимического изучения отложений в районе Хаян в центральной части бассейна Пальмира, был сделан вывод, что отложения верхнего мела изученной области, очень богаты органическими веществами, но в основном расположенных в невыгодных условиях так как не вошли в главную зону генерации жидких УВ, и сейчас находятся в зоне гипергенеза для генерации углеводородов. Возможно, те же породы (погрузились на глубины более 2000 м) находятся глубже, к югу от изученной района в Адавв, где они могли бы иметь потенциал для производства углеводородов. Рассеянное органическое вещество триасовых и более древних отложений, возможно представлено сапропелевым типом ОВ хорошего качества для исходного нефтегенерационного материала, но к сожалению его содержание в породах значительно меньше, т.е. породы обеднены ОВ по сравнению с каменноугольными отложениями формации Маркада, так как имеют низкие характеристики нефтегенерационного потенциала [3].

Наилучшие результаты анализов по Сорг. Имеют месторождения Жихар и Пальмира, низкий потенциал отмечен в месторождении Аль-махир. При сопоставлении резервуаров бассейна Пальмира с месторождениями Ирака и Ирана выделены единые уровни – трассирующих реперов (TR) нефтегенерационных пород и пород-коллекторов, что дает основание для регионального распространения коллекторов углеводородов по всему Аравийскому региону.

Литература

1. Jamal M., Bizra Y. and Caron C. Paleogeography and Hydrocarbon habitat of the Triassic series in Syria. C.R. Acad. Sci. Paris, Sciences de la Terre et des planets / M. Jamal, Y. Bizra, C. Caron // Earth and Planetary Sciences, 2000. – Paris. – Vol. 331(2000) – P. 133–139.
2. Wilson M., and Guiraud R. Late Permian to Recent magmatic Activity on the African-Arabian margin of Tethys / M. Wilson, R. Guiraud. – D.S. 1998. – P. 33–56.
3. Metwalli H.M., Philip G. & Moussly M.M. Petroleum-Bearing Formations in northeastern Syria and northern Iraq / H.M. Metwalli, G. Philip, M.M. Moussly // AAPG. – 1974. – Vol. 58. – № 9. – P. 1781–1796.
4. Ал Халум А.А. Палеогеография области Пальмира (Сирия) // Геология. Геология в развивающемся мире. – 2016. – № 1. – С. 7–10.

References

1. Jamal M., Bizra Y. and Caron C. Paleogeography and Hydrocarbon habitat of the Triassic series in Syria. C.R. Acad. Sci. Paris, Sciences de la Terre et des planets / M. Jamal, Y. Bizra, C. Caron // Earth and Planetary Sciences, 2000. – Paris. – Vol. 331(2000) – P. 133–139.
2. Wilson M., and Guiraud R. Late Permian to Recent magmatic Activity on the African-Arabian margin of Tethys / M. Wilson, R. Guiraud. – D.S. 1998. – P. 33–56.
3. Metwalli H.M., Philip G. & Moussly M.M. Petroleum-Bearing Formations in northeastern Syria and northern Iraq / H.M. Metwalli, G. Philip, M.M. Moussly // AAPG. – 1974. – Vol. 58. – № 9. – P. 1781–1796.
4. Al Halum A.A. Paleogeography of Palmyra region (Syria) // Geology. Geology in the developing world. – 2016. – № 1. – P. 7–10.



УДК 550.832

ВЫДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОФАЦИЙ МЕТОДОМ МНОГОМЕРНОЙ КЛАСТЕРИЗАЦИИ НА ГРАФАХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ КАРОТАЖНЫХ КРИВЫХ И РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА (НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

●●●●●

ELECTROFACIES CLASSIFICATION BY MULTI RESOLUTION GRAPH-BASED CLUSTERING METHOD USING LOG DATA AND CORE DATA: A CASE STUDY OF ONE OF WEST SIBERIAN OIL FIELDS

Аладьев Антон Павлович

магистрант,
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва
aladyev.anton@gmail.com

Задорожня Ирина Анатольевна

начальник отдела петрофизического моделирования,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва
irina.zadorozhnyaya@lukoil.com

Юртов Михаил Петрович

магистрант,
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва
mikeyurtov@mail.ru

Аннотация. Литофации являются одним из наиболее важных параметров залежи. Как правило, они выделяются по результатам комплексных исследований керна, совместно с изучением данных каротажных кривых, поскольку данные каротажа напрямую связаны с петрофизическими параметрами горных пород. Это подразумевает, что метод распознавания фаций должен интегрировать данные каротажных кривых и результаты исследований керна для совместного анализа. Основная цель этого исследования состоит в использовании методов машинного обучения для выделения фаций в скважинах, в которых отсутствует информация о результатах исследований керна, на основе обученной модели.

Ключевые слова: литофации, выделение электрофаций, моделирование, метод кластеризации, интерпретация ГИС, исследования керна.

Aladev Anton Pavlovich

Master student,
Gubkin Russian State University of Oil
and Gas, Moscow
aladyev.anton@gmail.com

Zadorozhnyaya Irina Anatolievna

Head of Petrophysical Modeling Department,
LLC «LUKOIL-Engineering», Moscow
irina.zadorozhnyaya@lukoil.com

Yurtov Mikhail Petrovich

Master student,
Gubkin Russian State University of Oil
and Gas, Moscow
mikeyurtov@mail.ru

Annotation. Lithofacies are the most important parameters of the reservoir. The facies can be classified by the results of complex core studies, together with the study of well logs data, as the logging data are directly related to petrophysical parameters of rocks. This implies that the facies recognition method should integrate the log data and the results of the core studies for joint analysis. The main objective of this study is to use machine learning methods to isolate facies in wells where core research information is not available, based on a trained model.

Keywords: lithofacies, electrofacies classification, modeling, Multi Resolution Graph-based Clustering method, interpreting well logs, core analysis data.

Выделение фаций в скважинах, в которых отсутствуют результаты комплексных геологических исследований керна, является крайне сложным процессом. Для оптимизации выполнения работ предлагается метод определения фаций на основании модели, обученной на основе скважин, в которых, наряду с данными каротажа, представлены также данные о результатах исследований керна.

В данной статье приведен пример построения модели для скважин одного из месторождений Западной Сибири, где для выделения фаций использовался метод многомерной кластеризации. Применение данного метода обусловлено довольно сложным геологическим строением месторождения и небольшим количеством скважин, в которых проводился отбор и изучение керна. Для построения и анализа модели использовался программный пакет Facimage Geolog 8. Структура исходных данных представлена на рисунке 1.

Построение модели опорной скважины производилось по данным скважины, в которой представлены все литотипы, а также проводились исследования керна. Для выделения электрофаций использовались кривые GR, DENS, DGK, DTP, а также данные о водонасыщенности горных пород. Загруженные данные были нормированы, а также отделены значения, выходящие за пределы доверительных интервалов. Эти данные использовались для построения модели опорной скважины, которая в дальнейшем позволит выделять фации в разрезе других скважин.

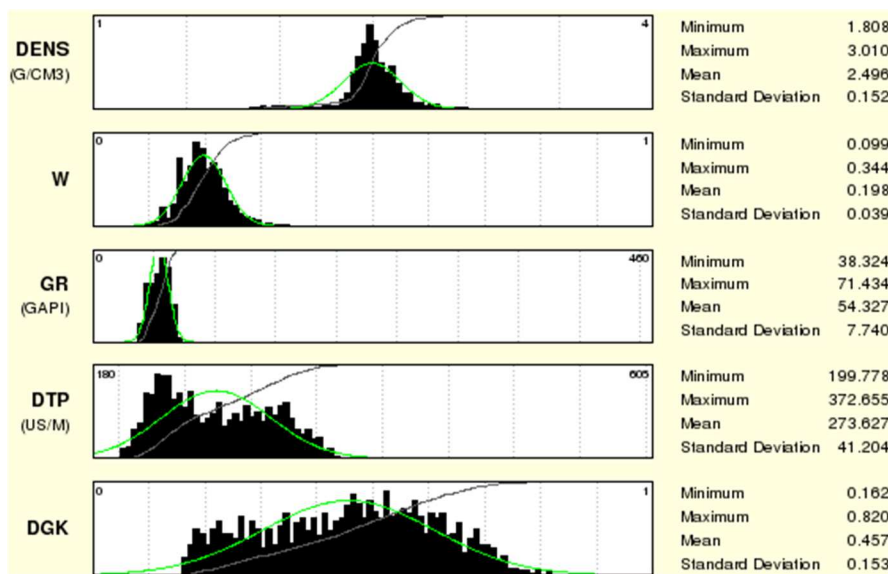


Рисунок 1 – Представление исходных данных по скважине

Построение модели электрофаций опорной скважины возможно с использованием различных алгоритмов:

- Multi-Resolution Graph-Based Clustering (MRGC) – Многомерная кластеризация на графах.
- Dynamic Clustering (DYNCLUST) – Динамическая кластеризация.
- Ascendant Hierarchal Clustering (AHC) – Иерархическая кластеризация.
- Self Organizing Map (SOM) – Самоорганизующаяся карта.
- Artificial Neural Networks (ANN) – Искусственная нейронная сеть.

Следует отметить, что метод моделирования необходимо подбирать исходя из данных обучающей выборки. Для данных различных месторождений методы могут быть различны. Количество кластеров, получаемое на данном этапе зависит от структуры обучающей выборки и может изменяться в широких пределах. В данном случае модель электрофаций с 20 кластерами была построена методом многомерной кластеризации на графах (MRGC) (рис. 2).

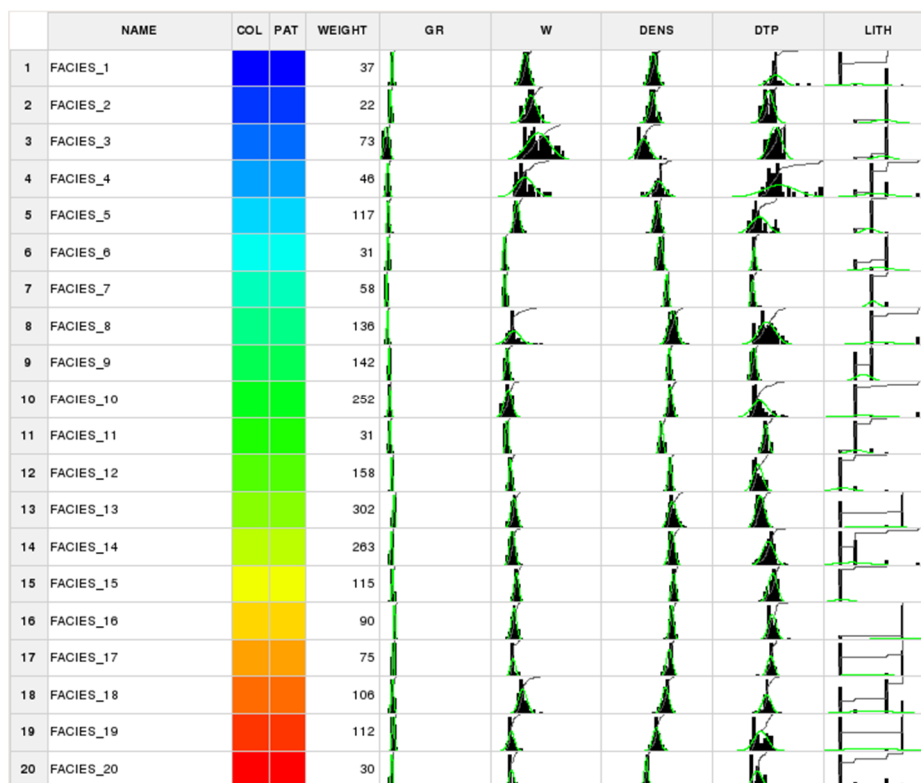


Рисунок 2 – Результат выделения электрофаций в опорной скважине



При использовании метода многомерной кластеризации анализируется структура обучающей выборки и определяются группы, на которые эти данные естественным образом делятся по значениям входных кривых. Небольшие кластеры в дальнейшем корректируются и группируются вручную, в соответствии с результатами исследований керна. Для одного из месторождений Западной Сибири кластеры были объединены в 6 групп, в соответствии с принятыми литотипами. Данная модель обеспечивает наибольшую сходимость с данными описания керна.

Модель, полученная в ходе обработки данных ГИС и результатов исследований керна в опорной скважине, была в дальнейшем использована для выделения фаций в скважинах, в которых лабораторные исследования керна отсутствовали (рис. 3). Применение такого подхода позволило с высокой точностью произвести выделение литотипов в скважинах и в дальнейшем будет использоваться для описания новых скважин, которые не охарактеризованы керном.

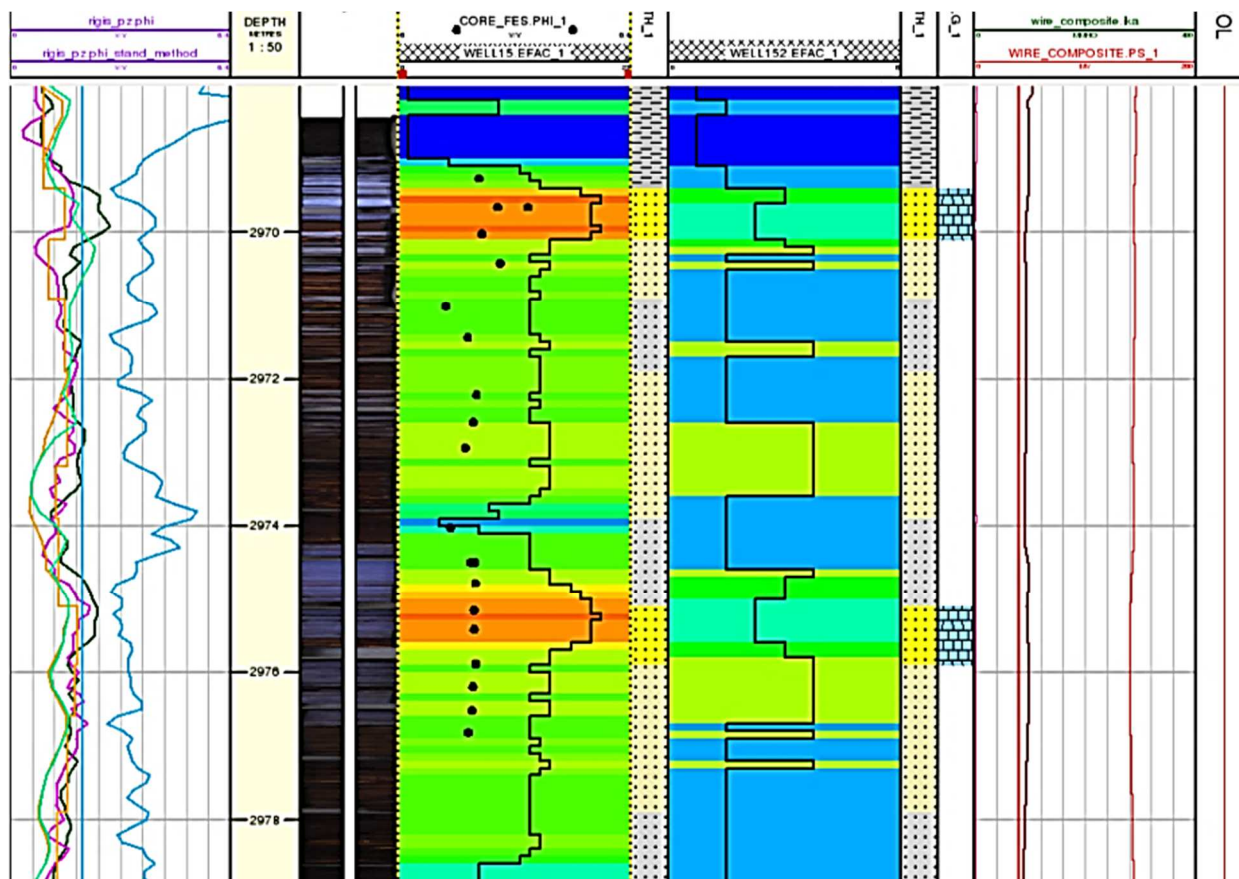


Рисунок 3 – Результат выделения электрофаций в разрезе скважины по данным ГИС методом многомерной кластеризации на основе обученной модели

Заключение

Метод многомерной кластеризации на графах является подходящим способом для автоматической классификации данных. Для этого необходимо построить контролируемую модель для опорной скважины, на основе каротажных кривых и результатов исследований керна, и распространить параметры на скважины, результаты исследований керна в которых отсутствуют. Подбор подходящих параметров для метода кластеризации обеспечивает высокую точность корреляции между фациями, выделенными по керну и электрофациями, выделенными по каротажным кривым.

Литература / References

1. Ju hwan Woo. Electrofacies classification of Horn River Shale by Multi Resolution Graph-based Clustering / Ju hwan Woo, Chul woo Rhee, Jae hwa Jin // Geoconvention. – Calgary, Canada, 2018.
2. B.S. Daya Sagar. Handbook of Mathematical Geosciences / B.S. Daya Sagar, Qiuming Cheng, Frits Agterberg. – Switzerland, 2018. – 911 p.
3. Advanced electrofacies modelling and permeability prediction: a case study incorporating multi multi-resolution core, NMR and image log textural information into a carbonate facies study / Darling Criollo, Zureisy Marin, Diego Vasquez // The 22nd Formation Evaluation Symposium of Japan, September 29–30, 2016.
4. Role of the Cluster Analysis in Logfacies and Depositional Environments Recognition from Well Log Response for Mishrif Formation in Southeast Iraq / Jawad K. Radhy AlBahadily, Medhat E. Nasser // International Journal of Engineering Research & Science (IJOER). – Vol. 3, December 2017. – P. 35–45.



УДК 551.3.051:551.763.1+553.98 (571.1)

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ РАЗНОВОЗРАСТНЫХ ТУРБИДИТНЫХ КОМПЛЕКСОВ



STUDY OF FEATURES OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF MULTI-AGE TURBIDITE COMPLEXES

Александров Вадим Михайлович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
Тюменский индустриальный университет
Alexandrov_v@aotandem.ru

Aleksandrov Vadim Mikhaylovich

Ph.D., Associate Professor,
Tyumen Industrial University
Alexandrov_v@aotandem.ru

Аннотация. Проведен седиментологический анализ разновозрастных отложений турбидитных комплексов Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна. В объеме исследованных турбидитных комплексов выделено несколько субфаций: питающих каналов; проксимальных, средних и дистальных частей конусов выноса. Различия в составе и строении диагностированных субфаций обусловлены особенностями динамики седиментационных процессов. Результаты седиментологических исследований позволяют сделать вывод о существенной роли процессов гравитационного перемещения осадков при накоплении изучаемых комплексов. Разная крутизна морских склонов, длительность транспортировки и степень нагрузки (или разжижения) мутьевого потока вызывают различия в геологическом строении и фильтрационно-емкостных свойствах отложений различных частей турбидитов.

Ключевые слова: турбидитный комплекс, субфации, питающие каналы, проксимальные, средние и дистальные части конусов выноса.

Annotation. A sedimentological analysis of sediments of different ages from turbidite complexes of the West Siberian sedimentary-rock basin was carried out. In the volume of the studied turbidite complexes, several subfacies are distinguished: feed channels; proximal, middle and distal parts of the extension cones. Differences in the composition and structure of the diagnosed subfacies are due to the characteristics of the dynamics of sedimentation processes. The results of sedimentological studies allow us to conclude that the processes of the gravitational movement of sediments play an important role in the accumulation of the studied complexes. The different steepness of the sea slopes, the duration of transportation, and the degree of load (or dilution) of the turbidity stream cause differences in the geological structure and the filtration and capacity properties of deposits of various parts of turbidites.

Keywords: turbidite complex, subfacies, supply channels, proximal, middle and distal parts of the removal cones.

Актуальность наших исследований определяется необходимостью восполнения ресурсной базы и увеличения уровня добычи углеводородов (УВ) в Российской Федерации. В условиях существенной выработки крупных залежей прирост запасов УВ во многом связывается с прогнозом и разведкой неструктурных ловушек литологического, стратиграфического и сложного комбинированного экранирования. Сложность обнаружения и картирования таких геологических объектов определяется гетерогенностью строения аккумулятивных осадочных тел и резкой палеофациальной изменчивостью вмещающих отложений. Реконструкции палеогеографических обстановок в бассейне седиментации является необходимой основой для выделения и картирования зон развития проницаемых осадочных толщ (с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами) и пород-флюидоупоров. Проведение палеофациальных реконструкций и построение палеофациальных моделей продуктивных отложений способствует разработке литолого-палеогеографических критериев прогноза неструктурных ловушек и, приуроченных к ним, литологически экранированных залежей УВ. По мере накопления новых геолого-геофизических материалов и повышения разрешающей способности используемых методов, возрастают требования к достоверности и детальности палеофациальных реконструкций, поэтому обновление и детализация существующих представлений о строении палеофациальных комплексов на современном уровне знаний является насущной задачей.

Фациальная интерпретация керн проводилась по результатам седиментологических исследований, позволяющих установить генетическую природу перспективных отложений и реконструировать палеообстановки осадконакопления. Эти исследования выполнялись на основе макроскопического послыйного детального изучения керн по пробуренным скважинам.

В ходе исследований было проведено детальное изучение и интерпретация керн, отобранного из низов неокомского надъяруса в скважинах, пробуренных в разных фациальных районах Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна. По результатам детального изучения керн и имеющейся информации по ближайшим скважинам были сделаны заключения об обстановках осадконакопления. С большой долей вероятности можно говорить об их принадлежности к различным элементам



турбидитной системы (турбидитных конусов выноса), под которой традиционно понимается комплекс генетически связанных субфаций и ассоциаций обломочных потоков и турбидитных течений, отложенных в определенной стратиграфической последовательности (табл. 1) [1, 2, 12, 14, 16].

А.Н. Воина [8] рассматривает турбидитную систему в виде составной последовательности песчано-глинистых осадков гравитационного переноса, которые формируют осадочные тела как серии циклов седиментации II, III и IV порядков согласно классификации (рис. 1) [9, 15].

Таблица 1 – Обобщенная генетическая типизация турбидитов [3, 6, 7]

Обстановка осадконакопления	Палеофациальная область	Комплекс субфаций	Группа субфаций	Субфация
Морская	Зона развития конусов выноса турбидитных комплексов	Глубоководно-морской	Турбидиты	питающих каналов
				проксимальной части конуса выноса турбидита
				средней части конуса выноса турбидита
				дистальной части конуса выноса турбидита

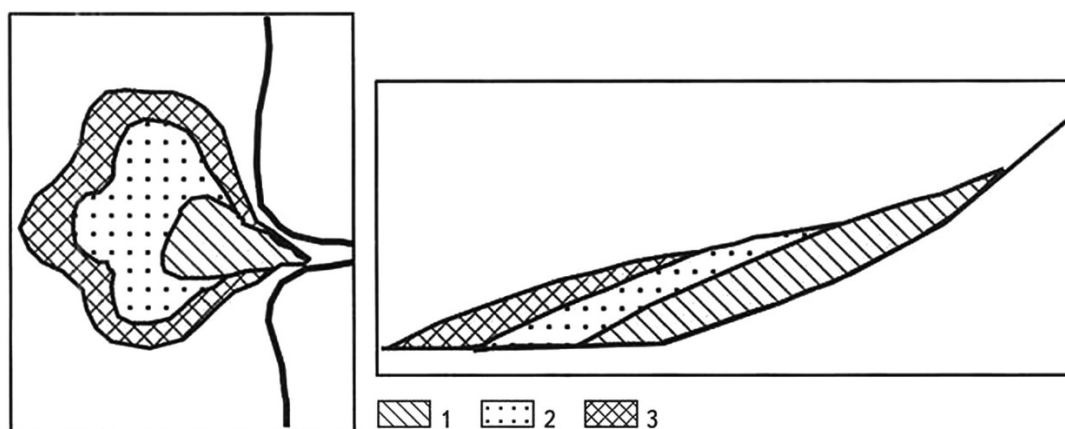


Рисунок 1 – Принципиальная схема геологического строения турбидитного комплекса [3, 7]:
1 – промаксимальная; 2 – средняя; 3 – дистальная часть турбидитной системы

Отложения берриасского – валанжинского возраста изучались в пределах Сургутского и Нижневартовского фациальных районов [5]. Стратиграфически они относятся к *сортимской свите* и описаны в разрезах 15 скважин. Отложения представлены тонко- и мелкозернистыми песчаниками, реже среднезернистыми; неравномерным переслаиванием прослоев глинистых и опесчаненных алевролитов, тонко- и мелкозернистых песчаников, и аргиллитов. В разрезе фиксируются аллохемы¹ аргиллитов (размером от 2 до 40 мм) и намывы углефицированного растительного детрита (УРД). В ходе исследований в объеме свиты были выделены отложения турбидитных комплексов.

Отложения *субфации питающих каналов* (синонимы – «каналы транспортировки», «подводящие каналы») идентифицированы в двух скважинах. Текстурные особенности пород представлены на рисунках 2–3. Диагностированные осадки представлены алевритистыми песчаниками (от тонко-мелкозернистых и тонкозернистых до среднезернистых), иногда с прослоями глинистых (до опесчаненных) алевролитов. Характерны массивные и деформационные (пламенные) текстуры. Описано несколько градационных переходов от глинистых алевролитов к опесчаненному алевролиту и далее – к тонкозернистому алевритистому песчанику. При визуальном изучении можно выделить несколько палеоврезов, характеризующихся увеличением зернистости и многочисленными аллохемами аргиллита овально-округлой формы (до 100 мм), иногда угловатой отдельности, часто с сохранившимися реликтовыми текстурами. Цемент в песчаниках по составу – карбонатный и глинисто-карбонатный.

Отложения *субфации проксимальной части конуса выноса турбидита* (рис. 4–6) диагностируются в восьми скважинах. Проксимальная, или внутренняя, часть турбидитной системы соответствует «головной части конуса выноса», «грубозернистому типу» [3], «проксимальной части конуса» [12], «верхнему конусу» [13, 14, 18], «флюксотурбидиту», «конусу выноса склона» [11]. Данная субфациальная зона формируется преимущественно зерновыми (высокоплотными) потоками в непосредственной близости от питающих каналов.

¹ Folk R.L. Practical Petrographic Classification of Limestones / R.L. Folk // AAPG Bulletin, 1959. – Vol. 43. – Issue 1 (January). – P. 1 – 38. – Текст непосредственный.



Рисунок 2 – Пласт Ач (БС₄), глубина отбора 3026,49 м: массивный мелкозернистый песчаник с глинисто-карбонатным цементом



Рисунок 3 – Пласт Ач (БС₄), глубина отбора 3034,02 м: среднезернистый песчаник с многочисленными аллохемами аргиллитов (до 10 см) овально-округлой формы, иногда угловатой отдельности, часто с сохранившимися реликтовыми текстурами, с глинисто-карбонатным цементом

Отложения данной субфации представлены главным образом тонко-мелкозернистыми песчаниками, реже среднезернистыми (серого, светло-серого цвета). В подчиненном соотношении развиты пачки переслаивания песчаника, алевролита и аргиллита и тонкие линзовидные прослои опесчаненного или глинистого серого-темно-серого алевролита и темно-серого аргиллита. Цемент пород по составу – глинистый, глинисто-карбонатный, карбонатный. Описаны следующие текстуры: массивная, горизонтально-слоистая, деформационная, флазерная, линзовидно-слоистая, градационная, пламенная, рябь течения, внедрения, в глинистых прослоях часто четкие границы между литологически разностями пород. Текстуры в песчаниках подчеркнуты намывами УРД. Наблюдаются аллохемы аргиллитов, неокатанные, реже овально-округлой формы, размером до 2–4 см, которые ориентированы преимущественно по латерали. В песчаниках имеются сидеритовые включения.

Особенности геологического строения отложений, слагающих проксимальную часть конуса выноса турбидита, можно охарактеризовать при детальном изучении керна, корреляции диаграмм ГИС и анализе фильтрационно-емкостных свойств. Для них свойственна цикличность по D.R. Lowe [10], когда в нижней и средней частях цикла присутствуют песчаники, а в верхней – аргиллиты.



Рисунок 4 – Пласт Ач (БВ₄), глубина отбора 2934,83 м: массивный тонкозернистый песчаник с деформациями и аллохемами аргиллита

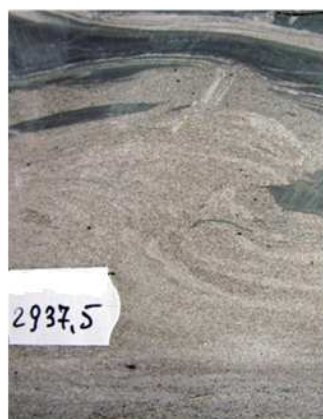


Рисунок 5 – Пласт Ач (БВ₄), глубина отбора 2937,5 м: тонкозернистый песчаник с примесью мелкозернистого, деформационный, с прослоями и аллохемами аргиллита, в средней части образца «песчаные роллы» более светлого материала в алевролите

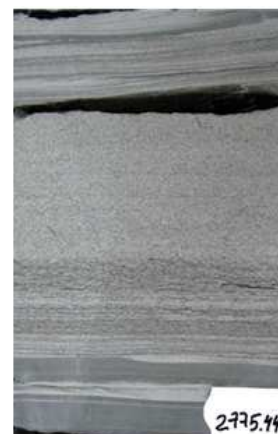


Рисунок 6 – Пласт Ач (БС₁₂), глубина отбора 2775,44 м: тонкозернистый песчаник с волнистыми прослоями глинистого алевролита. Седиментационные текстуры горизонтальной слоистости и ряби течения подчеркнуты УРД



Отложения *субфации средней части конуса выноса турбидита* (рис. 7–8) изучены в пяти скважинах. Средняя часть турбидитной системы («классический или медиальный тип») соответствует «основной части конуса выноса» [3], «медиальным турбидитам» [17], является в определенной мере аналогом «супрафана», что означает «перекрывающий активный конус» [14, 18], «нижнего конуса и лопастей» [13]. Для него характерна классическая последовательность градационных горизонтально- и мелкокосослойчатых песчаников (обычно сокращенная) А.Н. Bouma [8]. Средняя часть турбидитной системы сложена средне- и мелкозернистыми песчаниками, и алевролитами, подчиненными глинами. Характерны следующие текстуры – градационная, тонкая параллельная, волнистая, косая, ряби, конволютная протяженная или средней протяженности. Наблюдаются резкие верхние контакты литотипов пород. Основная масса песчаного материала откладывается турбидитными (мутьевыми) потоками в срединной части конуса выноса (лопасти, сеть распределительных каналов, разнообразные насыпи).

В случае проработки осажденного материала вдольсклоновыми (вдольбереговыми) течениями происходят вымывание пелитовой составляющей, увеличение содержания грубозернистых фракций, размыв первичных седиментационных текстур. Формируются песчаные валы, ориентированные вдоль направления конуритов. Такие отложения по своему строению и фильтрационно-емкостным свойствам, скорее, будут соответствовать проксимальной части конуса выноса.

Отложения субфации представлены преимущественно неравномерным чередованием пачек глинистого или опесчаненного серого алевролита, тонко-мелкозернистого светло-серого песчаника и темно-серого аргиллита. Цемент в песчаниках по составу – глинистый, карбонатно-глинистый, карбонатный. Описаны следующие текстуры: массивная, мелкая косая слойчатость ряби течения, линзовидная, горизонтальная, градационная слоистость, деформационная. Визуально наблюдаются четкие границы между литологическими разностями пород. Отмечаются неокатанные, уплощенные по напластованию аллохемы аргиллита с размерами от 2 мм до 20–40 мм. По плоскостям напластования развиты намывы УРД и углисто-слюдистого материала. Наблюдаемые редкие минеральные трещины залечены кальцитом.



Рисунок 7 – Пласт Ас₁ (БВ₄), глубина отбора 2780,68 м: тонкозернистый песчаник с текстурами деформации, с включением аллохемов глинистых пород и рассеянным УРД



Рисунок 8 – Пласт Ас₁ (БВ₄), глубина отбора 2631,23 м: неравномерное переслаивание песчаника тонкозернистого и аргиллита с текстурами ряби течения, с четкими литологическими границами, с мелкими аллохемами аргиллита, по напластованию развит УРД

Отложения *субфации дистальной части конуса выноса турбидита* (рис. 9–10) выделены в восьми скважинах. Отложения субфации являются промежуточными осадками зоны заполнения между конусами выноса и представлены аргиллитами и глинистыми алевролитами от черного до серого цвета с зеленоватым и голубоватым оттенком с различными по толщине прослоями серых глинистых алевролитов и светло-серых тонкозернистых песчаников (5–40 мм). Строение градационных алевролитов и аргиллитов хорошо подчиняется единицам последовательности D.A.V. Stow [17]. Диагностированы следующие текстуры: градационной слоистости, тонкая прерывистая, линзовидно-слоистая, горизонтально-слоистая, беспорядочная, деформации, часто микросдвиги, массивная, в песчаных



прослоях – рябь течения. Описаны четкие границы между литологическими разностями пород. Участками наблюдается карбонатизация, намывы УРД. Встречаются неокатанные аллохемы глинистых пород (размером до 2 мм), ихтиодетрит.

Дистальная, или внешняя, часть турбидитной системы («мелкозернистый тип») аналогична «краевому конусу выноса» [3], «нижнему», «дистальному конусу» [14, 18], «внешнему конусу» [12], «окраинной части» [13]. Наблюдается сокращенный цикл А.Н. Bouma (верхняя часть) [8].

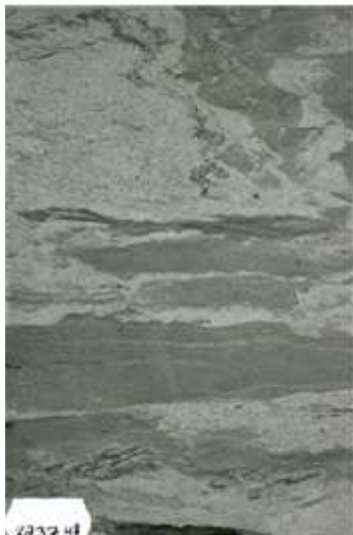


Рисунок 9 – Пласт Ач₁ (БВ₄), глубина отбора 2737,48 м: глинистый алевролит с текстурами деформации и микросдвигами, подчеркнутыми песчаным материалом и намывами УРД

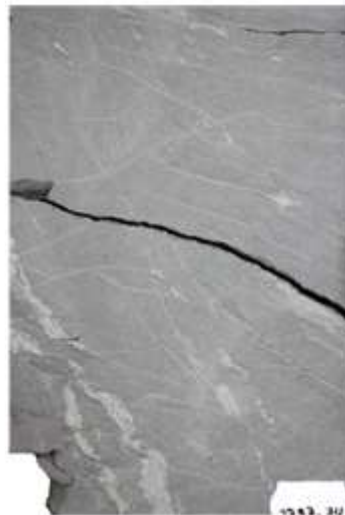


Рисунок 10 – Пласт Ач₁ (БВ₄), глубина отбора 2737,74 м: глинистый алевролит с текстурами деформации и микросдвигами, подчеркнутыми песчаным материалом и намывами УРД

Отложения берриасского-ранневаланжинского возраста изучались в пределах Сургутского, Нижневартовского, западной части Александровского и Вынгапурского фациальных районов [5]. Генетически они относятся *мегионской свиты* и описаны в разрезах 27 скважин.

Отложения *субфации проксимальной части конуса выноса турбидита* (рис. 11–14) изучены в 14 скважинах. Они представлены преимущественно тонко-средне-мелкозернистыми песчаниками, в нижней части – переслаивание с алевритистыми аргиллитами. Характерно увеличение зернистости и толщины песчаников вверх по разрезу. Цемент пород по составу – глинистый, глинисто-карбонатный, карбонатный (прослои 50–100 см). Диагностированы следующие текстуры: массивная, горизонтальная, градационно-слоистая, факельная (пламенная), флазерная, рябь течений и текстуры деформации. Отмечаются редкие включения неокатанных глинистых обломков. Породы обогащены мелким УРД, частично сидеритизированным. Наблюдаются залеченные кальцитом тектонические трещины.

Отложения *субфации средней части конуса выноса турбидита* (рис. 15–17) обнаружена в девяти скважинах и представлена неравномерным переслаиванием пачек песчаника тонкозернистого (50–100 см), тонко-мелкозернистого (до 50 мм), глинистого алевролита и аргиллита (алеврритистого аргиллита). Преобладает песчаная компонента. Описаны следующие текстуры: в песчанике – массивная, реже горизонтально-слоистая, прослоями рябь течений, деформации (оползания); в глинистом алевролите – линзовидная слоистость; в аргиллите, алевритистом аргиллите – градационно-слоистая. Цемент пород по составу – глинистый, карбонатно-глинистый, глинисто-карбонатный. В песчаных прослоях отмечаются включения неокатанных аллохем глинистых пород, фито-детритовые импульсы.

Выводы

1. Турбидитные комплексы выделяются в отложениях берриасского – валанжинского возраста в различных частях Западно-Сибирского осадочно-породного бассейна.
2. Между отложениями разновозрастных турбидитных комплексов наблюдается больше сходства, чем различий.
3. Турбидитные комплексы следует отнести к группе песчано-алевритовых конусов выноса как с точечным, так и с несколькими источниками сноса.
4. В составе турбидитных комплексов идентифицируются осадки трех субфаций: питающих каналов; проксимальных, средних и дистальных частей конусов выноса. Максимальными эффективными толщинами характеризуется отложения субфации проксимальной части конуса выноса.



5. Между палеофациальным генезисом ачимовских отложений и распределением типов пород-коллекторов в них существует определенная «генетическая» зависимость. В относительно однородных и среднезернистых отложениях проксимальной части турбидитной системы преобладают поровый и трещинно-поровый типы пород-коллекторов [4]. Преимущественно поровые породы-коллекторы связаны с зонами проработки осадка направленными течениями. Для средней и дистальной частей турбидитной системы значение трещин в формировании фильтрационно-емкостных свойств становится доминирующим.

6. Трещинно-поровый и поровый типы пород-коллекторов, главным образом, приурочены к проксимальной части турбидитного комплекса, а порово-трещинный – к его средней и дистальной частям [4].

7. Зоны формирования проксимальной части конусов выноса совпадают с зонами развития повышенных фильтрационно-емкостных свойств и являются наиболее перспективными для постановки разведочного и эксплуатационного бурения.



Рисунок 11 – Пласт БВ₈,
глубина 2753,04 м:
массивный
мелко-среднезернистый
песчаник



Рисунок 12 – Пласт БВ₈,
глубина 2762,85 м:
мелко-средне-зернистый
песчаник с пламенной
текстурой



Рисунок 13 – Пласт БВ₁₀,
глубина 2401,7 м:
мелко-среднезернистый
песчаник с крупными
неокатанными
аллохемами аргиллитов



Рисунок 14 – Пласт БВ₁₀,
глубина 2393,41 м:
тонко-мелкозернистый
песчаник с рябью течения



Рисунок 15 – Пласт БВ₈,
глубина отбора 2759,43 м:
тонко-мелкозернистый песчаник
с рябью течения с прослоем
алевритистого градационного
аргиллита



Рисунок 16 – Пласт БВ₁₀,
глубина отбора 2841,36 м:
переслаивание тонкозернистого
песчаника с глинистым алевролитом
с текстурами ряби течения
и деформациями

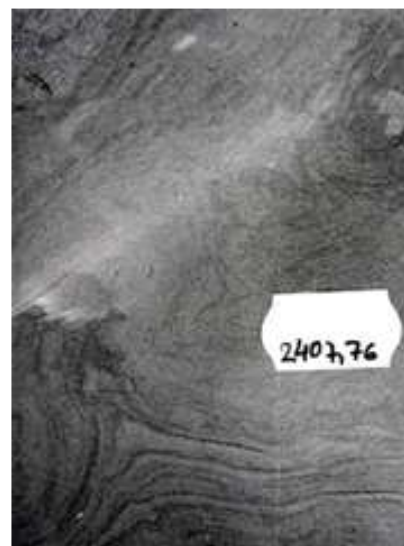


Рисунок 17 – Пласт Ач (БВ₁₀),
глубина отбора 2407,76 м:
мелко-среднезернистый песчаник
с текстурами деформации
(оползания)



Литература

1. Бородкин В.Н. [и др.] Характеристика текстурных особенностей пород ачимовской толщи Западной Сибири в связи с моделью ее седиментации // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2016. – № 8. – С. 4–10.
2. Курчиков А.Р. Характеристика геологического строения и нефтегазоносности неокомского комплекса Западной Сибири / А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин; Зап.-Сиб. фил. ин-та нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука СО РАН. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, 2016. – 201 с.
3. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Ленинград : Изд-во «Недра», 1984. – 260 с.
4. Попов И.П. Новые технологии в нефтегазовой геологии и разработке месторождений : учебное пособие. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2013. – 320 с.
5. Решение 5-го Межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины, Тюмень, 1990 г. : Объяснительная записка к региональным стратиграфическим схемам мезозоя Западно-Сибирской равнины, принятым МРСС-90 14–18 мая 1990 г. и утвержденным МСК СССР 30 января 1991 г. – Тюмень : Министерство геологии СССР, 1991. – 54 с.
6. Санькова Н.В. Диагностика фаций по комплексу методов ГИС с целью уточнения строения продуктивных пластов (на примере месторождений нефти и газа Западной и Восточной Сибири) : 25.00.12 : автореф. дис. ... канд. геол.-мин. наук / ТюмГНГУ. – Тюмень, 2012. – 16 с.
7. Сынгаевский П.Е. Глубоководные конусы выноса и турбидиты. Модели, циклостратиграфия и применение расширенного комплекса ГИС / П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов, В.В. Шиманский. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.
8. Bouma A.H. Sedimentology of some Flysch Deposits : A graphic approach to facies interpretation. – Amsterdam : Elsevier, 1962. – 168 p.
9. Goldhammer R.K. Sequence Stratigraphic Architecture of the Late Permian Tanqua Submarine Fan Complex, Karoo Basin, South Africa / R.K. Goldhammer, H.D. Wickers, A.H. Bouma, G. Wach // AAPG Memoir 72. SEPM Special Publication № 68: Fine-Grained Turbidite Systems : Edited by A.H. Bouma and C.G. Stone. – 2000. – pp. 165–171.
10. Lowe D.R. Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents / D.R. Lowe // J. Sedim. Petrol. – 1982. – Vol. 52. – P. 279–297.
11. Middleton G.V., Hampton M.A. Subaqueous sediment transport and deposition of sediment gravity flows // Marine sediment transport and environmental management : Edited by D.J. Stanley and D.J. P. Swift. – New York : Wiley, 1976. – pp. 197–218.
12. Mutti E. Le turbiditi dell' Appennino settentrionale : introduzione all'analisi di facies / E. Mutti, F. Ricci Lucchi // Memorie della Societa' Geologica Italiana. – 1972. – Vol. 11. – P. 161–199.
13. Nilsen T.H., Abbott P.L. Paleogeography and sedimentology of Upper Cretaceous turbidites, San Diego, California // American Association of Petroleum Geologists Bulletin. – Vol. 65. – Issue 7. – pp. 1256–1284.
14. Normark W.R. Growth patterns of deep-sea fans / W.R. Normark. // Bulletin of American Association Petroleum Geologists. – 1970. – Vol. 54 (11). – P. 2170–2195.
15. Posamentir H.W. Fluvial deposition in a sequence stratigraphic framework // Sequences, Stratigraphy, Sedimentology: Surface and Subsurface : Edited by D.P. James & D.A. Leckie. Memoir of the Canadian Society of Petroleum Geologists. – Calgary, 1988. – Vol. 15. – pp. 582–583.
16. Reading H.G., Richards M. Turbidite System in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System // AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists). – 1994. – Vol. 78. – № 5. – pp. 792–822.
17. Stow D.A.V. Countourites: their recognition in modern and ancient sediments / D.A.V. Stow, B. Lowell // Sci. Rev. – 1978. – Vol. 143. – pp. 251–291.
18. Walker R.G. Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans : models for exploration for stratigraphic traps / R.G. Walker // Bulletin of American Association Petroleum Geologists. – 1978. – Vol. 62. – P. 932–967.

References

1. Borodkin V.N. [et al.] Characteristics of texture peculiarities of the Achimov rocks in Western Siberia in connection with the model of its sedimentation // Geology, geophysics and development of oil and gas births. – 2016. – № 8. – P. 4–10.
2. Kurchikov A.R. Characteristics of the geological structure and oil-and-gas bearing capacity of the Neocomian complex in Western Siberia / A.R. Kurchikov, V.N. Borodkin; Zap. A.A. Trofimuk SB RAS. – Novosibirsk : Published in SB RAS, 2016. – 201 p.
3. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. – Leningrad : Subsoil Resources Research Institute, 1984. – 260 p.
4. Popov I.P. New technologies in oil and gas geology and field development: educational posobie. – Tyumen : Tyumen State Oil and Gas University, 2013. – 320 p.
5. Decision of the 5th Interdepartmental Regional Stratigraphic Meeting on Mesozoic Deposits of the West Siberian Plain, Tyumen, 1990. Explanatory note to the regional stratigraphic schemes of the Mesozoic deposits of the West Siberian Plain adopted by the MRSS-90 on May 14–18, 1990 and approved by the USSR MSC on January 30, 1991. – Tyumen : Ministry of Geology of the USSR, 1991. – 54 p.
6. Sankova N.V. Diagnostics of facies by the complex of GIS methods to clarify the structure of productive formations (by the example of oil and gas fields in Western and Eastern Siberia) : 25.00.12 : author's abstract Cand. geol.min. of sciences / TyumGNGU. – Tyumen, 2012. – 16 p.
7. Syngaevskiy P.E. Deep-water discharge cones and turbidites. Models, cyclostratigraphy and application of the extended GIS complex / P.E. Syngayevskiy, S.F. Khafizov, V.V. Szymanskiy. – Moscow-Izhevsk : Institute for Computer Research, 2015. – 480 p.



8. Bouma A.H. *Sedimentology of some Flynch Deposits : A graphic approach to facies interpretation.* – Amsterdam : Elsevier, 1962. – 168 p.
9. Goldhammer R.K. *Sequence Stratigraphic Architecture of the Late Permian Tanqua Submarine Fan Complex, Karoo Basin, South Africa* / R.K. Goldhammer, H.D. Wickens, A.H. Bouma, G. Wach // AAPG Memoir 72. SEPM Special Publication № 68: *Fine-Grained Turbidite Systems* : Edited by A.H. Bouma and C.G. Stone. – 2000. – pp. 165–171.
10. Lowe D.R. *Sediment gravity flows: II. Depositional models with special reference to the deposits of high-density turbidity currents* / D.R. Lowe // *J. Sedim. Petrol.* – 1982. – Vol. 52. – P. 279–297.
11. Middleton G.V., Hampton M.A. *Subaqueous sediment transport and deposition of sediment gravity flows* // *Marine sediment transport and environmental management* : Edited by D.J. Stanley and D.J. P. Swift. – New York : Wiley, 1976. – pp. 197–218.
12. Mutti E. *Le torbiditi dell' Appennino settentrionale : introduzione all'analisi di facies* / E. Mutti, F. Ricci Lucchi // *Memorie della Societa' Geologica Italiana.* – 1972. – Vol. 11. – P. 161–199.
13. Nilsen T.H., Abbott P.L. *Paleogeography and sedimentology of Upper Cretaceous turbidites, San Diego, California* // *American Association of Petroleum Geologists Bulletin.* – Vol. 65. – Issue 7. – pp. 1256–1284.
14. Normark W.R. *Growth patterns of deep-sea fans* / W.R. Normark. // *Bulletin of American Association Petroleum Geologists.* – 1970. – Vol. 54 (11). – P. 2170–2195.
15. Posamentier H.W. *Fluvial deposition in a sequence stratigraphic framework* // *Sequences, Stratigraphy, Sedimentology: Surface and Subsurface* : Edited by D.P. James & D.A. Leckie. *Memoir of the Canadian Society of Petroleum Geologists.* – Calgary, 1988. – Vol. 15. – pp. 582–583.
16. Reading H.G., Richards M. *Turbidite System in Deep-Water Basin Margins Classified by Grain Size and Feeder System* // *AAPG Bulletin (American Association of Petroleum Geologists).* – 1994. – Vol. 78. – № 5. – pp. 792–822.
17. Stow D.A.V. *Countourites: their recognition in modern and ancient sediments* / D.A.V. Stow, B. Lowell // *Sci. Rev.* – 1978. – Vol. 143. – pp. 251–291.
18. Walker R.G. *Deep-water sandstone facies and ancient submarine fans : models for exploration for stratigraphic traps* / R.G. Walker // *Bulletin of American Association Petroleum Geologists.* – 1978. – Vol. 62. – P. 932–967.



УДК 622.245.428+ 550.832.44

**ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН
НА ПРИМЕРЕ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ПО ДАННЫМ АКУСТИЧЕСКОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ**



**ASSESSMENT OF THE QUALITY OF CEMENTING
AND THE TECHNICAL CONDITION OF WELLS
USING THE EXAMPLE OF THE SAMOTLORSKOYE FIELD
ACCORDING TO THE ACOUSTIC CONTROL METHOD**

Антонов Евгений Николаевич

ведущий инженер по бурению
управления супервайзинга бурения,
АО «Самотлорнефтегаз»
evgeniy_kz@mail.ru

Савенок Ольга Вадимовна

доктор технических наук,
профессор кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
olgasavenok@mail.ru

Аннотация. В статье выполнена обработка данных акустического контроля качества цементирования скважины на месторождении Самотлор. Рассмотрены вопросы метрологического обеспечения аппаратуры АКЦ. Показана зависимость параметров АКЦ от состояния контакта колонны с цементным камнем. Установлены интервалы с различным типом качества цементирования. Несомненное преимущество АКЦ состоит в том, что её данные отражают состояние и объёмы уже сформировавшегося в затрубном пространстве цементного камня и его механические контакты с обсадной колонной и стенкой скважины, в том числе в течение всего срока эксплуатации скважины. Второе преимущество заключается в возможности оценки качества тампонажа межтрубного и затрубного пространства многоколонных конструкций. Основными недостатками АКЦ является чувствительность к децентрации измерительного зонда в скважине и необходимость ожидания во время схватывания и набора прочности цементным камнем.

Ключевые слова: основы теории метода АКЦ; методика полевых исследований; технические характеристики трубных волноводов; аппаратура акустического цементирования; обработка и интерпретация результатов; надёжность определения качества цементирования обсадных колонн; результаты интерпретации по акустическому каротажу.

Antonov Evgeny Nikolaevich

Lead drilling engineer
of the supervising drilling department,
JSC «Samotlorneftegaz»
evgeniy_kz@mail.ru

Savenok Olga Vadimovna

Doctor of technical sciences,
Professor of oil and gas engineering
department named after
Professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
olgasavenok@mail.ru

Annotation. The article processed the data of acoustic quality control of cementing a well on the Samotlorskoe field. The issues of metrological support of equipment of acoustic cementing quality control method are considered. The dependence of the acoustic cementing quality control method parameters on the state of contact of the column with cement stone is shown. Intervals with different types of cementing quality are established. The undoubted advantage of acoustic cementing quality control method is that its data reflect the state and volume of cement stone already formed in the annulus and its mechanical contacts with the casing and the wall of the well, including during the entire life of the well. The second advantage is the ability to assess the quality of the grouting of the annular and annular space of multi-column structures. The main disadvantages of acoustic cementing quality control method are sensitivity to the decentration of the measuring probe in the well and the need to wait during setting and curing by cement stone.

Keywords: fundamentals of the theory of the acoustic cementing quality control method; field research methodology; technical characteristics of tube waveguides; acoustic cementing equipment; processing and interpretation of results; reliability of determining the quality of casing cementing; sonic interpretation results.

В ведение

После окончания бурения в скважину, как правило, спускают обсадные колонны, а затрубное пространство между стенкой скважины и внешней поверхностью заливают цементом. Цементирование затрубного пространства необходимо для разобщения отдельных пластов с целью устране-



ния перетоков различных флюидов из одного пласта в другой. Высококачественное цементирование обсадных колонн позволяет однозначно судить о типе флюида, насыщающего породу (нефть, газ, вода, нефть с водой и т.п.), правильно подсчитывать запасы нефти и газа и эффективно осуществлять контроль разработки нефтяных и газовых месторождений.

О высоком качестве цементирования обсадных колонн свидетельствуют следующие показатели:

- 1) соответствие подъёма цемента в затрубном пространстве проектной высоте его подъёма;
- 2) наличие цемента в затрубном пространстве в затвердевшем состоянии;
- 3) равномерное распределение цемента в затрубном пространстве;
- 4) хорошее сцепление цемента с колонной и породами.

Качество цементирования обсадных колонн контролируется методами термометрии и радиоактивных изотопов, гамма-гамма-методом и акустическим методом.

В настоящее время основным методом для оценки качества цементирования обсадных колонн является АКЦ.

Основы теории метода АКЦ

Контроль цементирования затрубного пространства акустическим методом основан на измерении амплитуды преломлённой продольной волны, распространяющейся по обсадной колонне, и регистрации времени распространения упругих колебаний.

Метод АКЦ позволяет:

- 1) установить высоту подъёма цемента;
- 2) выявить наличие или отсутствие цемента за колонной;
- 3) определить наличие каналов, трещин, каверн в цементном камне;
- 4) изучить степень сцепления цемента с колонной и породами.

Распространение упругих волн представляет последовательное возбуждение колебательного процесса в среде по различным направлениям от источника упругих волн. Характер движения частиц среды связан с теми или иными типами волн, которые могут существовать и распространяться на одном и том же участке среды независимо друг от друга.

Акустический излучатель, находящийся внутри обсадной колонны, возбуждает в буровом растворе сигнал. Сигнал проходит через буровой раствор, преломляется в колонну, распространяется по ней и возвращается через буровой раствор обратно в приёмник. Часть сигнала проходит через колонну в цемент и в породу, а затем возвращается в приёмник. Принимаемый сигнал состоит из нескольких компонент. Первыми приходят сигналы от колонны.

Наибольшее значение имеет распространяющаяся по трубе волна растяжения, которую обычно называют продольной волной. Кроме продольной волны, в трубе будут возникать ещё волны – поперечная волна, волна Стоунли (скользящая по границе «вода – стенка трубы»), волны, связанные с отражениями упругих колебаний от стенок трубы, и цилиндрические винтовые волны. Кроме того, можно ожидать те волны, которые наблюдаются в необсаженной скважине: преломлённая продольная, преломлённая поперечная, отражённая, винтовые цилиндрические и др., а также гидроволну, идущую непосредственно по буровому раствору (заполняющей трубу жидкости). Однако выделение на записи указанных типов волн представляет большие трудности.

Свойства среды влияют как на скорость распространения, так и на затухание энергии акустических волн. При проведении акустического каротажа в обсаженных скважинах было замечено, что при движении скважинного прибора в пределах, казалось бы, однородной обсадной колонны некоторые акустические параметры (например, амплитуды) сильно изменяются по своей величине. Эти изменения вызваны присутствием цементного камня в затрубном пространстве и характером связи его со стенками колонны.

Формирование цементного камня в скважинных условиях представляет собой сложный процесс, зависящий от температурного режима, давления, агрессивности пластовых вод, обезвоживания цементного раствора за счёт перепада давления и проницаемости горных пород, техники цементирования, конструкции скважины и других факторов. Отдельные из них увеличивают проницаемость цементного камня; другие ухудшают прочность и силу сцепления цементного камня с горными породами и металлом обсадных труб; третьи приводят к разрушению структуры, каналообразованию и разрывам в цементном камне. Всё в конечном итоге приводит к нарушению герметичности цементного камня.

При цементировании заколонного пространства и при дальнейшей эксплуатации скважины в цементном кольце могут формироваться следующие основные дефекты:

- 1) вертикальные каналы и трещины;
- 2) кольцевые микрозазоры на границах с обсадной колонной и горными породами;
- 3) горизонтальные разрывы цементного кольца;
- 4) низкая прочность и высокая проницаемость цементного камня.

Время прохождения по породе широко меняется в зависимости от плотности породы. Если знать скорость волн до цементирования и сравнить их со скоростью волн после цементирования, то можно судить о качестве цементирования.



Методика полевых исследований

Проведение геофизических исследований и работ предусматривает последовательное выполнение операций, обеспечивающих получение первичных данных об объекте исследований, которые пригодны для решения геологических, технических и технологических задач на количественном и/или качественном уровнях, и включает в себя:

- выбор скважинного прибора или состава комбинированной сборки приборов (модулей);
- тестирование наземных средств и приборов;
- формирование описания объекта исследований;
- полевые калибровки скважинных приборов перед исследованиями;
- проведение спускоподъёмных операций для регистрации первичных данных;
- полевые калибровки приборов после проведения исследований.

Выполнение операций фиксируется файл-протоколом, который формируется регистратором компьютеризированной каротажной лаборатории без вмешательства оператора и содержит данные по текущему каротажу: номер спускоподъёмной операции, наименование и номера приборов и сборки, время начала и завершения каждого замера.

Выбор скважинного прибора или сборки приборов (модулей) определяется совместимостью методов ГИС, ИТСС и ПГИ при их одновременной реализации.

Очередность измерений, выполняемых несколькими приборами или их сборками, зависит от конкретных скважинных условий и задач, решаемых в необсаженных и обсаженных скважинах, и определяется самостоятельно для каждой технологии исследований.

Тестирование цифрового каротажного регистратора, вспомогательного оборудования каротажной лаборатории, скважинных приборов и их сборок проводят с помощью программ-тестов.

Последовательность действий при проведении спускоподъёмных операций и регистрации первичных данных должна обеспечить безопасный спуск и подъём приборов и их сборок в скважине и проведение измерений во время подъёма, если технология работы с данным скважинным прибором или технология решения конкретной задачи не предусматривает других вариантов.

Спуск приборов производят под действием привода лебёдки каротажного подъёмника, массы кабеля и прибора со скоростью не более 8000 м/ч. Спуск сборок ведут со скоростью не более 5000 м/ч.

Регулирование скорости спуска осуществляют тормозом барабана лебёдки или программно, если работы выполняют с использованием каротажного подъёмника с гидро- или электроприводом. При спуске не допускается резкое торможение барабана лебёдки во избежание соскакивания с него витков кабеля. Не рекомендуется проводить спуск при выключенном двигателе подъёмника.

Движение приборов на спуске контролируют по натяжению (провисанию) кабеля, датчику натяжения и по изменению на экране монитора значений величин, измеряемых приборами. Допускается выполнять во время спуска операции контроля режимов работы скважинных приборов, проводить контрольные записи против опорных горизонтов и т.п.

При затруднённом спуске скважинных приборов, обусловленном вязкой промывочной жидкостью, наличием в скважине сальников и уступов, допускается увеличение массы приборов за счёт закрепляемых снизу специальных грузов. При наличии в скважине уступов целесообразно увеличение длины груза.

За 50 м до забоя скважины скорость спуска приборов необходимо уменьшить до 350 м/ч и задействовать привод лебёдки.

Перепуск кабеля в скважину не должен превышать 2–5 м. Во избежание прихвата прибора или залипания геофизического кабеля стоянка приборов на забое не должна превышать 5 минут. Иное значение допустимого времени стоянки определяется техническим состоянием ствола скважины и заблаговременно устанавливается соглашением между геофизическим предприятием и пользователем.

Длительность технологических остановок приборов для проведения исследований (например, для отбора проб пластовых флюидов или образцов пород) устанавливают соглашением между геофизическим предприятием и пользователем. Длительная стоянка может предусматривать требование «расхаживания» кабеля в пределах нескольких метров.

Подъём приборов в исследуемом интервале ведут со скоростью, не превышающей максимально допустимую хотя бы для одного из модулей сборки. При прохождении сужений в стволе скважины (башмак обсадной колонны или НКТ, сальники, толстые шламовые корки) и за 50 м до устья скважины скорость подъёма приборов уменьшают до 250 м/ч.

Подъём приборов и их сборок за пределами исследуемых интервалов ведут со скоростью не более 6000 м/ч.

Во время подъёма приборов ведут непрерывный контроль за натяжением кабеля.

В процессе подготовительных работ и спускоподъёмных операций формируют рабочие файлы, содержащие заголовки, результаты периодической и полевой калибровок, первичные данные измерений для следующих записей:

- основной – в пределах исследуемого интервала и обязательного перекрытия с предыдущим интервалом измерений длиной не менее 50 м;



• повторной – длиной 50 м в интервале наибольшей дифференциации показаний. В пределах интервала повторной записи должно находиться не менее двух магнитных меток глубин. Для интервалов исследований протяжённостью менее 100 м повторное измерение проводят по всей длине интервала;

• контрольной – длиной 50 м в интервалах, позволяющих оценить качество выполненных исследований. Такими интервалами являются, например, для электрических и электромагнитных методов – вход в обсадную колонну, для акустических – незацементированный участок обсадной колонны и т.п. В пределах этого интервала должно находиться не менее двух магнитных меток глубин.

Дискретность регистрации данных по глубине для общих и детальных исследований должна составлять 0,2 м. Исследования микрометодами (МК, БМК, микрокавернометрии и наклонометрии), а также исследования скважин, находящихся в эксплуатации, и специальные исследования в открытом стволе выполняют с дискретностью 0,1 и/или 0,05 м.

Шаг дискретизации АЦП выбирают таким образом, чтобы максимально допустимые погрешности преобразования сигналов не превышали 0,2 от соответствующих пределов допускаемых основных погрешностей измерений. Размер шага заложен в программном обеспечении цифрового прибора или АЦП регистратора при оцифровке аналоговых сигналов на поверхности.

Калибровка прибора

При калибровке и поверке аппаратуры акустического каротажа в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- интервальное время распространения ультразвука в диапазоне от 140 до 600 мкс/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 3\%$;
- коэффициент затухания ультразвука в диапазоне от 2 до 30 дБ/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 15\%$.

Для калибровки аппаратуры акустического каротажа методом прямых измерений применяют стандартные образцы скорости распространения и коэффициента затухания ультразвука. Они выполнены в виде трубных волноводов, конструктивно представляющие собой стальные, стеклопластиковые, асбоцементные и полиэтиленовые трубы длиной 4 или 6 м, заполненные водой.

Все волноводы устанавливаются в шахту или трубный контейнер диаметром 0,6–0,8 м (рис. 1).



Рисунок 1 – Схема и фото комплекта трубных волноводов для аппаратуры АК

Технические характеристики трубных волноводов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики трубных волноводов

Номер образца	Материал – носитель свойств	Внутренний диаметр волновода, мм	Интервальное время, мкс/м	Коэффициент затухания (на $f = 20$ кГц), дБ/м
№ 1	сталь	125 ± 2	182 ± 1	2,5–3,0
№ 2	асбоцемент	135 ± 2	330 ± 2	2,0–3,0
№ 3	стеклопластик	115 ± 2	352 ± 2	6,0–6,5
№ 4	полиэтилен	145 ± 2	540 ± 3	13,0–15,0

Значения воспроизводимых интервального времени, коэффициента затухания и доверительных границ погрешности определяются в процессе их метрологической аттестации после монтажа волноводов на объекте.



Методика калибровки измерительных каналов аппаратуры АК с использованием эталонных волноводов основана на прямых измерениях калибруемой аппаратурой интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука, воспроизводимых стандартными образцами акустических параметров (волноводами). Зонд аппаратуры АК коаксиально помещают в центральную часть волновода, заполненного водой. Выполняют однократные измерения интервального времени распространения и коэффициент затухания ультразвука.

Оценку абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений в каждой i -той точке контроля (в каждом волноводе) определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t] = \Delta t_i - \Delta t_{эi} \text{ и } \tilde{\Delta}_{oi}[\Delta \alpha] = \Delta \alpha_i - \Delta \alpha_{эi},$$

где Δt_i и $\Delta \alpha_i$ – показания аппаратуры (измеренные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука) в i -той точке контроля; $\Delta t_{эi}$ и $\Delta \alpha_{эi}$ – эталонные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука в i -той точке контроля.

Аппаратура

В приборах акустической цементометрии используются короткие трёхэлементные измерительные зонды с расстоянием между ближайшими излучателем и приёмником от 0,7 до 1,5 м и базой зондов (расстояние между приёмниками) – в пределах 0,3–0,6 м:

- МАК-2 И1.0П0.5П;
- МАК-3 И1.5П0.5П;
- МАК-4 И0.75П0.5П.

Расстояние между приёмниками (база S) характеризуют разрешающую способность зонда, чем меньше база, тем более тонкие слои могут быть выделены на диаграммах АКЦ. Середина является точкой записи.

МАК-СК – Модуль сканирующей акустической цементометрии:

формула зонда	И (1–8) 0.4 П (1–8)
предельная рабочая температура, °С	120
масса, кг	95
длина, мм	3500
диаметр без учёта центраторов	100
тип каротажного кабеля	трёхжильный бронированный длиной до 5000 м
рабочая частота излучателя, кГц	100
диаметр исследуемых скважин, мм	140–168

Модуль сканирующего акустического цементомера МАК-СК показан на рисунке 2.

Требования к измерительным зондам:

- диапазоны измерений ДТ преломлённой продольной волны и Лэмба волн – 120–660 мкс/м, поперечной – 170–660 мкс/м, Стоунли – 660–1550 мкс/м;
- диапазон измерения коэффициента затухания – 0–30 (40) дБ/м;
- основная относительная погрешность измерения интервального времени – не более ± 1 –3 % (в зависимости от типа прибора);
- основные абсолютные погрешности измерения амплитуд и эффективного затухания – не более $\pm 0,1$ А и ± 3 дБ/м соответственно;
- длительность оцифровки сигналов – до 4 мс (при ПВП), 2 мс (при АКЦ); шаг дискретизации – 2–5 мкс;
- скважинный прибор центрируется;
- скорость не должна превышать 1200 м/ч при записи по стволу (1:500) и 600 м/ч – в интервале детальных исследований (1:200).

Обработка и интерпретация результатов

Результатом измерений являются кривые, показывающие изменения физических свойств окружающей среды вдоль ствола скважины.

Для того чтобы решить соответствующие производственные задачи, поставленные заказчиком, необходимо произвести обработку и интерпретацию данных, получаемых от результатов исследования скважин.

Под интерпретацией понимают процесс перехода от результатов измерения к конкретным геологическим данным.



Предназначен для контроля качества цементирования обсадных колонн по восьми радиальным секторам в сканирующем режиме

Область применения: обсаженные скважины, оборудованные колонной с внешним диаметром от 150 до 168 мм

Светлые участки – пустоты в цементном кольце, с указанием сегмента с некачественным заполнением

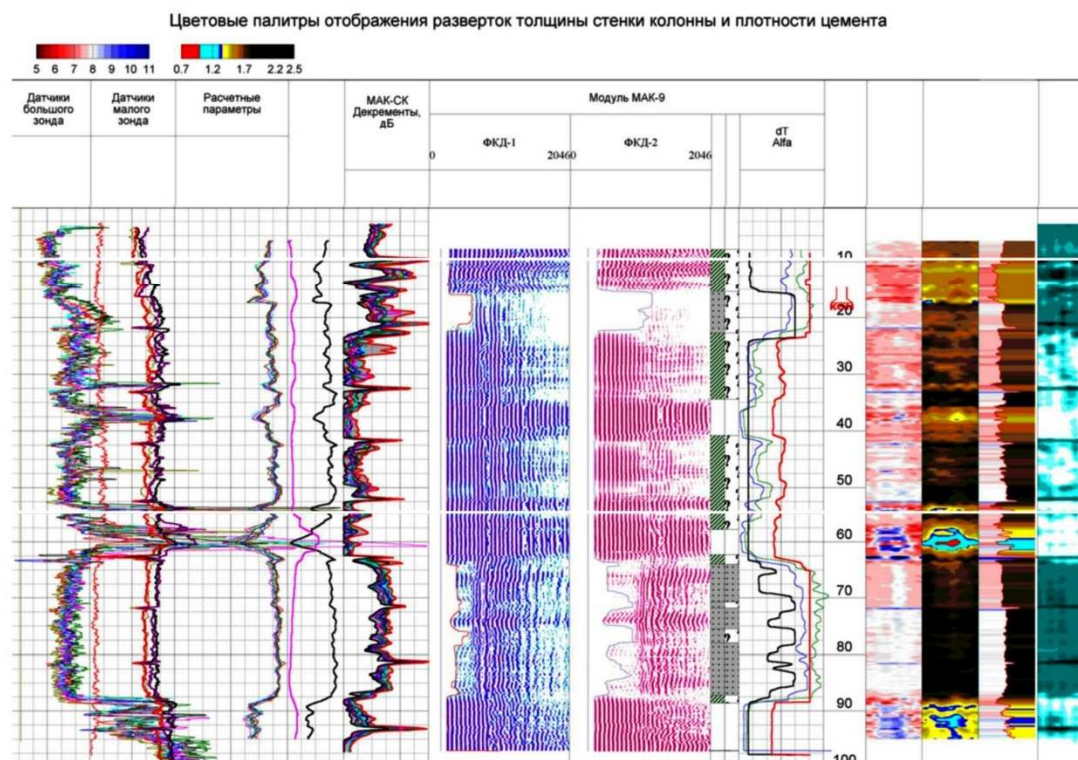


Рисунок 2 – Модуль сканирующего акустического цементомера МАК-СК

При АКЦ регистрируются параметры упругих волн:

- скорость (время);
- амплитуда волн, которые могут распространяться по колонне, цементу и породе.

Эти параметры в значительной степени зависят от наличия и качества сцепления цемента с колонной и породой.

Поэтому результатом измерения являются следующие кривые:

- интервальное время пробега ΔT ;
- амплитуда волны по колонне A_k ;
- амплитуда волны по породе A_n .

Амплитуда колебаний продольной волны, идущей по колонне, время пробега продольной волны и амплитуда колебания продольной волны, регистрируемой в качестве первого вступления, измеряются акустическими цементомерами типа АКЦ.

При интерпретации данных акустического цементомера за основу берутся показания кривой A_k , а кривые A_n и T_n являются вспомогательными.

Максимальные значения A_k и A_n и среднее значение T_a характеризуют незацементированную колонну, а иногда и отсутствие связи цементного камня с колонной. Минимальные значения A_k свидетельствуют о хорошем сцеплении цементного камня с колонной. Кривая T_n достигает максимального значения на участках колонны с хорошим сцеплением цементного камня с колонной и плохим сцеплением его с породой. В этом случае T_a близко ко времени пробега упругой волны по промысловой жидкости. Минимальное значение регистрируемого времени T_a , меньшее времени прохождения продольной волны по колонне T_n , наблюдается в интервалах, характеризующихся высокой скоростью распространения колебаний в породе при жёсткой связи цементного камня с колонной и стенками скважины.

В разрезах скважин, где скорость распространения продольных волн по породе v_n превышает скорость их распространения по колонне ($v_n > v_k$) или в случае низких v_n и больших затуханий волн, определение качества цементирования обсадных колонн по параметрам A_k , A_n и T_n затрудняется. При $v_n \gg v_k$ (высокоскоростной разрез) вместо волн по породе регистрируют гидроволну.



Качество цементирования оценивается поинтервально с выдачей следующих характеристик:

- наличия в затрубном пространстве цементного камня, жёстко связанного с колонной – хорошее сцепление;
- неполное заполнение затрубного пространства цементным камнем или плохой связью с колонной – плохое сцепление;
- чередование участков, хорошо и плохо цементированных с колонной, содержащих и не содержащих цементный камень в затрубном пространстве – частичное сцепление;
- отсутствие сцепления цементного камня с колонной или вообще отсутствие цемента в затрубном пространстве.

При частичном сцеплении такие интервалы на кривой Ак характеризуются чередованием больших и малых амплитуд (рис. 3).

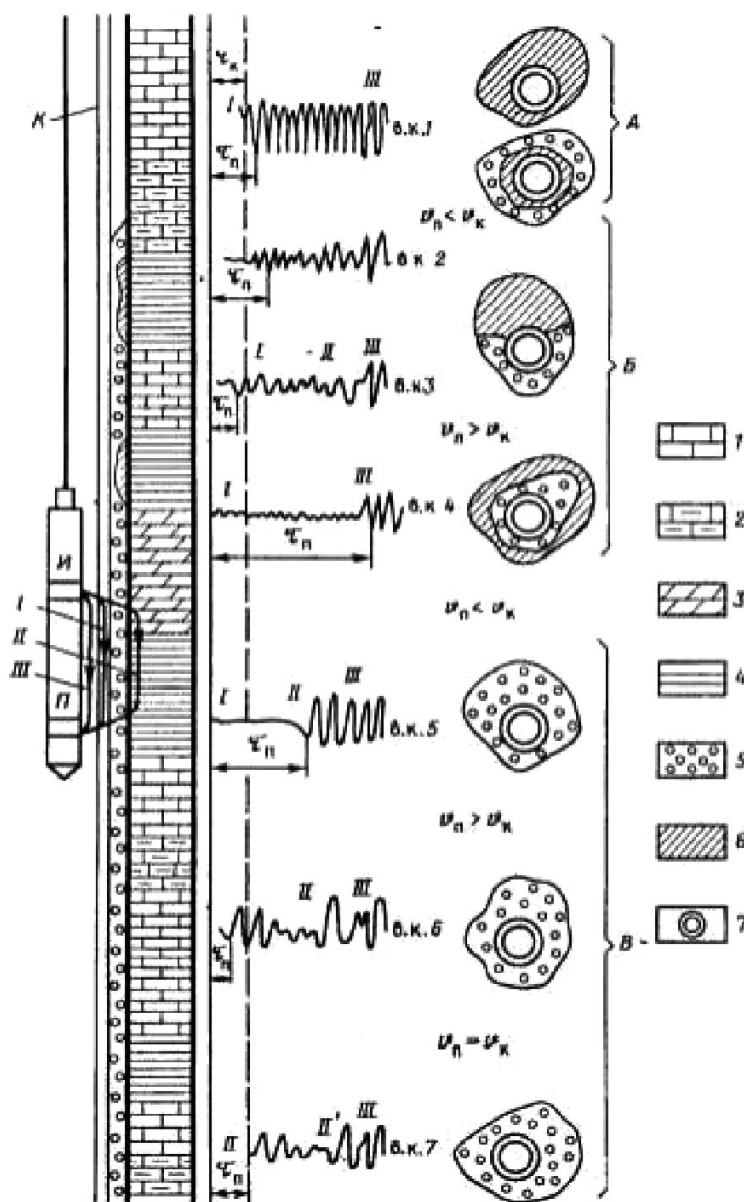


Рисунок 3 – Определение качества цементирования обсадной колонны:

Путь волны: I – по колонне; II – по породе; III – по промывной жидкости в обсадной колонне;
 1 – известняк; 2 – известняк глинистый; 3 – мергель; 4 – глина; 5 – цемент; 6 – промывочная жидкость;
 К – колонна; в.к. – волновая картина; А – незацементированная колонна;
 Б – частично зацементированная колонна; В – полностью зацементированная колонна;
 И – источник излучения, П – приёмник излучения

Надёжность определения качества цементирования обсадных колонн повышается, если одновременно с записью кривых акустическим цементомером фотографировать волновые картины, получаемые этим цементомером.



Качество цементирования по волновым картинам оценивается по следующим признакам.

1. Незацементированная колонна на волновой картине отмечается мощным долго не затухающим сигналом трубных волн, приходящим за время T_k , которое равно времени пробега волны на базе зонда со скоростью стержневых волн в стали. Время T_k для базы 2,5 м в зависимости от диаметра колонны и физико-химических свойств жидкости в скважине может изменяться от 500 до 650 мкс (рис. 3; в.к. 1).

2. Хорошее качество цементирования обсадных колонн (надёжное сцепление цементного камня с породой и колонной) в низкоскоростном разрезе отмечается на волновой картине весьма малой амплитудой A_k и значительной амплитудой A_n . Типы волн в этом случае отчётливо разделяются по времени их вступления (рис. 3, в.к. 5). Если A_k меньше критической величины, выше которой контакт цементного камня с колонной считается неполным, а A_n и T_n коррелируются со значениями, полученными при исследовании необсаженной скважины акустическим методом, или со значениями кажущегося электрического сопротивления пород, то затрубное пространство является герметичным.

3. В высокоскоростных разрезах, где различить однозначно волны, распространяющиеся по породе и по колонне, только по времени их вступления трудно, оценить качество цементирования обсадных колонн помогает частотная характеристика волн. Установлено, что частота продольных волн в породах возрастает с увеличением скорости их распространения, однако во всех случаях остается ниже частоты волны, распространяющейся по колонне (при частоте излучателя 25 кГц). Хорошее качество цементирования обсадных колонн в высокоскоростном разрезе отмечается на волновой картине неискаженным импульсом продольной волны по породе с частотой ниже 20 кГц (рис. 3; в.к. 6 и 7).

4. В случаях, когда A_k превышает критическое значение и не удаётся выделить волны по породе при наличии волны с частотой 25–30 кГц, вступающей на временах более 1300 мкс, а также при отсутствии корреляции значений амплитуд A_n со значениями их в необсаженной скважине, затрубное пространство негерметично или его герметичность неопределённа (случай частичного цементирования) (рис. 3; в.к. 2 и в.к. 3).

5. В высокоскоростном разрезе при частичном цементировании обсадной колонны сигнал с момента времени T_k представлен волнами различной частоты. Этот признак позволяет отличить по волновой картине частичное цементирование от полного даже в случае надёжной корреляции кривых амплитуды и времени, записанных до и после крепления скважины колонной (рис. 3; в.к. 3).

Совместная интерпретация данных контроля цементирования акустическим методом, данных акустического метода, полученных в необсаженной скважине, и волновых картин позволяет наиболее правильно оценить качество цементирования обсадных колонн.

Теоретические и экспериментальные исследования

Выполним интерпретацию скважины Самотлорского месторождения. Для этого выберем два участка волновой картины, на которых покажем основные ситуации при цементировании затрубного пространства скважины.

В первом случае на глубине 20–110 м видно хорошее сцепление контакта цемента с кондуктором, что определяется большой величиной затухания волны по колонне (Alpha_k) и значительной амплитудой волны по породе A_n . Это говорит о том, что цемент имеет жёсткий контакт с кондуктором. Сцепление цемента с породой частичное (табл. 2–5 и рис. 4).

Таблица 2 – Проведённый комплекс исследований

Методы	Масштаб	Интервал исследований, м	Скважинный прибор
АКЦ-ВС	1:500	17,0–130,7	МАГИС-МАК-10 № 26
ЦМ	1:500	0,0–130,6	ЦМ 8-12 №198
Инклинометрия	ч/з 10т	0,0–540,0	МАГИС-ИНКЛ № 18

Таблица 3 – Данные по цементированию

Колонна	Способ заливки	Характеристика цементного раствора				
		цемент ПТЦ-II-50, тонн	плотность цемента, г/см ³	CaCl ₂ , кг	SmallVOL (K), кг	ОЗЦ
Кондуктор	прямая	11,0	1,85	440,0	550,0	с 19:00 15.05.2015 г.

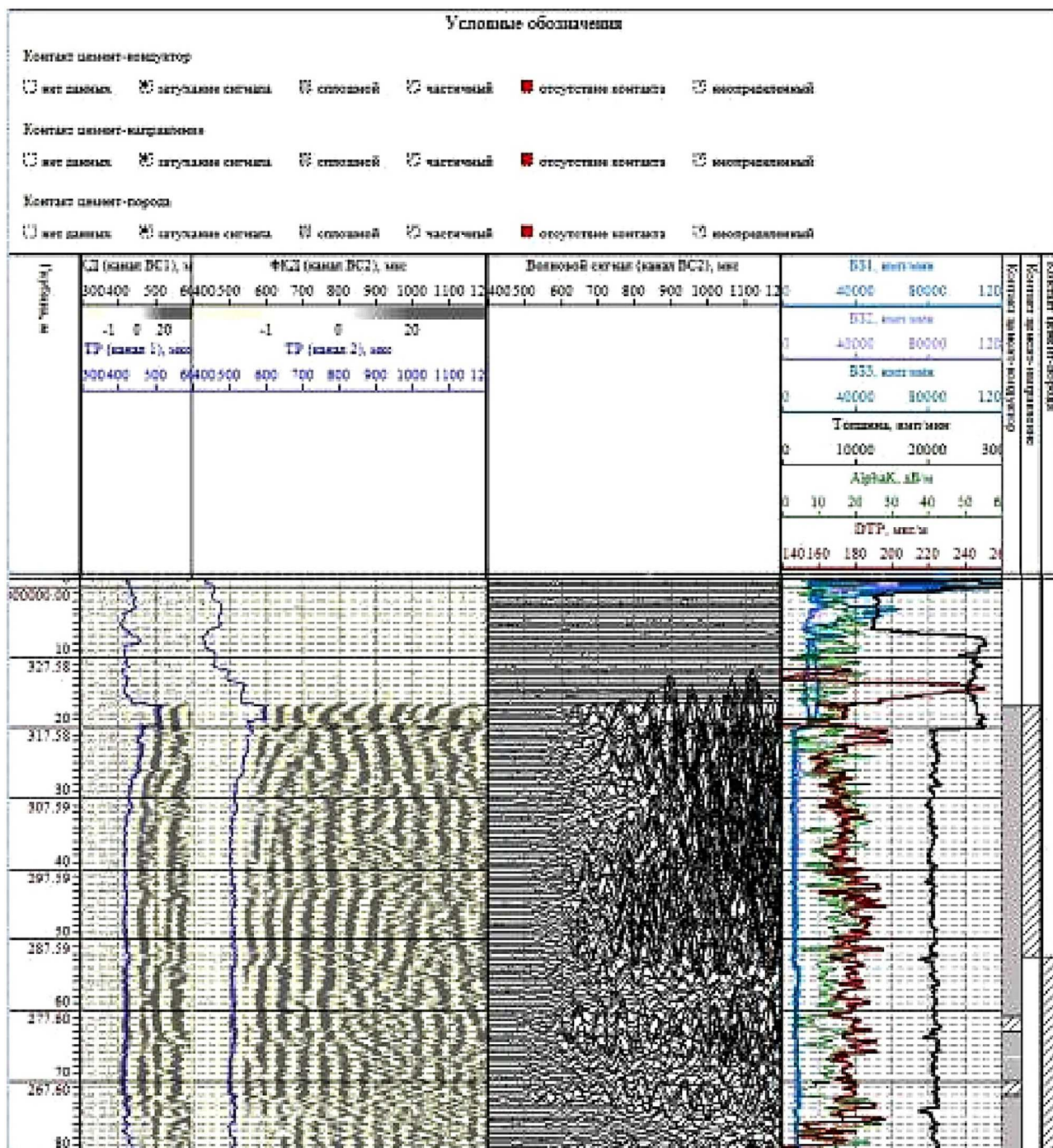


Рисунок 4 – Пример хорошего сцепления цемента с кондуктором

Таблица 4 – Результаты интерпретации

№№ n/n	Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Характер контакта цементного камня		
				с кондуктором (d = 0,324 м)	с направлением (d = 0,426 м)	с породой
1	2	3	4	5	6	7
1	0,0	17,0	17,0	нет данных		
2	17,0	52,5	35,5	сплошной	частичный	
3	52,5	60,8	8,3	сплошной		частичный
4	60,8	63,0	2,2	частичный		частичный
5	63,0	70,0	7,0	сплошной		частичный



Окончание таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7
6	70,0	72,0	2,0	частичный		частичный
7	72,0	111,0	39,0	сплошной		частичный
8	111,0	129,0	18,0	отсутствие контакта		неопределённый
9	129,0	130,8	1,8	сплошной		частичный

Таблица 5 – Статистическое распределение контакта цемента с колонной и породой для интервала 17,0–130,8 м

Контакт цемента с кондуктором	Контакт цемента с направлением	Контакт цемента с породой	Толщина, м	Проценты, %
сплошной	частичный		35,5	31,2
сплошной		частичный	56,1	49,3
частичный		частичный	4,2	3,7
отсутствие контакта		неопределённый	18,0	15,8
			113,8	100,0

Запись проведена без коррекции глубины по магнитным меткам по скважинным условиям. Работы проведены при постоянном доливе скважины.

При записи АК-ВС уровень жидкости в скважине отмечается на глубине 17,0 м. Запись прибором АК проведена до глубины – 140,0 м.

По данным ЦМ уровень жидкости в скважине 20,0 м, до уровня жидкости цемент в скважине присутствует. Распределение цемента за кондуктором равномерное, кроме интервала 114,0–130,8 м, где плотность цемента несколько понижена и интервала 126,5–130,0 м, где распределение цемента неравномерное. Запись прибором ЦМ проведена до глубины 131,6 м.

Во втором случае на глубине 70–160 м виден мощный не затухающий сигнал волны по колонне. Здесь можно сказать, что либо нет контакта колонны с цементом, либо колонна не зацементирована (табл. 6–12 и рис. 5).

Таблица 6 – Данные по цементированию

Колонна	Способ заливки	Характеристика цементного раствора			
		цемент ПТЦ II-50, тонн	плотность цемента, г/см ³	CaCl ₂ , кг	ОЗЦ
Техническая колонна	прямой	15,0	1,83	340,0	09.12.2013 г. с 15:00

Таблица 7 – Проведённый комплекс исследований

Методы	Масштаб	Интервал исследований, м	Скважинный прибор	Примечание
АК-ВС	1:500	5,0–360,0	МАГИС-АК №26	
ЦМ	1:500	1,3–355,8	ЦМ-8-12 №19	запись без вытеснителя
Инклинометрия	1:500	310,0–840,0	ИОН-ЗУ №12	

Таблица 8 – Результаты интерпретации по акустическому каротажу

№№ n/n	Кровля, м	Подошва, м	Н, м	Характер контакта цементного камня		
				с технической колонной (d = 0,245 м)	с кондуктором (d = 0,324 м)	с породой
1	2	3	4	5	6	7
1	0,0	2,0	2,0	нет данных		
2	2,0	5,0	3,0	затухание сигнала (вспенивание бурового раствора)		
3	5,0	18,0	13,0	сплошной	частичный	
4	18,0	28,0	10,0	частичный	частичный	
5	28,0	65,0	37,0	сплошной	частичный	
6	65,0	100,0	35,0	отсутствие контакта	неопределённый	
7	100,0	173,0	73,0	отсутствие контакта		неопределённый



Окончание таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
8	173,0	179,0	6,0	частичный		частичный
9	179,0	317,0	138,0	сплошной		частичный
10	317,0	318,0	1,0	частичный		частичный
11	318,0	323,0	5,0	сплошной		частичный
12	323,0	324,0	1,0	частичный		частичный

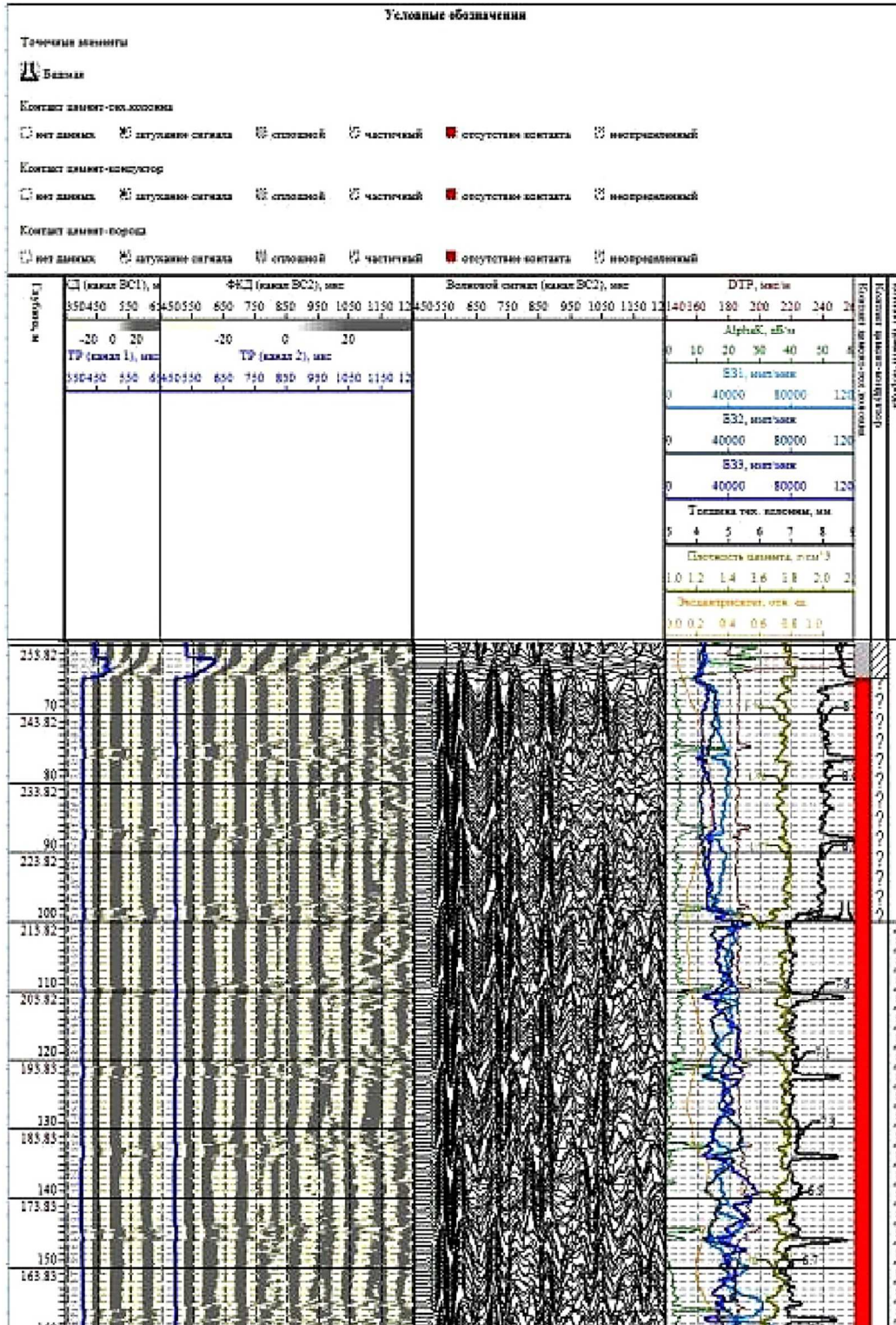


Рисунок 5 – Пример отсутствия контакта цемента с колонной



Таблица 9 – Статистическое распределение контакта цемента с колонной и породой для интервала 5,0–356,4 м

Контакт цемента с технической колонной	Контакт цемента с кондуктором	Контакт цемента с породой	Толщина, м	Проценты, %
сплошной	частичный		50,0	14,2
частичный	частичный		10,0	2,9
отсутствие контакта	неопределённый		35,0	10,0
отсутствие контакта		неопределённый	73,0	20,8
частичный		частичный	8,0	2,3
сплошной		частичный	175,4	49,9
			351,4	100,0

Таблица 10 – Распределение цемента за технической колонной

№№ n/n	Интервалы, м	Распределение цемента
1	25,5–44,5	равномерное
2	44,5–50,0	неравномерное, понижение плотности
3	50,0–56,0	неравномерное
4	56,0–68,0	равномерное
5	68,0–154,0	из-за наличия микрозазора между стенкой скважины и цементным камнем (отсутствие контакта), возможного искажение показания зондов ЦМ, нельзя однозначно оценить распределение цемента, предположительно неравномерное
6	154,0–168,5	неравномерное (понижение плотности до 1,5 г/см ³ , односторонняя заливка)
7	168,5–180,0	из-за наличия микрозазора между стенкой скважины и цементным камнем (отсутствие контакта), возможного искажение показания зондов ЦМ, нельзя однозначно оценить распределение цемента, предположительно неравномерное
8	180,0–186,0	равномерное
9	186,0–190,0	неравномерное
10	190,0–195,0	равномерное
11	195,0–200,0	неравномерное
12	200,0–355,8	равномерное

Таблица 11 – Оценка эксцентриситета эксплуатационной колонны

Кровля, м	Подошва, м	Толщина, м	Эксцентриситет
1,3	156,0	154,7	колонна центрирована
156,0	171,8	15,8	колонна эксцентрична
171,8	355,8	184,0	колонна центрирована

Таблица 12 – Статистическое распределение эксцентриситета эксплуатационной колонны для интервала 1,3–355,8 м

Эксцентриситет	Толщина, м	Статистика, %
Колонна эксцентрична 0,3–0,7	15,8	4,5
Колонна центрирована <0,3	338,7	95,5

При записи АК-ВС уровень жидкости в скважине отмечается на глубине 5,0 м. Данные АК-ВС в интервале 5,0–65,0 м искажены постоянным доливом жидкости в скважину.

Запись прибором АК проведена до глубины 360,0 м. После записи РК качество крепления цемента с породой может быть уточнено.

При записи ЦМ уровень жидкости в скважине 25,5 м, до уровня жидкости цемент за технической колонной присутствует. Расчётная плотность цемента без учёта плотности пород изменяется от 1,50 до 1,84 г/см³. Толщина стенок технической колонны 7,8–8,5 мм. В интервале 0,0–100,0 м значения толщины стенок технической колонны и плотности цементного камня искажены влиянием двухколонной конструкции. Максимальное прохождение прибора до глубины 355,8 м.



Литература

1. Климов В.В. [и др.]. Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн: методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Основы геофизики». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 19 с.
2. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
3. Косков В.Н. Геофизические исследования скважин : учебное пособие. – Пермь : Издательство Пермского государственного технического университета, 2004. – 122 с.
4. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск: Лик, 2017. – 326 с.
5. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
6. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований: учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
7. Усов С.В., Климов В.В., Савенок О.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям. – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.
8. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3/2013. – С. 33–37.
9. Климов В.В., Савенок О.В. Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2/2014. – С. 44–49.
10. Климов В.В., Лешкович Н.М. Повышение информативности метода термометрии при проведении геофизических исследований на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 81–87.
11. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
12. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Аналитическое и экспериментальное определение зон наибольшего износа обсадных колонн при строительстве нефтегазовых скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2017. – № 4. – С. 33–37.
13. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Концепция геолого-геофизического контроля технического состояния обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства в скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 15–21.
14. Климов В.В. [и др.]. Новый способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 2. – С. 101–108.
15. Лешкович Н.М. Совершенствование техники и технологии определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 2 в 2 ч. – Ч. 1. – С. 223–226.
16. Терещенко Ю.П. ГИС: Диагностика технического состояния обсадных колонн. Будни и перспективы // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2001. – Вып. № 10. – С. 161–168.

References

1. Klimov V.V. [et al.]. Interpretation of casing profilerometry data: methodological guidelines for practical classes in the discipline «Fundamentals of geophysics». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2014. – 19 p.
2. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
3. Koskov V.N. Geophysical research of wells : a training manual. – Perm : Perm State Technical University Publishing House, 2004. – 122 p.
4. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk: Lyk, 2017. – 326 p.
5. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
6. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : textbook. – Krasnodar : FSBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
7. Usov S.V., Klimov V.V., Savenok O.V. Well workover. Restoration of casing string tightness: methodological instructions for practical exercises. – Krasnodar : KubGTU Publishing House, 2013. – 63 p.
8. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New technical means, technologies and methodology of geologic and geophysical control of the technical state of fastening of gas and gas-condensate wells, including those with abnormally high formation pressures and temperatures // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3/2013. – P. 33–37.
9. Klimov V.V., Savenok O.V. New technologies of GIS // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – № 2/2014. – P. 44–49.
10. Klimov V.V., Leshkovich N.M. Informativity increase of the thermometry method at carrying out of geophysical researches on the oil and gas fields and underground gas storage // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 81–87.
11. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the inclined and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
12. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Analytical and experimental determination of the zones of the greatest casing wear at construction of oil and gas wells // Bulletin of the brown contractors association. – 2017. – № 4. – P. 33–37.
13. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Concept of the geological and geophysical control of the technical state of the casing and the cemented borehole space in the wells at the oil and gas fields and underground gas storages // Bulletin of the Drilling Contractors Association. – 2019. – № 2. – P. 15–21.
14. Klimov V.V. [et al.]. New method for detection of leakage places in casing strings and interplast fluid flows in borehole space // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 2. – P. 101–108.
15. Leshkovich N.M. Perfection of technique and technology of determination of the non-hermetic couplings and through damages of the casing on the oil fields with the big gas factor // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 2 in 2 part. – Part 1. – P. 223–226.
16. Tereshchenko Yu.P. GIS: Diagnosis of the technical state of the casing strings. Budni and prospects // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO IA RF, 2001. – Issue № 10. – P. 161–168.



УДК 556.3:504.61 (571.1)

ОСОБЕННОСТИ ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ**FEATURES OF THE HYDROGEOLOGICAL STRUCTURE OF THE KURGAN REGION****Арсеньев А.А.**

Тюменский индустриальный университет
id.yug2016@gmail.com

Александров В.М.

Тюменский индустриальный университет

Мулявин С.Ф.

Тюменский индустриальный университет

Аннотация. Накопленный фактический материал многолетних исследований Зауралья, и, в том числе, Курганской области, позволил, в результате систематизации и анализа, дать подробную оценку строения и вещественного состава, Западно-Сибирского артезианского бассейна.

Ключевые слова: Западно-Сибирский артезианский бассейн; водоносный комплекс; палеозойские отложения; минерализация вод; палеоцен; свита; горизонт, водообмен.

Arsenyev A.A.

Tyumen Industrial University
id.yug2016@gmail.com

Alexandrov V.M.

Tyumen Industrial University

Mulyavin S.F.

Tyumen Industrial University

Annotation. The accumulated factual material of many years of research in the Trans-Urals, including the Kurgan region, has allowed, as a result of systematization and analysis, to give a detailed assessment of the structure and material composition of the West Siberian artesian basin.

Keywords: West Siberian artesian basin; aquifer complex; Paleozoic deposits; water salinity; Paleocene; retinue; horizon, water exchange.

В ведение

По результатам многолетних исследований (бурение, сейсмические исследования, электрокаротаж и т.д.) на территории Зауралья, был накоплен огромный фактический материал, который в полной мере охарактеризовывает гидрогеологическую обстановку данного региона. Определены условия формирования химического состава, водообмена и ресурсов Западно-Сибирского артезианского бассейна. Проведено разделение на два гидрогеологических этажа, определена структура и возраст вещественного состава, как регионального водоупора разделяющего эти этажи, так непосредственно и самих гидрогеологических этажей.

Объект и методы исследования

Рассматриваются результаты изучения Зауралья и Курганской области в том числе. Приведено подробное описание структурно-тектонического строения Тобольского артезианского бассейна и сводного гидрогеохимического разреза Зауралья.

Результаты

Рассматриваемая территория – Зауралье – представляет собой юго-западную часть Западно-Сибирского артезианского бассейна [1–9].

В соответствии со структурно-тектонической схемой территория Зауралья образована двумя крупными впадинами – Приуральской и Ханты-Мансийской. К Приуральской приурочен Тобольский артезианский бассейн II-го порядка, южная часть его заходит в пределы Северного Казахстана (рис. 1).

Приуральская впадина имеет асимметричное строение. Поверхность фундамента, которой, полого погружается в восточном направлении с отметки 200 м на юга-западе, вдоль сочленения с восточным склоном Урала, до отметки –700 м на севера-востоке.

Вторая из впадин – Ханты-Мансийская, заходит в пределы Зауралья своей юго-западной окраиной и занимает его северо-восточные и восточные участки. Основная часть Ханты-Мансийской впадины располагается в Западно-Сибирской низменности. Граница Ханты-Мансийской с Приуральской впадиной довольно условна и проводится по резкому перегибу и погружению поверхности фундамента, местами имеющему форму уступа (Мальцевский, Утешевский и др.). Вдоль этого условного перегиба располагаются небольшие прогибы: Усть – Тавдинский и Тюменский, относящиеся к структурам третьего порядка. Поверхность фундамента в этих впадинах, в районе Тавды, опускается до отметки ниже –1200 м.

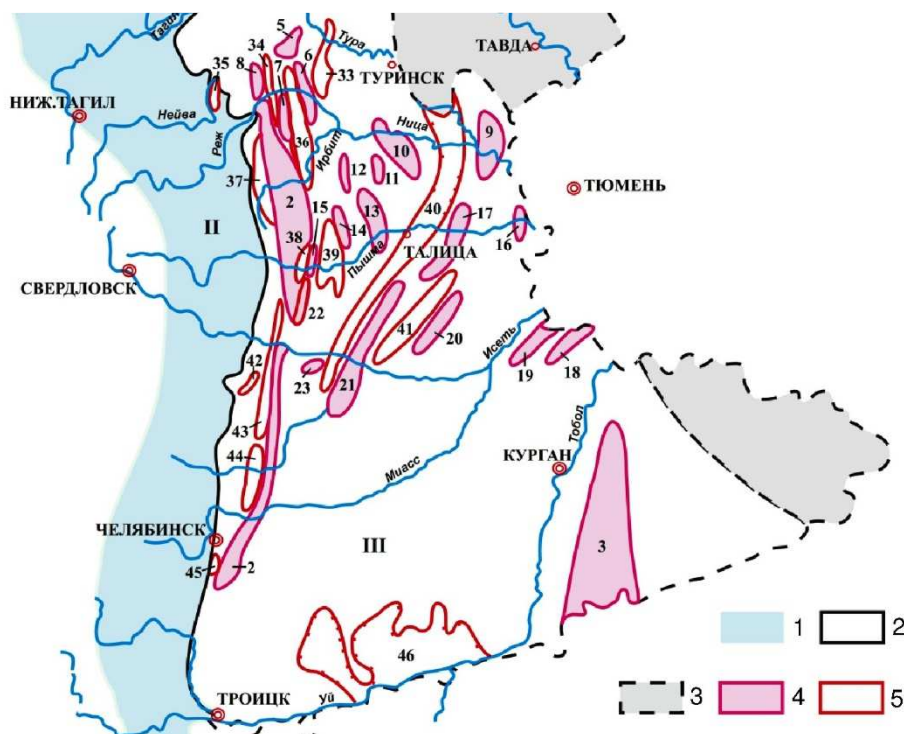


Рисунок 1 – Структурно-тектоническая схема Тобольского артезианского бассейна; составил В.И. Антипин по материалам Н.Б. Малютина, А.П. Сигова, Г.В. Голубкова [6]:

- 1 – бассейн грунтовых вод, зон трещиноватости складчатого Урала;
- 2 – Приуральская впадина, с которой связан Тобольский артезианский бассейн;
- 3 – Ханты-Мансийская (Усть-Иртышская) впадина;

- 4 – поднятия и валы на тектонических выступах и эрозионных останцах фундамента: Шалашинское поднятие (1), Красногвардейское поднятие (2), Тобольское поднятие (3), валы Северухинский (4), Березовский (5), Чувашевско-Черепановский (6), Михайловский (7), Бабановский (8), Усть-Ницинский (9), Еланский (10), Ляпуновский (11), Харлаевский (12), Куяровский (13), Моставский (14), Кокшарово-Шипицинский (15), Мальцевский (16), Белоярский (17), Боровлянский (18), Исетский (19), Ольховский (20), Першинско-Новосельский (21), Калиновский (22), Ильинский (23), Колчедано-Киркинский (24);
- 5 – депрессии, приуроченные к эрозионным и эрозионно-тектоническим впадинам в рельефе фундамента: Замарайская (25), Каквийская (26), Сосьвинская (27), Кошайская (28), Ведерниковская (29), Ерзовская (30), Фаменская (31), Норицкая (32), Ветошкинская (33), Ключевская (34), Алапаевская (35), Шаповская (36), Белоярская (37), Ялуническая (38), Закамышловская (39), Мясниковско-Талицкая (40), Вознесенская (41), Синарская (42), Черноскутовская (43), Сугоякская (44), Коркинская (45), Уйская (46)

В пределах Тобольского артезианского бассейна выделяются следующие водоносные комплексы (рис. 2) и горизонты [3–15]:

- 1) комплекс четвертичных отложений;
- 2) воды спорадического распространения в отложениях неогена и комплекс отложений среднего – верхнего олигоцена;
- 3) горизонт отложения палеоцена – нижнего эоцена (талицкая и серовская свиты);
- 4) комплекс отложений нижнего – верхнего и верхнего мела;
- 5) комплекс отложений нижнего мела;
- 6) комплекс угленосных отложений юры – триаса – палеозоя.

По условиям формирования водообмена, химического состава и ресурсов Западно-Сибирский артезианский бассейн делится на два гидрогеологических этажа, разделенные региональным водопором среднепалеогеновых и верхнемеловых отложений.

Верхний гидрогеологический этаж: включает водоносные горизонты, комплексы и спорадически обводненные толщи, приуроченные к четвертичным, неогеновым и верхнепалеогеновым отложениям. Частые фациальные замещения песчаных, супесчаных, алевроитовых и глинистых пород создают весьма благоприятные условия для гидравлической связи всех выделенных горизонтов и комплексов и их водообмена.

Верхний этаж характеризуется также активным водообменом, наличием пресных вод, в основном, гидрокарбонатного состава и отсутствием регионально выраженных водопоров. В пределах верхнего этажа выделяются две гидродинамические зоны: верхняя – безнапорных и слабонапорных вод неоген-четвертичных отложений и нижняя – напорных вод верхнепалеогеновых отложений. На данной территории воды верхнего гидрогеологического этажа используются в основном для целей водоснабжения.

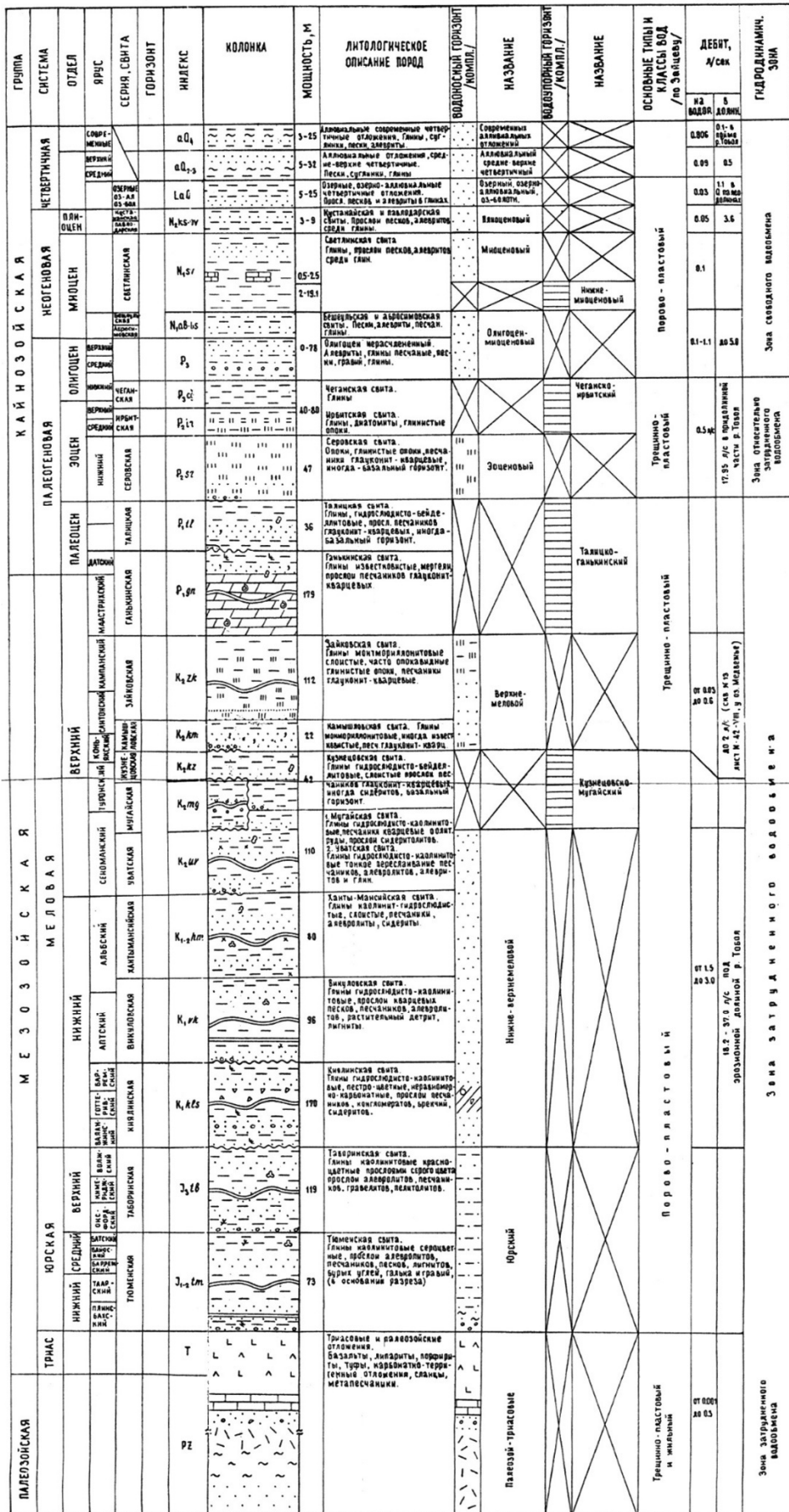


Рисунок 2 – Сводный гидрогеохимический разрез Зауралья [18]



Нижний гидрогеологический этаж: представляет наибольший интерес с точки зрения нефтегазоносности. Данный этаж охватывает водоносные горизонты и комплексы мезозойского и палеозойского возраста, отделяется от верхнего этажа регионально выдержанными породами среднепалеогенового и верхнемелового возраста толщиной до 1450 м. Воды нижнего этажа находятся в обстановке затрудненного водообмена, характеризуются высоконапорным режимом фильтрации. По составу хлоридно-натриевые с минерализацией до 26 г/л, термальные. В водах наблюдается повышение содержания йода и брома.

Территория Курганской области в схеме гидрогеологического районирования РФ занимает часть юго-западной окраины Западно-Сибирского сложного артезианского бассейна пластовых вод [9–20], который, на территории района, представлен гидрогеологической структурой четвертого порядка – Восточно-Тобольским артезианским бассейном. Литолого-фациальные особенности геологического разреза этих бассейнов позволяют рассматривать их как сложную систему водоносных горизонтов и комплексов трещинно-пластового, пластово-порового и трещинно-жильного типов. Эти бассейны погружаются на северо-восток и разобщены, в какой-то степени, водоупорными породами. По характеру водообмена, гидравлической взаимосвязи и гидрохимическим показателям в вертикальном разрезе этой слоистой системы выделяются три гидродинамические зоны: верхняя зона (активного водообмена), средняя зона (затруднённого водообмена) и нижняя (зона относительно застойного режима).

Зону *активного* водообмена представляют континентальные и морские водоносные отложения, имеющие возрастной диапазон от верхнего мела до голоцена. Нижняя граница ее «скользит» вверх по стратиграфическому разрезу с запада на восток, устанавливаясь по кровле чеганского водоупорного горизонта. Водоносные толщи хорошо дренируются местной гидрографической сетью, содержат преимущественно пресные (до 1,0–1,5 г/л) гидрокарбонатные и хлоридно или сульфатно-гидрокарбонатные воды, обогащенные ионами железа и марганца, в концентрациях, часто превышающих ПДК для питьевых вод.

Зона *затруднённого* водообмена представлена водоносной толщей, заключённой между водоупорными глинами чеганской и кузнецовской свитами. Ей отвечает та часть гидрогеологического разреза, в которой осуществляется взаимодействие глубинных реликтовых, в первую очередь седиментационных вод с водами инфильтрационными, формирующихся в зоне активного водообмена.

Зона *относительно застойного* режима выделяется по распространению высоконапорных седиментогенных, с элизионным режимом, однообразных по составу хлоридных натриевых вод с минерализацией 6–15 г/л. Она включает водоносные горизонты сеномана, нижнего мела, юры и приповерхностной части фундамента. [17–20]

1. Четвертичные отложения представлены довольно-таки разнообразным комплексом осадочных пород, среди которых можно выделить следующие генетические типы: покровные аллювиально-элювиальные суглинки и глины, озерно-болотные аллювиальные отложения, речные аллювиальные отложения, ледниковые отложения. Аллювиальные отложения всюду водоносны. Уровень подземных вод залегает преимущественно на глубинах от 0,5 до 3,0 м, а в более высоких участках террас может спускаться до 10–11 м. В русловых частях он соответствует урезу воды в реке, и нередко здесь отмечается выход источников. Общий мелкозернистый состав аллювия, крайняя неустойчивость его по площади и глубине обуславливают малую его водоотдачу. Дебиты колодцев и скважин колеблются от 0,01 до 0,50 л/сек, редко составляя 1–2 л/сек. Расходы родников находятся в пределах 0,02–2,00 л/сек.

2. Осадки кустанайской, павлодарской, светлинской, бещеульской и абросимовской свит образуют неогеновый, относительно водоносный, горизонт (N_{1-2}) толщиной до 10–40 м, получивший развитие в виде изолированных пятен распространения на водораздельных пространствах. Его гидрогеологическая роль сводится к среде, через которую осуществляется питание нижележащих водоносных горизонтов.

Олигоцен-миоценовый водоносный горизонт (P_3-N_1) распространён на всей территории района. Литологически сложен толщей переслаивающихся между собой тонко и мелкозернистых песков, алевритов и глин абросимовской, журавской и куртамышской свит общей толщиной от 10–20 м до 30–60 м. Наиболее продуктивная часть разреза представлена осадками куртамышской свиты. Эрозионная расчленённость дневной поверхности обусловили разделение горизонта на многочисленные бассейны грунтовых вод с присущими им областями питания и разгрузки. Уровень воды на возвышенных участках залегает на глубинах 3–5 м, на склонах, в озёрных котловинах и долинах рек на глубинах 2–3 м и менее. Коэффициенты фильтрации водовмещающей толщи колеблются от 0,1–1,0 м/сутки – при тонком переслаивании алевритов, алевритистых песков и глин и до 3–5 м/сутки – при преобладании в её разрезе тонкозернистых и разнотернистых песков. В соответствии с фильтрационными характеристиками пород изменяется и их водоотдача: скважины, вскрывшие песчано-глинистые разрезы, имеют дебиты от сотых долей до 1–2 л/с, то же вскрывшие отсортированные пески повышенной мощности – от 2–3 л/с до 4–6 л/с.

По величине минерализации доминирующее положение занимают воды с минерализацией 1,5–3,0 г/л. Воды с меньшей минерализацией картируются в виде редких пятен, занимающих площади от 1,0–5,0 км² до нескольких десятков квадратных километров.



Химический состав подземных вод горизонта весьма разнообразен, но преимущественное распространение имеют следующие типы: гидрокарбонатные воды с минерализацией от 0,36 до 0,5 г/л; хлоридно-гидрокарбонатные воды с минерализацией от 0,5 до 1,0 г/л и смешанные, с минерализацией от 1,0 до 1,5 г/л.

Водоупорный чеганский (P₂ cg) и относительно водоупорный ирбитский (P₂ ir) горизонты приурочены к глинам и диатомитам одноимённых свит, рассматриваются как единый региональный водоупор, разделяющий олигоценовый и залегающий ниже палеоцен-нижнеэоценовый водоносные горизонты. Кровля водоупорной толщи слегка волнистая и испытывает слабое погружение на северо-восток, залегая на глубинах 10–40 м (абс. отм. от 120 до –80 м). Общая толщина толщи колеблется в пределах 50–120 м. Осадки чеганской свиты на всём пространстве значительно эродированы.

3. Водоносный палеоцен-нижнеэоценовый (серовский) горизонт (P₁₋₂) имеет региональное распространение и приурочен к осадкам серовской свиты, представленным на востоке области преимущественно глинистыми опоками, алевролитами и аргиллитами. Толщина серовской свиты изменяется от 5 до 80 м при средних значениях 40–60 м. Кровлей водоносного горизонта служат диатомиты ирбитской свиты, перекрывающиеся затем глинами чеганской свиты. Нижняя граница водоносного горизонта проводится по кровле глин талицкой свиты палеоцена, которые вместе с глинами ганькинской свиты отделяют его от залегающего ниже верхнемелового водоносного горизонта. Исключение представляют западные районы, где глины ганькинской и талицкой свит фациально замещаются прибрежно-морскими песчаными породами. В этом случае палеоцен-нижнеэоценовый горизонт утрачивает самостоятельное значение и вместе с упомянутым выше верхнемеловым горизонтом образует гидравлически единый верхнемеловой-палеогеновый водоносный горизонт (K₂-P₁₋₂). Учитывая прямую гидравлическую связь этих водоносных горизонтов с дневной поверхностью, последние в этой части района образуют бассейн грунтовых вод, содержащих гидрокарбонатные или сульфатно-гидрокарбонатные воды с минерализацией менее 1,0 г/л. С появлением в кровле палеоцен-нижнеэоценового горизонта толщи диатомитов ирбитской свиты, а за тем и водоупорных глин чеганской свиты, он приобретает напорный режим. Глубина залегания кровли горизонта изменяется как с запада на восток, так и от водоразделов к долинам рек и составляет по району от 30–40 до 100–150 м.

Сокращение мощности перекрывающих горизонт стратиграфических толщ приводит к снижению литологических нагрузок на него и, как следствие, к разуплотнению водовмещающих пород данного горизонта и увеличению их проницаемости. При гидрогеологическом бурении установлено, что наиболее интенсивная трещиноватость пород отмечается в долинах рек, где водопроницаемость горизонта достигает 100–1500 м²/сут, при удельных дебитах скважин до 10 л/с; в направлении же водоразделов она снижается до 10–50 м²/сут при удельных дебитах скважин до 0,1–0,3 л/с.

Водоносный горизонт, в условиях напорного режима, основное питание получает за счёт перетекания вод из залегающих выше неогенового и олигоцен-миоценового водоносных горизонтов, гипсометрическое положение уровней которых неизменно выше пьезометрических уровней данного горизонта. Вторым основным источником питания палеоцен-нижнеэоценового горизонта служат воды верхнемелового водоносного горизонта, поступающие через толщу слабопроницаемых ганькинско-талицких глин. Разгрузка горизонта осуществляется в долинах основных рек района и в приустьевых частях их крупных притоков (реки Тобол, Исеть, Миасс, Теча и др.).

Доказательством тому служит форма его пьезометрической поверхности, которая в сглаженном виде повторяет основные элементы дневной площади речных водосборов. Пьезометрические уровни горизонта на склонах и водораздельных пространствах устанавливаются на глубинах 10–40 м, что соответствует отметкам 110–120 м, в поймах рек они устанавливаются выше дневной поверхности на 2–10 м.

Качество подземных вод палеоцен-нижнеэоценового водоносного горизонта в границах напорного режима отражает условия их питания и водообмена. Согласно радиоизотопным исследованиям проб воды концентрации изотопов трития и радиоуглерода возрастают снизу вверх, а минерализация воды, наоборот, возрастает сверху вниз – от 0,7–1,0 г/л до 2,5–3,5 г/л и более. Такая гидрохимическая зональность объясняется поступлением в горизонт сверху пресных гидрокарбонатных или сульфатно-гидрокарбонатных вод, а снизу хлоридных вод с минерализацией 2,0–6,0 г/л. Таким образом, в верхней части разреза горизонта получили развитие преимущественно гидрокарбонатные и сульфатные воды переменного катионного состава с минерализацией 0,7–1,5 г/л, в нижней – хлоридные натриевые с минерализацией 1,5–3,0 г/л. В целом же по разрезу горизонта химический состав его вод претерпевает изменения в восточном направлении, которые заключаются в региональной смене пресных гидрокарбонатных или сульфатно-гидрокарбонатных вод, получивших развитие на площади до границы сплошного распространения чеганских глин, на слабосоленоватые и соленоватые гидрокарбонатно – хлоридные воды, развитые под покровом последних. По мере роста минерализации увеличивается содержание в воде железа, брома и бора, концентрация которых при минерализации более 1,0 г/л нередко превышает ПДК, установленные для питьевых вод, а при более высокой минерализации она возрастает многократно.

Верхнемеловой-палеоценовый (ганькинско-талицкий) водоупорный горизонт (K₂-P₁) является вторым, порядковым, от поверхности региональным водоупором, разделяющим палеоцен-эоценовый



и верхнемеловой водоносные горизонты. Литологически представлен довольно мощной толщей аргиллитов и аргиллитоподобных глин талицкой свиты палеоцена, аргиллитов, мергелей и мергелистых глин с прослоями алевролитов и песчаников общей толщиной от первых десятков метров на западе района до 250–300 м на востоке. Вертикальный коэффициент фильтрации (K_0) толщи на водоразделах оценивается в $4,3 \cdot 10^{-7}$ м/сут, в долинах рек $2 \cdot 10^{-5}$ – $2 \cdot 10^{-6}$ м/сут.

4. Верхнемеловой (камышловско-зайковский) водоносный горизонт (K_2) по масштабу распространения является вторым региональным горизонтом. Водовмещающими являются морские осадки камышловской и зайковской свит. Литологический разрез его двухслойный: верхний слой представлен глауконито-кварцевыми песчаниками с прослоями опок и опоковидных глин, нижний – преимущественно алевролитами. Общая толщина составляет 30–60 м, в зонах депрессий повышается до 100 м и более. От нижнего, сеноманского, его отделяют плотные глины кузнецовской свиты. Кровля его погружается в восточном – северо-восточном направлении до глубины свыше 400 м. Пьезометрические уровни горизонта устанавливаются в долинах рек на отметках 105–120 м, на водоразделах 130–135 м. Обводненность его в целом невысокая и очень невыдержанная по площади. Ряд скважин, вскрывших верхнемеловой (камышловско-зайковский) водоносный горизонт на водораздельных пространствах, оказались практически безводными, пройденные в долинах рек при самоизливе имеют дебиты 0,1–0,4 л/с при удельных дебитах сотые и тысячные доли л/с·м. В зонах тектонических нарушений, где песчаники сильно разуплотнены, иногда до песков, дебит самоизлива воды из скважин возрастает на порядок и выше.

Мысовской водоносный горизонт ($K_2 ms$) получил распространение в долинах сеноманских рек, врезанных в породы палеозойского фундамента, образуя ряд разобщённых мелких бассейнов. Коллекторами вод являются аллювиальные мелко- и среднезернистые кварцевые пески. В бортах этих долин грубозернистые (русловые) фации сменяются песчано-глинистыми (пойменными) фациями. Толщина горизонта в осевых частях депрессий не превышает 40–50 м.

Скважины, вскрывшие мысовской водоносный горизонт в долинах глубоко врезанных рек, повсеместно фонтанируют с дебитами до 30 л/с и более при высоте надустьевого напора 40–50 м (абс. отм. пьезометрических уровней воды 125–135 м).

По химическому составу подземные воды горизонта относятся к хлоридным натриевым с минерализацией до 5–6 г/л. Подстилающие мысовской горизонт глинистая кора выветривания палеозойских пород относительно хорошо проницаемы, что создаёт достаточно хорошую гидравлическую связь его с нижележащим палеозойским водоносным горизонтом, сопровождаемую выравниванием напоров и химического состава подземных вод.

5. Уватский водоносный горизонт ($K_2 uv$) приурочен к прибрежно-морским осадкам, получившим широкое развитие в западной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. Как и мысовской горизонт он содержит высоконапорные пластово-поровые воды, заключённые в толще тонко переслаивающихся полевошпатово-кварцевых алевролитов, алевролитов и песчаников с глинистым, реже сидеритовым цементом, общей толщиной от 10 м – на западе района, до 140 м – на востоке. Пьезометрические уровни горизонта устанавливаются на отметках до 135–145 м, что на 10 м превышает уровни камышловско-зайковского горизонта. Скважины, вскрывшие горизонт, имеют дебиты до 10 л/с.

По химическому составу воды относятся к хлоридным натриевым с минерализацией 6–15 г/л. Из микроэлементов присутствуют йод, бром, бор, аммиак. В газовом составе превалирует азот и аммиак. Водоносный комплекс нижнемеловых и юрских отложений ($J-K_1$) формируется в литологически неоднородной толще – преимущественно в глинистых континентальных осадках, развитых в восточной части района, выполняющих эрозионно-тектонические депрессии на поверхности субстрата.

Водоносными являются, как маломощные прослои, так и линзы песчаных образований. Эти водные проявления не имеют самостоятельного значения, гидравлически связаны с сеноманским водоносным горизонтом. Химический состав подземных вод также аналогичен составу этого горизонта. Дебиты скважин редко превышают десятые и сотые доли литров в секунду.

6. Триас-палеозойская водоносная зона (Т-РЗ) приурочена к консолидированным породам палеозоя и триаса. Обводненность пород в зоне региональной трещиноватости крайне незначительная. Скважины, вскрывшие триас-палеозойскую водоносную зону, имеют дебиты, измеряемые сотыми долями литров в секунду. Скважины, пройденные в зонах тектонических нарушений, имеют дебиты до 3,0 л/с. Воды напорные, по величине они не превышают напоры залегающих на них водоносных горизонтов чехла. Химический состав также соответствует химизму вод чехла с некоторой тенденцией к увеличению минерализации с глубиной. По мере погружения палеозойского фундамента в восточном направлении минерализация подземных вод комплекса значительно повышается – до 6–17 г/л. Состав воды становится хлоридно-натриевым [10–16].

Выводы

Таким образом, территория Зауралья – расположена в юго-западной части Западно-Сибирского артезианского бассейна. Данная провинция образована двумя крупными впадинами – Приуральской и



Ханты-Мансийской. В состав Приуральской впадины входит и рассматриваемый, в том числе, Тобольский артезианский бассейн II-го порядка, южная часть которого заходит за северные границы Северного Казахстана.

Западно-Сибирский артезианский бассейн, по условиям формирования водообмена, химического состава и ресурсов, делится на два гидрогеологических этажа, которые в свою очередь, разделены региональным.

Водоносные горизонты, комплексы и спорадически обводненные толщи, приуроченные к четвертичным, неогеновым и верхнепалеогеновым отложениям – включает в себя верхний гидрогеологический этаж. Подобные, весьма благоприятные условия, для гидравлической связи всех выделенных горизонтов и комплексов и их водообмена, создают частые фациальные замещения песчаных, супесчаных, алевроитовых и глинистых пород. С точки зрения нефтегазоносности, нижний гидрогеологический этаж, представляет, в данном случае, наибольший интерес. Этаж охватывает водоносные горизонты и комплексы мезозойского и палеозойского возраста, от верхнего этажа его отделяют мощные отложения толщиной до 1450 м регионально выдержанных пород среднепалеогенового и верхнемелового возрастов.

Литература

1. Авербух А.Г. [и др.]. Изучение внутренней структуры и коллекторских свойств кристаллического фундамента сейсморазведкой 3D // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазоносного потенциала Тюменской области : Материалы научно-практической конференции. – Тюмень, 2007. – 175 с.
2. Бевзенко Ю.П. О формировании базы первичных сейсмических данных для создания геологических моделей месторождений // Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазоносного потенциала Тюменской области : Материалы научно-практической конференции. – Тюмень, 2007. – 135 с.
3. Геология СССР. Центральный Казахстан. Геологическое описание / гл. редактор А.В. Сидоренко. – М. : Недра, 1972. – Т. XX. – Кн. 1. – 532 с.
4. Геология СССР. Центральный Казахстан. Геологическое описание. / гл. редактор А.В. Сидоренко. – М. : Недра, 1972. – Т. XX. – Кн. 2 – 380 с.
5. Гидрогеология СССР. Урал. Редактор В.Ф. Прейс. – М. : Недра. 1972. – Т. XIV. – 648 с.
6. Гидрогеология СССР. Западно-Сибирская равнина / редактор Нуднер В.А. – М. : Недра, 1970. – Т. XVI. – 368 с.
7. Геохимия подземных вод Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / А.А. Карцев, С.Б. Вагин. – М. : «Недра», 1976. – 157 с.
8. Гидро- и инженерно-геологические условия юго-запада Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск : «Наука», СО АН СССР, 1987. – 128 с.
9. Дружинин В.С., Осипов В.Ю. Особенности тектонического строения северной части южного Зауралья и перспективы поисков углеводородов в Курганской области / Институт геофизики УрО РАН, Екатеринбург // Уральский геофизический вестник. – 2009. – № 2. – С. 37–41.
10. Запивалов Н.П. Опыт поисков, разведки и освоения залежей нефти и газа в палеозойском «фундаменте» Западной Сибири // Материалы Международной научно-практической конференции «Нефтегазоносность фундамента осадочных бассейнов». – М., 2001. – С. 269–272.
11. Краснов В.И. [и др.]. Региональная стратиграфическая схема палеозойских образований нефтегазоносных районов Западно-Сибирской равнины // Стратиграфия и палеогеография фанерозоя Сибири. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1993. – С. 47–78.
12. Мизенс Г.А. [и др.]. Стратиграфия и условия образования девонских и каменноугольных отложений Тобол-Убаганского поднятия и Вагай-Ишимской впадины (юго-западная окраина Западной Сибири) // Литосфера. – 2011. – № 4. – С. 20–44.
13. Материалы по обоснованию схемы территориального планирования Петуховского района Курганской области. – 2012. – Т. 3. – 156 с.
14. Обобщение и анализ результатов геологоразведочных работ с целью уточнения геологического строения доюрского и плитного комплексов на базе нового фактического материала и выявление наиболее перспективных зон и объектов нефтегазоаккумуляции в юго-западных районах Западно-Сибирской геосинеклизы (юг Тюменской области и сопредельные территории) / Ю.А. Цимбалюк [и др.]. – Тюмень : ФГУП ЗапСибНИИГГ, 2007. – 390 с.
15. Палеозойские отложения Западной Сибири – новый объект нефтегазопоисковых работ / Н.П. Запивалов [и др.]; Рос. акад. наук, Сиб. отд-ние, Ин-т нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука. – Новосибирск : ИИГ СО РАН, 2016. – 46 с.
16. Решения Межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск : СНИИГГиМС, 1999. – 80 с.
17. Рыльков А.В., Кулахметов Н.Х. Распределение и перспективы нефтегазоносности локальных структур юга Тюменской области. – Тюмень, 2004. – 96 с.
18. Рыльков А.В., Кулахметов Н.Х. Количественная оценка суммарных начальных ресурсов нефти, газа и конденсата северо-восточной части Курганской области. – Тюмень, 2001. – 196 с.
19. Ступакова А.В. [и др.]. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2015. – № 2. – С. 63–76.
20. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на юго-западе Западной Сибири // Горные ведомости. – 2008. – № 5. – С. 18–23.



References

1. Averbuh A.G. [et al.] Investigation of the internal structure and reservoir properties of the 3D seismic data of the crystal fund // State, trends and problems of the Tyumen region oil-and-gas bearing potential development : Proceedings of the scientific and practical conference. – Tyumen, 2007. – 175 p.
2. Bevzenko Yu.P. On formation of the primary seismic data base for creation of the geological models of fields // State, trends and problems of the Tyumen region oil-and-gas bearing potential development : Proceedings of the scientific and practical conference. – Tyumen, 2007. – 135 p.
3. Geology of the USSR. Central Kazakhstan. Geological description. / Editor-in-chief A.V. Sidorenko. – M. : Nedra, 1972. – Vol. XX. – Book 1. – 532 p.
4. Geology of the USSR. Central Kazakhstan. Geological description. / Editor-in-chief A.V. Sidorenko. – M. : Nedra, 1972. – Vol. XX. – Book 2 – 380 p.
5. Hydrogeology of the USSR. Ural. Editor V.F. Price. – M. : Nedra. 1972. – Vol. XIV. – 648 p.
6. Hydrogeology of the USSR. West Siberian Plain / Editor Nudner V.A. – M. : Nedra, 1970. – Vol. XVI. – 368 p.
7. Groundwater geochemistry of West Siberian oil and gas bearing basin / A.A. Kartsev, S.B. Vagin. – M. : Nedra, 1976. – 157 p.
8. Hydro- and engineering-geological conditions of the south-west of the West-Siberian Plain. – Novosibirsk : «Science», SB AS USSR, 1987. – 128 p.
9. Druzhinin V.S., Osipov V.Yu. Peculiarities of Tectonic Structure of the Northern Part of the Southern Trans-Urals and Prospects of Hydrocarbon Prospecting in the Kurgan Region / Institute of Geophysics, UB RAS, Ekaterinburg // Ural Geophysical Bulletin. – 2009. – № 2. – P. 37–41.
10. Zapivalov N.P. Experience of prospecting, exploration and development of oil and gas deposits in Paleozoic «foundation» of Western Siberia // Proceedings of the International Scientific Conference «Oil and gas bearing capacity of sedimentary basins foundation». – M., 2001. – P. 269–272.
11. Krasnov V.I. [et al.]. Regional Stratigraphic Scheme of Paleozoic Formations of Oil-and-Gas-Bearing Regions of the West Siberian Plain // Stratigraphy and Paleogeography of Phanerozoic Siberia. – Novosibirsk : SNIIGGIMS, 1993. – P. 47–78.
12. Mizens G.A. [et al.]. Stratigraphy and Conditions of Formation of Devonian and Coal Deposits of Tobol-Ubagan Uplift and Vagai-Ishim Depression (South-Western Margin of Western Siberia) // Lithosphere. – 2011. – № 4. – P. 20–44.
13. Materials on substantiation of the territorial planning scheme of Petukhovskiy district of Kurgan region. – 2012. – Vol. 3. – 156 p.
14. Generalization and analysis of the results of geological exploration work to clarify the geological structure of the doyr and plate complexes on the basis of new actual material and identification of the most promising zones and objects of oil and gas accumulation in the south-western areas of the West Siberian geosynclinezy (south of the Tyumen region and adjacent territories) / Yu.A. Tsimbalyuk [et al.]. – Tyumen : FSUE ZapSibNI-IGG, 2007. – 390 p.
15. Paleozoic deposits of Western Siberia are the new object of oil and gas prospecting works / N.P. Zapivalov [et al.]; Russian Academy of Sciences, Sib. A.A. Trofimuk. – Novosibirsk : INNG SB RAS, 2016. – 46 p.
16. Decisions of the Interdepartmental Meeting on Consideration and Adoption of the Regional Stratigraphic Scheme of Paleozoic Formations in the West Siberian Plain. – Novosibirsk : SIIGGIMS, 1999. – 80 p.
17. Rylkov A.V., Kulakhmetov N.Kh. Distribution and Prospects of Oil and Gas Carrying Capacity of Local Structures in the South of the Tyumen Region. – Tyumen, 2004. – 96 p.
18. Rylkov A.V., Kulakhmetov N.H. Quantitative estimation of total initial resources of oil, gas and condensate of the north-eastern part of Kurgan region. – Tyumen, 2001. – 196 p.
19. Stupakova A.V. [et al.]. Geological study and oil and gas content of Paleozoic deposits in Western Siberia // Georesources. – 2015. – № 2. – P. 63–76.
20. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and prospects of oil-and-gas bearing capacity of Paleozoic deposits in the southwest of Western Siberia // Goresursy. – 2008. – № 5. – P. 18–23.



УДК 004.942

ПРИНЦИПЫ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОГО СТРУКТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРОВЛИ КОЛЛЕКТОРОВ



THE PRINCIPLES OF SEQUENTIAL STRUCTURAL MODELING TO DETERMINE THE ROOF OF THE COLLECTORS

Аюпова Е.Н.

старший преподаватель
кафедры «Геология и разведка НГМ»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
zamdekogg@gmail.ru

Гарайшин А.И.

студент кафедры «Геология и разведка НГМ»,
Уфимский государственный
нефтяной технический университет,
aigiz-garaishin@mail.ru

Аннотация. На сегодняшнем этапе развития геологической науки и компьютерных технологий появилась возможность комплексирования всей имеющейся геолого геофизической и промысловой информации и ее интегрированного анализа с помощью цифрового трехмерного моделирования геологического строения месторождения.

Ключевые слова: структурное моделирование, картопостроение, метод последовательных сжатий.

Ayupova E.N.

Senior Lecturer of the Chair
«Geology, search and exploration of oil and
gas fields»,
Ufa State oil technical university
zamdekogg@gmail.ru

Garaishin A.I.

Master Student of the Chair
«Geology, search and exploration of oil and
gas fields»,
Ufa State oil technical university
aigiz-garaishin@mail.ru

Annotation. At the present stage of development of geological science and computer technology, it became possible to integrate all available geological geophysical and field information and its integrated analysis using digital three-dimensional modeling of the geological structure of the field.

Keywords: structural modeling, mapping, method of successive convergence.

Под структурным моделированием понимается создание структурного каркаса и модели разломов [1]. Необходимым условием для построения моделей является их согласованность. Структурное моделирование подразумевает построение модели разломов и горизонтов, при которых стоит учитывать отметки ВНК со всей необходимой информацией. Для этого строится схема обоснования ВНК при помощи инструмента корреляции скважин. Схема обоснования ВНК представлена на рисунке 1.

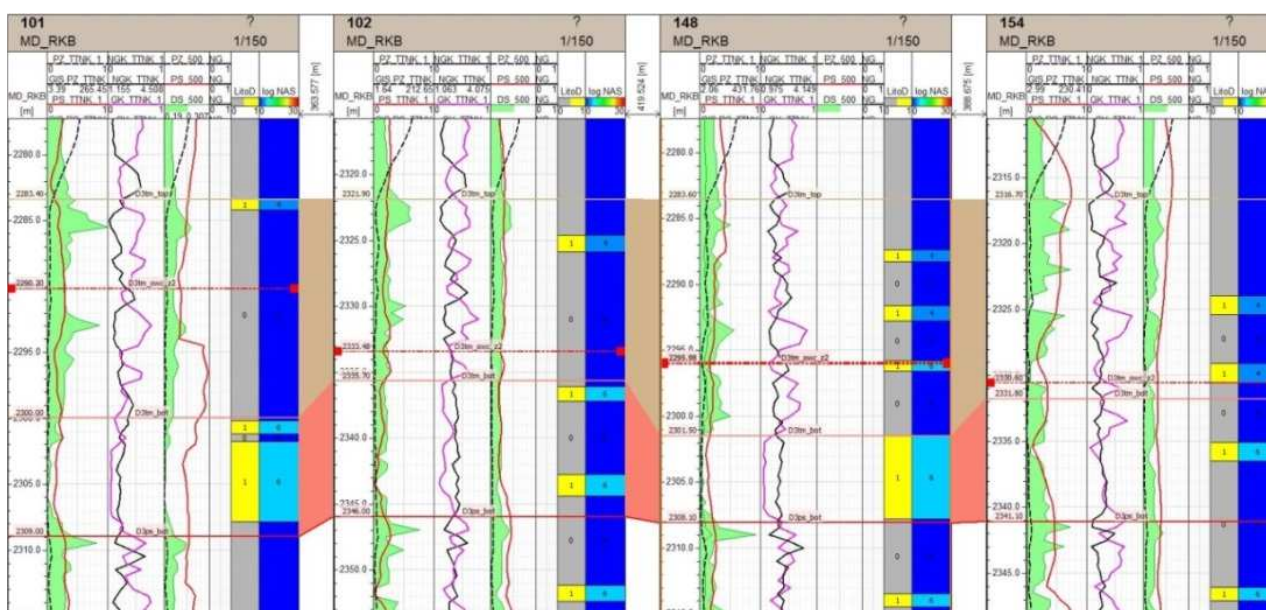


Рисунок 1 – Схема обоснования ВНК



Первый этап построения геологической модели – определение границ рабочего проекта, ориентации и детализация построения. Грамотное определение данных параметров позволяет создать правильную модель. Также важно выделить какие горизонты и изохоры будут содержаться в проекте. Переход к расчету данных осуществляется в случае:

1. Создан структурный каркас.
2. Существует взаимосвязь горизонтов и скважинных данных (рис. 2).

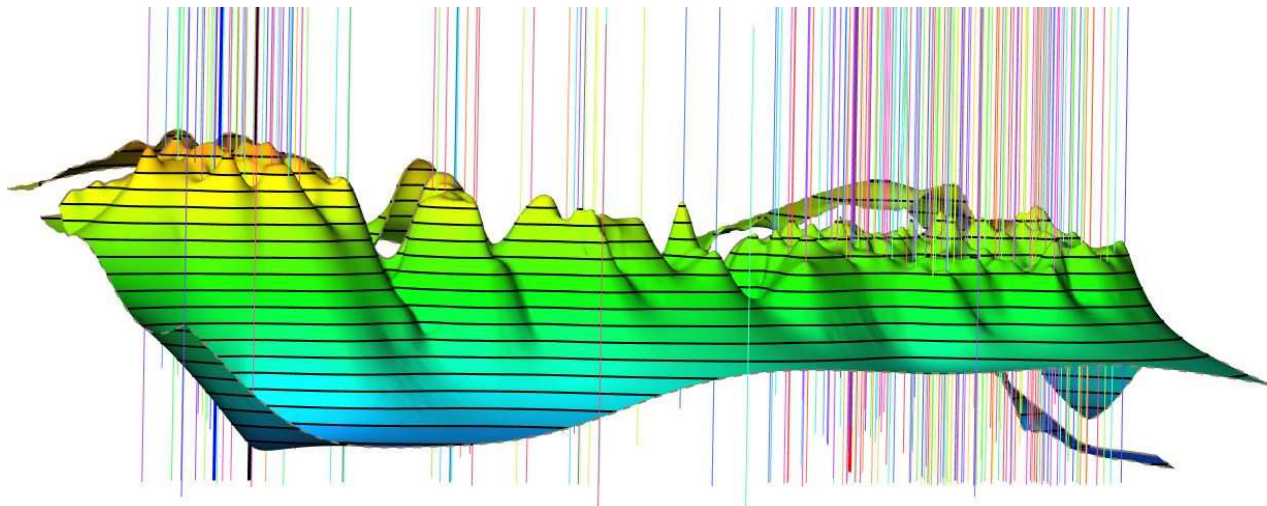


Рисунок 2 – Фрагмент структурной модели

В проект загружаются все необходимые скважинные данные, результаты ГИС (РИГИС). Затем координаты точек пластопересечений (WellPicks). При наличии сейсмических данных месторождения в проект загружаются поверхности кровли и подошвы пласта, отражающие горизонты, куб сеймики, профиля и разломы. Эти данные являются источником корректных и достоверных данных при недостатке информации для создания модели.

Приступить к картопостроению структурной поверхности возможно на основе загруженных данных, структурного каркаса и координат точек пластопересечений. Начинать построение следует с той поверхности, которая имеет наибольшее количество информации об объекте. Эта поверхность в последующем будет служить своего рода трендом для построения других поверхностей. В качестве алгоритма для расчета поверхностей, как правило, выбирают один из сплайновых методов, они при высокой скорости расчета позволяют получать наиболее качественные результаты. Полученную поверхность необходимо проверить на соответствие исходным данным (цифровым контурам и точкам пластопересечений), и в случае необходимости откорректировать. Главное требование, предъявляемое к поверхности, это стопроцентное соответствие скважинным объектам точкам пластопересечений. Согласно регламенту по созданию постояннодействующих геолого – технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений разница в абсолютных отметках не должна превышать 0,2 м.

Затем отстраиваются остальные интерпретируемые горизонты и согласуются по своей рисовке и характеру с первой поверхностью. В том случае, если все поверхности удовлетворяют требованиям, переходим к построению изохор (поверхностей общих толщин). И используя операции сложения и вычитания поверхностей получаем структурные поверхности для расчетных горизонтов.

Структурная модель объекта моделирования представлялась в виде четырёх структурных поверхностей, соответствующих кровле и подошве пласта D3tm, D3ps соответственно. Построение поверхностей осуществлялось методом Global-Bspline на основании результатов ранее выполненной корреляции 275 скважин, входящих в участок моделирования.

Построение осуществлялось методом последовательных схождений. Данный метод предполагает создание единой опорной структурной поверхности, от которой все прочие поверхности каркаса отстраиваются методом суммирования карт общих толщин пласта. В рассмотренном мною случае в качестве опорной поверхности была выбрана кровля пласта, а подошва соответственно отстраивалась путем суммирования кровли с картой общих толщин пласта. Карты общих толщин в свою очередь были построены на основе скважинных объектов WellPicks по атрибуту общей толщины с использованием инструмента Isochore Mapping. Данный инструмент позволил учесть при построении диапазон изменения общих толщин, установленный по скважинным данным в процессе корреляции. Стоит отметить, что подобная логика применяется в подавляющем большинстве геологических моделей. Результат построения представлен на рисунке 3.

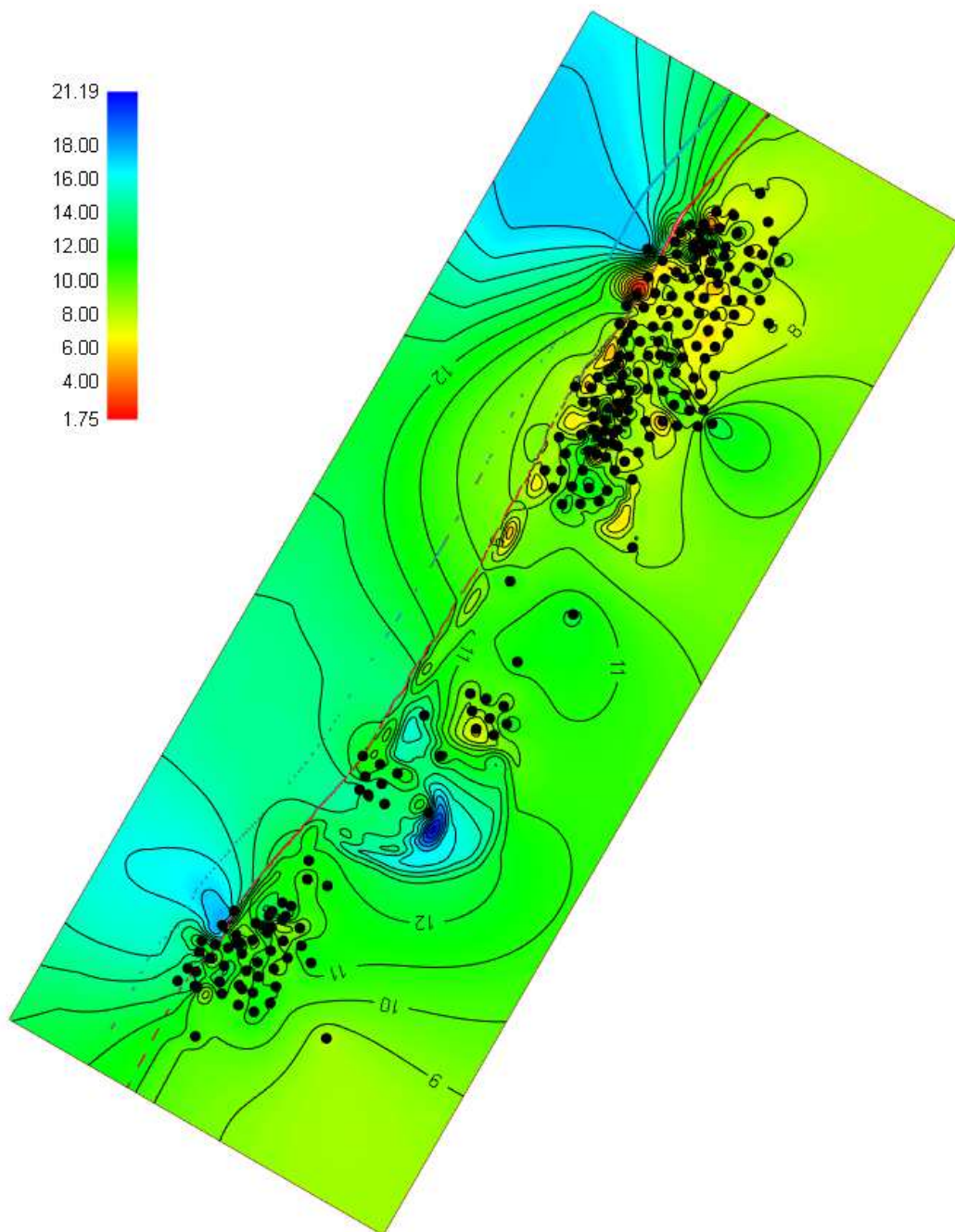


Рисунок 3 – Поверхность общих толщин

Литература

1. Струкова О.В., Закревский К.Е. Геологическое моделирование в RMS. Практические упражнения. 2D и 3D моделирование. – М., 2012. – 649 с.

References

1. Strukova O.V., Zakrevsky K.E. Geological modeling in RMS. Practical exercises. 2D and 3D modeling. – M., 2012. – 649 p.



УДК 622.245.428

**ПОИНТЕРВАЛЬНАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ
ОБСАДНЫХ КОЛОНН В СКВАЖИНАХ И БОКОВЫХ СТВОЛАХ
СКВАЖИН В ПРЕДЕЛАХ КАМЕННОЙ ПЛОЩАДИ
КРАСНОЛЕНИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**INTERNAL ASSESSMENT OF THE QUALITY OF CEMENTATION
OF CASING STRINGS IN WELLS AND LATERAL WELLS
WITHIN THE KAMENNAYA SQUARE
OF KRASNOLENINSKOYE OIL FIELD**

Батыров Мухамед Измудинович

Инженер-химик по буровым растворам,
Компания «Халлибуртон Интернэшнл ГМБХ»
batyrov_muhamed@mail.ru

Шиян Станислав Иванович

кандидат технических наук,
доцент кафедры оборудования нефтяных
и газовых промыслов,
Кубанский государственный
технологический университет
akngs@mail.ru

Batyrov Muhamed Izmudinovich

Drilling fluid engineer,
Company «Halliburton International GMBH»
batyrov_muhamed@mail.ru

Shiyan Stanislav Ivanovich

Candidate of technical sciences,
Associate Professor of Oil
and gas field equipment,
Kuban state technological university
akngs@mail.ru

Аннотация. В статье описана поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин, которая производится различными геофизическими методами. Приведены формулы для расчёта коэффициента качества сцепления цементного камня с колонной и общего коэффициента качества цементирования обсадной колонны в заданном интервале. Показано, что оценку качества центрирования обсадных колонн рекомендуется проводить по значению эксцентриситета колонны.

Ключевые слова: поинтервальная оценка качества цементирования обсадных колонн; определение высоты подъёма цементного раствора за колонной; акустическая цементометрия; определение плотности цементного камня за колонной; эксцентриситет колонны; характер заполнения затрубного пространства цементным раствором-камнем; методика работы геофизической программы ГИС-АКЦ.

Annotation. The article describes the interval assessment of the quality of casing cementing in wells and sidetracks, which is performed by various geophysical methods. Formulas for calculating the coefficient of adhesion of cement stone to the casing and the general coefficient of cementing quality of the casing in a given interval are given. It is shown that the assessment of the quality of casing centering is recommended by the value of the eccentricity of the string.

Keywords: interval assessment of casing cementing quality; determination of the height of the cement slurry behind the column; acoustic cementometry; determination of the density of cement stone behind the column; column eccentricity; nature of the filling of the annulus with cement mortar-stone; methodology of the geophysical program well logging- acoustic cementometry.

Оценка качества цементирования обсадных колонн в скважинах и боковых стволах скважин производится следующими геофизическими методами:

- ОЦК – определение высоты подъёма цементного раствора за колонной;
- АКЦ – акустическая цементометрия, определяется «сцепление» (плотность контакта) цементного камня с колонной и породой, а также высоту подъёма цемента;
- ГГК (СГДТ) – определяет плотность цементного камня за колонной, эксцентриситета колонны, характера заполнения затрубного пространства цементным раствором-камнем, мест размещения технологической оснастки по колонне – центраторов, МСЦ, турбулизаторов.

ОЦК проводится на момент конца схватывания цементного раствора в точке его проектного подъёма. Высота подъёма цементного раствора определяется по аномалии температуры. Дополнительная информация – распределение температуры по стволу скважины. Если при цементировании обсадной колонны применяется облегченный цементный раствор, высота подъёма цементного раствора уточняется по данным АКЦ ввиду того, что облегченные цементные растворы не дают чёткой температурной аномалии, вызванной гидратацией цемента.

АКЦ-метрия проводится при достижении прочности цементного камня при изгибе не менее 1 МПа. Время проведения АКЦ – не ранее 3 суток после цементирования обсадной колонны или проведения РИР.



АКЦ-метрия в зоне размещения облегченного цементного камня должна проводиться с помощью приборов, отрегулированных на фиксацию низкопрочного цементного камня – ниже 1,0 МПа при изгибе.

Характеристика контакта цементного камня проводится отдельно для «сцепления» цементного камня с колонной и породой.

Качественная градация «сцепления» цементного камня с колонной: «хорошее», «частичное», «плохое», «отсутствует».

Градация сцепления цементного камня с породой: «хорошее» («плотное», «жесткое»), «частичное» («неопределенное»), «отсутствует».

Коэффициент качества сцепления цементного камня с колонной K_k :

$$K_k = \frac{1 \cdot A + 0,7 \cdot B + 0,3 \cdot C}{A + B + C + D},$$

где A , B , C и D – соответственно длины интервалов (м) с «хорошим», «частичным», «плохим» и «отсутствием» сцепления цементного камня с колонной.

Коэффициент качества сцепления цементного камня с породой K_k :

$$K_k = \frac{1 \cdot A + 0,7 \cdot B}{A + B + D},$$

где A , B и D – соответственно длины интервалов (м) с «хорошим» («плотным», «жестким»), «частичным» («неопределенным») и «отсутствием» сцепления цементного камня с породой.

Общий коэффициент качества цементирования обсадной колонны в заданном интервале по АКЦ:

$$K = \frac{1 \cdot A + 0,85 \cdot B + 0,7 \cdot C}{L_{\text{цеи}}},$$

где длины интервалов (м) со сцеплением цементного камня «с колонной» – «с породой»: A – «хорошее» – «хорошее»; B – «хорошее» – «частичное» или «частичное» – «хорошее»; C – «частичное» – «плохое»; $L_{\text{цеи}}$ – общий интервал цементирования в заданном интервале.

Качество цементирования по K оценивается по следующей шкале:

- $1,00 \geq K > 0,80$ – хорошее;
- $0,80 \geq K > 0,63$ – удовлетворительное;
- $0,63 \geq K > 0,20$ – плохое;
- $0,20 \geq K > 0$ – очень плохое.

Шкала оценки качества цементирования K базируется на шкале функции «желательности» при обработке экспериментальных данных, разработанной ОАО «НПО «Бурение» (ВНИИКРнефть).

По данным АКЦ окончательно устанавливается высота подъема цемента.

СГДТ проводится в те же сроки, что и АКЦ-метрия. СГДТ даёт удовлетворительные результаты по плотности цементного камня в том случае, если разность плотностей тампонажного раствора и бурового не менее 0,5 г/см³. Как правило, разность между плотностью цементного камня и цементного раствора за счёт седиментационных процессов и гидратации цемента составляет ±0,05 г/см³. Большая разность плотностей свидетельствует о смешении бурового и тампонажного растворов. По СГДТ устанавливают также высоту подъема цемента и величину зоны смешения бурового раствора и тампонажного в том случае, если разность их исходных плотностей более 0,5 г/см³.

По СГДТ определяется эксцентриситет колонны по стволу скважины. Считается центрирование колонны удовлетворительным, если эксцентриситет колонны не превышает значения 0,5.

Оценку качества центрирования обсадных колонн рекомендуется проводить по значению эксцентриситета колонны E :

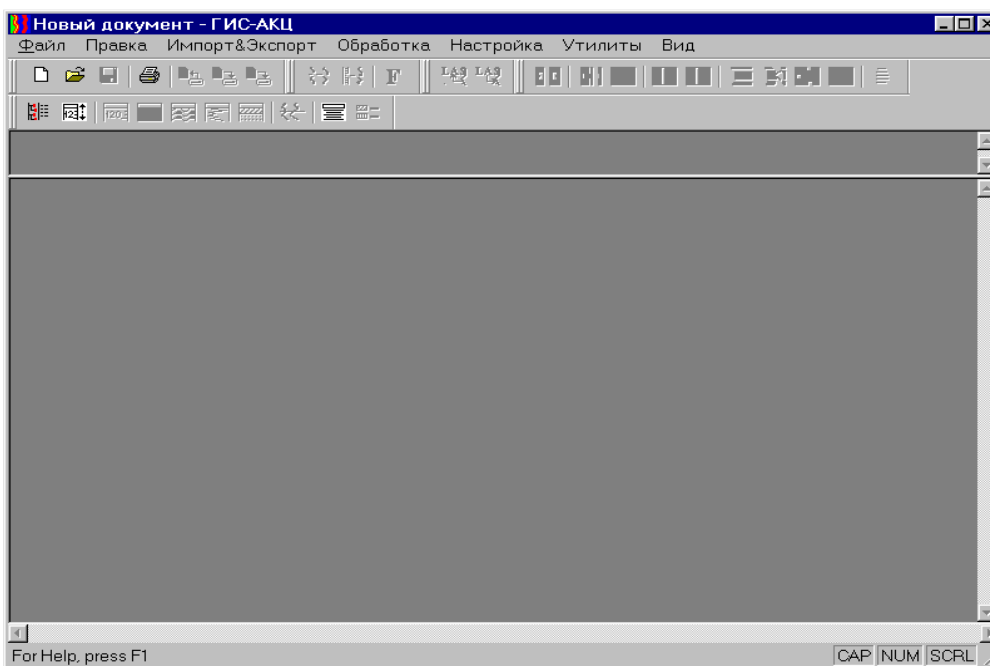
- $0,0 \leq E \leq 0,3$ – хорошо;
- $0,3 < E \leq 0,5$ – удовлетворительно;
- $0,5 < E \leq 0,7$ – плохо;
- $0,7 < E \leq 1,0$ – очень плохо.

Дополнительно по СГДТ определяется фактическое размещение технологической оснастки по длине колонны.



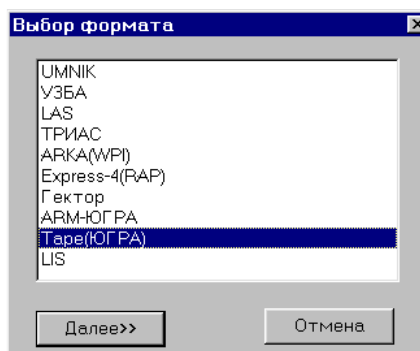
Методика работы геофизической программы «ГИС-АКЦ»

Запускаем программу «ГИС-Акустика» двойным нажатием левой кнопки мыши по значку акустика:

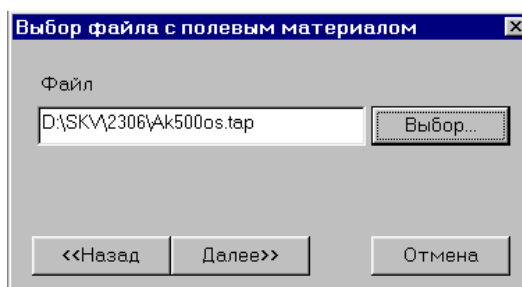


Для ввода полевого материала АКЦ необходимо выбрать в меню «Файл» → «Ввод данных». Ввод данных осуществляется в пошаговом режиме, поэтому всегда можно вернуться на предыдущий шаг и повторить действия.

Выбрать формат, в котором записаны исходные данные. На данный момент волновой сигнал может быть записан в формате Тара (ЮГРА) (файл с расширением *.tab) и формате УЗБА (файл с расширением *.dat):

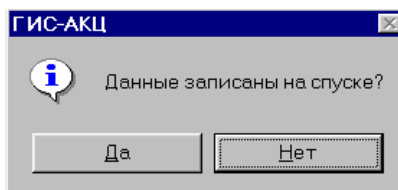


Далее выбираем файл с полевым материалом:

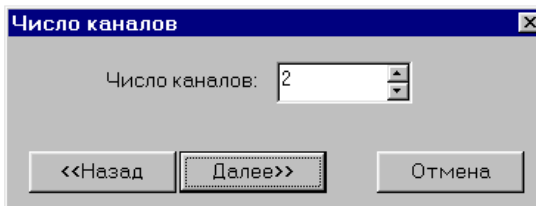




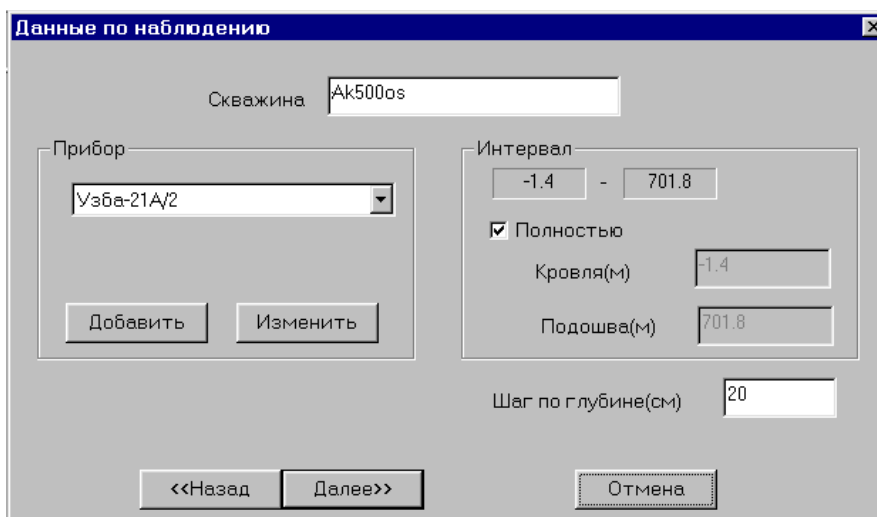
После выбора файла идёт процесс инициализации.
Запись данных происходит на подъёме, поэтому выбираем кнопку:



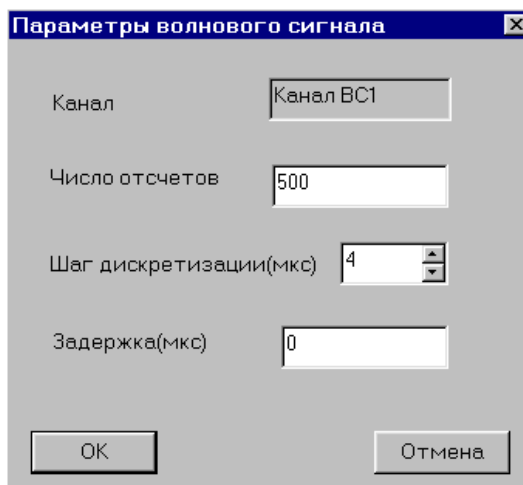
Количество каналов соответствует количеству зондов скважинной аппаратуры:



В процессе загрузки необходимо установить правильный тип скважинного прибора (если прибора нет в списке, его нужно добавить), также определяется интервал по глубине (можно вводить как весь интервал, так и часть интервала) и шаг квантования данных по глубине:

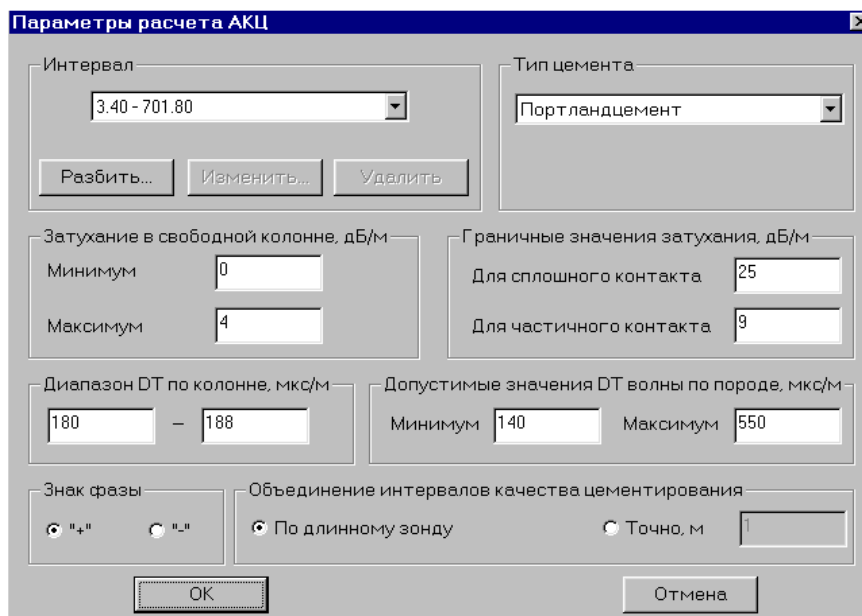


В следующем шаге выбираем загружаемые параметры волнового сигнала (по умолчанию загружаются все). При необходимости меняем число отсчётов, шаг дискретизации и задержку:



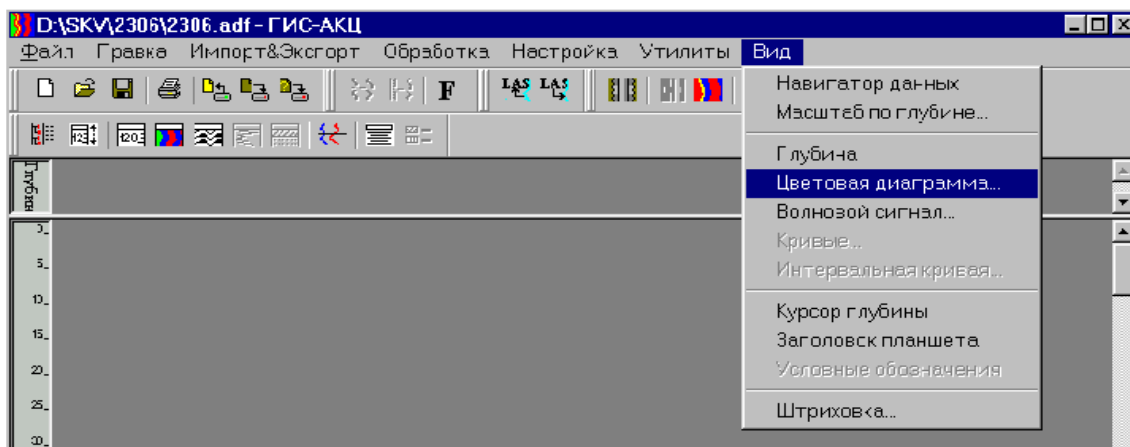


Для этого выбираем канал и нажимаем кнопку «Изменить». Появляется окно, в котором выставляем нужные параметры:



После этого происходит загрузка данных.

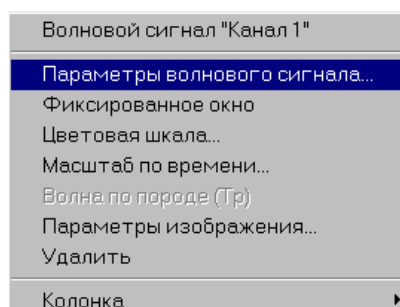
Чтобы отразить волновой сигнал на экране, выбираем команду «Вид» → «Цветовая диаграмма» или нажатием кнопки на панели инструментов:



Если хотим отразить волновой сигнал в виде трасс (в таком представлении легче оценить уровень амплитуд сигнала), то выбираем команду «Вид» → «Волновой сигнал» или в панели инструментов кнопку.

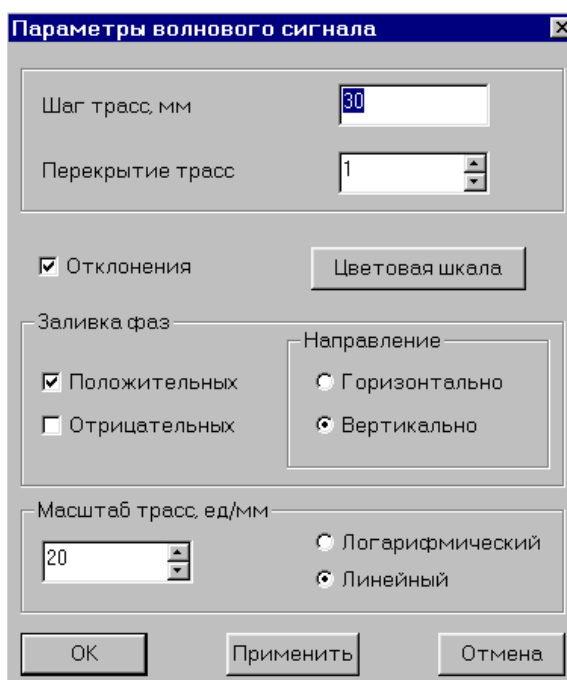
Трассы могут отображаться как с наложением, так и отдельно.

При нажатии правой кнопки мыши, находящейся над требуемым изображением, появляется контекстное меню, в котором находятся все команды, связанные с изображением данных. Выбираем команду «Параметры волнового сигнала»:



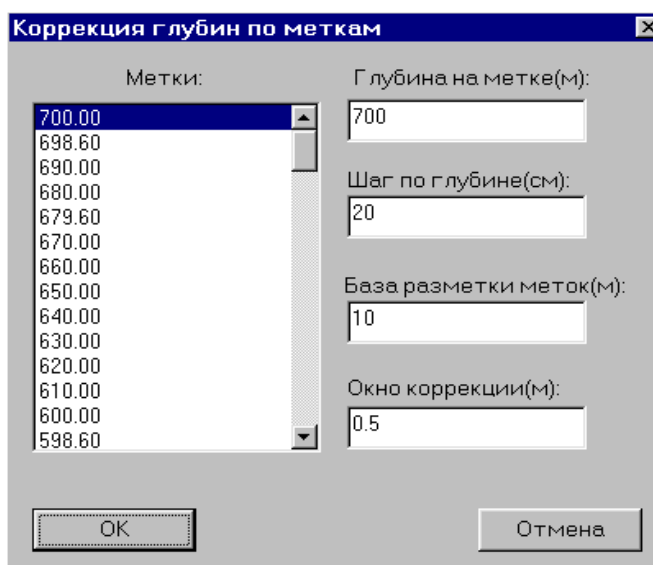


В появившемся окне устанавливаем расстояние между трассами, число допустимых трасс для перекрытия, нужно ли рисовать линии трасс (отклонения), цветовая шкала, какие фазы заливаются (положительные и/или отрицательные), способ заливки, масштаб трасс и в каком масштабе линейном или логарифмическом будут представлены трассы:



Колонку и изображение можно удалить командой контекстного меню «Удалить».

Работа с волновым сигналом идёт непосредственно с исходным файлом. После загрузки исходных данных глубины загружаемого материала корректируются по магнитным меткам. При коррекции по меткам необходимо выбрать первую истинную метку и задать глубину на этой метке (если отличается):



Для правильного расчёта АКЦ необходимо установить корректные параметры расчёта АКЦ. Параметры задаются командой меню «Обработка» → «Параметры расчёта АКЦ».

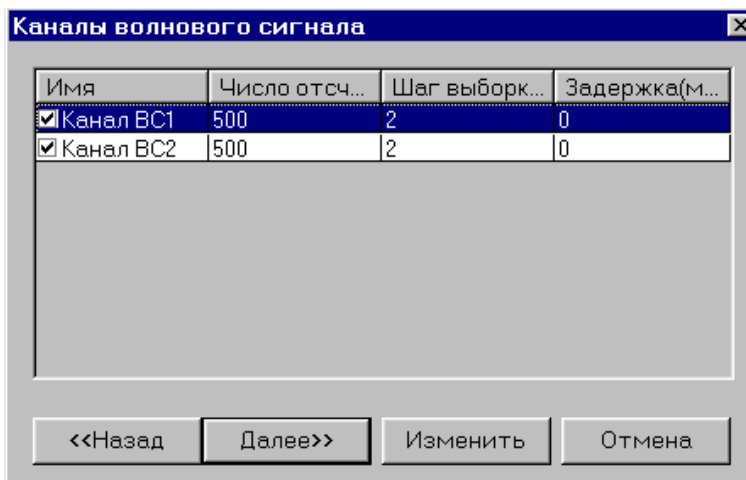
В появившемся диалоге можно разбить интервал на несколько частей и для каждого интервала задать собственные параметры (кроме знака фазы и длины интервалов качества сцепления для объединения).

Расчёт АКЦ запускается командой меню «Обработка» → «Расчёт АКЦ». Расчёт АКЦ происходит пошагово и состоит из следующих этапов:

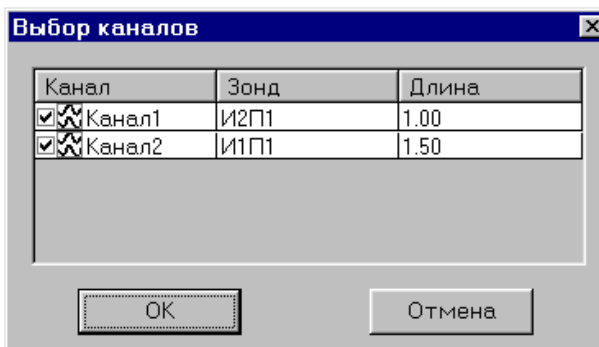


Выбор каналов для расчёта АКЦ

Выбираем каналы волнового сигнала:

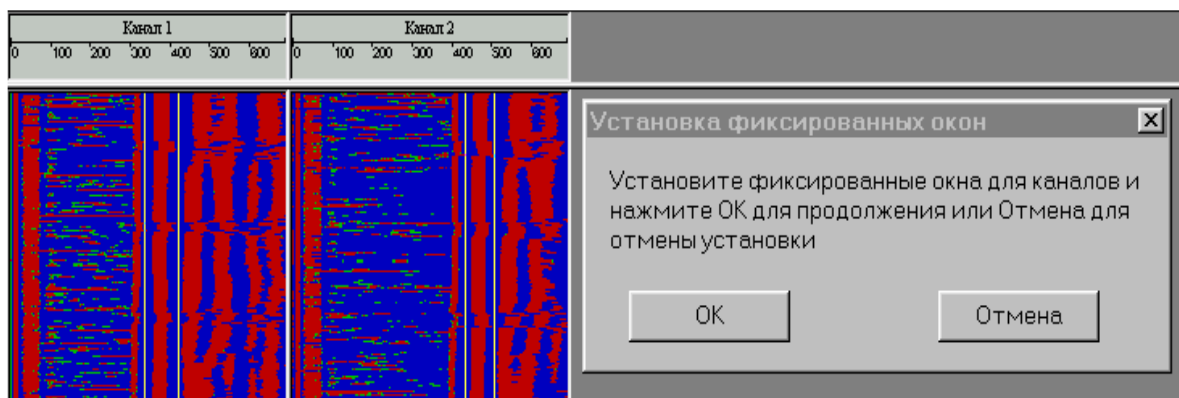


Можно выбрать 1 или 2 канала:



Установка фиксированных окон для расчёта параметров волны по колонне

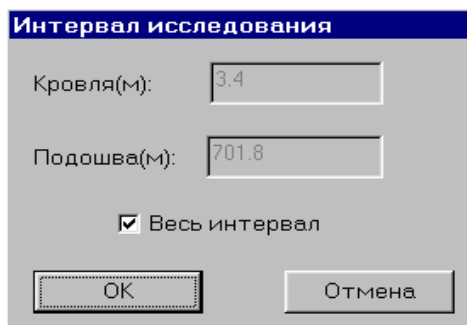
Необходимо установить фиксированные окна на волну по колонне и установить ширину окна. Захватив левой кнопкой мыши появившееся окно, перетаскиваем на первое положительное (отрицательное) вступление волны по колонне. Ширину окна рекомендуется устанавливать равной длине фазы (захватом левой кнопки мыши границы окна):



Если волна по колонне смещается по времени, то фиксированное окно можно разбить на несколько окон (с помощью правой кнопки мыши, находясь на фиксированном окне, вызвать контекстное меню и выбрать команду «Разбить окно») и сдвинуть каждое окно в отдельности.

Определение интервала исследования

В случае если есть неинформативная запись, то её можно отсечь путём задания интервала исследования:



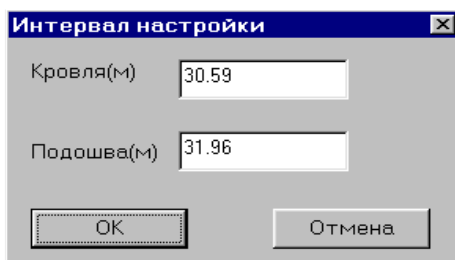
Выбор фазы

Выбирается фаза для расчёта амплитуды волны по колонне:



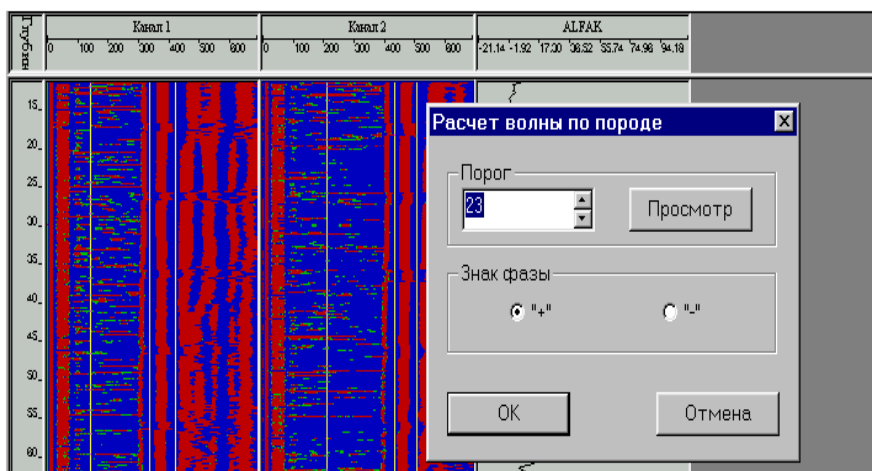
Определение интервала настройки

Интервал настройки соответствует свободной колонне или наилучшему сцеплению. Предлагается автоматически рассчитанный интервал, который можно изменить вручную:



Построение волны по породе

В диалоге отражается расчётный порог (один для обоих каналов), который можно отредактировать и по кнопке «Просмотр» посмотреть, является ли выбранный порог выше уровня шумов или нет.



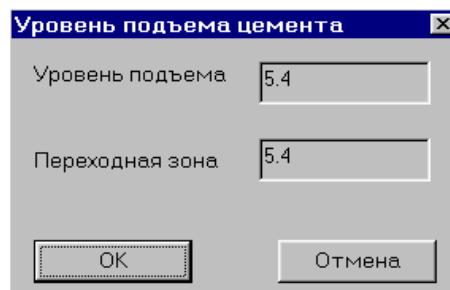
Знак фазы должен соответствовать знаку фазы волны по колонне.

Блокировка (представлена в виде вертикальной линии на ФКД) устанавливается как можно ближе к сигналу перетаскиванием с помощью левой кнопки мыши:



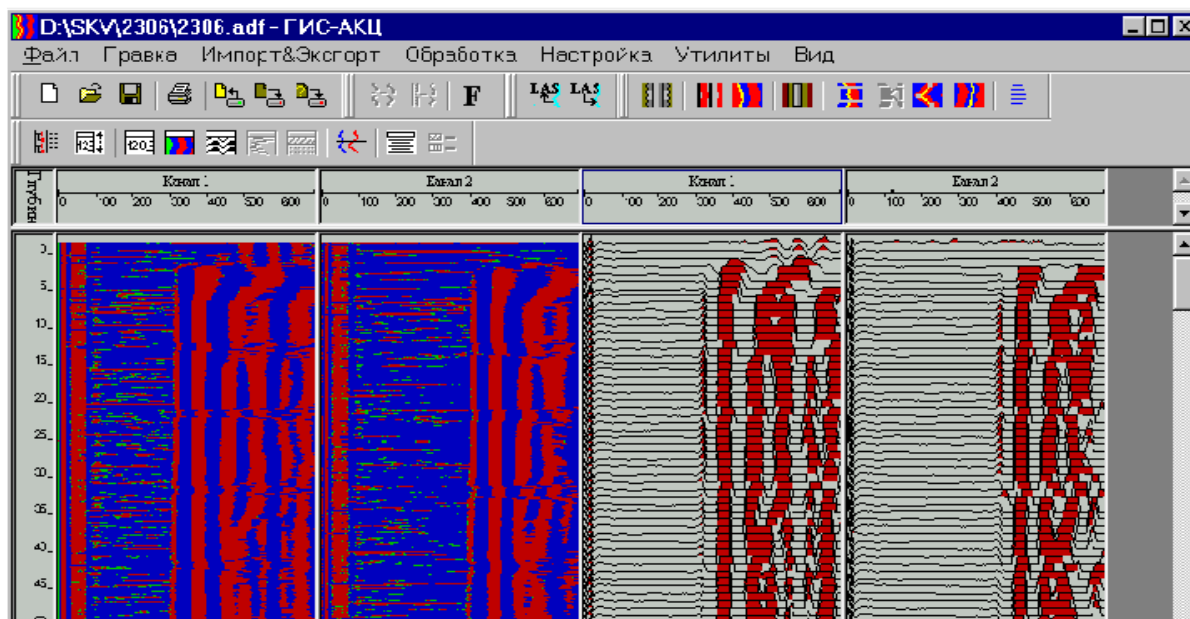
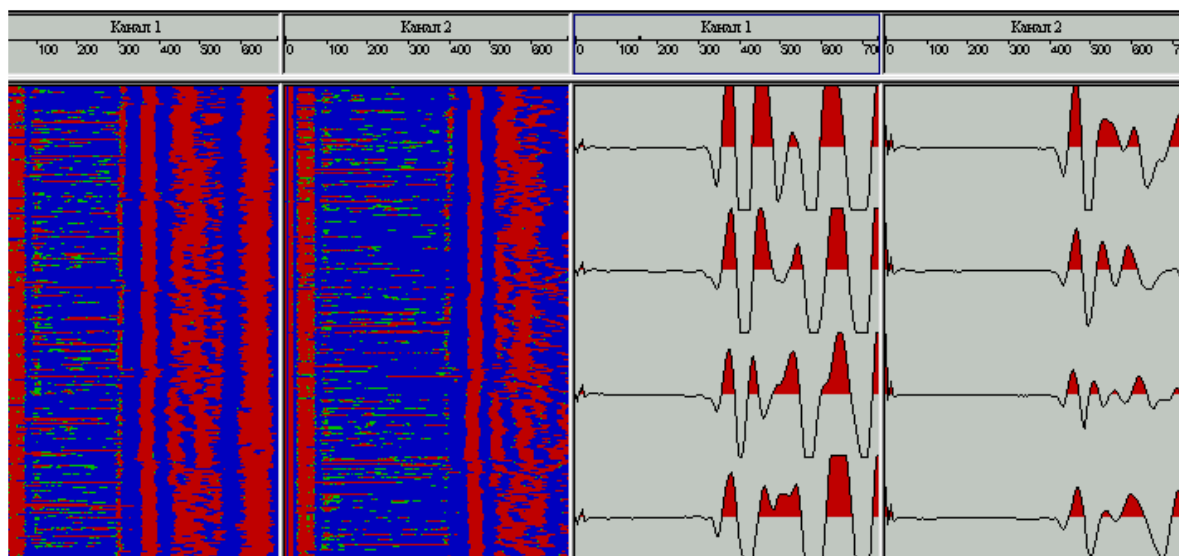
Определение уровня подъема цемента

Задаётся кровля интервала, начиная с которого определяется уровень подъема цемента.



Определение сцепления «цемент – колонна» и определение сцепления «цемент – порода»

Если есть необходимость пересчитать только параметры по колонне (или параметры по породе), то это можно сделать, вызвав команду «Обработка» → «Параметры по колонне» (или «Параметры по породе»). Затем в диалоге «Расчёт параметров» выбрать параметры, которые будут пересчитаны; указать знак фазы, по которой вычисляются амплитуды; установить флаг, следует ли определять интервал настройки (если флага нет, то интервал настройки используется старый).

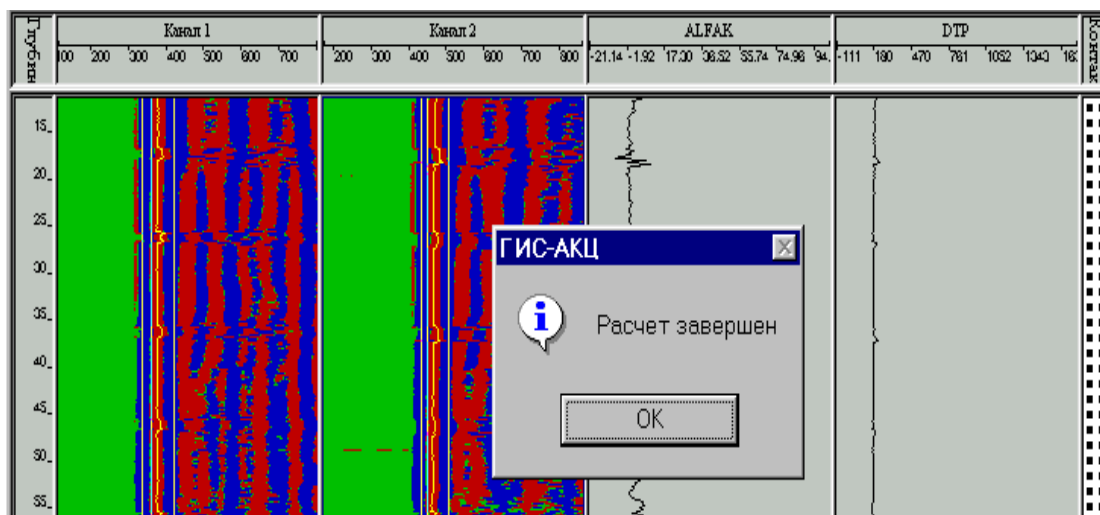




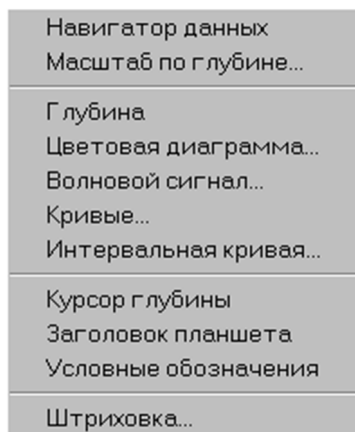
Для пересчёта параметров по породе, как и при расчёте АКЦ, установить блокировку по времени и амплитудный порог. После установки параметров кривые будут пересчитаны.

Можно также перестроить колонки качества сцепления, если изменились параметры обработки АКЦ, выбрав в меню команду «Обработка» → «Расчёт сцепления».

При расчёте АКЦ автоматически отображаются каналы волнового сигнала, кривые ДТ, затухание, колонки качества цементирования. Но для удобства работы можно создать свой планшет, отобразив на экране колонки с необходимыми данными.



Колонки с данными вставляются из меню «Вид» → «Глубина» (Цветовая диаграмма, Волновой сигнал, Кривые, Интервальная кривая):



Для всех данных, вставленных в колонку, используется один диалог по установке параметров изображения (контекстное меню «Параметры изображения»). В диалоге можно установить цвет и шрифт шкалы, цвет и толщину линии, начало шкалы.

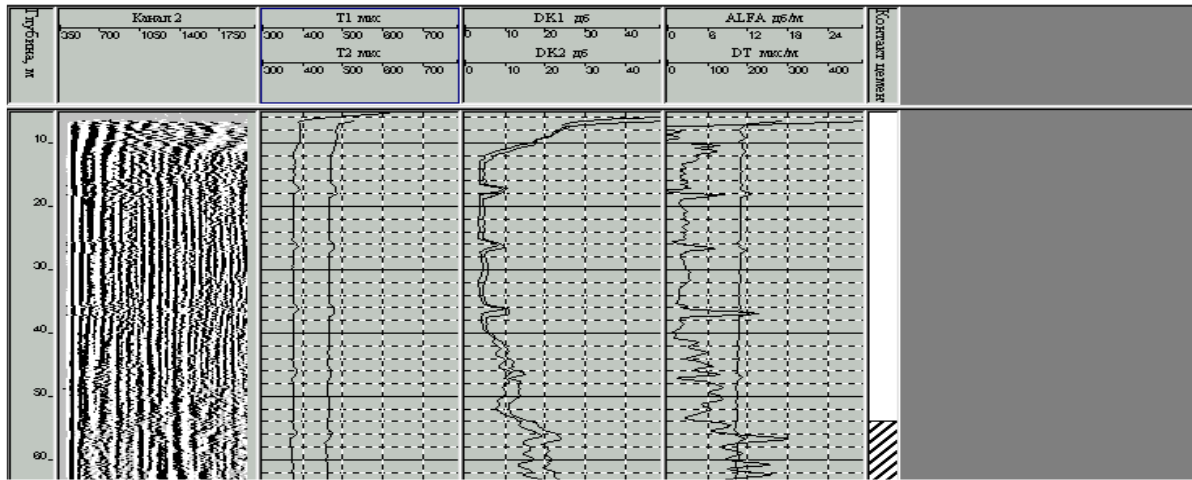
Все команды, связанные с изображением данных, доступны из контекстного меню, открывающегося при нажатии правой кнопки мыши, находящейся над требуемым изображением.

Параметры колонки устанавливаются в диалоге командой «Параметры колонки» (контекстное меню «Колонка» → «Параметры колонки»). В диалоге устанавливается цвет фона, ширина колонки в мм, вертикальная и горизонтальная сетка. Также ширину и положение колонки можно установить визуально перетаскиванием границы или колонки целиком с помощью левой кнопки мыши.

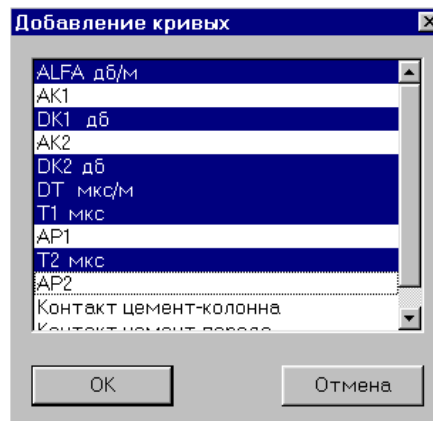
Колонку и изображение можно удалить командой контекстного меню «Удалить» («Колонка» → «Удалить» – удаляет колонку целиком).

В меню «Вид» → «Масштаб» по глубине можно изменить масштаб отображения глубин.

Также можно воспользоваться готовым планшетом для вывода твёрдой копии, вызвав в меню команду «Файл» → «Открыть шаблон» и указать путь, где находится планшет (например, Гис-Акустика / Узба / Акц в кондукторе.vpf).

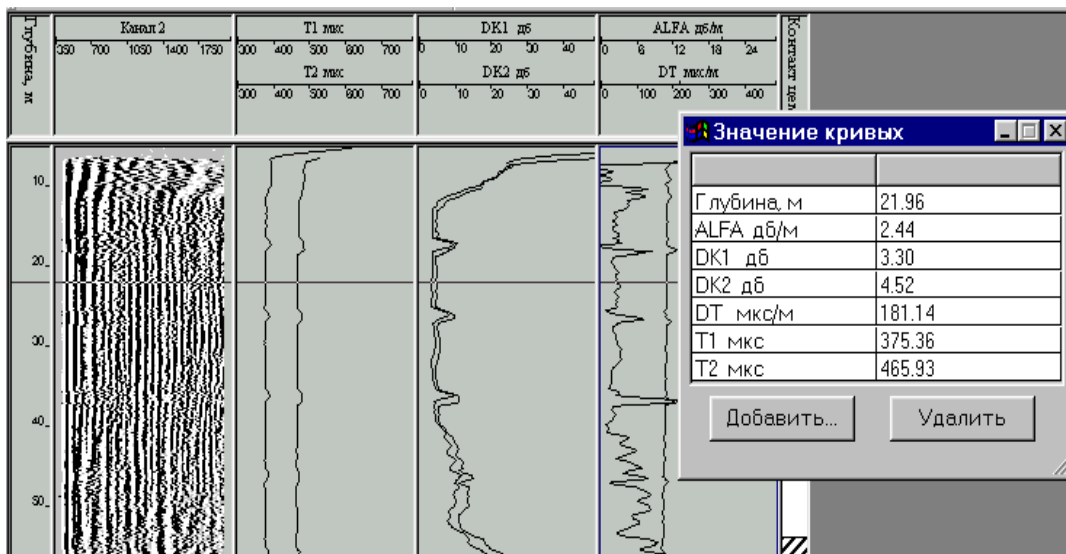


Для удобства просмотра параметров можно выбрать в меню команду «Вид» → «Курсор глубины» или в панели инструментов кнопку



В появившемся диалоге выбираем параметры (нажатием левой кнопки мыши по кривой), значения которых хотим отобразить.

Кроме значения выбранных кривых, на планшете отображается горизонтальный курсор глубины, помогающий визуально оценить значения параметров на данной глубине:



Значение кривых «Новые кривые» или «Удалить ненужные». Автоматически построенное заключение зачастую полностью не устраивает интерпретатора.



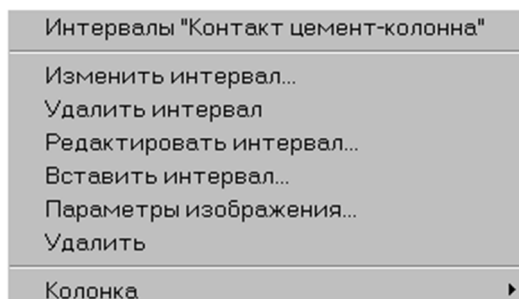
Редактирование колонки качества сцепления осуществляется через контекстное меню, которое появляется при нажатии правой кнопки мыши на колонке сцепления:

«Изменить интервал» – изменяет качество сцепления.

«Удалить интервал» – удаляет текущий интервал, объединяя его с верхним.

«Редактировать интервал» – отображает диалог, в котором можно менять границы и тип любого интервала.

«Вставить интервал» – вставка интервала с заданным качеством сцепления.

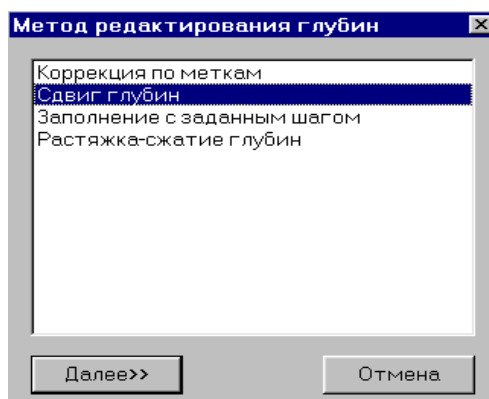


Границы интервалов также могут быть отредактированы мышкой перетаскиванием соответствующих границ интервала (захватив левой кнопкой мыши границу интервала, тянуть вверх или вниз). При этом если граница перекрывает интервал, то интервал удаляется автоматически.

Увязка по глубине

Сразу после загрузки материала и коррекции по меткам можно отредактировать глубины с помощью команды в меню «Правка» → «Редактирование глубин». Выбираем способ редактирования, который нам более удобен:

- сдвиг глубин на заданную величину;
- заполнение с заданным шагом, начиная от подошвы интервала;
- равномерная растяжка – сжатие интервала глубин.



Удобно сначала сделать более грубую увязку с помощью команды «Сдвиг глубин», а затем после расчёта АКЦ более точно увязать материал с помощью команды меню «Правка» → «Увязка глубин».

Литература

1. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
2. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах: учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
3. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
4. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
5. Климов В.В., Савенок О.В. Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 2. – С. 44–49.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
7. Климов В.В. Совершенствование лабораторной базы и метрологического обеспечения для определения характеристик геофизических приборов контроля технического состояния крепи скважин // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 111–118.



8. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Концепция геолого-геофизического контроля технического состояния обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства в скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 15–21.
9. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С. Проведение комплекса геофизических работ в скважинах Ямбургского газоконденсатного месторождения // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 173–180.
10. Юлдашев А.Р. Особенности и условия формирования глинистого цемента в продуктивных толщах Западной Сибири // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 197–199.

References

1. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
2. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a training manual. – Novocherkassk : Lyk, 2017. – 326 p.
3. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
4. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
5. Klimov V.V., Savenok O.V. New technologies of GIS // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – № 2. – P. 44–49.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the directional and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
7. Klimov V.V. Improvement of the laboratory base and metrological support for determination of the characteristics of the geophysical devices for control of the technical state of the well support // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 111–118.
8. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Concept of the geological and geophysical control of the technical state of the casing and the cemented borehole space in the wells at the oil and gas fields and the underground gas storages // Bulatovskie readings. 2010. – 2019. – № 2. – P. 15–21.
9. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S. Carrying out of the complex of the geophysical works in the wells of the Yamburg gas-condensate field // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 173–180.
10. Yuldashev, A.R. Peculiarities and conditions of the clay cement formation in the productive strata of Western Siberia // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 197–199.



УДК 502

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СЛАНЦЕВОЙ РЕВОЛЮЦИИ**ENVIRONMENTAL ASPECTS OF THE SHALE REVOLUTION****Боровский Михаил Яковлевич**

кандидат геолого-минералогических наук,
генеральный директор,
ООО «Геофизсервис»
micbor1913@mail.ru

Борисов Анатолий Сергеевич

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
профессор кафедры геофизики
и геоинформационных технологий,
Казанский (Приволжский) федеральный университет
anatoly.borisov@kpfu.ru

Богатов Владимир Ильич

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

Аннотация. Рассмотрены эколого-технические последствия добычи нефти и газа из пород сланцевых формаций. Отмечено, процессы освоения скоплений сланцевой нефти и газа оказывают негативное влияние на природную окружающую среду на всем протяжении геологоразведочного цикла. Значительную помощь для своевременного принятия природоохранных мероприятий, прогнозирования изменений геологической среды оказывают малозатратные экологически приемлемые методы разведочной геофизики. В старых нефтедобывающих регионах имеется огромный опыт геофизического прогнозирования и картирования негативных явлений процессов добычи скоплений углеводородов.

Ключевые слова: сланцевые отложения, горизонтальная скважина, гидроразрыв, природная окружающая среда, экологические последствия, загрязнение, мониторинг, экологическая геофизика.

Borovskiy Mikhail Yakovlevich

Candidate of geological
and mineralogical Sciences,
general Director,
«Geofizservis» Ltd
micbor1913@mail.ru

Borisov Anatoly Sergeevich

Doctor of geological and mineralogical Sciences, Professor,
Professor of the Department of Geophysics
and geoinformation technologies,
Kazan (Volga region) Federal University
anatoly.borisov@kpfu.ru

Bogatov Vladimir Ilyich

leading geophysicist,
«Geofizservis» Ltd
vladbogatoff@gmail.com

Annotation. The ecological and technical consequences of oil and gas extraction from shale formations are considered. It is noted that the processes of developing accumulations of shale oil and gas have a negative impact on the natural environment throughout the exploration cycle. Low-cost environmentally acceptable methods of exploration Geophysics provide significant assistance for timely adoption of environmental measures and forecasting changes in the geological environment. In the old oil producing regions there is a huge experience in geophysical forecasting and mapping of negative phenomena processes of production of hydrocarbon accumulations.

Keywords: shale deposits, horizontal well, hydraulic fracturing, natural environment, environmental consequences, pollution, monitoring, environmental geophysics.

Нефтяная и газовая промышленность была и остается ключевой отраслью экономики страны, обеспечивающей основные поступления в бюджет. В росте добычи и переработки нефти и газа заинтересованы практически все социально-экономические факторы, включая власть различных уровней, компании и население. Однако, добыча, транспортировка, хранение и переработка нефти и газа сопровождаются (В.И. Осипов, 2006) крайне негативными последствиями для окружающей среды и здоровья людей.

Отношение государства к проблемам охраны окружающей среды отражается в Конституции страны и законодательных документах. Основные положения политики в данной области детализируются в специальных государственных программах. В России экологическая политика на уровне государства наиболее четко сформулирована в Экологической доктрине РФ. Отмечено, что к числу основных факторов деградации природной среды относятся ресурсодобывающие и ресурсоемкие секторы в структуре экономики (А.П. Хаустов, М.М. Редина, 2006).

На уровне конкретных отраслей и субъектов Федерации положения государственной экологической политики детализируются с учетом отраслевой и региональной специфики. Здесь также формируются программы действий, направленные на гармонизацию отношений с окружающей средой, программы развития отраслей и регионов с учетом экологических приоритетов. Так, выполнение различных программ по проблемам и обеспечению экологической безопасности подробно приводится в ежегодных Государственных докладах «О состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан...» Министерства экологии и природных ресурсов РТ.

Оценка экологической ситуации, вследствие процессов освоения месторождений газа и нефти сланцевых отложений имеет решающее значение при принятии управленческих, а главное, политико-



экономических решений для постановки поисково-разведочных работ на нетрадиционные виды углеводородного сырья.

Добыча углеводородов из сланцевых образований в США стала экономически выгодной, благодаря применению новых технологий горизонтального бурения и многостадийного разрыва продуктивного пласта. Вовлечение в промышленный оборот горючих полезных ископаемых зависит [1] не только от запасов искомого сырья, но и от комплекса условий: геолого-технические, географо-экономические, социальные, конъюнктурные, стратегические и, что особенно важно, в густонаселенных регионах – экологические факторы.

В числе факторов, положительно влияющих на перспективы добычи сланцевого газа: близость месторождений к рынкам сбыта; значительные запасы; заинтересованность властей ряда стран в снижении зависимости от импорта топливно-энергетических ресурсов. В то же время у сланцевого газа есть множество недостатков, негативно влияющих на перспективы его добычи. Среди таких недостатков: относительно высокая себестоимость; непригодность для транспортировки на большие расстояния; быстрая истощаемость месторождений; низкий уровень доказанных запасов в общей структуре запасов; значительные экологические риски при добыче.

Взгляды европейских стран по вопросу разработки сланцевого газа разделились. В то время как Польша намерена в ближайшем будущем приступить к разработке соответствующих проектов, Франция, Бельгия и несколько других стран Евросоюза ввели запрет на подобные работы (URL: <http://www.pro-gas.org>).

После 10 лет эксплуатации скважин в BarnettShale, FayettevilleShale, MarcellusShale, HaynesvilleShale выделяются (URL: <http://www.pronedra.ru/gas/2011/12/23/slancevyj-gaz>) следующие негативные явления:

- технология гидроразрыва пласта требует крупных запасов воды вблизи месторождений, для одного гидроразрыва используется смесь воды (7500 тонн), песка и химикатов. В результате скапливаются значительные объемы отработанной загрязненной воды, которая не утилизируется добытчиками с соблюдением экологических норм;

- сланцевые скважины имеют гораздо меньший срок эксплуатации, чем скважины обычного природного газа;

- формулы химического коктейля для гидроразрыва в компаниях, добывающих сланцевый газ, конфиденциальны. По отчетам экологов добыча сланцевого газа приводит к значительному загрязнению грунтовых вод толуолом, бензолом, диметилбензолом, этилбензолом, мышьяком и др. Некоторые компании используют солянокислотный раствор, загущенный с помощью полимера, для одной операции гидроразрыва используется 80-300 тонн химикатов;

- при добыче сланцевого газа имеются значительные потери метана, что приводит к усилению парникового эффекта;

- добыча сланцевого газа рентабельна только при наличии спроса и высоких цен на газ.

По данным электронных средств информации газодобывающими компаниями для добычи газа применяется 85 токсичных веществ, некоторые из них имеют следующее предназначение:

- соляная кислота способствует растворению минералов;

- этиленгликоль противостоит отложениям на внутренних стенках труб;

- изопропиловый спирт, гуаровая камедь и борная кислота используются в качестве загустителей и веществ, поддерживающих вязкость;

- глутаральдегид и формамид противостоит коррозии;

- нефть в легких фракциях используется для снижения трения;

- пероксодисульфат аммония противостоит распаду гуаровой камеди;

- хлорид калия препятствует химическим реакциям между жидкостью и грунтом;

- карбонат натрия или калия – для поддержки баланса кислот.

В настоящее время наносимый вред экологии региона сланцевого бассейна в Пенсильвании носит характер экологической катастрофы (URL: <http://www.pronedra.ru/gas/2011/12/23/slancevyj-gaz>).

Именно экологическая проблема наряду с использованием большого количества воды для осуществления гидроразрыва является наиболее острой для развития сланцевой добычи в густонаселенных районах. Несмотря на то, что гидроразрывы проводятся гораздо ниже уровня грунтовых вод, токсичными веществами заражен почвенный слой, грунтовые воды и воздух. Это происходит за счет просачивания химических веществ через трещины, образовавшиеся в толще осадочных пород, в поверхностные слои почвы. В некоторых районах Пенсильвании в колодцах можно поджечь воду. В результате действий экологов согласно Закону о чистой воде США от 2005 года вышло предписание для всех газодобывающих компаний из сланцевых месторождений раскрыть формулу химических коктейлей, а также снизить химическую нагрузку на экологию региона.

Наиболее успешно разрабатываемые сланцевые месторождения имеют высокий уровень гамма-излучения, который коррелирует с термической зрелостью сланцевого месторождения. В результате гидроразрыва радиация попадает в верхний слой осадочных пород, в районах сланцевой добычи газа наблюдается повышение радиационного фона (по данным URL: <http://www.pronedra.ru/gas/2011/12/23/slancevyj-gaz>). В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции семилукско-бурегские (речицкие) отложения, перспективные на поиски сланцевой нефти и газа, характеризуются в разрезе осадочного покрова повышенными величинами ГК, природа которых связывается [2] с наличием урановой минерализации.



Процессы освоения скоплений сланцевой нефти и газа оказывают негативное влияние на природную среду на всем протяжении геологоразведочного цикла: от начальных (подготовка к строительству буровой площадки) до завершающих (бурение горизонтальной скважины, проведение в ней операции гидроразрыва ГРП, и последующего отбора полезного ископаемого) этапов. Отрицательные последствия этой деятельности проявляются в виде загрязнения различными вредными примесями воздуха, поверхностных и подземных вод, земельных угодий. Применение широкой гаммы химических реагентов в различных технологических процедурах, прежде всего при выполнении гидроразрыва, ухудшает состояние окружающей среды. Не исключено также [3], что многократно повторяющиеся операции (по некоторым источникам до 10 раз) гидроразрыва могут служить «спусковым крючком» к возникновению техногенных землетрясений.

На рисунке приводится обобщенная схема экологических угроз проектов по добыче сланцевого газа.



Рисунок – Экологические угрозы проектов при добыче сланцевого газа (Источник: URL: <http://www.obretenie.info/events/ukraine/gaz/gaz1.htm>)



Для того чтобы не допустить утечки жидкости для ГРП из скважины в почву или подземные воды, крупные сервисные компании применяют различные способы изоляции пластов, такие как многоколонные конструкции скважин и использование сверхпрочных материалов в процессе цементирования.

В Республике Татарстан накоплен огромный опыт (МЭПР РТ, ОАО «Татнефть», ТатНИПинефть, ТГРУ, ТНГ-Групп, Казаньгеофизика, Казанский университет и др.) 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 [4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16].

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

Для нефтедобывающих регионов разработаны [4, 17, 18, 19, 20, 21] методические основы оценки естественной защищенности недр (прежде всего, имеются в виду горизонты пресных подземных вод), как «снизу», так и «сверху» по геофизическим данным. Предложены [8, 17, 22, 23, 24] геофизические комплексы для выявления источников и ореолов загрязнения геологической среды.

Эффективным средством контроля состояния природной окружающей среды служит [17, 25, 26] реализуемый в ГНПП «Аэрогеофизика» комплекс, позволяющий вести дистанционный экологический мониторинг, включающий тепловую, гамма-спектрометрическую, газовую и аэрозольную съемки.

Литература

1. Прищепа О.М., Аверьянов О.Ю., Жарков А.М. Нефтеносные сланцы Восточно-Европейской платформы – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах : Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии / Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2013. – С. 28–32.
2. Хайретдинов Р.Р. К вопросу о природе повышенной радиоактивности пород семилукско-бурегских отложений в Татарстане и сопредельных областях // Вопросы геолого-геофизических исследований Татарстана и сопредельных областей. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 1991. – С. 34–39.
3. Маевский Б.И. [и др.]. Об опасных эколого-техногенных последствиях при добыче газа из сланцеватых пород в сложнопостроенном Карпатском регионе / Материалы докладов III Международной научно-практической конференции «Нефтегазовая геофизика – нетрадиционные ресурсы», (20–24 мая, 2013 г., Ивано-Франковск). – Ивано-Франковск, 2013. – С. 139–140.
4. Ибрагимов Р.Л., Боровский М.Я., Фахрутдинов Е.Г. Типизация геологической среды для оценки степени защищенности подземных вод нефтеперспективных регионов // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 2. – С. 6–9.
5. Анисимов Б.В., Ибрагимов Р.Л., Пухов А.Г. Основные принципы типизации геологической среды нефтедобывающих районов в природоохранных целях // Пути повышения эффективности геологоразведочных работ в ТАССР. – Бугульма : ТатНИПинефть, 1987. – Вып. 60. – С. 60–74.
6. Гареев Р.М. [и др.]. Основные принципы концепции гидромониторинга геологической среды на территории деятельности ОАО «Татнефть» // Георесурсы. – 2002. – № 2. – С. 12–13.
7. Гареев Р.М., Мишанина О.Е., Хисамутдинова Е.В. Воздействие поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения на окружающую среду / Р.М. Гареев, // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. – С. 92–96.
8. Гидрогеоэкологические исследования в нефтедобывающих районах Республики Татарстан / под ред. А.И. Короткова, В.К. Учаева. – Казань : Изд-во Репер, 2007. – 300 с.
9. Ибрагимов Н.Г. [и др.]. Экологический мониторинг окружающей среды на месторождениях ОАО «Татнефть» // Ибрагимов Н.Г. Научные труды. Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть». – М. : НП Закон и порядок, 2006. – С. 30–32.
10. Ибрагимов Н.Г. [и др.]. Текущее состояние экосистем региона на территории производственной деятельности ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 5. – С. 108–111.
11. Ибрагимов Р.Л. Прогнозирование гидрогеоэкологических условий в нефтедобывающих районах Татарстана : автореф. дис. ... докт. геол.-мин. наук: 25.00.36. – Пермь : ПГУ, 2007. – 32 с.
12. Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г. Разработка и обустройство крупных нефтяных месторождений с предотвращением техногенных экологических рисков // Ибрагимов Н.Г. Научные труды. Корпоративная библиотека ОАО «Татнефть». – М. : НП Закон и порядок, 2006. – С. 27–29.
13. Хисамов Р.С., Боровский М.Я., Гатиятуллин Н.С. Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан / под ред. Р.С. Хисамова. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2007. – 247 с.
14. Хисамов Р.С., Файзуллин И.С. Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2011. – 228 с.
15. Хисамов Р.С. [и др.]. Гидрогеологические условия нефтяных месторождений Татарстана. – Казань : Фэн АН РТ, 2009. – 254 с.
16. Хисамов Р.С. [и др.]. Современная геодинамика и сейсмичность юго-востока Татарстана. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2012. – 240 с.
17. Боровский М.Я., Газеев Н.Х., Нурғалиев Д.К. Геоэкология недр Республики Татарстан: геофизические аспекты / под ред. Д.К. Нурғалиева. – Казань : Экоцентр, 1996. – 316 с.
18. Боровский М.Я. [и др.]. Методические основы прогнозирования естественной защищенности недр по данным структурной гравиразведки // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2011. – № 8. – С. 40–46.



19. Боровский М.Я. Эколого-геофизические аспекты процессов освоения углеводородов сланцевых формаций : Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей / Материалы 41-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, 27–31 января 2014 г. – Екатеринбург : ИГФ УрО РАН, 2014. – С. 52–53.

20. Боровский М.Я. [и др.]. Высокоточная гравиразведка в природоохранных целях : Теория и практика нефтяной геофизики / Материалы Всеросс. науч.-практ. 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.

21. Боровский М.Я. Концепция геофизического обеспечения эколого-геологических задач : Инженерно-геологическое обеспечение недропользования и охраны окружающей среды / Матер. междунар. науч. – практич. конф. – Пермь : Перм. ун-т., 1997. – С. 162–164.

22. Боровский М.Я. [и др.]. Геофизическая диагностика площадей вероятного распространения загрязнения в районах действующих нефтедобывающих предприятий // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ. – 2012. – № 2. – С. 22–27.

23. Боровский М.Я. Воздействие процессов освоения углеводородов сланцевых отложений на окружающую среду / Сборник трудов V Международного Конгресса «Чистая вода. Казань» 26–28 марта 2014 г. – Казань : типогр. ООО «Куранты», 2014. – С. 33–35.

24. Харьковский К.С. Поиск и оконтуривание очагов засоления подземных вод методами наземной электроразведки (на примере нефтедобывающих районов Республики Татарстан) : автореф. дис. ... на канд. геол.-минер. наук : 04.00.06. – СПб. : С-ПбГГИ, 1998. – 21 с.

25. Бабаянц П.С. [и др.]. Комплексные аэрогеофизические съемки – ресурсоэффективные технологии в проблемах изучения недр и охраны окружающей среды / Тр. V Международного симпозиума «Ресурсоэффективность и энергосбережение». – Казань : Изд-во КГУ, 2005. – С. 592–597.

26. Пируева Т.Г., Скловский С.А. Дистанционный поисковый мониторинг городских территорий и природных объектов // Разведка и охрана недр. – 2006. – № 5. – С. 46–53.

27. Боровский М.Я. [и др.]. Вероятные эколого-техногенные последствия добычи газа и нефти из пород сланцевых формаций : Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы / материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2014. – С. 169–173.

28. Боровский М.Я. [и др.]. Экологические последствия процессов освоения углеводородов сланцевых толщ и геофизические методы их прогноза и картирования // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 2. – С. 74–78.

29. Боровский М.Я. [и др.]. Эколого-геофизические исследования в районах освоения нефтяных месторождений : Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей / Материалы 41-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского – В.Н. Страхова, 27–30 января 2020 г. – Воронеж : Издательский научно-полиграфический центр, 2020. – С. 45–49.

References

1. Prischepa O.M., Aver'yanov O.Yu., Zharkov A.M. Oil shale of East-European platform – reserve for maintenance of hydrocarbons production in industrially developed areas: Problems of oil fields development efficiency increase at a late stage / Proceedings of the International scientific-practical conference. – Kazan : Feng RT Academy of Sciences Publishing House, 2013. – P. 28–32.

2. Khairtdinov R.R. To the question of the nature of increased radioactivity of rocks of Semiluk-Buregian deposits in Tatarstan and neighboring regions // Problems of geological and geophysical studies of Tatarstan and neighboring regions. – Kazan : Kazan University Publishing House, 1991. – P. 34–39.

3. Maevsky B.I. [et al.]. On Dangerous Ecological and Technogenic Consequences of Gas Extraction from Shale Rocks in a Complex Carpathian Region / Proceedings of the III International Scientific and Practical Conference «Oil and Gas Geophysics – Unconventional Resources», (May 20–24, 2013, Ivano-Frankivsk). – Ivano-Frankivsk, 2013. – P. 139–140.

4. Ibragimov R.L., Borovskiy M.Ya., Fakhruddinov E.G. Typization of the geological environment for estimation of the steppe protection of the underground waters of the oil promising regions // Neft. Gas. Innovations. – 2011. – № 2. – P. 6–9.

5. Anisimov B.V., Ibragimov R.L., Pukhov A.G. Main principles of oil-producing regions geological environment typification for environmental protection purposes // Ways to increase efficiency of geological exploration in TASSR. – Bugulma : TatNIPneft, 1987. – Issue. 60. – P. 60–74.

6. Gareev R.M. [et al.]. Basic principles of the concept of hydromonitoring of the geological environment on the territory of OAO TATNEFT activity // Georesources. – 2002. – № 2. – P. 12–13.

7. Gareev R.M., Mishanina O.E., Himamutdinova E.V. Environmental impact of the late stage of the Romashkinskoye field development // Oil economy. – 2008. – № 7. – P. 92–96.

8. Hydrogeoecological investigations in the oil-producing regions of Tatarstan Republic / Under edition of A.I. Korotkov, V.K. Uchaeva. – Kazan : Publishing house of the Repertoire, 2007. – 300 p.

9. Ibragimov N.G. [et al.]. Ecological monitoring of environment at the oilfields of OAO Tatneft // Ibragimov N.G. Scientific works. OAO TATNEFT corporate library. – M. : NP Zakon i Poryadok, 2006. – P. 30–32.

10. Ibragimov N.G. [et al.]. Current condition of the region ecosystems on the territory of OAO TATNEFT production activity // Oil economy. – 2009. – № 5. – P. 108–111.

11. Ibragimov R.L. Hydrogeoecological conditions prediction in the oil-producing regions of Tatarstan : dis. ... Dr. geol.min. of sciences: 25.00.36. – Perm : CCPP, 2007. – 32 p.

12. Tahautdinov S.F., Ibragimov N.G. Development and arrangement of the large oil fields with prevention of the technogenic ecological risks // Ibragimov N.G. Scientific works. OAO TATNEFT corporate bi-lioteca. – M. : NP Law and Order, 2006. – P. 27–29.



13. Khisamov R.S., Borovsky M.Ya., Gatiyatullin N.S. Geophysical methods of prospecting and exploration of places of natural bitumen births in the Republic of Tatarstan / edited by R.S. Khisamova. – Kazan : Published in Feng, RT Academy of Sciences, 2007. – 247 p.
14. Khisamov R.S., Faizullin I.S. Geological and geophysical pretreatment of the oil fields at the late development stage. – Kazan : Feng RT Academy of Sciences Publishing House, 2011. – 228 p.
15. Khisamov R.S. [et al.]. Hydrogeological conditions of oil fields in Tatarstan. – Kazan : Feng AS RT, 2009. – 254 p.
16. Khisamov R.S. [et al.]. Modern Geodynamics and Seismicity of South-East Tatarstan. – Kazan : Feng RT Academy of Sciences Publishing House, 2012. – 240 p.
17. Borovskiy M.Ya., Gazeev N.H., Nurgaliev D.K. Geocology of subsoil of the Republic of Tatarstan: geophysical aspects / edited by D.K. Nurgaliev. – Kazan : EcoCenter, 1996. – 316 p.
18. Borovskiy M.Ya. [et al.]. Methodical bases of forecasting of natural protection of subsoil according to data of structural gravitation // Environmental protection in oil and gas complex. – M. : INNIOENG. – 2011. – № 8. – P. 40–46.
19. Borovsky M.Ya. Ecological and Geophysical Aspects of Hydrocarbon Development Processes in Shale Formations : Questions of Theory and Practice of Geological Interpretation of Gravity, Magnetic and Electric Fields / Proceedings of the 41st Session of the D.G. Uspensky International Workshop, January 27–31, 2014. – Ekate-Rinburg : IGF UD RAS, 2014. – P. 52–53.
20. Borovsky M.Ya. [et al.]. Precision engraving for environmental purposes : Theory and practice of petroleum geophysics / Proceedings of the All-Russian scientific-practical conference with international participation, dedicated to the 90th anniversary of A.K. Urupov (November 21–22, 2013); Ch. Ed. – Perm, 2013. – P. 60–66.
21. Borovskiy M.Ya. Concept of geophysical support of ecological and geological tasks : Engineering and geological support of subsoil use and environmental protection / International Scientific-Practical Conf. – Perm. – P. 162–164.
22. Borovskiy M.Ya. [et al.] Geophysical diagnostics of areas of probable distribution of pollution in areas of the operating oil-producing enterprises // Environment protection in oil and gas complex. – M. : INNIOENG. – 2012. – № 2. – P. 22–27.
23. Borovskiy, M.Ya. Impact of hydrocarbon development processes of shale deposits on environment / Proceedings of the V International Congress «Pure Water. Kazan» 26–28 March 2014. – Kazan : «Chimes» LLC, 2014. – P. 33–35.
24. Kharkovsky K.S. Search and delineation of underground water salinization centers by the methods of surface electrical exploration (by the example of oil-producing regions of the Republic of Tatarstan) : abstract of dis. ... Cand. geo-mineral sciences: 04.00.06. – SPb. S-PbGI, 1998. – 21 p.
25. Babayants P.S. [et al.]. Complex Aero-geophysical Surveys – Resource-Efficient Technologies in the Problems of Subsoil Study and Environmental Protection / Proc. of Intern. V International Symposium «Resource Efficiency and Energy Saving». – Kazan : KSU Publishing House, 2005. – P. 592–597.
26. Pirueva T.G., Sklovsky S.A. Remote search monitoring of urban areas and natural objects // Exploration and protection of mineral resources. – 2006. – № 5. – P. 46–53.
27. Borovskiy M.Ya. [et al.]. Probable ecological and technological consequences of gas and oil extraction from shale formations : Hard to recover and unconventional hydrocarbon reserves : experience and forecasts / material of the International scientific-practical conference. – Kazan : «Feng» Publishing House, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2014. – P. 169–173.
28. Borovsky M.Ya. [et al.]. Ecological Consequences of Hydrocarbon Development Processes in Oil Shale Costs and Geophysical Methods of Their Prognostication and Mapping // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – № 2. – P. 74–78.
29. Borovsky M.Ya. [et al.]. Ecological and geophysical studies in the areas of oil mysterious births development : Questions of theory and practice of geological interpretation of geophysical fields / Proceedings of the 41st session of the International Workshop named after D.G. Uspensky – V.N. Strakhov, January 27-30, 2020. – Voronezh : Publishing house scientific and printing center, 2020. – P. 45–49.



УДК 550.311

НОВАЯ ОЦЕНКА СКОРОСТИ СУБДУКЦИИ ЧЕРНОМОРСКОЙ МИКРОПЛИТЫ В МОДЕЛИ ТЕРМИЧЕСКОЙ КОНВЕКЦИИ КАК ВОЗМОЖНОМ МЕХАНИЗМЕ ВЫНОСА УГЛЕВОДОРОДОВ В ТЫЛУ ГОРНОГО КРЫМА

●●●●●

THE NEW ESTIMATION OF THE SUBDUCTION VELOCITY OF THE BLACK SEA MICROPLATE IN A THERMAL CONVECTION MODEL AS A MECHANISM OF HYDROCARBONS TRANSPORT IN THE REAR OF THE CRIMEA MOUNTAINS

Гаврилов Сергей Владиленович

доктор физико-математических наук,
главный научный сотрудник, ст. науч. сотр.,
Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта РАН
gavrilov@ifz.ru

Харитонов Андрей Леонидович

кандидат физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник, ст. науч. сотр.,
Институт земного магнетизма,
ионосферы и распространения радиоволн
им. Н.В. Пушкова РАН
ahariton@izmiran.ru

Gavrilov Segei Vladilenovich

Doctor physical and mathematical sciences,
Chief researcher,
Schmidt Institute of Physics of the Earth,
RAS
gavrilov@ifz.ru

Kharitonov Andrey Leonidovich

Candidate physical and mathematical sciences,
Leading researcher,
Pushkov Institute of Terrestrial Magnetism,
Ionosphere and Radio Wave Propagation,
RAS
ahariton@izmiran.ru

Аннотация. В предположении ньютоновской и неньютоновской реологии мантии выполнено численное моделирование 2D термической конвекции, возбуждаемой диссипативным тепловыделением в мантийном клине при субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров. В рамках построенной модели локализация аномалии теплового потока в тылу Крымских гор и протяженность зоны повышенного теплового потока соответствуют скорости субдукции ≥ 10 мм в год при концентрации воды ~ 1 весовой %. В случае ньютоновской реологии конвекция, могущая выносить тепло и мантийные углеводороды к земной поверхности, возбуждается при скорости субдукции ~ 102 мм/год. Такая скорость представляется чрезмерной, что, по-видимому, свидетельствует о преобладании роли неньютоновской реологии. Скорость субдукции Черноморской микроплиты может быть ниже 10 мм/год при концентрации воды в мантийном клине более 1 вес. %. Отмечается, что локализация 2D зоны повышенного теплового потока в тылу Горного Крыма совпадает с расположением нефтегазоносной зоны в этой области Крымского полуострова.

Ключевые слова: термическая конвекция в мантийном клине, угол и скорость субдукции, реологические параметры мантии, фазовые переходы в мантии.

Annotation. For both Newtonian and non-Newtonian mantle rheology laws the numerical model of the 2D dissipation-driven mantle wedge thermal convection is constructed for the case of subduction of the Black sea micro plate under the Crimea peninsula. Horizontal extent of the positive 2D heat flux anomaly zone localized in the rear of the Crimea mountains is shown to correspond to the model subduction velocity ≥ 10 mm per year for the water content of ~ 1 weight %/. For Newtonian rheology upwelling convective flow transporting heat to the Earth's surface is formed at the subduction velocity of ~ 102 mm per year which appears too excessive and probably evidences of that the non-Newtonian rheology dominates in the mantle wedge. The velocity in convective vortices in the mantle wedge exceeds $\square 10$ m per year. the subduction velocity may be less than 10 mm a year. for the water content in the mantle wedge over ~ 1 weight %. The upwelling convective flow is shown to transport mantle hydrocarbons to the Earth's surface since the zone of oil and gas accumulation coincides with the 2D zone of heat flux anomaly.

Keywords: mantle wedge thermal convection, subduction angle and velocity, mantle rheology constants, phase transitions in the mantle.

Введение

Согласно [1, 112], взаимодействие литосферных плит в Крымско-Кавказском регионе приводит к процессу пододвигания Черноморской микроплиты под Крымский полуостров (под Скифскую плиту). Вследствие этого происходит образование сейсмофокальной плоскости, по которой в результате сейсмических толчков поднимается Крым. Скорости современных вертикальных движений – поднятия Горного Крыма и опускания прикрымской области Черноморской микроплиты – составляют соответственно ~ 4 мм/год и ~ 10 мм/год. Горный Крым – это складчато-надвиговая область в составе Альпийско-Гималайско-Индонезийского пояса [2, 37].



В [3, 934] по распределению осадочной толщи на дне Черного моря оценивается скорость субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров, равная ~1 мм/год. Об иных оценках скорости субдукции, насколько известно, в литературе не сообщается, однако полученная горизонтальная скорость ~1 мм/год представляется заниженной и не соответствующей наблюдаемым вертикальным скоростям Горного Крыма и Черноморской микроплиты ~4 мм/год и ~10 мм/год.

Согласно [4, 37; 5, 359; 6, 63] в мантийном клине возможны два типа мелкомасштабной термической конвекции, движимой диссипативным нагревом: 3D конвекция в виде струй, восходящих к вулканической цепи, и 2D конвекция в виде вихрей Карига, ориентированных поперек субдукции. В [4, 39] показано, что пространственное разделение этих двух типов термической конвекции возникает вследствие зависимости коэффициента эффективной вязкости мантии от температуры, причем вихри Карига, если они формируются, располагаются позади вулканической гряды. Скорость субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров оценивается, насколько известно, только в [3, 933], хотя сам факт субдукции очевиден и проявляется в регистрируемой сейсмичности и наблюдаемым вертикальным движениям поверхности. Не вполне ясно, играют ли существенную роль в формировании Горного Крыма вулканические процессы, или горные сооружения имеют надвиговую и/или складчатую природу. В [1, 112] указывается на противоречивость суждений о вулканизме Крыма в литературе, хотя на рис. 2.4 ее диссертации изображены извергающиеся вулканы в Горном Крыму. Логично предположить, что два максимума аномалии теплового потока, наблюдаемые в южной части полуострова ([7; 1, 111 рис. 2, 4]), обязаны своим происхождением конвективному соответственно 3D и 2D подводу тепла из мантийного клина. Второй из этих максимумов, расположенный в тылу Горного Крыма и намного более выраженный, имеет двумерную структуру и, видимо, связан с 2D конвекцией в мантийном клине. Численное моделирование 2D конвекции, происходящей в форме вихрей Карига и предположительно выносящей тепло, может позволить высказать суждение о средней скорости субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров и о реологических параметрах мантии. Показано, что поперечная протяженность зоны повышенного теплового потока соответствуют средней скорости субдукции $V \geq 10$ мм в год в случае неньютоновской реологии при наблюдаемом угле субдукции ~15° и среднем содержании воды в мантийном клине ~1 весовой %.

Описание модели

В качестве модели термомеханического состояния мантийного клина между подошвой Скифской плиты, на которой находится Крымский полуостров, и поверхностью Черноморской микроплиты, пододвигающейся под Крым под углом β со скоростью V , примем модель, получаемую при $Pr \rightarrow \infty$ в приближении Буссинеска из системы двумерных безразмерных уравнений гидродинамики для функции тока ψ и температуры T [8, 732]:

$$(\partial_{zz}^2 - \partial_{xx}^2)\eta(\partial_{zz}^2 - \partial_{xx}^2)\psi + 4\partial_{xz}^2\eta\partial_{xz}^2\psi = RaT_x - Ra^{(410)}\Gamma_x^{(410)} - Ra^{(660)}\Gamma_x^{(660)}, \quad (1)$$

$$\partial_t T = \Delta T - \psi_z T_x + \psi_x T_z + \frac{Di}{Ra} \times \frac{\tau_{ik}^2}{2\eta} + Q. \quad (2)$$

Здесь η – безразмерный коэффициент динамической вязкости, символ ∂ и индексы означают частные производные по координатам x (горизонтальной), z (вертикальной) и времени t , Δ – оператор Лапласа, $\Gamma^{(410)}$ и $\Gamma^{(660)}$ – объемные доли тяжелой фазы на фазовых переходах на глубинах 410 км и 660 км, компоненты скорости V_x и V_z связаны с функцией тока как:

$$V_x = \psi_z, \quad V_z = -\psi_x, \quad (3)$$

а безразмерные числа Рэлея Ra , фазовые $Ra^{(410)}$, $Ra^{(660)}$ и диссипативное Di есть:

$$Ra = \frac{\alpha \rho g d^3 T_1}{\bar{\eta} \chi} = 5.55 \times 10^8, \quad Ra^{(410)} = \frac{\delta \rho^{(410)} g d^3}{\bar{\eta} \chi} = 6.6 \times 10^8, \\ Ra^{(660)} = \frac{\delta \rho^{(660)} g d^3}{\bar{\eta} \chi} = 8.5 \times 10^8, \quad Di = \frac{\alpha g d}{c_p} = 0.165, \quad (4)$$

где $\alpha = 3 \cdot 10^{-5} K^{-1}$ – коэффициент теплового расширения, $\rho = 3.3 \cdot 10^3$ кг.м⁻³ – плотность мантии, g – ускорение силы тяжести, $c_p = 1.2 \cdot 10^3$ Дж . кг⁻¹.К⁻¹ – удельная теплоемкость при постоянном давлении, $T_1 = 1950 K$ – температура основания переходной зоны мантии (ПЗМ) на глубине 660 км, считающейся нижней границей модельной области, $Q = 6.25 \cdot 10^{-4}$.мВт.м⁻³ – объемная мощность тепловыделения в коре, τ_{ik} – тензор вязких напряжений, $d = 660$ км – вертикальный размер модельной области, $\bar{\eta} = 1018$ Па.с – масштабный множитель вязкости, $\chi = 1$ мм².с⁻¹ – ко-



эффицент температуропроводности, $\delta\rho^{(410)} = 0.07\rho$ и $\delta\rho^{(660)} = 0.09\rho$ – скачки плотности на фазовых переходах на глубинах 410 км и 660 км. В (1), (2) масштабными множителями для времени t , напряжений τ_{ik} и функции тока ψ служат соответственно величины $d^2 \cdot \chi^{-1}$, $\bar{\eta} \chi \cdot d^{-2}$ и χ .

Ранее в [9, 38] строилась модель термомеханического состояния мантийного клина под Тимано-Печерской плитой в предположении линейной реологии для диффузионного механизма ползучести, доминирующего в мантии на глубинах более ~200 км [10, 19304], зависимость коэффициента вязкости η от температуры T и литостатического давления p принималась в виде [11, 86]:

$$\eta = \frac{\mu}{2A} \left(\frac{h}{b^*} \right)^m \exp \frac{E^* + pV^*}{RT}, \quad (5)$$

где для «влажного» оливина $A = 5.3 \cdot 10^{15} \text{ с}^{-1}$, $m = 2.5$, размер зерна $h = 10^{-1} - 10^1 \text{ мм}$, вектор Бюргерса $b^* = 5 \cdot 10^{-7} \text{ мм}$ [12, 275], энергия активации $E^* = 240 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$, объем активации $V^* = 5 \cdot 10^3 \text{ мм}^3 \cdot \text{моль}^{-1}$, $\mu = 300 \text{ ГПа}$ – нормирующее значение модуля сдвига, R – универсальная газовая постоянная. При этих значениях констант, выбранном масштабном множителе $\bar{\eta} = 1018 \text{ Па} \cdot \text{с}$ и размере зерна $h = 1.6 \text{ мм}$ безразмерный коэффициент вязкости, который также обозначается через η , равен:

$$\eta = 5.0 \times 10^{-7} \exp \frac{14.8 + 6.72 \times (1 - z)}{T}, \quad (6)$$

где T – безразмерная температура, а безразмерная координата z , нормированная на d , отсчитывается вверх от основания ПЗМ (ось x направлена по нижней границе ПЗМ против субдукции).

Чтобы проверить, насколько для получаемых оценок скорости субдукции Черноморской микроплиты существенно предположение о линейной реологии мантии, в настоящей работе проведен расчет также для неньютоновской реологии, для которой формулы вязкости (5)–(6) переписываются в виде:

$$\eta = \frac{1}{2AC_w^r \tau^{n-1}} \left(\frac{h}{b^*} \right)^m \exp \frac{E^* + pV^*}{RT}, \quad (7)$$

где согласно [13, 7], для «влажного» оливина $n = 3$, $r = 1.2$, $m = 0$, $\tau = (\tau_{ik}^2)^{1/2}$, $E^* = 480 \text{ кДж} \cdot \text{моль}^{-1}$, $V^* = 11 \cdot 10^3 \text{ мм}^3 \cdot \text{моль}^{-1}$, $A = 10^2 \text{ с}^{-1} \cdot (\text{МПа})^{-n}$, $C_w > 10^{-3}$ для влажного оливина – весовая доля воды (в %%).

Следует отметить, что значения констант в (7) у разных авторов, на которых приводятся ссылки в [13, 19], весьма разнятся, и выше приведены усредненные значения. При $C_w = 10^{-3}$ с учетом:

$$\tau_{ik}^2 = 4\eta^2 [(\psi_{zz} - \psi_{xx})^2 / 2 + 2\psi_{xz}^2], \quad (8)$$

безразмерная вязкость есть:

$$\eta = \frac{1.00}{[(\psi_{zz} - \psi_{xx})^2 / 2 + 2\psi_{xz}^2]^{1/3}} \times \exp \frac{10.0 + 5.0 \times (1 - z)}{T}. \quad (9)$$

Отношение сторон модельной области примем равным 1:3/7, так что при субдукции по диагонали модельной области угол субдукции составит $\beta \approx 15^\circ$, а расчетная скорость $V = 45 \text{ мм} \cdot \text{год}^{-1}$ в единицах $\chi \cdot d^{-1}$ равна $V = 0.938 \cdot 10^3$, т.е. в субдуцирующей Черноморской микроплите ее компоненты $V_x = -0.898 \cdot 10^3$ и $V_z = -0.268 \cdot 10^3$.

Следуя [14, 139], примем фазовые функции $\Gamma^{(l)}$ в виде (напомним, что ось z здесь направлена вверх, поэтому знаки изменены):

$$\Gamma^{(l)} = \frac{1}{2} \left(1 - th \frac{z - z^{(l)}(T)}{w^{(l)}} \right), \quad z^{(l)}(T) = z_0^{(l)} - \frac{\gamma^{(l)}}{\rho g} (T - T_0^{(l)}), \quad (10)$$

где $z^{(l)}(T)$ – глубина l -го фазового перехода, $z_0^{(l)}$ и $T_0^{(l)}$ – усредненные глубина и температура фазового перехода, $\gamma^{(410)} = 3 \text{ МПа} \cdot \text{К}^{-1}$ и $\gamma^{(660)} = -3 \text{ МПа} \cdot \text{К}^{-1}$ – наклоны кривых фазового равновесия, $w^{(l)}$ – характерная ширина l -го фазового перехода $T_0^{(410)} = 1800 \text{ К}$, $T_0^{(660)} = 1950 \text{ К}$ – средние температуры фазовых переходов.



Теплоты фазовых переходов, как и в [14, 142], в (2) не учитываются ввиду незначительности в случае развитой конвекции. Из (10) получаем:

$$\Gamma_x^{(l)} = -\frac{\gamma^{(l)}}{2\rho g w^{(l)}} ch^{-2} \frac{z - z_0^{(l)} + \gamma^{(l)}(T - T_0^{(l)})/\rho g}{w^{(l)}} \times T_x, \tag{11}$$

откуда видно, что фазовый переход с $\gamma^{(l)} > 0$ усиливает конвекцию (при $l = 410$), а фазовый переход с $\gamma^{(l)} < 0$ (при $l = 660$) – ослабляет. В безразмерном виде $z_0^{(410)} = 0.38$, $z_0^{(660)} = 0$, $w^{(l)} = 0.05$, $\gamma^{(410)} = 2.55 \cdot 10^9$, $\gamma^{(660)} = -2.55 \cdot 10^9$, $T_0^{(410)} = 0.92$, $T_0^{(660)} = 1$, и в (1):

$$\Gamma_x^{(l)} = -\frac{\delta\rho^{(l)}}{\rho Ra^{(l)}} \frac{\gamma^{(l)}}{2w^{(l)}} ch^{-2} \frac{z - z_0^{(l)} + \gamma^{(l)} \frac{\delta\rho^{(l)}}{\rho Ra^{(l)}} (T - T_0^{(l)})}{w^{(l)}} \times T_x. \tag{12}$$

В качестве граничных условий приняты изотермичность горизонтальных и адиабатичность вертикальных границ, условия прилипания и непроницаемости границ (кроме «окон» внедрения и выхода субдуцирующей плиты, в которых задана скорость субдукции, и проницаемости удаленной от зоны субдукции границы под прямым углом, близким к углу выхода вынужденного мантийного потока при пологой субдукции). Величина Q в (2) отлична от нуля в континентальной и океанической коре мощностью 40 км и 7 км соответственно. Начальная температура вертикальных границ принята по модели охлаждения полупространства в течение 1 млрд лет для Скифской плиты и 100 млн лет для Черноморской микроплиты.

Результаты и обсуждение

Предполагая, что второй, более удаленный от желоба, максимум теплового потока Q возникает над конвективным течением, восходящим к области C_2 на рисунке 1, и размер конвективной ячейки равен расстоянию между минимумами Q , расположенными по обе стороны максимума Q (т.е. минимумы Q расположены над нисходящими конвективными течениями), можно оценить размер конвективной ячейки ~250 км.

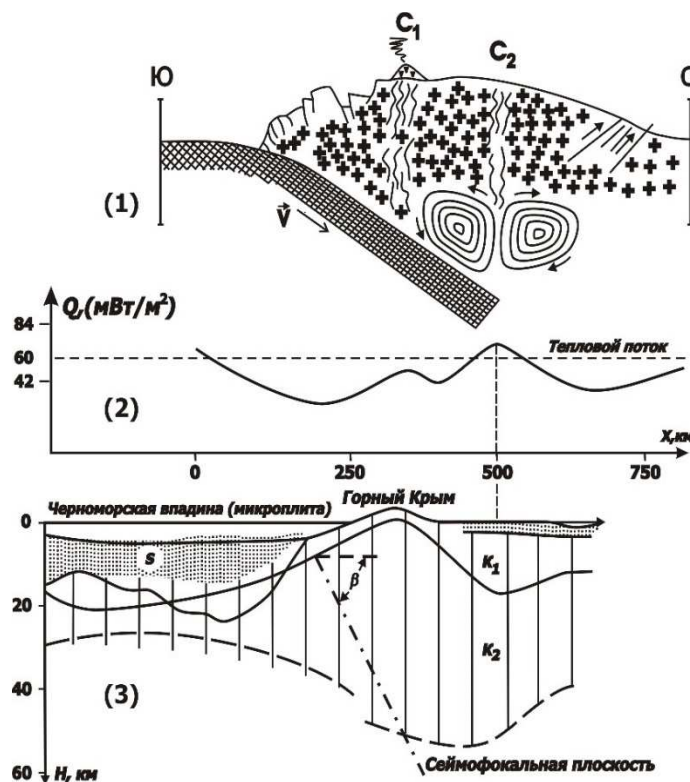


Рисунок 1 – (1) – Схематическое поперечное сечение области субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров (Скифскую плиту); C_1 и C_2 – зоны восходящих конвективных 3D и 2D потоков в областях максимумов теплового потока; вихревые линии тока – возможные вихри Карига, соответствующие 2D конвекции в мантийном клине; (2) – распределение теплового потока в южной части Крыма; (3) – положение Черноморской микроплиты, субдуцирующей под Крымский полуостров, и сейсмофокальной плоскости под Горным Крымом, S – осадочные породы; по [1, 111]



Для первоначальной оценки средней скорости субдукции Черноморской микроплиты рассмотрим зависимость от горизонтальной координаты x инкремента $\gamma_{\perp}(x)$ конвективной неустойчивости в виде вавлов, ориентированных поперек субдукции для модели мантии с постоянной вязкостью, зависимость которой от температуры и давления учитывается усредненным образом, а именно, множитель, описывающий зависимость вязкости от температуры и давления, считается равным его среднему значению. Зависимости $\gamma_{\perp}(x)$, вычисленные по аналитическим формулам в [4, 42], приведены на рисунке 2 для угла субдукции $\beta \approx 15^{\circ}$ и различных скоростей субдукции V , указанных на рисунке в мм в год.

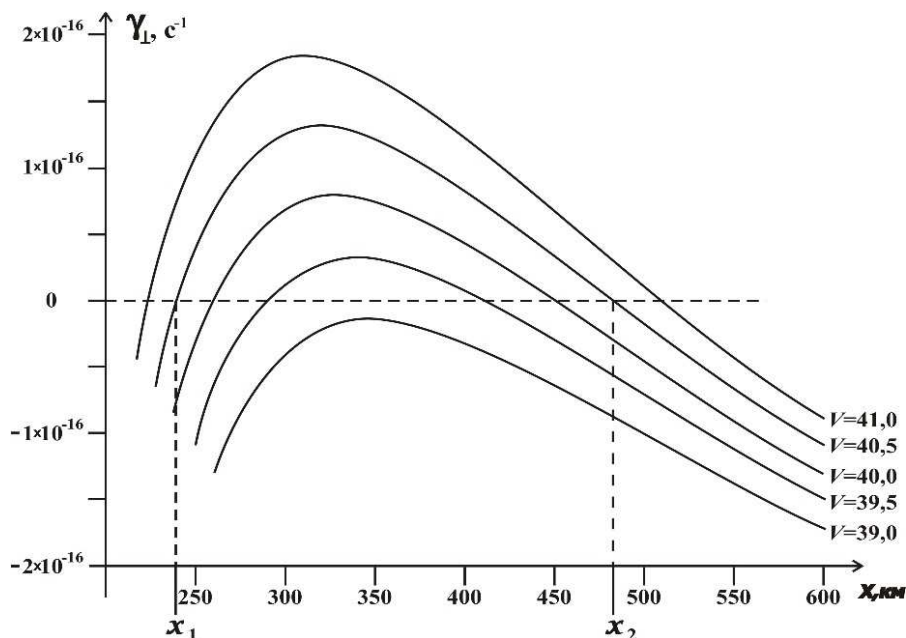


Рисунок 2 – Распределение $\gamma_{\perp}(x)$ инкрементов конвективной неустойчивости как функции горизонтального расстояния x при различных скоростях субдукции V , указанных в мм в год; в зоне (x_1, x_2) с $\gamma_{\perp}(x) > 0$ протяженностью ~ 250 км при $V = 40.5$ мм/год возбуждается конвекция, обеспечивающая аномальный 2D тепловой поток

Следует подчеркнуть, что $\gamma_{\perp}(x)$ не зависит от вязкости, так как движущей силой конвекции служит диссипативное тепловыделение, пропорциональное вязкости, но, с другой стороны, чем больше вязкость, тем труднее возбудить конвекцию. Из рисунка 2 видно, что размер конвективной зоны с $\gamma_{\perp}(x) > 0$ достигает $x_1 - x_2 \approx 250$ км (т.е. единственная конвективная ячейка размером ~ 250 км действительно возбуждается), при скорости $V = 40.5$ мм в год, что и может служить первоначальной оценкой скорости субдукции.

Для построения согласованной более точной модели мелкомасштабной термической конвекции в мантийном клине между настилающей Скифской плитой и субдуцирующей Черноморской микроплитой, ради повышения точности вычислений вначале необходимо положить в (1)–(2) $Ra \rightarrow 0$, $Di = 0$, т.е. рассчитать модель погружающейся влиты, мантийного клина и настилающей плиты без учета вязкой диссипации и конвекции. Это связано с тем, что при Ra и Di (4) конвекция в модели проходит стадии с большими скоростями, и для обеспечения устойчивости расчета квазистационарного состояния требуются крайне малые шаги по времени. При этом трудно рассчитать термическое состояние погружающейся плиты, настилающей плиты и индуцированного возвратного потока. Полагая вначале в (1)–(2) $Ra \rightarrow 0$, $Di = 0$, т.е. учитывая только теплопроводность и адвекцию тепла, и интегрируя (1)–(2) по пространственным координатам методом конечных элементов на сетке 104×104 и по временной координате методом Рунге-Кутты 3-го порядка при $V = 45$ мм в год, получим квазистационарные безразмерные ψ и $T = T_R$, изображенные на рисунке 3, где линии тока на рисунке показаны с интервалом 0.25, а изотермы – с интервалом 0.05.

На рисунке 3 показаны результаты расчета для неньютоновской реологии (формулы (7)–(9) для вязкости), причем на рисунке 3 (а, б) приведены результаты для $C_w = 10^{-3}$ весовых %% а на рисунке 3 (в, г) для $C_w = 3 \cdot 10^{-1}$ весовых %% . Скорость $V = 45$ мм в год выбрана как наиболее соответствующая наблюдаемому распределению теплового потока. Плита, субдуцирующая с заданной скоростью V , показанная равноотстоящими диагональными линиями тока, считается жесткой, а коэффициент вязкости в зоне трения литосферных плит при температурах ниже 1200 К понижается по сравнению с (5) на два порядка величины. Последним учтен эффект смазки за счет субдуцирующих осадков, которые частично затягиваются погружающейся плитой и препятствуют прилипанию к ней настилающей литосферы [5, 349]. Из сравнения рисунка 3 (б) и (г) видно, что возвратный поток, индуцируется в виде единого вихря при



$C_w = 10^{-3}$ весовых %%, и в виде 2 расположенных один над другим вихрей при $C_w = 3 \cdot 10^{-1}$ весовых %%, причем эти вихри сильно сжаты в вертикальной направлении, и верхний (с $\psi > 0$) вращается по часовой стрелке, а нижний (с $\psi < 0$) – против часовой стрелки. Микровихри размером $\sim 10^2$ км, формирующиеся между встречными потоками внутри верхнего вынужденного течения, очевидно, обязаны своим происхождением неустойчивости типа тангенциального разрыва (неустойчивости Кельвина-Гельмгольца).

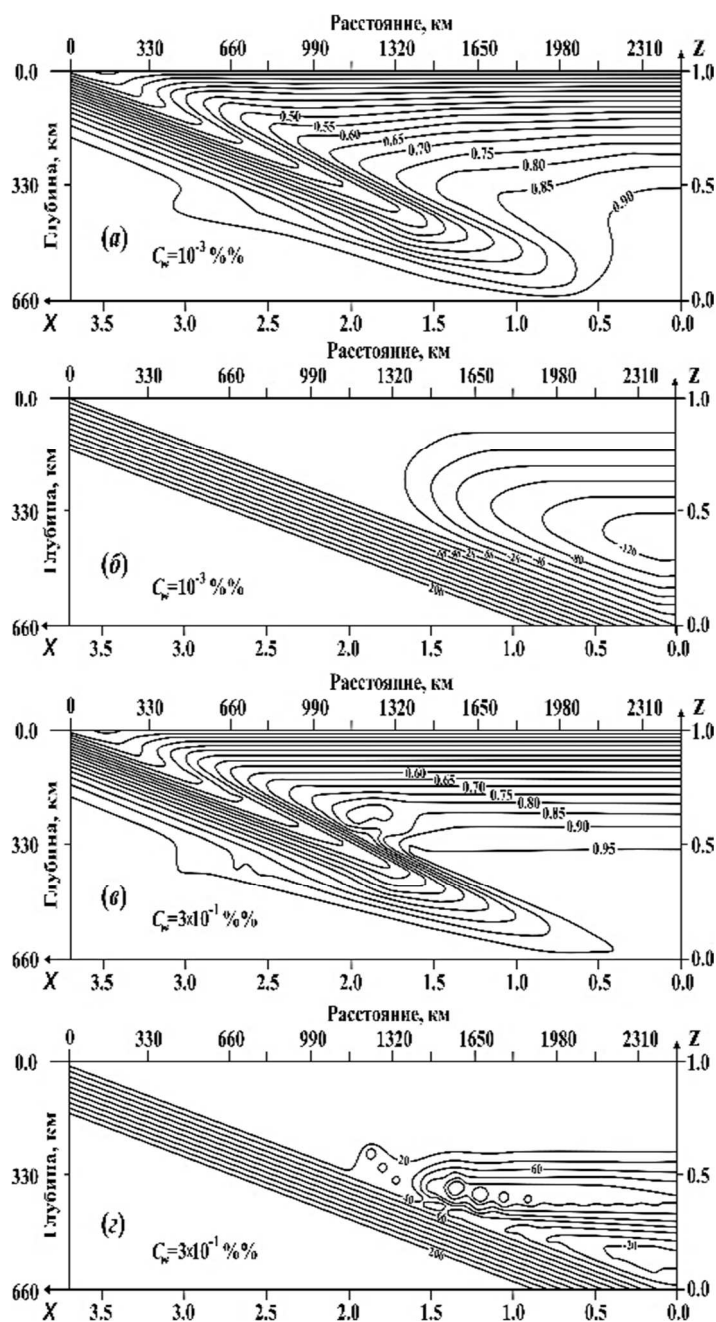


Рисунок 3 – Квазистационарные распределения безразмерных функции тока и температуры в области субдукции Черноморской микроплиты под Скифскую плиту без учета эффектов диссипативного нагрева и конвекции в случае неньютоновской реологии мантии для (а, б) – концентрации воды $C_w = 10^{-3}$ весовых %% и (в, г) – концентрации воды $C_w = 3 \cdot 10^{-1}$ весовых %%. Параллельные эквидистантные линии тока соответствуют субдуцирующей Черноморской микроплите, линии тока над литой – вынужденному мантийному движению, вызванному субдукцией

Полагая затем безразмерные параметры в (1)–(2) согласно (4), т.е. включая эффекты диссипации и конвекции, и интегрируя (1)–(2), находим, что в случае неньютоновской реологии при $C_w = 10^{-3}$ весовых % конвекция не возбуждается, а при $C_w = 3 \cdot 10^{-1}$ весовых %% вынужденный мантийный поток над субдуцирующей плитой за безразмерное время $\sim 0.6 \cdot 10^{-6}$ (в размерном виде $\sim 10^5$ лет) разрушается конвекцией, которая, по достижении стадии развитой конвекции, принимает вид, изображенный на рисунке 4.

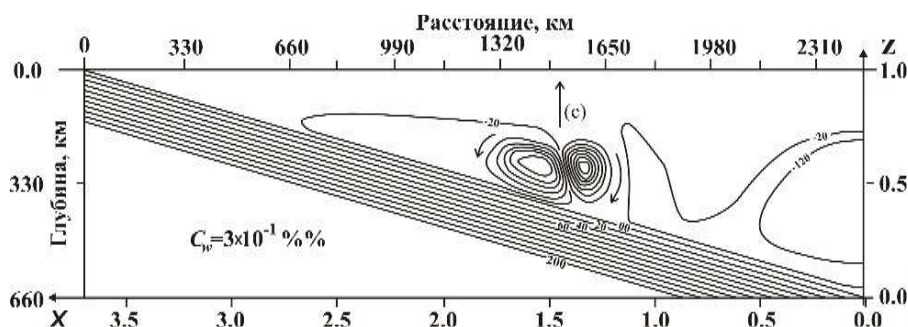


Рисунок 4 – Квазистационарные распределения безразмерной функции тока в мантийном клине с учетом эффектов диссипативного нагрева и конвективной неустойчивости для неньютоновской реологии и концентрации воды $C_w = 3 \cdot 10^{-1}$ весовых %%. Восходящий конвективный поток показанный стрелкой (с), может выносить мантийные углеводороды к области C_2 на рисунке 1 на дневной поверхности Крыма

Видно, что вихревые линии тока, показанные с интервалом $4 \cdot 10^4$, действительно соответствуют одной конвективной ячейке, возбуждающейся при скорости субдукции $V = 45$ мм/год. Размер конвективной ячейки порядка 300 км, т.е. близок к наблюдаемому расстоянию между минимумами теплового потока под зоной C_2 на рисунке 1, хотя конвективные вихри располагаются приблизительно в 2 раза дальше от глубоководного желоба, чем наблюдается в действительности, что, по-видимому, связано с тем, что в реальном мантийном клине нет острого угла при вершине. Густота линий тока соответствует скорости конвективных движений более 10 м·год $^{-1}$.

Таким образом, расчет для неньютоновской реологии с вязкостью (7)–(9) показывает, что при снижении вязкости на три порядка по сравнению с (7)–(9), т.е. при $C_w = 3 \cdot 10^{-1}$ весовых %%, в мантийном клине развивается конвекция в виде двух микровихрей, могущая обеспечить аномальный 2D тепловой поток. В случае ньютоновской реологии с вязкостью (5)–(6) конвекция подобного типа возбуждается только при чрезмерно высокой скорости субдукции $>10^2$ мм в год, что, видимо, свидетельствует о доминировании в мантийном клине неньютоновской реологии.

Согласно [11, 131] содержание воды в переходной зоне в мантийном клине может достигать ~ 3 весовых %. Для выяснения роли воды, поступающей в мантийный клин из субдуцирующего блока, выполнены расчеты конвекции для среднего содержания воды ~ 1 весовой %% и скоростей субдукции, равных 30, 20 и 10 мм/год. Результаты расчета конвекции показаны на рисунке 5, где безразмерные прямые линии тока, соответствующие субдуцирующей Черноморской микроплите, показаны с интервалом 10, а линии тока в конвективных микровихрях – с интервалом 10^6 , для скоростей субдукции 30 мм/год (рис. 5а) и 20 мм/год (рис. 5б).

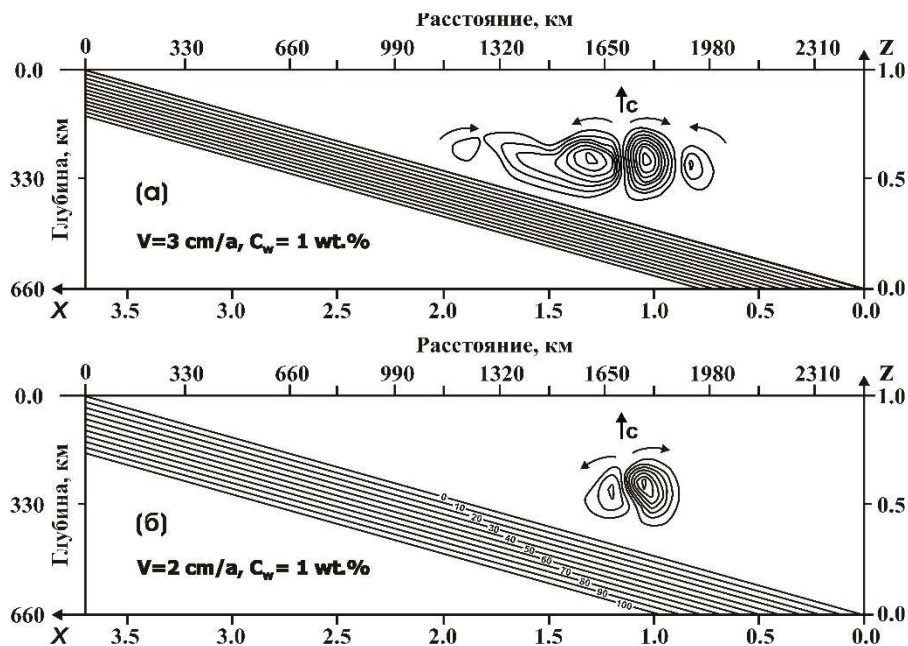


Рисунок 5 – Квазистационарные распределения безразмерной функции тока в мантийном клине с учетом эффектов диссипативного нагрева и конвективной неустойчивости для неньютоновской реологии и концентрации воды $C_w = 1$ весовой %% при скоростях субдукции (а) – 30 мм/год и (б) – 20 мм/год. Восходящие конвективные потоки показанные стрелками (с), могут выносить мантийные углеводороды к области C_2 на рисунке 1 на дневной поверхности Крыма



Средние безразмерные скорости конвективных движений в левом микровихре составляют $\sim 15.2 \cdot 10^7$, $\sim 7.1 \cdot 10^7$ и $\sim 0.05 \cdot 10^7$ соответственно при скоростях субдукции 30, 20 и 10 мм/год. Таким образом, можно считать, что 2D конвекция возникает при скорости субдукции более ~ 10 мм/год при концентрации воды $C_w \cong 1$ весовой %%. Поскольку среднее содержание воды в мантийном клине едва ли может быть более ~ 1 весовой %% даже при содержании воды в переходной зоне мантии ~ 3 весовых %%, полученную скорость субдукции Черноморской микроплиты ~ 10 мм/год можно считать минимальной оценкой скорости субдукции.

Отметим, что в случае ньютоновской реологии образование в мантийном клине конвективных валов, ориентированных поперек субдукции, как на рисунке 3, характерно для малых углов субдукции, и уже при $\beta = 30^\circ$ поперечные валы не возникают [15, 8; 5, 375]. При рассмотренном угле субдукции $\beta = 15^\circ$ конвекция не возникает при скорости $V < 10$ см·год⁻¹. Очевидно, наличие двумерной конвекции в узком мантийном клине связано с большими, чем в широком клине, вязкими напряжениями и, следовательно, с большим диссипативным нагревом. Для неньютоновской реологии мантии конвекция при $V = 45$ мм·год⁻¹ возникает при концентрации воды $C_w \sim 3 \cdot 10^{-1}$ весовых %%, и $V = 10$ мм·год⁻¹ при $C_w \sim 1$ весовой %%. Следует отметить, что в многочисленных исследованиях термомеханического состояния мантии в зонах субдукции (см., например, [6, 69; 5, 352] и обширную библиографию в этих статьях) не получалось конвекции в виде валов, поперечных к направлению субдукции, так как модели с крайне малыми углами (и достаточно большой скоростью) субдукции не рассматривались.

Выводы

В случае неньютоновской реологии характерный размер конвективной ячейки, полученной в модели мантийного клина, сформировавшегося при субдукции Черноморской микроплиты под Крымский полуостров, составляет ~ 300 км, что при скорости субдукции 10 мм в год при среднем содержании воды ~ 1 весовой %% приблизительно совпадает с характерным пространственным размером 2D аномалии теплового потока в тылу Горного Крыма. Скорость движения в конвективных вихрях может превышать ~ 10 метров в год, что, может быть достаточно для обеспечения эффективного выноса мантийных углеводородов из мантийного клина к дневной поверхности. В [16, 274] отмечается, что потенциально нефтегазоносная зона в предгорном Крыму располагается приблизительно в той же области, где наблюдается положительная 2D аномалия теплового потока в тылу Горного Крыма в зоне S_2 на рисунке 1 настоящей работы.

Литература

1. Ниметулаева Г.Ш. Обеспечение экологической безопасности территории Бахчисарайского района Крыма при оползневых явлениях на основе геодинамического районирования недр: дис. ... кандидата технических наук. – М. : Московский государственный горный университет, – 2004. – 200 с.
2. Юдин В.В. Геология Крыма на геодинамической основе. – Симферополь. – 2001. – 46 с.
3. Ушаков С.А., Галушкин Ю.И., Иванов О.П. Природа складчатости осадков на дне Черного моря в зоне перехода к Крыму и Кавказу // Доклады АН СССР. – 1977. – Т. 233. – № 5. – С. 932–935.
4. Гаврилов С.В. Исследование механизма формирования островных дуг и тылового раздвигания литосферы // Геофизические исследования. – 2014. – Т. 15. – № 4. – С. 35–43.
5. Gerya T.V. Future directions in subduction modeling // J. of Geodynamics. – 2011. – Vol. 52. – P. 344–378.
6. Gerya T.V., Connolly J.A.D., Yuen D.A., Górczyk W., Cape A.M.I. Seismic implications of mantle wedge plumes // Phys. Earth Planet. Inter. – 2006. – Vol. 156. – P. 59–74.
7. Смирнов Я.Б. (ред.). Карта теплового потока территории СССР и сопредельных районов. – М. : ГУГК, – 1980.
8. Schubert G., Turcotte D.L., Olson P. Mantle Convection in the Earth and Planets. – New York : Cambridge University Press, – 2001. – 940 p.
9. Гаврилов С.В., Харитонов А.Л. Оценка скорости субдукции Русской платформы под Сибирскую в палеозое по распределению зон выноса мантийных углеводородов в Западной Сибири // Геофизические Исследования. – 2015. – Т. 16. – № 4. – С. 36–40.
10. Billen M., Hirth G. Newtonian versus non-Newtonian Upper Mantle Viscosity: Implications for Subduction Initiation // Geophys. Res. Lett. – 2005. – Vol. 32. (L19304). – Doi: 10.1029/2005GL023458
11. Жарков В.Н. Геофизические исследования планет и спутников. – М. : ОИФЗ РАН. – 2003. – 102 с.
12. Zharkov V.N. Physics of the Earth's Interiors. – Duesseldorf : Lambert Academic Publishing, 2019. – 438 p.
13. Трубицын В.П. Реология мантии и тектоника океанических литосферных плит // Физика Земли. – 2012. – № 6. – С. 3–22.
14. Трубицын В.П., Трубицын А.П. Численная модель образования совокупности литосферных плит и их прохождения через границу 660 км // Физика Земли. – 2014. – № 6. – С. 138–147.
15. Гаврилов С.В., Абботт Д.Х. Термомеханическая модель тепло- и массопереноса в окрестности зоны субдукции // Физика Земли. – 1999. – № 12. – С. 3–12.
16. Юдин В.В. Потенциально нефтегазоносные структуры Предгорного Крыма / Сборник докладов IV Международной конференции Крым-2002 «Геодинамика и нефтегазоносные структуры Черноморско-Каспийского региона». – Симферополь, 2003. – С. 271–279.



References

1. Nimetulaeva G.Sh. Ensuring environmental safety of the territory of Bakhchisarayskiy rayon of Crimea in case of landslides based on geodynamic zoning of mineral resources : Dissertation. ... candidate of technical sciences. – Moscow State Mining University, – 2004. – 200 p.
2. Yudin V.V. Geology of Crimea on the Geodynamic Basis. – Simferopol. – 2001. – 46 p.
3. Ushakov S.A., Galushkin Yu.I., Ivanov O.P. Folding nature of precipitation at the bottom of the Black Sea in the transition zone to the Crimea and Caucasus // Reports of the USSR Academy of Sciences. – 1977. – Vol. 233. – № 5. – P. 932–935.
4. Gavrilov S.V. Investigation of the island arc formation mechanism and the rear lithosphere rear extension // Geophysical investigations. – 2014. – Vol. 15. – № 4. – P. 35–43.
5. Gerya T.V. Future directions in subduction modeling // J. of Geodynamics. – 2011. – Vol. 52. – P. 344–378.
6. Gerya T.V., Connolly J.A.D., Yuen D.A., Gorczyk W., Cape A.M.I. Seismic implications of mantle wedge plumes // Phys. Earth Planet. Inter. – 2006. – Vol. 156. – P. 59–74.
7. Smirnov Ya.B. (ed.). Heat flow map of the USSR territory and neighboring regions. – M. : GUGGK, – 1980.
8. Schubert G., Turcotte D.L., Olson P. Mantle Convection in the Earth and Planets. – New York : Cambridge University Press, – 2001. – 940 p.
9. Gavrilov S.V., Kharitonov A.L. Estimation of Subduction Rate of the Russian Platform under Siberian in Paleozoic Distribution of Mantle Hydrocarbon Export Zones in Western Siberia // Geophysical Investigations. – 2015. – Vol. 16. – № 4. – P. 36–40.
10. Billen M., Hirth G. Newtonian versus non-Newtonian Upper Mantle Viscosity: Implications for Subduction Initiation // Geophys. Res. Geophys. Lett. – 2005. – Vol. 32. (L19304). – Doi: 10.1029/2005GL023458
11. Zharkov V.N. Geophysical research of planets and satellites. – M. : OIFS OF WOUNDS. – 2003. – 102 p.
12. Zharkov V.N. Physics of the Earth's Interiors. – Duesseldorf : Lambert Academic Publishing, 2019. – 438 p.
13. Trubitsyn V.P. Mantle and tectonics rheology of the ocean lithospheric plates // Physics of the Earth. – 2012. – № 6. – P. 3–22.
14. Trubitsyn V.P., Trubitsyn, A.P. Numerical model of the lithospheric plate aggregate formation and its passing through the 660 km border // Physics of the Earth. – 2014. – № 6. – P. 138–147.
15. Gavrilov S.V., Abbott D.H. Thermomechanical model of a heat- and mass transfer in the vicinity of the subduction zone // Physics of the Earth. – 1999. – № 12. – P. 3–12.
16. Yudin V.V. Potentially oil-and-gas bearing structures of the Piedmont Crimea / Collection of reports of the IV International Conference of Crimea-2002 «Geodynamics and oil-and-gas bearing structures of the Black Sea-Caspian region». – Simferopol, 2003. – P. 271–279.



УДК 624

ЗАКОНОМЕРНОСТЬ ИЗМЕНЕНИЯ ПОРИСТОСТИ, ПРОНИЦАЕМОСТИ И ПЛОТНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ПО АНТИКЛИНАЛЬНОМУ ПОЯСУ ГАМАМДАГ-ДЕНИЗ-САБАИЛЬ (БАКИНСКИЙ АХИПЕЛАГ)



POROSITY VARIATION PATTERN AND SEDIMENT DENSITIES IN THE ANTICLINE BELT HAMAMDAG-DENIZ-SABAIL (BAKINSKIY AHIPELAG)

Ганбарова Шура Али кызы

научный сотрудник лаборатории
«Физические свойства горных пород
месторождений полезных ископаемых»,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
qanbarovanicat@mail.ru

Султанов Латиф Агамирза оглы

научный сотрудник лаборатории
«Физические свойства горных пород
месторождений полезных ископаемых»,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности
latif.sultan@mail.ru

Аннотация. В статье было изучено геологическое строение, коллекторские свойства локальных поднятий, которые расположены на нефтегазоносном антиклинальном поясе Гамамдаг-дениз-Сабаиль.

Были проанализированы образцы керна, взятых из скважин, пробуренных на поднятиях, входящие в антиклинальный пояс, изучены проницаемость (10^{-15}m^2), пористость (%), плотность (%) коллекторов, а также глинистых пород.

На основе анализа материалов керна, взятых из скважин по антиклинальному поясу, было установлено, что коллекторные свойства пород постепенно уменьшаются с глубиной.

Ключевые слова: глубина, порода, локальные поднятия, песок, песчаник, антиклинальный пояс, коллекторные свойства, пористость, плотность, проницаемость.

Ganbarova Shura Ali kizi

Scientist of laboratory
Physical characteristics of rocks
of mineral fields,
Azerbaijan state university of oil and industry
qanbarovanicat@mail.ru

Sultanov Latif Agamirza oglu

Scientist of laboratory
Physical characteristics of rocks
of mineral fields,
Azerbaijan state university of oil and industry
latif.sultan@mail.ru

Annotation. The article studied the geological structure and reservoir properties of local uplifts that are located on the oil and gas bearing anticline belt Khamamdag-denz-Sabail.

Core samples taken from wells drilled in the uplifts included in the anticline belt were analyzed, permeability (10^{-15}m^2), porosity (%), density (%) of reservoirs, as well as clay rocks were studied.

Based on the analysis of core materials taken from wells in the anticline belt, it was found that the reservoir properties of rocks gradually decreases with depth.

Keywords: depth, rock, local uplifts, sand, sandstone, anticline belt, reservoir properties, porosity, density, permeability.

Антиклинальный пояс Хамамдаг-дениз-Сабаиль расположен в юго-западной части нефтегазоносного района Бакинского архипелага. Антиклинальный пояс включает в себя месторождения Хамамаг-дениз, Гарасу, Санги-Муган, Дашли и Сабаиль (рис. 1).

В результате геолого-разведочных работ на суше, вулканическом регионе Хамамдаг в период 1936–1937 гг. было выяснено, что поднятие Хамамдаг-дениз относится к северо-восточной периклинальной складки, находящейся в море. Это поднятие представляет собой антиклинальную складку, простирающуюся в северо-западном-юго-восточном направлениях.

В поднятии было пробурено несколько разведочных скважин, с помощью разрезов скважин был вскрыт полный разрез продуктивной толщи, акчакылских отложений толщиной 70–80 м и отложения апшеронского яруса толщиной до 900 м.

Литологически отложения продуктивной толщи состоят из светло-серых глин, тонких песчаных прослоев, песчанисто-алеврито, песчаной глины, песка, песчаника и глинистых пород. Песчаные смеси в районе Хамамдагского моря составляют 30–60 % от общей толщины VII горизонта.

Породы акчакылского яруса представлены из серой глины с маломощными прослойками песка и вулканического пепла. По всему разрезу также встречаются брекчии.

Отложения Апшеронского яруса литологически представлены карбонатными фациями. Многочисленными разведочными скважинами, пробуренными на поднятии Карасу, были вскрыты НКГ свита «Перерыва» продуктивной толщи. Литологически свиты состоят из глинистых песков, песков, темно-серых глинистых песков и известняковых глин. Толщина ПТ составляет около 3000 м.



Рисунок 1 – Карта расположения поднятий входящие в антиклинальный пояс Хамамдаг-денез-Сабаиль

Акчакыльские и апшеронские свиты были открыты во всех поисково-разведочных скважинах на площади Карасу. Толщина акчакыльской свиты составляет 55–60 м, а толщина Апшеронской – 890–950 м. Литологически это свита состоит из глин, алевролитов, песков и песчаников.

Общая мощность отложений IV периода составляет 60–760 м. В зависимости от литологического состава отложения представлены глиной, глинистым алевролитом, песчаником и грязевулканическими формациями.

Поднятие-острова Санги-Мугань состоит из остатков скалы грязевых вулканов и в центре острова есть активные гриффыны и сальзы, с которых удаляется грязь.

В 1950–1951 годах на острове в результате поисково-разведочных работ была обнаружена одноименная брахиантиклинальная складка. Складка расположена к юго-востоку от поднятия Карасу. Складка имеет овальную форму и простирается с северо-запада на юго-восток. Она представляет собой брахиантиклинальную складку.

Среди отходов вулканов встречаются все породы горизонтов кайнозойской эры. Отложения ПТ были обнаружены в ядре складки, но эти отложения были вымыты около 300–400 м. Кроме того, пробуренная здесь скважина № 17 вошла в отложения Понта на глубине 4653 м.

Поднятия Аран-денез был обнаружен путем картографического бурения. В геологическом строении структуры развиты отложения IV периода, апшеронского, акчакыльского ярусов и ПТ (нижнего плиоцена). Отложения ПТ размыты до глубины 400–450 м [1, 5]. Толщина акчакыльских отложений составляет 80 м, в основном состоит из глинистых слоев с маломощными прослоями вулканического пепла.

Отложения Апшеронского яруса были вскрыты на крыльях и периклинальной части поднятия. Литологически состоит из глин. Слои известковой коры были вскрыты в верхнем Апшероне. Толщина апшеронского яруса составляет около 1200 м.

Поднятие Дашлы было обнаружено в результате сейсмических исследований. Поднятие Дашлы – это брахиантиклинальная складка, погруженная в СЗ-ЮВ направлении. Установлено, что отложения ПТ залегают на глубине 1000–1100 м в сводовой части складки [2, 5]. Сводовая часть складки осложнена продольными нарушениями, которые связаны с гриффонами и сальзами, линейно расположенными в центральной части острова.

По данным структурного картирования в геологическом строении структуры участвуют отложения древнего каспия, стратиграфические комплексы абшеронского, акчакыльского ярусов и отложения ПТ.

Поднятие Сабаиль было обнаружено в результате сейсмических исследований и было подготовлено в мае 1991 года для глубоководного бурения. Для оценки нефтегазоносности ПТ начато бурение глубокой разведочной скважины на глубину до 6200 м. Скважина № 1, пробуренная на глубину 6100 м, открыла VII горизонта продуктивной толщи на глубине 5858–5987 м.

Методы решения

Проанализированы образцы керн взятых из скважин, пробуренных на поднятии, расположенные на антиклинальном поясе Гамамдаг-денез-Сабаиль и результаты были обобщены. Однако, проведенные буровые работы на этом антиклинальном поясе были относительно небольшими. Результаты проведенных здесь бурения были не столь многообещающими. Тем не менее, отложения с высокими коллекторскими свойствами и пористостью привлекает внимание. На основе полученных данных были построены графики зависимости пористости, проницаемости и плотности от глубины (рис. 2–4).

Как видно из графика зависимость пористости от глубин, пористость глинистых пород по этой антиклинальной поясе уменьшается с 19,4 % до 12,7 % в интервале 500–4000 м (рис. 2). Это показывает, что на каждой 1000 м отмечается примерно 2,2 %. Для песков и песчаных пород пористость в интервале 500–4000 м уменьшается с 24,3 % до 20,3 % (всего 4 %), что означает 1 %-е снижение на каждые 1000 м. Уменьшение пористости глинистых пород с глубиной можно объяснить в следующем порядке.

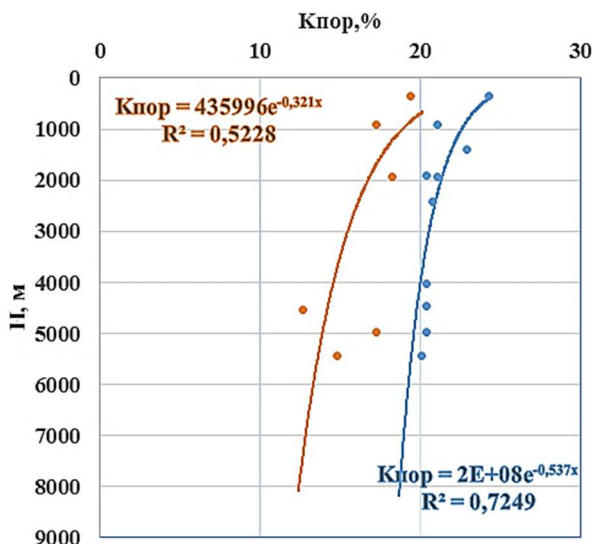


Рисунок 2 – График зависимости пористости песка и песчаников и глинистых пород от глубины

Итак, уменьшение пористости глинистых пород с глубиной связано с их уплотнением. При этом их пористость уменьшается, и они превращаются в аргиллиты. Но, на 4500–4900 м интервале наблюдается небольшое улучшение пористости, т.е. увеличивается до 17,3 %. Это показывает, что у них образовались вторичные поры и трещины. Уменьшение пористости в песках и песчаных породах обусловлено их сжатием при определенном давлении.

Подобное положение также наблюдается на графиках зависимости проницаемости от глубины (рис. 3).

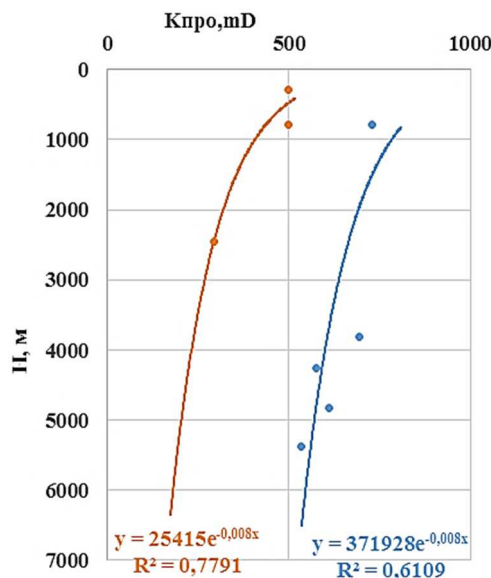


Рисунок 3 – График зависимости проницаемости песка и песчаников и глинистых пород от глубины

Однако, аналогичную ситуацию невозможно отнести к плотности горных пород, поскольку плотность глинистых и песчано-песчаных горных пород с глубиной изменчиво, то есть иногда увеличивается или уменьшается на некоторой глубине (рис. 4).

Кроме того, также были построены графики зависимости проницаемости, пористости и плотности пород по изучаемому антиклинальному поясу Гамамдаг-дениз-Сабаиль (рис. 5–7).

Как показано на графике зависимости пористости от проницаемости, проницаемость как в глинистых, так и в песчаных породах прямо пропорциональна, это означает, что с увеличением проницаемости пористость пород улучшается (рис. 5).

Из построенных графиков видно, что с увеличением проницаемости плотность глинистых и песчаных пород, и песков уменьшается. Другие графики показывают совершенно противоположную ситуацию, то есть с увеличением плотности пород, отмечается уменьшение и ухудшение их пористости (см. рис. 6–7).

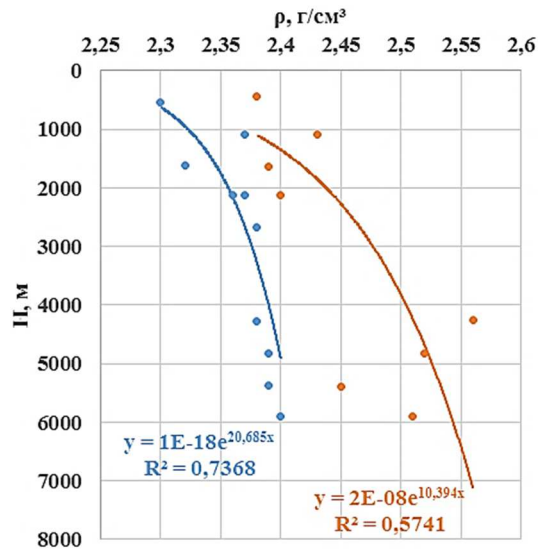


Рисунок 4 – График зависимости плотности песка и песчаников и глинистых пород от глубины

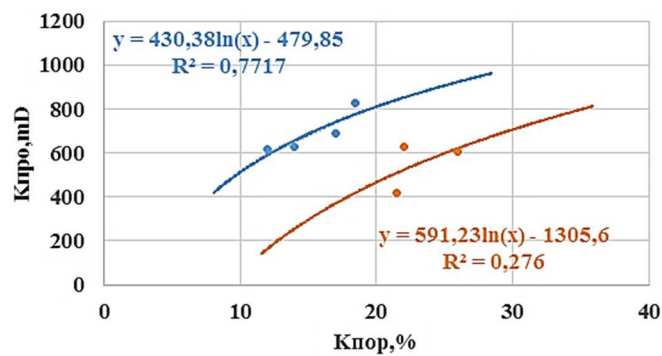


Рисунок 5 – График зависимости пористости от проницаемости

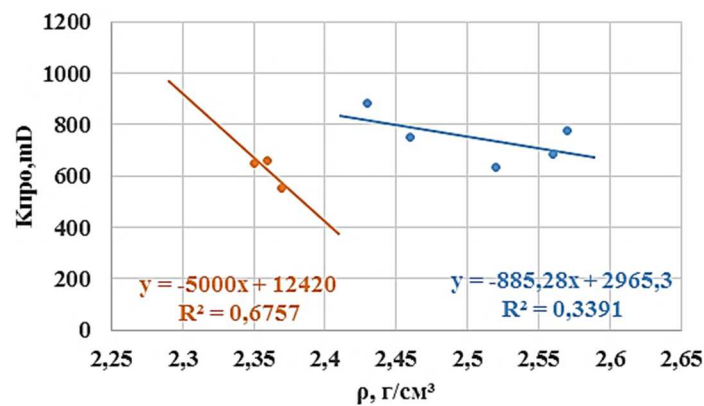


Рисунок 6 – График зависимости проницаемости от плотности

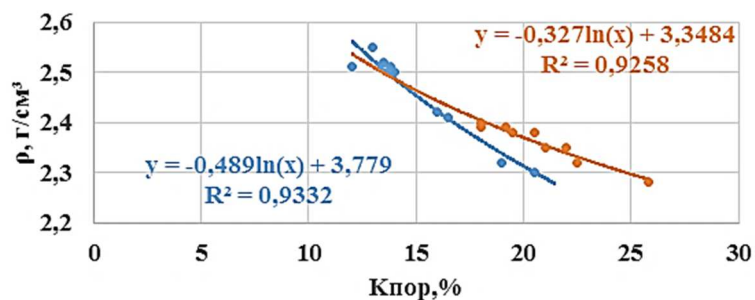


Рисунок 7 – График зависимости пористости от плотности



Таким образом, из проведенных анализов на месторождениях Бакинского архипелага становится ясно, что изменение коллекторских и фильтрационно-ёмкостных свойств отложений в зависимости от глубины является нелинейным, по глубинам характеризуется увеличением или уменьшением. Во многих площадях градиенты уменьшения указанных параметров в зависимости от глубины уменьшаются с увеличением глубины.

Например, в верхней части разреза (500–3000 м) градиент пористости и проницаемости немного выше, например, пористость уменьшается примерно на 2 % на каждом 500 м до глубины, более от 3000 м этот показатель составляет 1–1,2 %. Такое же положение также наблюдается в изменении плотности в зависимости от глубины. Несмотря на это, на относительно больших глубинах (6000–7000 м) сохраняются благоприятные условия для накопления углеводородов [6–8].

Результаты

1. Количественная оценка изменений пористости и проницаемости показала, что эти параметры уменьшаются с относительно высокой интенсивностью до глубины 3000–3500 м. Начиная с 4000 м, градиент уменьшения снижается, а на глубине 6000–7000 м сохраняются достаточно высокие коллекторские свойства пород.

2. В зависимости от глубины изменения коллекторских и фильтрационно-ёмкостных свойств отложения являются нелинейными, на некоторых глубинах характеризуется увеличением или уменьшением.

3. На основе образования производных коллекторских свойств с глубиной, предполагается, что сохраняются благоприятные условия для накопления углеводородов на больших глубинах (6000–7000 м).

Материалы, использованные в статье, и результаты были предоставлены в рамках Фонда развития науки при Президенте Азербайджанской Республики. «Интеграция Науки и Образования» Конкурс проектов фундаментальных и прикладных исследований ФРН / MOM / Наука-Образование-1-2016-1 (26).

Литература

1. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. – Баку, 2001. – 317 с.
2. Али-заде А.А. [и др.]. Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. – М. : Недра, 1966. – 391 с.
3. Ализаде А.А. [и др.]. Каталог коллекторских свойств продуктивной толщи Азербайджана. – Баку : Изд. «Элм», 1972.
4. Алиева Э.Г. Стратиграфическая архитектура резервуаров VII горизонта и глинисто-песчаной свиты продуктивной толщи южной части Бакинского архипелага // Новшества геофизики Азербайджана. – 2005. – № 2. – С. 38–42.
5. Алиханов Э.Н. Нефтегазоносность Каспийского моря. – М. : Недра, 1977. – 269 с.
6. Эфендиева Ю.Ф., Абдугасанова Л.Д. Отчет о сейсморазведочных работах, произведенных методом МГТ на площади Дашлы на азербайджанском секторе Каспийского моря (объект 32/92). – Фонд Управления геофизической разведка, Баку, 1994. – С. 55.
7. Гасанов А. Б., Султанов Л.А. Геолго-петрофизические особенности коллекторов месторождений Бакинского архипелага // Известия Высших Технических Учебных Заведений Азербайджана. – 2018. – № 3. – С. 7–16.
8. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. Петрофизические особенности глубокозалегающих коллекторов Абшеронско-го и Бакинского архипелагов // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2019. – № 3. – С. 204–219. – ISSN: 2224-9923; eISSN: 2305-1140

References

1. Kerimov K.M., Rahmanov R.R., Kheirov M.B. Oil and Gas Bearing of the South Caspian Megavagina. – Baku, 2001. – 317 p.
2. Ali-zade A.A. [et al.]. Geology of oil and gas fields in Azerbaijan. – M. : Nedra, 1966. – 391 p.
3. Alizade A.A. [et al.]. Catalogue of reservoir properties of productive thickness of Azerbaijan. – Baku : «Elm» Publishing House, 1972.
4. Aliyeva E.G. Stratigraphic architecture of reservoirs of VII horizon and clay-sand formation of productive thickness of southern part of Baku archipelago // Innovations of geophysics of Azerbaijan. – 2005. – № 2. – P. 38–42.
5. Alikhanov E.N. Caspian Sea oil and gas bearing capacity. – M. : Nedra, 1977. – 269 p.
6. Efendiyeva Y.F., Abdulgasanova L.D. Report on seismic survey works carried out by MGT method on Dashly area of Azerbaijan sector of Caspian Sea (object 32/92). – Geophysical Exploration Department Foundation, Baku, 1994. – С. 55.
7. Hasanov A.B., Sultanov L.A. Geolgo-petrophysical features of collectors of deposits of the Ba-Ki archipelago // Izvestia of the Higher Technical Educational Establishments of Azerbaijan. – 2018. – № 3. – P. 7–16.
8. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A. Petrophysical features of deep-lying reservoirs of Abshe-rone and Baku archipelagoes // Vestnik PNIPIU. Geology. Oil-gas and mining business. – 2019. – № 3. – P. 204–219. – ISSN: 2224-9923; eISSN: 2305-1140.



УДК 550.834.07 (26)

ПОЛЕ ПИКОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В БЛИЖНЕЙ ЗОНЕ ГРУППЫ МОРСКИХ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ



PEAK PRESSURE FIELD IN THE NEAR ZONE OF THE GROUP MARINE PNEUMATIC SOURCES

Гуленко Владимир Иванович

доктор технических наук, профессор,
и.о. заведующего кафедрой
геофизических методов поисков и разведки,
Кубанский государственный университет
v_gul@mail.ru

Захарченко Евгения Ивановна

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

Аннотация. Рассмотрены основные результаты исследования пространственной структуры поля пиковых давлений в ближней зоне линейных и площадных групп пневматических источников «Малыш», применяемых при морской сейсморазведке, зависимости степени этого воздействия от параметров излучаемого сигнала и геометрии излучающей системы.

Показано, что поражающий эффект обусловлен не столько различиями источников в запасаемой энергии, сколько (и в основном) различиями в геометрии групп и, соответственно, различиями в пространственной структуре поля пиковых акустических давлений в ближней зоне. При этом также показано, что пиковые давления в ближней зоне площадной группы хотя особенно не превышают давлений от линейной группы, однако объем прилегающего пространства, охваченный их воздействием, значительно больше.

Ключевые слова: морская сейсморазведка, пневматических источники, экологические проблемы, ихтиофауна, группирование излучателей, поле пиковых давлений, акустические характеристики излучателей.

Gulenko Vladimir Ivanovich

Doctor of Engineering, Professor,
acting Head of department
geophysical methods
of search and investigation,
Kuban State University
v_gul@mail.ru

Zakharchenko Evgenia Ivanovna

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

Annotation. The main results of the study of the spatial structure of the peak pressure field in the near zone of linear and areal arrays of pneumatic sources «Malysh» used in marine seismic exploration, the dependence of the degree of this impact on the parameters of the emitted signal and the geometry of the emitting system are considered.

It is shown that the striking effect is caused not so much by differences in the sources of stored energy, but (and mainly) by differences in the geometry of the arrays and, accordingly, by differences in the spatial structure of the field of peak acoustic pressures in the near zone. It is also shown that the peak pressures in the near zone of the areal array, although especially do not exceed the pressures from the linear array, but the volume of the adjacent space covered by their influence is much larger.

Keywords: marine seismic survey, pneumatic sources, environmental problems, ichthyofauna, emitter grouping, peak pressure field, acoustic characteristics of emitters.

В последние годы заметно возросло внимание общества к экологическим проблемам, в том числе и связанным с применением морской сейсморазведочной техники на акваториях, относящихся к числу рыбохозяйственных водоемов. Необходимость исследований в этом направлении обусловлена как внедрением в практику морской сейсморазведки новых технических средств, так и постоянной переоценкой предельно допустимой степени воздействия антропогенных факторов на окружающую среду [1, 2].

В этой связи все вновь разработанные источники упругих волн для морской сейсморазведки обязательно подвергались изучению их воздействия на ихтиофауну. В прошлом такие исследования по определению характера воздействия акустического излучения пневматических источников «Сигнал», ИГП-1 и «Лиман» на отдельные виды рыб проводились в Краснодарском филиале НИИМоргеофизики совместно с трестом «Южморнефтегазгеофизразведка» НПО «Союзморгео» при участии Краснодарского научно-исследовательского института рыбного хозяйства (КрасНИИРХ) [3, 5, 6].

Целью настоящей работы является изучение пространственной структуры поля пиковых давлений в ближней зоне различных групп морских пневматических источников типа «Малыш» [4], широко применяемых в отечественной практике в последние годы (рис. 1).

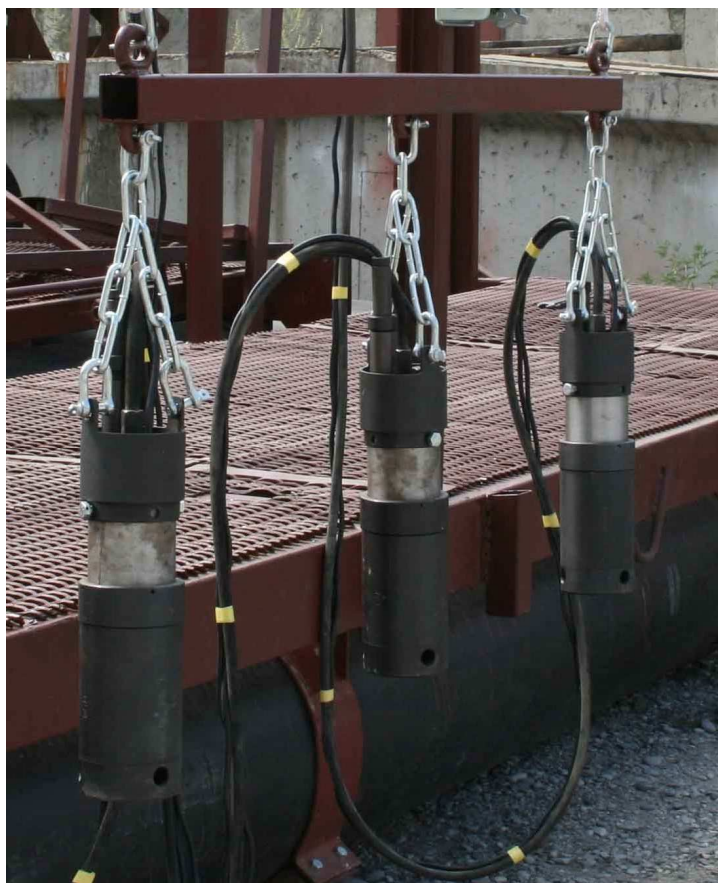


Рисунок 1 – Пневматические излучатели «Малыш»

При срабатывании любого пневматического источника происходит выхлоп в воду сжатого воздуха при начальном давлении 12–14 МПа. Расширение и последующие пульсации в воде образующейся воздушной полости сопровождаются излучением волн давления, характеристики которых определяются как исходным давлением сжатого воздуха, так и параметрами излучателя. Типичный сигнал давления (в ближней зоне), излучаемый пневматическим источником «Малыш», а также его амплитудный спектр и интегральная функция распределения энергии по частоте приведены на рисунке 2 [2, 3, 4].

При этом поле давления одиночного точечного излучателя в «безграничном» пространстве характеризуется сферической симметрией.

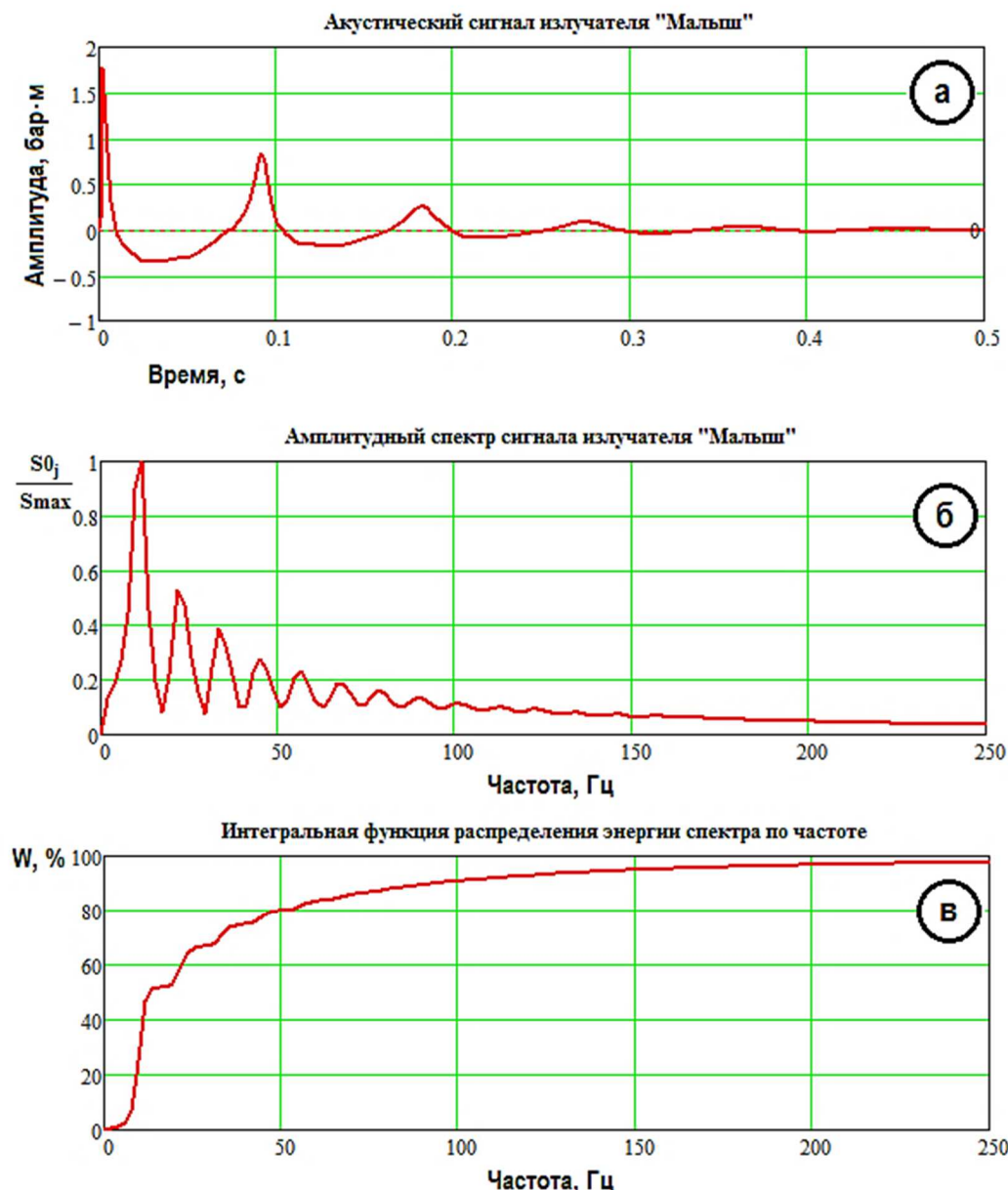
При группировании излучателей структура поля пиковых давлений существенно отличается от сферической и определяется не только геометрией группы, но и акустическими характеристиками всех излучателей группы, а также влиянием близко расположенной границы «вода-воздух».

Изучение структуры поля пиковых давлений в ближней зоне группы пневматических излучателей производилось по результатам расчетов пиковых значений суммарной амплитуды давления от всех излучателей для каждой точки $A(x, y, z)$ нижнего полупространства, расположенных в ближней зоне группы. Расчеты выполнялись в соответствии с формулой [2]:

$$P_A(t) = \sum_{i=1}^n \frac{1}{r_{1iA}} f_i \left(t - \frac{r_{1iA}}{c} \right) + \sum_{i=1}^n \frac{k}{r_{2iA}} f_i \left(t - \frac{r_{2iA}}{c} \right).$$

где $P_A(t)$ – суммарный сигнал в ближней зоне синхронной линейной или площадной группы из n излучателей; $f_i(t)$ – реальный сигнал, возбуждаемый i -м излучателем в ближней зоне; r_{1iA} – расстояние между i -м действительным излучателем и точкой $A(x, y, z)$; r_{2iA} – расстояние между i -м мнимым излучателем и точкой $A(x, y, z)$, т.е. длина траектория «волны-спутника» от i -го действительного излучателя до точки $A(x, y, z)$ с отражением от поверхности «вода – воздух»; c – скорость звука в воде ($c = 1500$ м/с); k – коэффициент отражения волны давления от поверхности «вода – воздух» ($k = -1$).

В качестве примера на рисунке 3 приведены графики изолиний поля пиковых акустических давлений (в барах, 1 бар = 10^5 Па), рассчитанные для двух разных групп излучателей «Малыш» с использованием вышеприведенной формулы. Конфигурации этих групп приведены на рисунке 4.



Одиночный пневматический излучатель «Мальш», объем камеры – 1,0 дм³, рабочее давление – 14 МПа, глубина погружения – 2,0 м [4]

Рисунок 2 – Сигнал давления пневматического излучателя (в ближней зоне) (а), его амплитудный спектр (б) и интегральная функция распределения энергии (в)

Как видно из сопоставления графиков пиковых давлений, линейная пневматическая группа ($n = 6$, $V_{\Sigma} = 6$ дм³, $h = 2$ м) характеризуется заметно меньшими пиковыми акустическими давлениями в ближней зоне – рисунок 3 (а, б), поэтому такое акустическое воздействие на рыб, даже на близких дистанциях, обычно не приводит к их гибели [2, 3].

У площадной пневматической группы ($n = 2 \times 6$, $V_{\Sigma} = 2 \times 6$ дм³, $h = 2$ м) аналогичные линейные подгруппы разнесены друг от друга на расстояние 4 м, потому что пиковые давления в ближней зоне хотя и не превышают давлений от линейной группы, однако объем прилегающего пространства, охваченный их воздействием, значительно больше.

Вместе с тем результаты, полученные с пневматическими группами на основе излучателей «Мальш», хотя и свидетельствуют о небезопасности их для ихтиофауны, однако нуждаются и в некоторых оговорках.

Так, во-первых, эти групповые источники реализованы на основе сравнительно малообъемных пневматических излучателей «Мальш», объемы рабочих камер которых не превышают 1,2 дм³, а максимальные амплитуды возбуждаемых сигналов не более 2,0 бар·м.

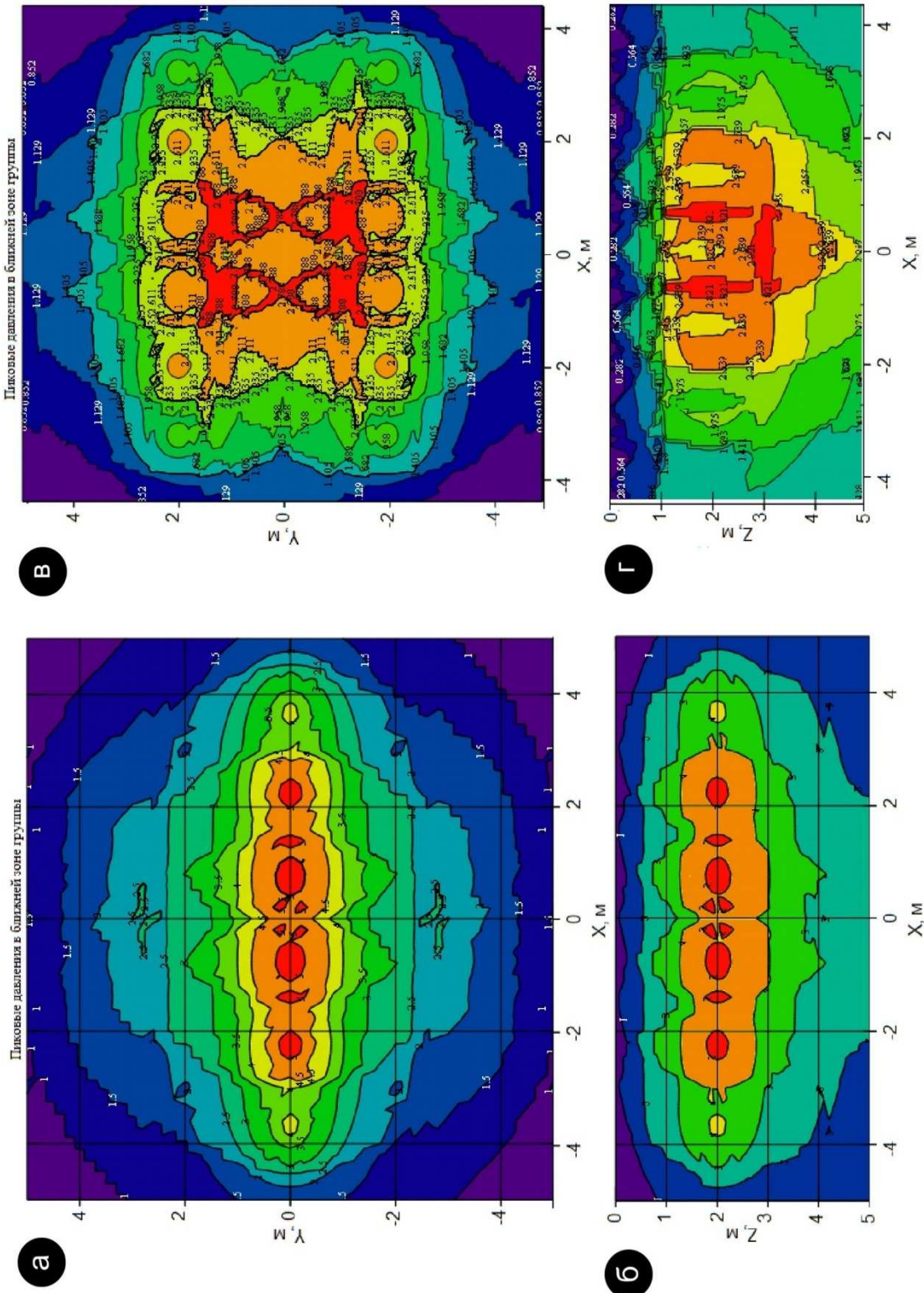


Рисунок 3 – Поле пиковых акустических давлений в ближней зоне линейной группы ($n = 6, V_{\Sigma} = 6 \text{ дм}^3, h = 2 \text{ м}$) – (а, б) и площадной группы ($n = 2 \times 6, V_{\Sigma} = 2 \times 6 \text{ дм}^3, h = 2 \text{ м}$) – (в, г): в горизонтальной плоскости на глубине $h = 2,5 \text{ м}$ (на $0,5 \text{ м}$ ниже группы) – (а, б) и в вертикальной плоскости на удалении $0,5 \text{ м}$ и $2,0 \text{ м}$ от излучателей – (в, г)

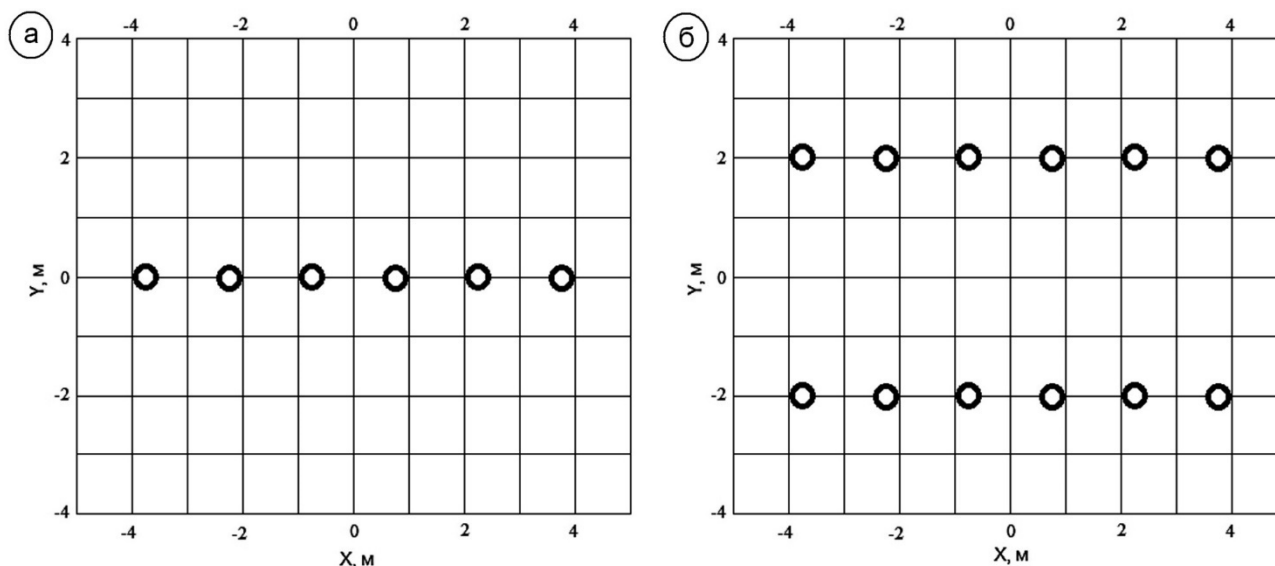


Рисунок 4 – Конфигурации двух вариантов пневматических групп на основе излучателей «Малыш»: а – линейная группа $n = 6$, $V_{\Sigma} = 6 \text{ дм}^3$, $h = 2 \text{ м}$; б – площадная группа $n = 2 \times 6$, $V_{\Sigma} = 2 \times 6 \text{ дм}^3$, $h = 2 \text{ м}$

Во-вторых, как следует из результатов натуральных экспериментов [2, 3, 5, 6], серьезные поражения внутренних органов рыб наблюдаются только при многократном воздействии на небольших расстояниях, в то время как в реальных условиях в режиме непрерывной буксировки источников при сейсморазведке кратные воздействия на одни и те же экземпляры рыб практически исключены.

И, наконец, при обычно применяемых технологиях морских сейсморазведочных работ буксируемый за судном источник работает с интервалом запуска 8–20 с, а поэтому появление каких-либо рыб на пути следования приближающегося судна с источником, периодически возбуждающим интенсивные акустические сигналы, представляется маловероятным.

Литература

1. Глумов И.Ф. [и др.]. Техногенное загрязнение и процессы естественного самоочищения Прикавказской зоны Черного моря. – М. : Издательство Недр, 1996. – 502 с.
2. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки : монография. – Краснодар : Издательство КубГУ, 2003. – 313 с.
3. Гуленко В.И. Исследование влияния пневматических источников упругих волн на ихтиофауну при сейсморазведке на акваториях / В.И. Гуленко, В.И. Тюхалов // Экологический вестник научных центров Черноморского экономического сотрудничества. – Краснодар : Издательство КубГУ. – 2004. – № 1. – С. 110–116.
4. Гуленко В.И. Источник упругих волн для сейсморазведки на предельном мелководье и в транзитных зонах / В.И. Гуленко, А.Н. Бадиков // Приборы и системы разведочной геофизики. – Саратов : Издательство Саратовского отделения ЕАГО. – 2009. – № 13. – С. 124–26.
5. Векилов Э.Х. Исследование влияния пневмоизлучателей на рыб // Морская геология и геофизика. – Рига : Издательство Зинатне, 1974. – Т. 4. – С. 135–139.
6. Поискные работы по созданию источников возбуждения, основанных на новых конструктивных принципах и способах преобразования энергии : Отчет по теме 95-90 / КФ НИИМоргеофизики: отв. исполнители В.И. Тюхалов, В.И. Гуленко. – № ГР 01900020388. – Краснодар, 1990.

References

1. Glumov I.F. [et al.] Technogenic pollution and processes of natural self-cleaning of the Black Sea Prikavkaz zone. – Moscow: Nedra Publishing House, 1996. – 502 p.
2. Gulenko V.I. Pneumatic sources of elastic waves for marine seismic exploration : monograph. – Krasnodar : Kuban State University Publishing House, 2003. – 313 p.
3. Gulenko V.I. Investigation of the Influence of Pneumatic Elastic Wave Sources on Ichthyofauna during Seismic Exploration in Water Areas / V.I. Gulenko, V.I. Tyukhalov // Ecological Bulletin of Scientific Centres of the Black Sea Economic Cooperation. – Krasnodar : Kuban State University Publishing House. – 2004. – № 1. – P. 110–116.
4. Gulenko V.I. Elastic Wave Source for Seismic Exploration in Extreme Shallow Water and Transit Zones / V.I. Gulenko, A.N. Badikov // Instruments and Systems of Exploration Geophysics. – Saratov : Publishing house of Saratov branch of EAGO. – 2009. – № 13. – P. 124–26.
5. Vekilov E.Kh. Investigation of the pneumoirradiator influence on fish // Marine geology and geophysics. – Riga : Zinatne Publishing House, 1974. – Vol. 4. – P. 135–139.
6. Search works on creation of excitation sources based on new constructive principles and methods of energy conversion : Report on the topic 95-90 // KF NIIMorgeophysics: abstract by V.I. Tyukhalov, V.I. Gulenko. – № GR 01900020388. – Krasnodar, 1990.



УДК 624

МОНИТОРИНГ СОСТОЯНИЯ И ПОСТАНОВКИ ОБЪЕКТОВ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ШЕЛЬФЕ



MONITORING THE STATE AND STAGING OF OIL AND GAS DEVELOPMENT FACILITIES ON THE SHELF

Доровский Александр Владимирович
начальник отдела морских изысканий
ООО «ВолгоградНИИГипрозем»
Dorovskyi_1982@mail.ru

Твердохлебова Юлия Ивановна
ведущий специалист
Институт международного образования
Волгоградский государственный университет
ro-maschka@mail.ru

Твердохлебов Иван Иванович
кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
доцент кафедры региональной и морской геологии
Институт географии, геологии, туризма и сервиса,
Кубанский государственный университет
ivivtv@mail.ru

Аннотация. Рассматривается используемая техника и технология инженерно-геологических исследований, по результатам которой даются обоснования постановки и надежности закрепления на морском дне Северного и Среднего Каспия мобильных гидротехнических сооружений.

Ключевые слова: инженерные изыскания, батиметрическая съемка, донные грунты, керн, промер.

Dorovskiy Alexander Vladimirovich
Head of the department of marine research,
VolgogradNIIGiprozem LLC. Volgograd
Dorovskyi_1982@mail.ru

Tverdokhlebova Yulia Ivanovna
Leading specialist
Institute of International Education Volgograd,
Volgograd state university
ro-maschka@mail.ru

Tverdokhlebov Ivan Ivanovich
Ph.D. in Geological and Mineral Sciences,
associate Professor,
assistant Professor of Regional
and Marine Geology,
Institute of Geography, Geology,
Tourism and Service,
Kuban state university
ivivtv@mail.ru

Annotation. Examines the technology and technology of engineering and geological research, which provides justifications for the staging and reliability of the anchorage on the seabed of the Northern and Middle Caspian Structures.

Keywords: engineering research, bathymetric photography, bottom soils, cores, measurements.

В настоящее время на акватории Северного и Среднего Каспия активно ведутся работы по постановке мобильных гидротехнических сооружений и обустройству морских оснований долговременного расположения (рис. 1). Ответственной и сложной операцией является обеспечение постановки и мониторинг объектов освоения нефтегазовых месторождений на проектной точке [1, с. 53].

Для этого в районе постановки объекта проводятся инженерно-геологические изыскания, определяются характеристики слоев грунта морфология дна площадки и др. исследовательские работы. Учитывается сезонное замерзание Северного Каспия и влияние ледовой деятельности на рельеф дна (экзарация).

Одной из особенностей шельфа Каспийского моря, является динамика донных грунтов, в результате чего изменяется их состав, и морфология дна [2, с. 211, 3, с. 25].

Для определения и контроля этих параметров применяется современное оборудование с использованием технологий инженерных изысканий и батиметрической съемки.

Инженерно-гидрографические изыскания включают съемку рельефа дна способом площадного обследования с использованием многолучевого эхолота (МЛЭ) и гидролокатора бокового обзора (ГБО). Обеспечение съемки рельефа дна плано-высотной основой. Калибровку гидрографического оборудования перед началом выполнения работ. Измерение скорости звука и температуры воды для определения поправки за отклонение действительной средней вертикальной скорости звука в воде от расчетной ΔZ_v . Обеспечение непрерывными уровнями наблюдениями за колебанием уровня моря в период выполнения работ (оборудование района работ временными уровнями постами). Выполнение контроля качества съемки. Приведение измеренных глубин к среднему многолетнему уровню Каспийского моря – минус 28 м БС (балтийская система высот 1977 г.), осуществляется в камеральный период по данным постоянных и временных уровней постов, действующих в районе работ [4, с. 246; 5, с. 29].

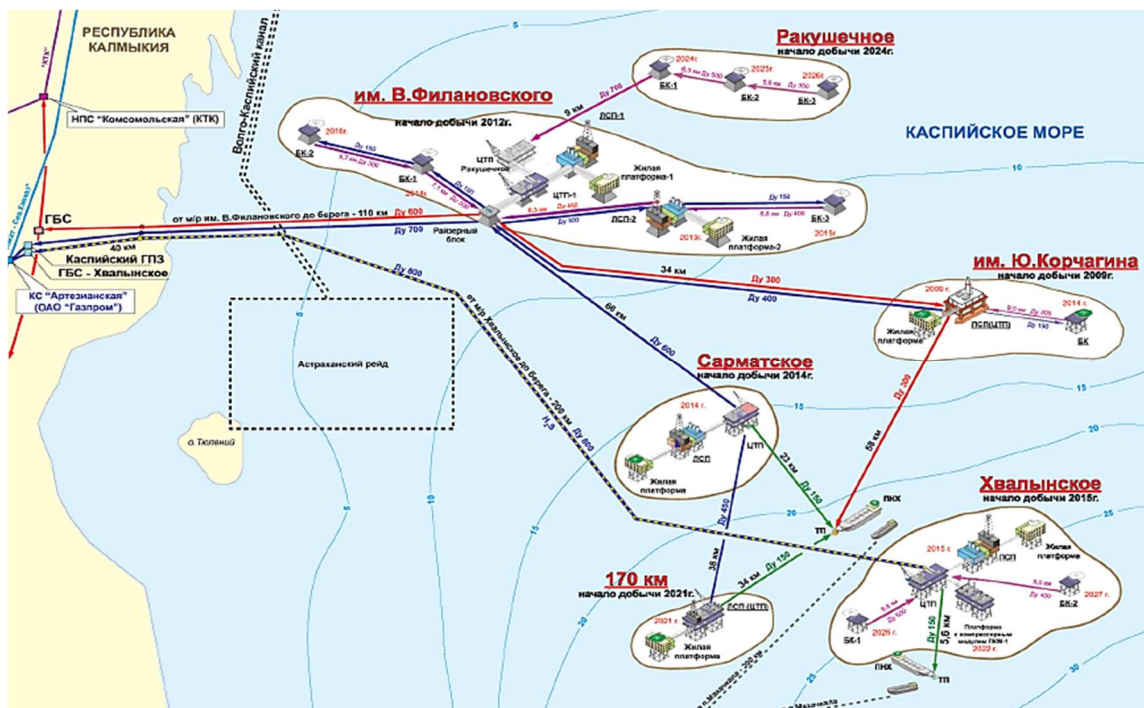


Рисунок 1 – Расположение гидротехнических объектов на месторождениях Каспия

Батиметрическая съемка выполняется многолучевым эхолотом SeaBat T20-P фирмы RESON (Дания). Антенна эхолота закрепляется на штанге у борта судна (рис. 2.)

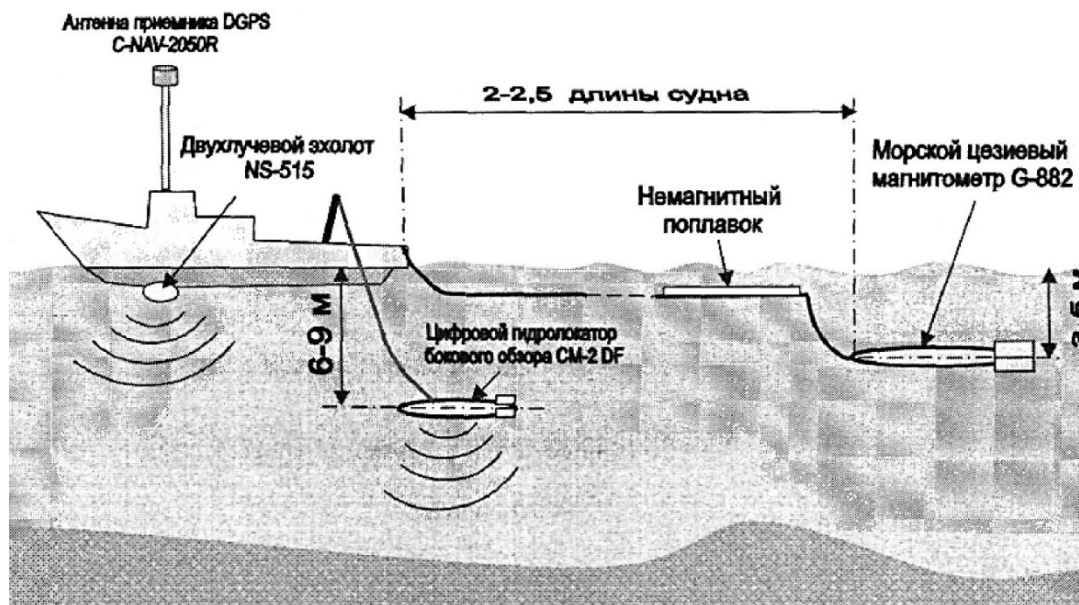


Рисунок 2 – Схема буксировки забортных устройств при проведении инженерно-гидрографических работ

Для определения информации о местоположении, курсе, динамических перемещениях (крен, дифферент и вертикальное перемещение) и скорости судна в процессе выполнения съемки использовалась инерциальная навигационная система (ИНС) Hydrins компании iXBlue (Франция). Для определения скорости звука в водной толще применяется измеритель miniSVP (Valerport, Англия), обеспечивающий зондирование водной толщи до 200 м с измерением скорости звука, температуры и солёности.

Уровенные наблюдения в период выполнения работ осуществляются с помощью автономного регистратора уровня моря TideMaster (Valerport, Англия) установленного в районе работ.

Сбор и обработка данных промера, подготовка отчетных материалов осуществляется программными средствами HYDRACK MAX. HYDRACK MAX – пакет программ, помогающих собирать и обрабатывать данные съемки дна и дноуглубительных работ. В нем содержатся мощные средства для быстрого отоб-



ражения района съемки на экране и для планирования галсов, ввода поправок за уровень и скорость звука, а также создания других файлов, необходимых для получения полных и точных данных съемки.

Во время выполнения съемки в программном пакете HYPACK MAX в режиме реального времени выводятся рабочие окна, с помощью которых оператор выполняет непрерывный контроль качества работы эхолота, системы определения места судна и периферийных датчиков. По результатам промера подготавливаются планшет глубин и батиметрическая карта масштаба 1:5000 (по площадкам 1x1 км) или 1:10000 (по площадкам 3x3 км).

На примере одного из участков, на котором проводились инженерные изыскания, покажем применяемое оборудование и технологию работ.

Исследуемый участок находится на северном склоне Дербентской котловины Среднего Каспия, (Аграханская терраса), на глубинах 450–475 м. Рельеф участка выровненный, абсолютное положение которого –28 м, с пологими перегибами склонов. В пределах его отмечаются два основных простирания склонов. В западной части участка простирание верхней части склона восток-северо-восточное, наибольшие уклоны наблюдаются в направлении на юго-юго-восток. Выделяются несколько ступеней, разделенных участками относительно больших уклонов. Ступени находятся на глубинах 450–454 м, 460–464 м и имеют, как и разделяющие их уступы, северо-северо-восточное простирание. Уклоны в пределах ступеней составляют 0–0,2°, на разделяющих их участках возрастают до 0,5°, а местами – до 0,7°.

В восточной части участка верхняя часть склона имеют уклоны порядка 0,1–0,3° на юго-запад. В нижней части склона, на глубинах 465–467 м наблюдается терраса. Такой же юго-западный уклон отмечается и в юго-западной части участка, но здесь уклоны возрастают до 0,4–0,6°.

Терраса на глубинах 460–464 м, на которой находится предполагаемое месторасположение мобильного гидротехнического сооружения, с востока ограничена широкой ложбиной, восточный борт которой имеет крутизну до 0,6°. Он прослеживается в виде линеамента, ортогонального склону, и в нижнюю часть последнего. Здесь крутизна восточного борта ложбины достигает 0,7–0,8°. В верхней части склона линеамент прослеживается менее уверенно, в связи с небольшими в целом уклонами. Ложбина прослеживается вниз по склону до западины с глубинами 470–471 м, вытянутой параллельно подножию склона.

У южного края террасы, на расстоянии порядка 1 км от точки расположения МГС, углы наклона дна на протяжении 300 м постепенно возрастают до 1,5° и вновь уменьшаются до 0–0,1° на дне западины. С юга западина ограничена небольшим поднятием. На бортах западины отмечены максимальные уклоны (до 1,5°) в пределах участка.

Окружающая поднятие западина не несет следов эрозионной деятельности подводных течений. Ложбина у восточного края террасы выше по склону также не является современным врезом. По-видимому, они имеют тектоническое происхождение. Поднятие, скорее всего, представляет собой погруженный блок или часть лежащей ниже террасы, не охваченной съемкой.

В юго-западном направлении от исследованного участка наблюдается пологоступенчатое погружение дна. Оно, по-видимому, отражает дифференцированные тектонические движения. Сегендыкская терраса относится к области современного поднятия с небольшими скоростями 0–2 мм/год. В западной части Дербентской котловины наблюдаются максимальные скорости современных опусканий до 6–8 мм/год, и обследованный район, по-видимому, вовлечен в это погружение.

Таким образом, в рельефе обследованного участка прослеживаются простирания, соответствующие как восточному склону Дербентской котловины, так и северо-западному. Предполагаемое место МГС находится в области стабильного склона, на его ступени. Углы наклона дна в районе точки МГС составляют 0,1–0,2°. Активных склоновых процессов не отмечено. С востока к ступени прилегает тектоническая депрессия с более крутым восточным бортом (на расстоянии от 1 и более км от точки МГС), связанная с линеаментом ССЗ простирания. В настоящее время признаков его активности не наблюдается, однако максимальные углы наклона (до 0,6–0,8°) отмечены на восточном борту депрессии и на ее продолжении у подножья склона. Здесь возможно оплывание неконсолидированных осадков. У южного края террасы на расстоянии более 1 км от точки МГС, где максимальные углы наклона дна достигают 1,5°, также возможно оплывание осадков с заполнением отрицательной формы (западины) у подножья склона и уменьшением вследствие этого углов наклона.

Для изучения литологического состава и физико-механических свойств верхнего слоя осадков района исследования производился отбор проб донных грунтов с борта научно-исследовательского судна (НИС) «Рифт» при глубинах моря 450–469 м. Инженерно-геологические работы на борту судна включали: получение колонок осадков, изучение их состава и физико-механических свойств, фотографирование зачищенных отрезков колонок, парафинирование осадков во вкладыше. На борту судна были определены: влажность и плотность натурального осадка; сопротивление вращательному сдвигу (настойной крыльчаткой); пористость. Цель исследований состояла в получении основных характеристик физико-механических свойств осадков без существенных нарушений их естественного состояния. Для достижения данной цели измерения проводились сразу после извлечения керна из грунтовых трубок.



Последовательность и методика работ состояла в следующем. Керн помещался на специально изготовленный стол. Верхняя часть керна срезалась струной, после чего намечались интервалы опробования. Прежде всего, измерялась прочность осадков, затем плотность (объемная масса) ненарушенного грунта, естественная влажность и консистенция отложений.

Прочность донных отложений измерялась двумя разновидностями крыльчаток (Torvane shear device, Hand vane tester) и карманным пенетрометром. С помощью крыльчатого зондирования определялась прочность на сдвиг ненарушенного керна. Определение прочности грунтов с помощью пенетрометра удалось определить только для плотных отложений, так как для слабых осадков он оказался не чувствительным. Процесс измерения прочности донных отложений представлен на рисунке 3.

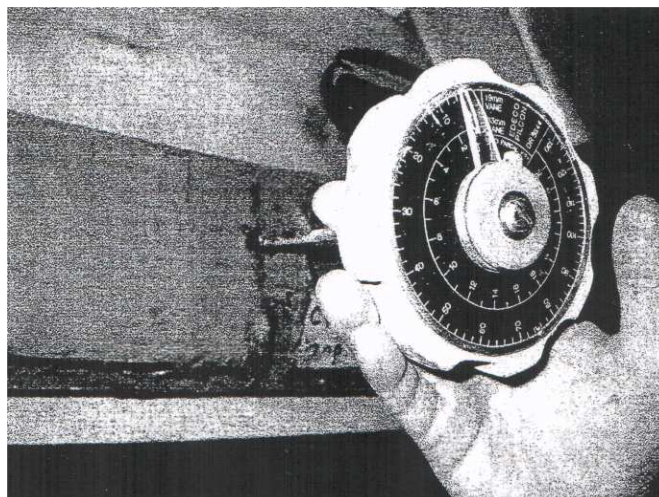


Рисунок 3 – Измерение прочности породы на сдвиг крыльчаткой Pilcon Hand Vane Tester 19 mm

Используя метод режущего кольца, определялась плотность грунтов ненарушенного сложения, а объемная масса – взвешивание на весах с точностью до 0,02 гр.

Затем после колец объемом от 30 до 50 см³, в которых определялась естественная влажность, пробы помещались на 24 часа в сушильный шкаф, и после охлаждения взвешивались на аптекарских весах. Влажность рассчитывалась на абсолютно сухую навеску (за 100 % принимался вес высушенной пробы). Для определения границ текучести использовался конус Васильева. Пластичность фиксировалась путем раскатывания грунта в шнур до начала растрескивания.

Основные результаты набортных измерений показали, что физико-механические характеристики осадков на исследуемом участке отличаются высокой влажностью, низкой плотностью и прочностью, которые обусловлены, вероятно, как высоким содержанием тонкодисперсных глинистых частиц, так и высокой продуктивностью планктона, поставляющего значительную часть органического вещества. Сапропелеподобные слои, обнаруженные в верхних интервалах колонок, по своим свойствам очень напоминают сапропелеподобные отложения в Черном море. Как в Каспийском, так и в Черном море влажность сапропелевых осадков достигает 300 %.

С увеличением глубины залегания осадков наблюдается их закономерное уплотнение и обезвоживание. Опробование ненарушенного керна конусом Васильева показало, что переход грунта в пластичное состояние намечается на глубине 450 см от дна. Плотность отложений на этих глубинах уже достигает 1,7 г/см³.

Касаясь ледовой деятельности на изменение рельефа дна, отметим, что для мелководного Северного Каспия с ровным и пологим дном характерна такая форма донного рельефа, как следы выпавивания, которые имеют вид длинных, протяженностью от нескольких десятков метров до нескольких километров, борозд (рис. 4). Вызвана такая деятельность ледообразованием в северной части моря, которое начинается с декабря. Лед сохраняется 2–3 месяца, причем толщина его достигает 50–100 см. Подвижность льда меняется не только от года к году, но и в течение одного сезона. Важную роль в этом играют ветры, которые иногда за несколько дней меняют ледовую обстановку. С ветром связан и дрейф льдов вдоль западного берега моря на юг. В холодные зимы дрейфующие льдины достигают широт Апшеронского полуострова.

Борозды, образующиеся при воздействии на дно торосистых дрейфующих льдов, ориентированы в направлении преобладающих в эти периоды восточных, юго-восточных и северо-западных ветров. Ширина борозд колеблется от нескольких до 50–100 м и более. Встречаются борозды, постепенно расширяющиеся в направлении движения льда.



Рисунок 4 – Борозды выпаживания на дне Северного Каспия. Вид с вертолёта

Продолжительность существования борозд в илистых грунтах составляет 2-3 года, в песчаном грунте борозды замываются волнением в течение одного сезона [6, с. 31].

Механизм образования борозд следующий. Под воздействием подвижек и дрейфа льда происходит нагромождение ледовых масс друг на друга с образованием торосов. Под тяжестью нагромодившейся массы льда торосы садятся на грунт, происходит дальнейшее накопление масс льда и формирование стамух. Такие стамухи могут внедряться в грунт на глубину до нескольких метров. Глубина их проникновения в грунт зависит от физико-механических свойств грунта, массы стамухи, площади соприкосновения, глубины моря. Оценки средних значений глубины внедрения килей стамух в северной части Каспийского моря, по данным 2002–2003 гг., находятся в диапазоне 0,7–1,0 м, а максимальные значения – 1,3–1,8 м [7, с. 3]. Эти оценки значительно превышают данные эхолотных съемок, полученных в летний период в различных районах замерзающих морей. Обусловлено это обстоятельство тем, что эхолотные съемки выполняются в летний период, после прохождения весенних штормов.

Подводя итог можно отметить, что в условиях интенсивного освоения морских нефтегазоносных структур, постоянное изменение характеристики рельефа дна и глубины моря, особенно ощутимы на мелководье Северного Каспия. В этих условиях, для безопасного ведения работ, требуется постоянный батиметрический мониторинг. Он необходим и с целью обеспечения безопасности эксплуатации трубопроводов путем своевременного выявления и ликвидации возникающих неисправностей, оценки и прогнозирования неблагоприятных процессов и явлений, обуславливающих эти неисправности.

Литература

1. Карабалин У.С., Ермаков М.М. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений. – Алматы : Эверо, 2004. – 434 с.
2. Курапов А.А., Монахов С.К., Ревякин В.И. Состояние окружающей природной среды в районе проведения поисково-разведочного бурения ОАО ЛУКОЙЛ / в кн. Гидрометеорологические аспекты проблем Каспийского моря и его бассейна. – СПб. : ГИДРОМЕТЕОИЗДАТ, 2003. – С. 207–216.
3. Доровский А.В. Повышение эффективности процессов поиска, освоения морских месторождений УВ. Технологический форсайт 2.0 / сборник статей по материалам Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. – Краснодар : Кубанский гос. ун-т; «Вика-Принт», 2016. – С. 25–294.
4. Горбунов О.Н. Инженерно-гидрографические работы как основа маркшейдерского обеспечения при освоении морских ресурсов // Маркшейдерское дело. – 2012. – № 1. – С. 14–19.
5. Ушивцев В.Б. [и др.]. Отчет Каспийского филиала Института океанологии им. П.П. Ширшова РАН (КФ ИО РАН). – Астрахань, 2009. – 41 с.
6. Бухарицин П.И. Особенности ледовых условий на Нижней Волге и Северном Каспии в умеренную зиму 2006 года / Труды международной научной конференции: Экстремальные гидрологические события в Арало-Каспийском регионе (Москва, 19–20 октября 2006 г.). – М., 2006. – С. 29–33.
7. Наумов А.К. Морфометрические характеристики ледяных образований Баренцева моря : автореферат. – СПб., 2010. – 12 с.



References

1. Karabalin U.S., Yermekov M.M. Exploitation of offshore oil and gas fields. – Almaty : Evero, 2004. – 434 p.
2. Kurapov A.A., Monakhov S.K., Revyakin V.I. State of environment in the area of prospecting and exploration drilling of OAO LUKOIL / in book Hydrometeorological aspects of problems of Caspian Sea and its basin. – Saint Petersburg : HYDROMETEO Publication, 2003. – P. 207–216.
3. Dorovsky A.V. Increase of efficiency of processes of search, development of sea deposits of HC. Technological Foresight 2.0 / collection of articles on the materials of the All-Russian Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates and Young Scientists. – Krasnodar : Kuban State University; «Vika-Print», 2016. – P. 25–294.
4. Gorbunov O.N. Engineering and hydrographic works as the basis of the marine resources development surveying support // Surveying. – 2012. – № 1. – P. 14–19.
5. Ushivtsev V.B. [et al.]. Report of the Caspian branch of the Pushkin Institute of Oceanology. P.P. Shirshov Caspian Branch of Institute of Oceanology RAS (KF IO RAS). – Astrakhan, 2009. – 41 p.
6. Bukharitsin P.I. Peculiarities of the ice conditions on the Lower Volga and Northern Caspian Sea in the moderate winter of 2006 / Proceedings of the International Scientific Conference: Extreme Hydrological Events in the Aralo-Caspian Region (Moscow, October 19–20, 2006). – M., 2006. – P. 29–33.
7. Naumov A.K. Morphometric characteristics of the Barents Sea ice formations: author-referenced. – SPb., 2010. – 12 p.



УДК 331.45

АНАЛИЗ И ОЦЕНКА РИСКОВ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



RISK ANALYSIS AND ASSESSMENT HAZARDOUS PRODUCTION FACTORS DURING WELL GEOPHYSICAL SURVEYS

Захарченко Евгения Ивановна

кандидат технических наук,
доцент кафедры
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,
ofis-2010@yandex.ru

Андрейко Наталья Геннадьевна

кандидат технических наук,
доцент кафедры теплоэнергетики и теплотехники,
Кубанский государственный технологический университет
89882481491@mail.ru

Аннотация. В работе проведен анализ и оценка рисков при геофизических исследованиях скважин. В современных условиях необходимо заблаговременно выявлять, предупреждать и предотвращать чрезвычайные ситуации, связанные с аварийностью на опасных производственных объектах. Развитие технологических процессов неизбежно ведет к возрастанию числа аварий при проведении геолого-геофизических исследований и масштабов последствий этих аварий. В связи с этим возникает потребность разрабатывать подходы для обеспечения безопасности на предприятиях геологоразведочного комплекса.

В работе рассмотрены возможные сценарии аварий при проведении геофизических работ в скважинах. Авторами показано, что наиболее вероятными аварийными ситуациями при проведении комплекса геофизических исследований в скважинах являются прихват скважинных зондов и обрыв каротажного кабеля. Такие события могут способствовать развитию чрезвычайных ситуаций. Авторами предлагается для снижения риска возникновения аварий комплекс конкретных рекомендаций при проведении геофизических исследований в скважинах.

Ключевые слова: анализ рисков, классификация рисков, опасные производственные объекты, геологоразведочные работы, геофизические исследования скважин, возможные сценарии аварий.

Zakharchenko Yevgenia Ivanovna

PhD in technical sciences,
assistant Professor
of geophysical prospecting
and exploration methods,
Kuban state university
evgenia-zax@yandex.ru

Zakharchenko Julia Ivanovna

Senior lecturer of geophysical prospecting
and exploration methods,
Kuban state university
ofis-2010@yandex.ru

Andreyko Natalya Gennadyevna

PhD in technical sciences,
Associate Professor of the Department
of Thermal Power Engineering
and Heat Engineering,
Kuban State University of Technology
89882481491@mail.ru

Annotation. The paper analyzes and evaluates risks in the course of well geophysical surveys. In modern conditions, it is necessary to identify, prevent and prevent emergencies related to accidents at hazardous production facilities in advance. The development of technological processes inevitably leads to an increase in the number of accidents during geological and geophysical research and the scale of the consequences of these accidents. In this regard, there is a need to develop approaches to ensure safety at the enterprises of the exploration complex.

The paper considers possible scenarios of accidents during geophysical operations in wells. The authors show that the most likely emergency situations when conducting a complex of geophysical studies in wells are the seizure of borehole probes and the breakage of the logging cable. Such events can contribute to the development of emergency situations. The authors propose a set of specific recommendations for conducting geophysical studies in wells to reduce the risk of accidents.

Keywords: risk analysis, risk classification, hazardous production facilities, geological exploration, well logging, possible accident scenarios.

В настоящее время в Российской Федерации существует большое количество законодательных актов, регулирующих вопросы безопасности на опасных производственных объектах, в том числе при проведении геологоразведочных работ и геофизических исследований. Актуальность работы обусловлена тем, что в современных условиях необходимо заблаговременно выявлять, предупреждать и предотвращать чрезвычайные ситуации, связанные с аварийностью на опасных производственных объектах.



Развитие технологических процессов в современном мире неизбежно ведет к возрастанию числа аварий при проведении геолого-геофизических исследований и масштабов последствий этих аварий. В связи с этим возникает потребность разрабатывать подходы для обеспечения безопасности людей на предприятиях геологоразведочного комплекса.

Анализ риска аварий – это основная часть управления промышленной безопасностью, он предполагает получение количественных оценок потенциальной опасности промышленных объектов.

Геологоразведочные работы являются основной частью работ, производимых с целью поиска и подготовки к промышленному освоению месторождений полезных ископаемых. Особое внимание уделяется анализу и оценке риска при проведении большинства видов геологоразведочных работ.

В настоящее время существует несколько понятий «риск».

Риск – количественная характеристика действия опасностей, формируемых конкретной деятельностью человека [4].

Риск – это частота реализации опасностей или некая мера ожидаемых потерь при конкретных действиях субъекта [4].

Классификация рисков – это подразделение рисков на категории с применением определенных критериев. Выбор критериев зависит от целей и особенностей процедуры анализа и управления рисками. Число возможных критериев классификации риска может быть очень большим, поэтому сами критерии классификации необходимо группировать [2].

Основная цель классификации – выделение конкретных рисков, а каждый из конкретных рисков, измеряемый частотой возникновения и размером неблагоприятных последствий (ущерба), описывается его стандартными характеристиками [2].

В настоящее время выделяются следующие виды оценки рисков [3]:

– по причине (природе) ущерба (природные риски; технические риски; риски, связанные с человеческим фактором; риски, связанные с экономической активностью; политические риски; социальные риски);

– по типичности отрицательных последствий (фундаментальный риск; спорадический риск);

– по специфике исходов (чистый риск; спекулятивный риск);

– по месту появления рисков (внутренние; внешние);

– по степени зависимости ущерба (первичные риски; вторичные риски);

– по характеру распределения бремени риска (одностороннего; двустороннего; многостороннего);

– по уровню возникновения риска (риски, возникающие на уровне народного хозяйства; риски, возникающие на уровне административно-хозяйственных и региональных образований; риски, возникающие на уровне отдельного хозяйствующего объекта; риски, возникающие на уровне структурных подразделений; риски, возникающие на уровне отдельного рабочего места);

– по уровню проявления негативных последствий (проектные риски и/или риски подразделения; риски фирмы (предприятия); отраслевые риски; общеэкономические риски; глобальные риски);

– по степени учета временного фактора (срочные риски; бессрочные риски);

– по зависимости уязвимости от времени (статические риски; динамические риски);

– по степени распространенности риска (массовые риски; уникальные риски);

– по характеру влияния на различные объекты (общий риск; частный риск);

– по степени предсказуемости риска (предсказуемые (прогнозируемые) риски; непредсказуемые (непрогнозируемые) риски);

– по типу информации (количественные; качественные);

– по частоте возникновения ущерба (редкие риски; риски средней частоты; частые риски);

– по размеру (тяжести) ущерба (малые риски; средние риски; высокие риски; катастрофические риски).

Классификация оценки рисков приведена на рисунке 1.

Анализ опасностей и оценка риска аварий на опасных производственных объектах – специальный научно-технический метод исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий на опасных производственных объектах. Анализ риска аварии включает взаимосвязанную совокупность процессов идентификации опасностей аварии, оценки риска аварии, определения степени опасности аварий, а также разработки обоснованных рекомендаций по снижению риска аварии и/или мероприятий, компенсирующих отступления от требований федеральных норм и правил в области промышленной безопасности при обосновании безопасности опасного производственного объекта [1].

Процесс проведения анализа риска аварий включает несколько основных этапов [1]:

– планирование и организация анализа риска аварий на опасном производственном объекте (ОПО);

– идентификация опасностей аварий на ОПО;

– оценка риска аварии на ОПО;

– определение степени опасности аварий на ОПО и (или) наиболее опасных составных элементов ОПО;

– разработка рекомендаций по снижению риска аварии на ОПО.

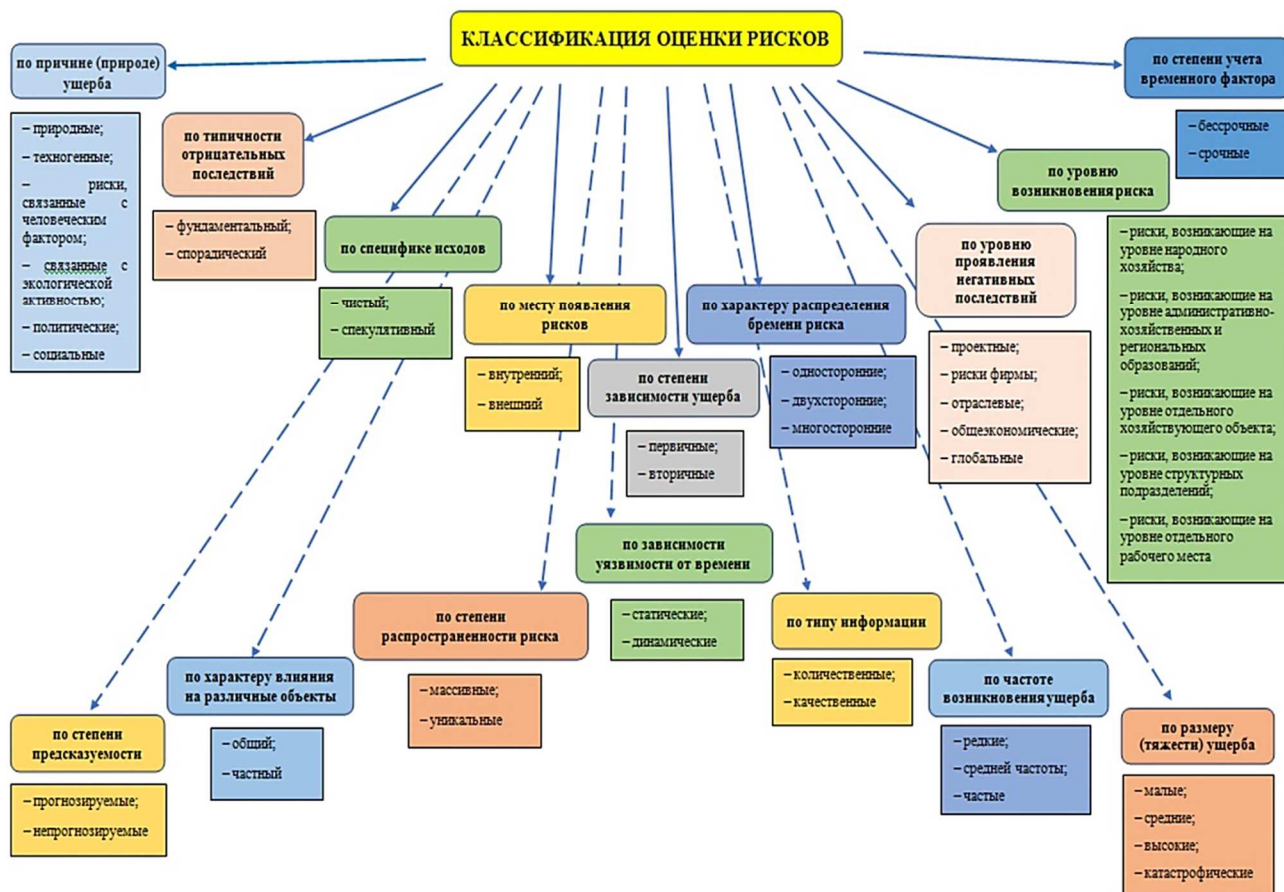


Рисунок 1 – Классификация оценки рисков

Оценка риска аварии – процесс, используемый для определения возможности и степени тяжести последствий реализации опасностей аварий для здоровья человека, имущества и/или окружающей природной среды. Оценка риска включает описание и определение качественных и/или количественных показателей, характеристик, признаков возможности возникновения и тяжести последствий реализации инцидентов, аварий. Оценка риска включает анализ вероятности (или частоты), анализ последствий и их сочетания [5].

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на ОПО, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ [5].

Сценарий аварии – последовательность отдельных логически связанных событий, обусловленных конкретным инициирующим (исходным) событием, приводящих к определенным опасным последствиям аварии [5].

Рассмотрим возможные сценарии аварий при проведении геофизических работ в скважинах. К авариям такого вида относятся:

- прихваты геофизических зондов;
- обрыв кабеля и оставление его части в скважине;
- оставление в скважине геофизических приборов;
- оставление скважинных перфораторов, применяемых при исследовании скважины и проведении вспомогательных работ в ней;
- самопроизвольное срабатывание перфораторов;
- проведение перфорационных работ в скважине при неуравновешенности пластового давления гидростатическим давлением столба жидкости;
- разгерметизации лубризатора и другие.

Причины аварий при проведении геофизических работ в скважинах:

- недостаточная подготовленность ствола скважины к геофизическим работам (наличие уступов, желобных выработок, высокие реологические параметры бурового раствора);
- ненадежное крепление геофизических зондов к кабелю или кабеля к подъемнику;
- применение изношенного геофизического кабеля;
- превышение скорости спуска кабеля, которое ведет к его запутыванию и прихвату;
- обвал пород и образование пробок;



- длительное оставление без движения кабеля и приборов;
- обрыв геофизического зонда (в результате затаскивания его на блок-баланс из-за отсутствия контрольных меток на кабеле);
- самопроизвольные взрывы перфораторов (могут происходить при применении нетермостойких взрывчатых веществ и средств взрыва в высокотемпературных скважинах или от преждевременного поступления тока на взрыватель);
- использование неисправного противовыбросового оборудования (устанавливается для обеспечения герметичности устья скважины);
- нарушение герметичности резиновых уплотнителей, входящих в состав лубрикатора;
- низкая квалификация работников и другие.

Анализ риска аварий методом «дерева происшествий» на основе данных о вероятности тех или иных событий при проведении геофизических исследований был проведен по статистическим и фоновым данным. «Дерево происшествий» при проведении геофизических исследований приведено на рисунке 2.

Анализ риска аварий методом «дерева происшествий» показал, что вероятность возникновения аварий при проведении геофизических исследований в скважинах составит $p = 2,02 \cdot 10^{-5}$. Данный уровень риска не является приемлемым, поэтому требуется внедрение мероприятий, способствующих его снижению [7].

Для снижения вероятности возникновения аварий при проведении геофизических работ предлагаются следующие мероприятия:

- проведение инструктажей и обучений для операторов и для повышений квалификаций для рабочих (снижение вероятности ошибок персонала);
- проведение регулярного технического осмотра зондов и геофизического кабеля и обслуживания оборудования предприятия согласно принятым регламентам (снижение вероятности неисправного оборудования);
- улучшение подготовки скважины к проведению геофизических исследований – улучшение качества цементирования затрубного пространства, повышение качества тампонажного раствора (снижение вероятности ошибок персонала).

После рассмотрения предложенных мероприятий был проведен расчет вероятности возникновения аварий при проведении геофизических исследований в скважинах, который составит $p = 1,17 \cdot 10^{-6}$. Данный уровень риска является приемлемым, следовательно, предлагаемые мероприятия будут способствовать его снижению.

Аварии, которые происходят при проведении геофизических работ, случаются крайне редко. По данным Ростехнадзора Российской Федерации [6] за 2014–2019 гг. было зафиксировано 2 аварии, происшедших при проведении геофизических исследований скважин. Несчастных случаев со смертельным исходом при проведении комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) не было.

На основе основных причин аварий нами произведено определение возможных сценариев чрезвычайных ситуаций на скважинах при проведении комплекса ГИС. Вероятность рассмотренных вариантов аварий невысокая.

Частота реализации опасности, качественное и количественное описание при проведении комплекса геофизических исследований в скважинах приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Частота реализации опасности, качественное и количественное описание при проведении комплекса геофизических исследований в скважинах

Количественная мера	Качественная мера		
	Диапазон частоты реализации опасности, случаев/год		
Случаи реализации опасности			
Определение	диапазон		толкование
Многочисленные	более 1	10^0	более одного раза в год на объекте
Отдельные	1...0,1	10^{-1}	несколько случаев за десятилетие эксплуатации
Единичные	01...0,01	10^{-2}	один раз за время существования объекта
Маловероятные	0,001...0,0001	10^{-4}	отдельные случаи в практике
Редкие	0,0001...0,00001	10^{-5}	отдельные случаи в мировой практике
Уникальные	менее 0,000001	10^{-6}	возможны по законам природы

В соответствии с проанализированными данными по частоте реализации опасности аварий при проведении комплекса геофизических исследований в скважинах случаи реализации опасности для жизненного цикла объекта относятся к редким и уникальным.

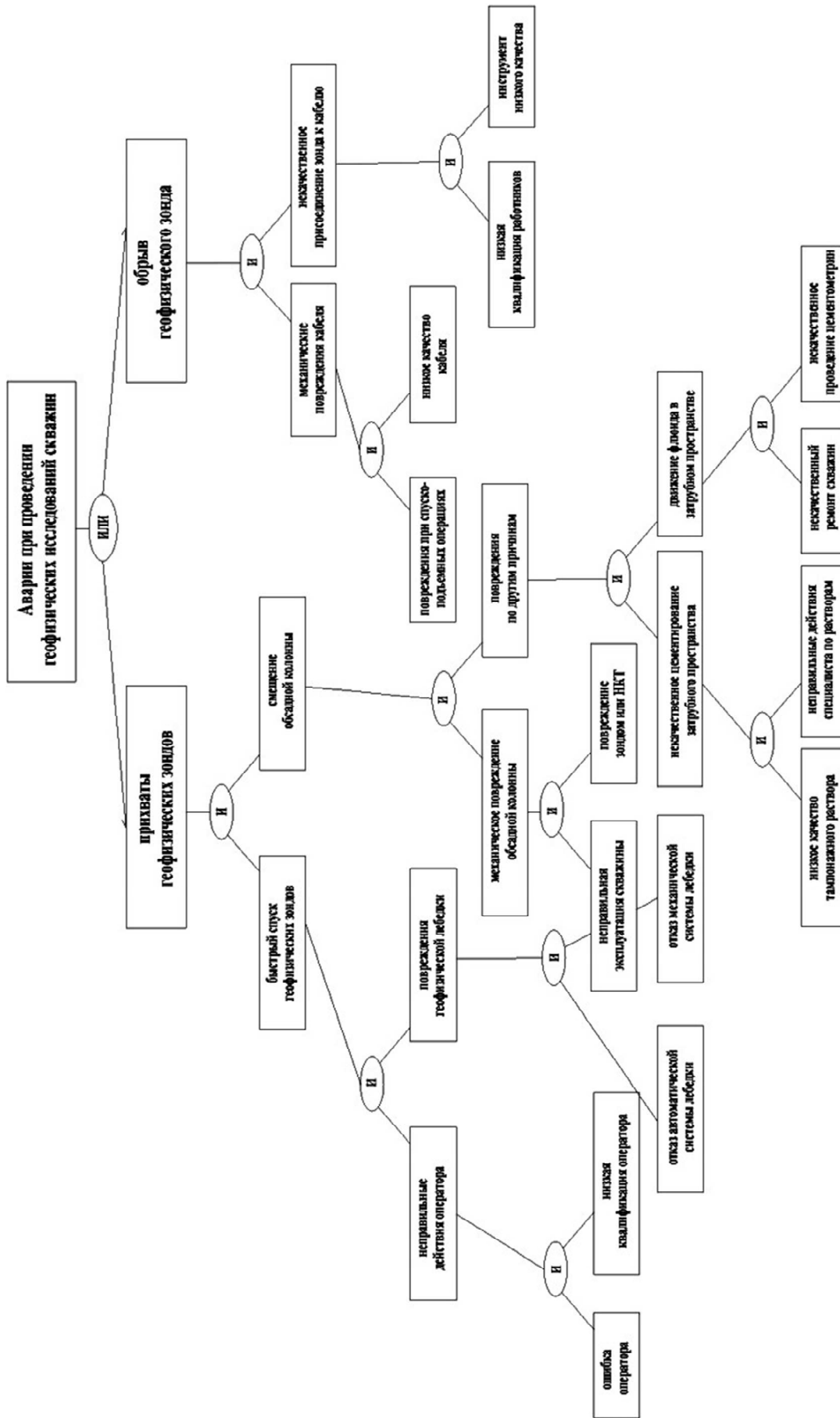


Рисунок 2 – «Дерево происшествий» при проведении геофизических исследований



Литература

1. Васин С.М. Управление рисками на предприятии : учебное пособие / С.М. Васин, В.С. Шутов. – М. : Издательство КНОРУС, 2016. – с. 300.
2. Быков А.А. Проблемы анализа безопасности человека, общества и природы / А.А. Быков, Н.В. Мурзин. – СПб. : Наука: С.-Петербург. изд. фирма, 1997. – с. 243.
3. Чернов Г.В. Управление рисками : учебное пособие / Г.В. Чернов, А.А. Кудрявцев. – М. : Издательство Проспект, 2008. – с. 160.
4. Крепша Н.В. Безопасность жизнедеятельности: учебное пособие для иностранных студентов / Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск : Издательство Томского политехнического университета, 2014. – с. 198.
5. Галеев А.Д. Анализ риска аварий на опасных производственных объектах: учебное пособие / А.Д. Галеев, С.И. Поникаров; Минобрнауки России, Казанский национальный исследовательский технологический университет. – Казань : Издательство КНИТУ, 2017. – с. 152.
6. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору Ростехнадзор. – URL : <http://www.gosnadzor.ru>
7. Дмитренко Е.В. Предупреждение аварий при проведении геофизических исследований скважин на основе анализа риска / Е.В. Дмитренко, Ю.И. Захарченко, С.П. Шурай // Охрана труда и техника безопасности на промышленных предприятиях. – М. : Издательство Панорама, 2018. – № 5. – С. 60–64.

References

1. Vasin S.M. Enterprise risk management : a training manual / S.M. Vasin, V.S. Shutov. – M. : KNORUS Publishing House, 2016. – p. 300.
2. Bykov A.A. Problems of the human, society and nature safety analysis / A.A. Bykov, N.V. Murzin. – St. Petersburg : Science: St.-Petersburg Publishing House, 1997. – p. 243.
3. Chernov G.V. Risk management: a textbook / G.V. Chernov, A.A. Kudryavtsev. – M. : Publishing House Prospect, 2008. – p. 160.
4. Krepsha N.V. Life safety: a textbook for foreign students / National Regional Research Tomsk Polytechnic University. – Tomsk : Publishing House of Tomsk Polytechnic University, 2014. – p. 198.
5. Galeev A.D. Risk analysis of accidents at hazardous production facilities: textbook / A.D. Galeev, S.I. Poni-karov; Ministry of Education and Science of Russia, Kazan National Research Technological University. – Kazan : KNI-TU Publishing House, 2017. – p. 152.
6. Federal Service for Ecological, Technological and Nuclear Supervision Rostekhnadzor. – URL : <http://www.gosnadzor.ru>
7. Dmitrenko E.V. Accidents prevention at the well geophysical investigations on the basis of the risk analysis / E.V. Dmitrenko, Yu.I. Zakharchenko, S.P. Shurai // Labour protection and safety at the industrial enterprises. – M. : Panorama Publishing House, 2018. – № 5. – P. 60–64.



УДК 551.49:550. (575.2)

ФРАКТАЛЬНОСТЬ ПОДЗЕМНЫХ ВОД КЫРГЫЗСТАНА ДЛЯ ПРОГНОЗА ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЙ



FRACTALITY OF UNDERGROUND WATERS AND FORECAST OF EARTHQUAKES OF KYRGYZSTAN

Кендирбаева Дж.Ж.

доктор геолого-минералогических наук,
заведующая лабораторией,
Институт сейсмологии
Национальной Академии наук
Кыргызской Республики
jumaevna48@gmail.com

Kendirbaeva J.J.

Doctor of Geological
and Mineralogical Sciences,
Head of the lab,
Institute of Seismology
National Academy of Sciences
Kyrgyz Republic
jumaevna48@gmail.com

Аннотация. Рассмотрена на основе сопоставления пространственно-временного распределения эпицентров сейсмических явлений, произошедших в Кыргызстане, динамика изменения параметров термоминеральных вод Джеты-Огуз. Выявлена роль не только локальных, но и региональных землетрясений, сгруппированных в зонах крупных структур. Это Гиссаро-Кокшаальская зона, которая тянется вдоль пересечения Памира и Тянь-Шаня.

Annotation. The dynamics of changes in the parameters of the Jet-Oguz thermal mineral waters is considered based on the analysis of the spatio-temporal distribution of epicenters of seismic events that occurred in Kyrgyzstan. The role of not only local, but also regional earthquakes grouped in large structures is revealed. This is the Gissaro-Kokshaal zone, which stretches along the intersection of the Pamir and Tien Shan.

Ключевые слова: гидроаномалии, термоминеральные воды, прогноз землетрясений, территория Кыргызстана, статистические и спектральные способы, временные ряды, пункты наблюдений, изменение параметров, эпицентры, крупные структуры, эпицентральное расстояние.

Keywords: hydroanomalies, thermomineral waters, earthquake prediction, territory of Kyrgyzstan, statistical and spatial methods, time series, observation points, change of parameters, epicenters, large structures, epicentral distance.

Введение

Изучение влияния сейсмической активности на пространственно-временную динамику физико-химических показателей подземных вод является важным научно-практическим направлением современности. Подходы к использованию гидрогеологических сведений для решения их задач рассмотрены во многих работах и выявлены связи, доступные не только визуальному определению, но и скрытые закономерности, осложненные другими факторами [1–4]. По этим данным их реакции, фиксируемые до, во время и после сейсмической активизации, описываются в свободной интерпретации, а роль эпицентрального расстояния неоднозначна, даже в условиях, когда эпицентры расположены непосредственно в районах пунктов мониторинга.

Замеры проводятся на 8-ми участках, из которых «Джеты-Огуз», «Сопу-Курган» и «Аламедин» находятся в горных массивах, а «Кара-Ой» и «Каракол», «Эркин-Сай», «Бишкек» и «Каджи-Сай» – в равнинной части. Каждый пункт своеобразен по условиям морфотектоники структур, а для сопоставления с геодинамической обстановкой временные ряды идентифицируются по глубине циркуляции (400–1500 м), литологической представленности, т.е. метаморфическими породами, а также отложениями кайнозоя [5]. Их результирующим итогом можно считать разделение на тектонические и экзогенно-техногенные режимообразующие факторы. При этом величина их амплитудного разрыва между верхним и нижним пределом от одного землетрясения к другому вообще не повторяется.

С нашей позиции, широкий разброс количественных уровней компонентов в подземных водах заключен в нестационарной и нелинейной природе их формирования, а также из-за многообразия механизмов развития внутри земных напряжений. В связи с этим, классические методы, основанные на анализе стационарных неоднородностей (Фурье – анализ), а также линейных корреляций бессильны для выделения гидровариаций, связанных с процессами подготовки землетрясений. Вследствие этого и по мере увеличения объема накопления фактического материала подвергаются к совершенствованию способы обработки и интерпретации параметров.

О том, что гидрогеохимические аномалии носят фрактальный характер известно давно, т.к. такая фильтрация изначально разработана для создания критериев при оконтуривании скопления полезных ископаемых, а в нашем случае – для отделения гидроаномалий от фоновых уровней. Этот подход апробирован при анализе временной динамики температуры верхней тропосферы над эпицентрами сильных



землетрясений в сейсмически активных регионах Азии [6–7]. Поэтому думается, что он пригоден и для изучения свойств подземных вод, связанных с сейсмичностью, поскольку расхождения полей повторяют как структурно-тектонический план, так и геохимический облик активных разломов:

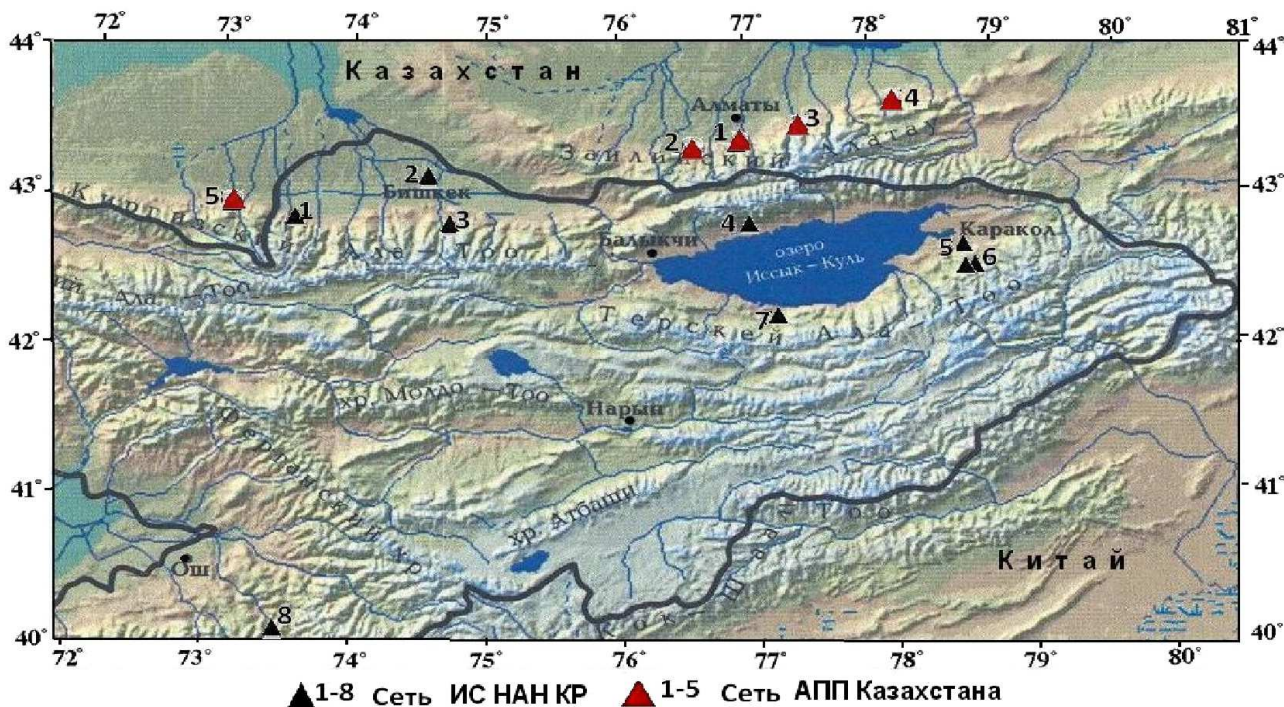


Рисунок 1 – Схема сейсмогидрогеологического мониторинга:

1–8 – Сеть ИС НАН КР:

1 – Эркин-Сай; 2 – Бишкек; 3 – Аламедин; 4 – Кара-Ой;

5 – Каракол; 6 – Джети-Огуз; 7- Каджи-Сай; 8 – Сопу-Коргон;

1–5 – Сеть Алматинского прогностического полигона (АПП) Казахстана:

1 – Алма-Арасан, 2 – Нижняя-Каменка, 3 – Тау-Тургень, 4 – Курам, 5 – Мерке

1. Закономерные связи

так, о закономерно обусловленных и статистических связях между источниками ТМВ и неоднородностями земной коры, а именно, между структурно-тектоническими, литолого-петрографическими и водно-механическими свойствами опубликовано в работах [8–10]. Например, максимальные концентрации гелия зафиксированы в ТМВ из источников Алтын-Арашан и скважин Аксу (Теплоключенка), циркулирующих в интрузиях восточной части Тескейского массива, а также Барбулак, выводящей из карбоновых образований в центральной части бассейна, тогда как таковые в аналогичных условиях Чуйского региона составляют лишь первые сотни долей об. % (Аламедин, Иссyk-Ата). Эти сведения позволили допустить о латеральной циркуляции по глубинным разломам Северного Тянь-Шаня газо-водной смеси, внедряющейся из высоких геотермических полей, где сосредоточены эпицентры сильных подземных толчков, особенно, Сары-Камышского (1970) Джаланаш-Тюпского (1978) и Суусамырского (1992) землетрясений.

2. Случайные сигналы на основе фрактального анализа

Подготовка временных рядов для расчета коэффициентов непрерывного вейвлет-преобразования произведена в среде Matlab с использованием Wavelet Toolbox. При этом низкочастотный тренд удален нелинейной пороговой фильтрацией, а по модулю PyWavelets на основе дискретного вейвлет-преобразования строятся высокочастотные вариации, после чего рассчитываются интегральный параметр D (matplotlib, numpy).

Необходимо добавить, что нелинейная пороговая фильтрация основана на комплексировании дискретного вейвлет-преобразования (ДВП) с вейвлетом Добеши 6-го порядка и универсального порога Донохо-Джонстона, с «мягким» вычитанием порога (soft thresholding), этим самым повышается достоверность исследований на 2–3 порядка.

Из временных рядов исключение неинформативных составляющих, связанных с пунктом мониторинга, сезонностью и синоптическими процессами, выполнено с помощью непрерывного вейвлет-преобразования. Полученные высокочастотные вариации проанализированы на предмет аномалии, наличие которой после объединения образует последовательность значений интегрального параметра, отдельно рассчитываемого как сумма параметра во временных рядах, нормированного на свои максимальные значения.



На рисунке 2 представлены вариации pH, температуры T °C и содержания CO₂, HCO₃, Ca, Cl, Mg, полученные после удаления тренда и периодической составляющей. По горизонтали нанесены среднее значение (равное 0), среднеквадратичное отклонение (СКО) и уровень 2СКО. Поскольку амплитуды колебаний, превышающие 2СКО, считаются аномальными, то они анализированы в связи с сейсмической активизацией.

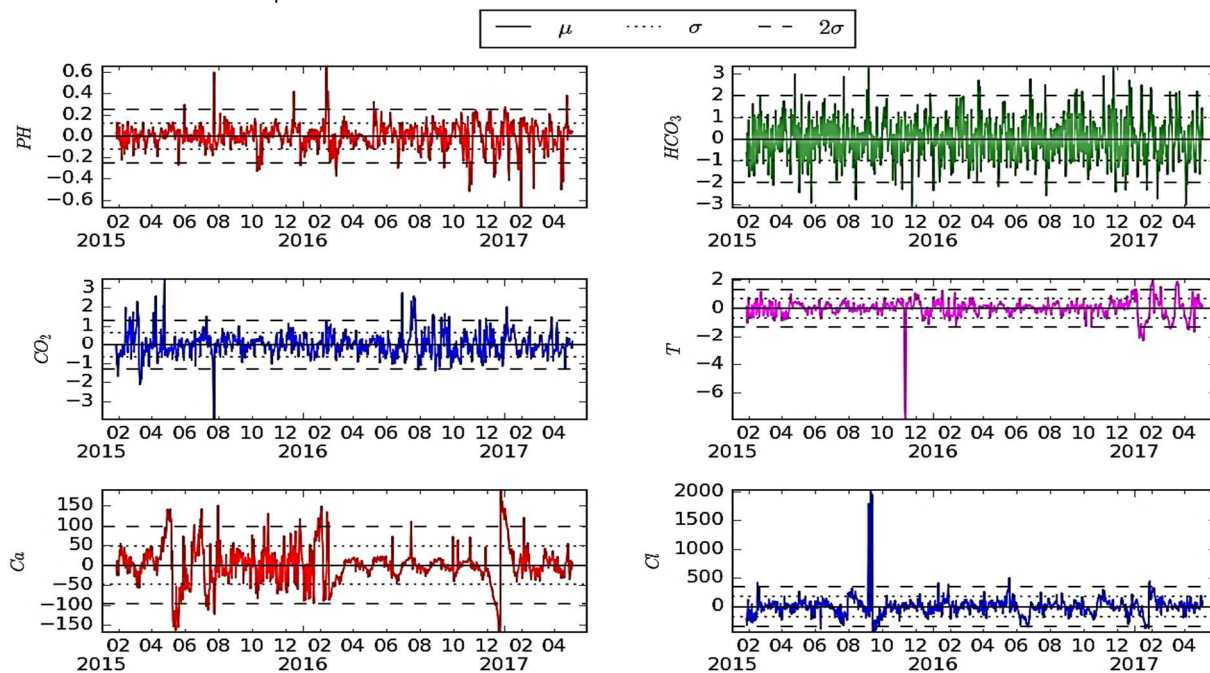


Рисунок 2 – Вариации физико-химических параметров проб воды после устранения тренда и периодических составляющих (сплошная линия – среднее значение, пунктирная – СКО и штриховка – 2СКО)

Ниже рассмотрим параметры, устранив тренд и сезонную составляющую (рис. 3), где видно преимущества этого способа обработки временных рядов на фоне полинома высокого порядка и скользящего среднего. Для выделения интегральных аномалий в режиме конкретного параметра D применяется пороговая фильтрация, благодаря чему во временных рядах остаются только те уровни, которые, не выходя за пределы коридора среднеквадратичного отклонения ($\pm 2\delta$), будут отражать процессы их взаимосвязи с проявлениями сейсмичности.

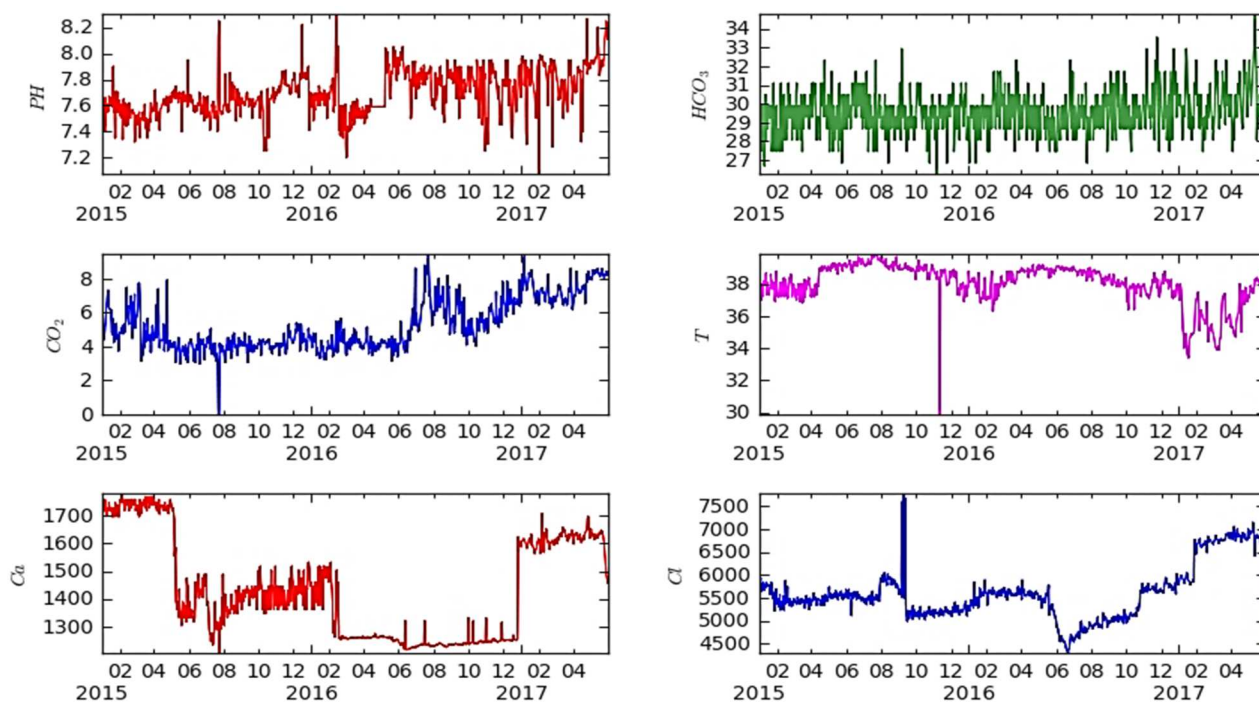


Рисунок 3 – Вариационные кривые показателей скв. 6 ТМВ «Джети-Огуз»



Как сказано выше, количественные уровни параметров, не укладывающиеся в пределы 2СКО, считаются аномальными, а отклонения в любые стороны – это отсутствие закономерных «помех», т.е. переход к условиям преобладания внутри земных напряжений, т.е. приближение процессов подготовки и реализации сейсмической активизации. На рисунке 4 представлены абсолютные значения коэффициентов непрерывного вейвлет-преобразования (НПВ), где анализирующим принят вейвлет Морле, который, внося минимальный краевой эффект, полностью фиксирует как низкочастотные, так и высокочастотные компоненты сигнала. Для этого по горизонтали отложены среднее значение, условно принятое как 0, среднеквадратичное отклонение (СКО) и выход на два порядка за рамки доверительного уровня (2СКО).

Для достижения отчетливых границ колебаний устанавливаются корреляционные связи между набором определяемых параметров с периодами подготовки и энергетическим классом ($K \geq 10$ землетрясений, а в дальнейшем по каждому параметру проводится объединение с помощью синтетического параметра D , учитывающего суммарный эффект. Так, на участке ТМВ «Джеты-Огуз» две скважины расположены в непосредственной близости, но каждая из них несет различные информации по своей природе формирования и развития, например по глубине циркуляции, геолого-стратиграфической принадлежности водовмещающих пород [7]: из скв. 6 скрытые закономерности по вейвлетограммам состоят из квазистационарных компонентов с периодами 180–200, 120–150 и 70–80 суток, устраняемыми совместно с низкочастотным трендом. Так, об этом подтверждают вариации содержания CO_2 , представленные на рисунках 5, 6. Режим CO_2 , как видно из рисунка 5, выглядит следующим образом: в верхней части показаны истинные значения, т.е. до обработки вейвлет-преобразованием, на среднем графике – тренд, тогда как внизу – концентрационные уровни, оставшиеся после удаления тренда и сезонных составляющих.

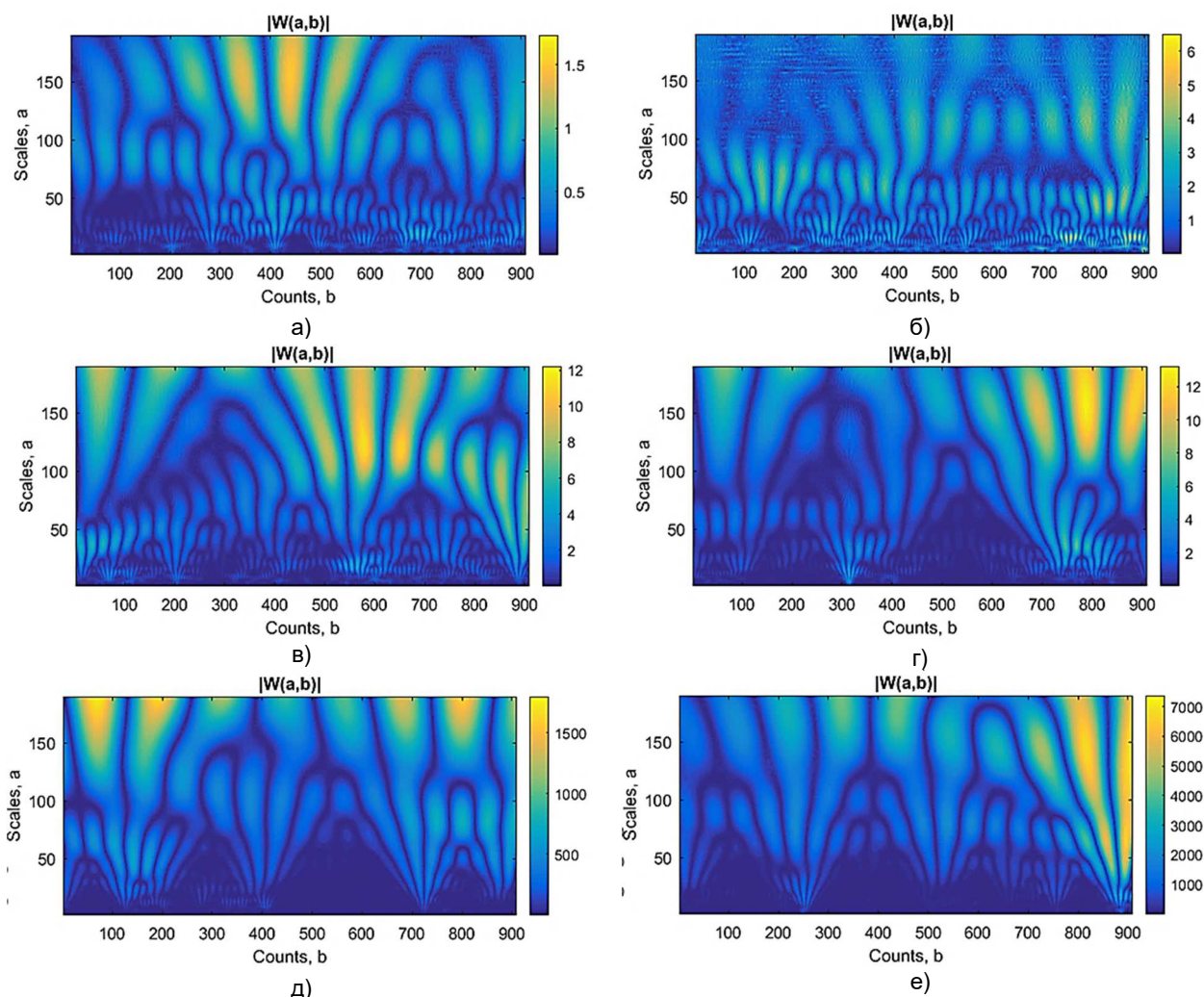


Рисунок 4 – Коэффициенты НПВ (вейвлет Морле) параметров ТМВ «Джеты-Огуз»: по оси абсцисс- время от 01-01-2015 по 31-05-2017, по оси ординат – масштабный коэффициент; а) – PH ; б) HCO_3 ; в) – CO_2 ; г) температура; д) – Ca^{2+} , е) – Cl



Анализируя и сопоставляя эти три вариационные кривые о содержаниях растворенного CO_2 , в его пространственно-временном распределении можно выделить два уровня, в соответствии с которыми в пределах каждого амплитудно-частотные характеристики компонента, четко отделяясь друг от друга, связаны с природой воздействия доминирующих сил- экзогенных факторов или внутри земных напряжений.

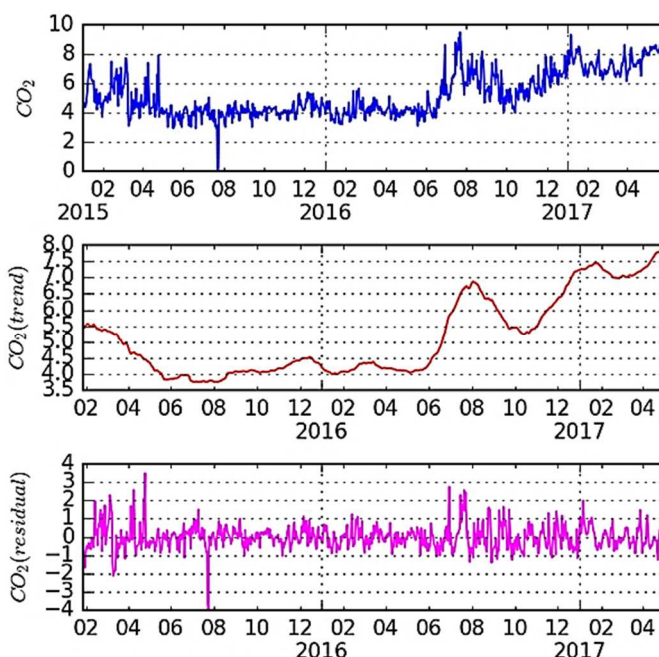


Рисунок 5 – Выделенные вариации по содержанию CO_2 в ТМВ «Джеты-Огуз»: исходные значения (а), низкочастотный тренд (б) и после устранения тренда и периодических составляющих (в)

Иными словами, параметры ТМВ «Джеты-Огуз» после удаления тренда и периодической составляющей, показанные по коэффициентам НГВ (вейвлет Морле), обладают совершенно другими очертаниями: в них отражаются не только траектории вещественного состава разреза, с которого ведется мониторинговое слежение, но и землетрясения с параметрами-механизмами интенсивностью и глубиной очага.

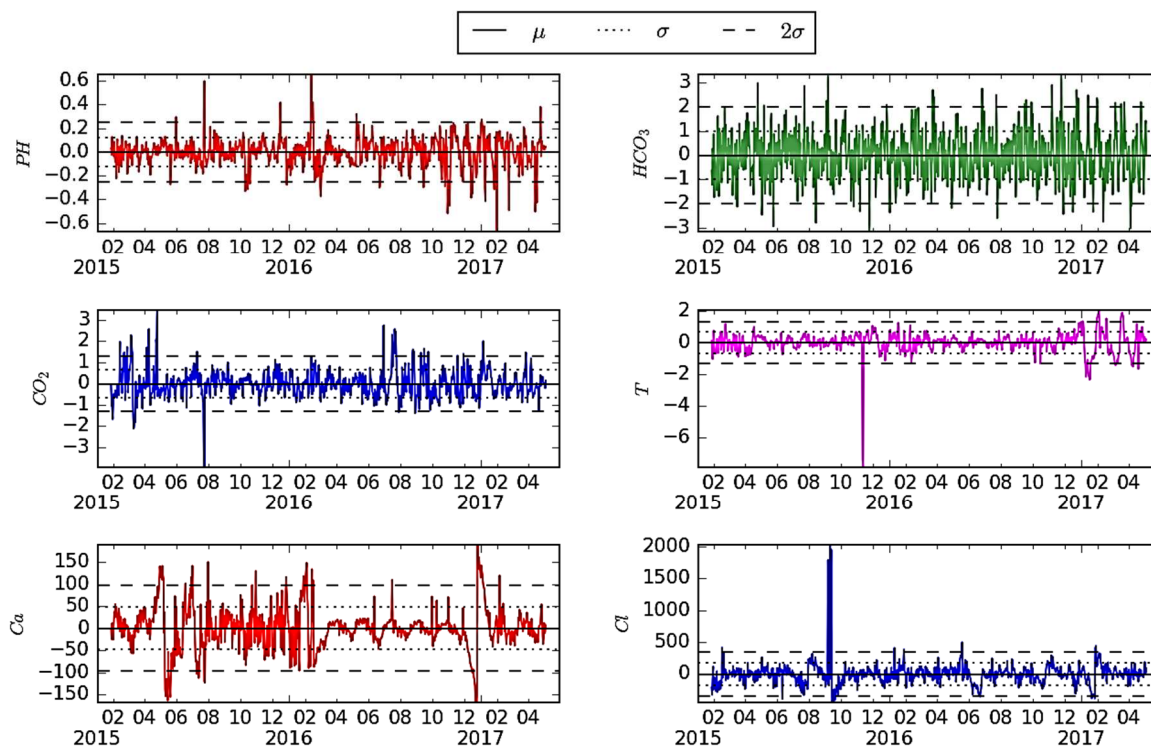


Рисунок 6 – Вариации параметров воды без тренда и периодических составляющих – уровни: сплошная линия – среднее значение, пунктирная – СКО и штриховая – 2СКО



Далее, все исследуемые параметры с учетом аномального уровня отклонения от средних значений, объединены в общий временной ряд (D), состоящий из суммы отдельных временных рядов, нормированных на свои максимальные значения (рис. 7).

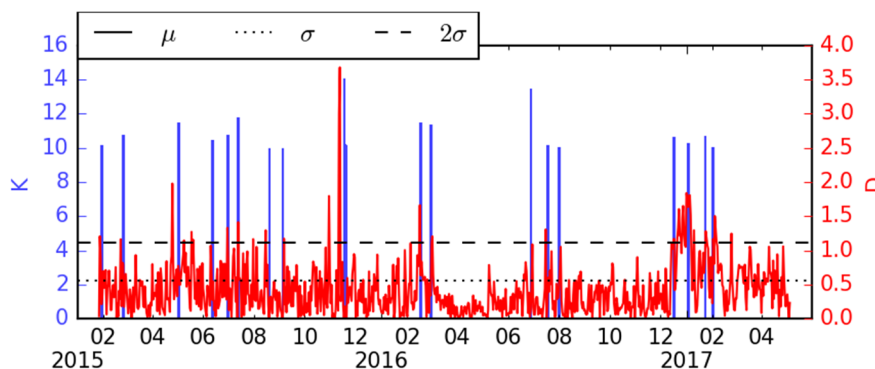


Рисунок 7 – Интегральный вид временных вариаций параметров ТМВ «Джеты-Огуз» без тренда и периодических составляющих: сплошная линия- среднее значение μ , пунктирная – σ (СКО) и штриховая – 2σ . Красный цвет- энергетический класс землетрясений, ближайших (по времени) из каталога ИС НАН КР [11]

Для сопоставления также приведены энергетические классы землетрясений (K), по времени ближайших к аномалиям. Выяснилось, что взаимосвязи между изменениями параметров ТМВ «Джеты-Огуз» с эпицентрами отдельных сейсмических событий имеют общие очертания, расположенных не только в районе наблюдаемых ТМВ, т.е. локально, но и регионально, т.е. на большом расстоянии от них (рис. 8 а, б).

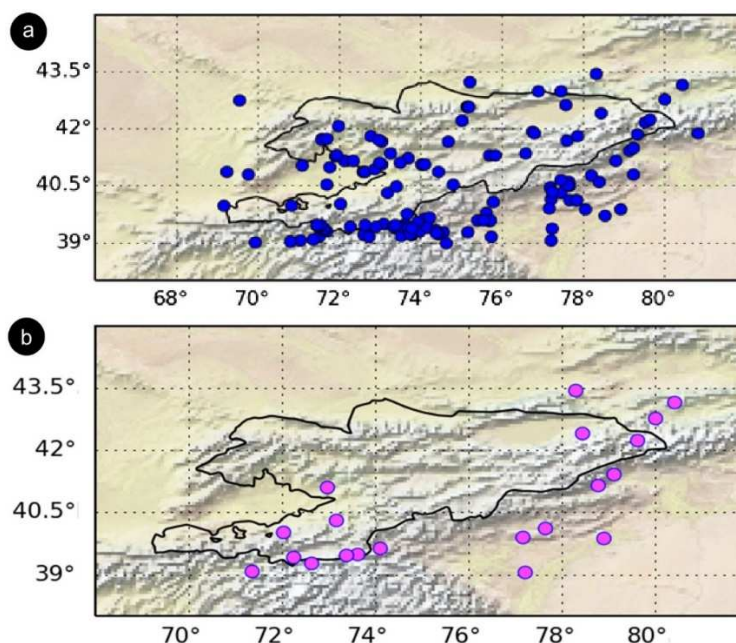


Рисунок 8 – Сейсмическая активность за 01.01 2015- 31.05. 2017 г. по; распределение эпицентров:
а – эпицентры землетрясений за рассматриваемый период;
б – землетрясения, ближайшие по времени после аномалий в ТМВ (D)

Сопоставление пространственного распределения эпицентров всех сейсмических событий, произошедших за рассматриваемый период (рис. 8а), с землетрясениями, выделенными на основе интегрированного эффекта аномалий параметров ТМВ «Джеты-Огуз» (рис.8б), допускает, что здесь имеет место роль не только локальных, но и региональных событий. Дело в том, что очевидна корреляция аномалий изучаемых данных с сейсмическими событиями, эпицентры которых сгруппированы вдоль южной границы Кыргызстана, где простирается Гиссаро-Кокшаальская зона, западная часть которой (Дарваз-Каракульская) тянется вдоль сочленения Памира и Тянь-Шаня. Положительные результаты этого подхода получены и по динамике распределения температуры атмосферы над эпицентрами землетрясений [6] и временных рядов в среде со сложной геофизической природой [7].



Выводы

Таким образом, пространственно-временная динамика вариаций параметров ТМВ, по видимому, находится во взаимосвязи с особенностями геологического строения и деформационного состояния структур. В пространственно-временном выражении об этом свидетельствуют три вариационные кривые растворенного CO_2 , на которых выделяются два уровня, в пределах каждого из них амплитудно-частотные характеристики компонента, четко отделяясь друг от друга, демонстрируют воздействие экзогенных и внутри земных напряжений.

Литература

1. Кендирбаева Дж.Ж., Гребенникова В.В. Основные результаты гидрогеологических исследований для прогноза сильных землетрясений в Северном Тянь-Шане // Вестник Института сейсмологии НАН КР. – Бишкек, 2013. – С. 37–43.
2. Кендирбаева Дж.Ж. Современная геохимическая обстановка термальных вод Кыргызского Тянь-Шаня как основа развития динамических процессов земной коры / Мат-лы конференции: Проблемы геодинамики и геоэкологии внутриконтинентальных орогенов. – Бишкек, 2014. – С. 251–254.
3. Кендирбаева Дж.Ж. Основные принципы регионального анализа гидрогеологической системы Кыргызстана как источника информации прогноза землетрясений // Вестник Института сейсмологии НАН КР. – 2014. – № 2. – С. 65–69. – URL : kis@mail.elcat.kg
4. Кендирбаева Дж.Ж. Пространственно-временное взаимодействие в системе «сейсмичность-термальные воды-солнечная неоднородность» на территории Кыргызстана // Вестник КРАУНЦ физико-математических науки. – 2019. – Т. 29. – № 4. – С. 114–124.
5. Сычев В.Н., Долгополов Б.К., Имашев С.А. Методика мультифрактального анализа сейсмического шума // Геосистемы переходных зон. – 2017. – № 2 (2). – С. 62–68.
6. Свердлик Л.Г., Имашев С.А. Аномалии температуры атмосферы в периоды сейсмической активности // Журнал Сибирского федерального университета. – 2017. – Серия: Техника и технологии. – Т. 10. – № 6. – С. 783–793.
7. Кендирбаева Дж.Ж., Гребенникова В.В. О взаимосвязи геохимических условий и гидрогеотермической обстановки Кыргызского Тянь-Шаня / Мат-лы конф.: Глубинное строение, геодинамика, тепловое поле, интерпретация геофизических полей.
8. Кендирбаева Дж.Ж. К дискретности гидрогеологических условий и разрывно-блоковой делимости Кыргызского Тянь-Шаня / Мат-лы конф. Глубинное строение, тепловое поле земли, интерпретация геофизических полей. – Екатеринбург, 2017. – С. 206–210.
9. Кендирбаева Дж.Ж. Результаты и перспективы сейсмогидрогеологического мониторинга на территории Северного Тянь-Шаня / Мат-лы конф.: Проблемы геодинамики и геоэкологии внутриконтинентальных орогенов. – Бишкек, 2018. – С. 159–165.
10. Каталог землетрясений Института сейсмологии НАН КР.
11. Имашев С.А., Кендирбаева Дж.Ж., Свердлик Л.Г. Алгоритмы и технологии программного обеспечения «GeoChemistry» для выявления гидрогеохимических эффектов // Вестник Кыргызско-Российского (Славянского) университета. – Бишкек, 2018. – Т. 18. – № 4. – С. 164–169.

References

1. Kendirbaeva J.J., Grebennikova V.V. Basic results of hydrogeological investigations for forecast of the strong earthquakes in Northern Tien Shan // Vestnik of Institute of Seismology NAS KR. – Bishkek, 2013. – P. 37–43.
2. Kendirbaeva J.J. Modern geochemical situation of the Kyrgyz Tien Shan thermal waters as a basis for the development of dynamic processes of the Earth's crust / Conference materials: Problems of geodynamics and geo-ecology of intracontinental orogens. – Bishkek, 2014. – P. 251–254.
3. Kendirbaeva D.Zh. Main principles of regional analysis of hydrogeological system of Kyr-Gyzstan as a source of information for earthquake prediction // Bulletin of the Institute of Seismology NAS KR. – 2014. – № 2. – P. 65–69. – URL : kis@mail.elcat.kg
4. Kendirbaeva J.J. Spatial-temporal interaction in the system «seismicity-thermal water- solar heterogeneity» on the territory of Kyrgyzstan // Vestnik KRAUNCH of physical and mathematical sciences. – 2019. – Vol. 29. – № 4. – P. 114–124.
5. Sychev V.N., Dolgoplov B.K., Imashev S.A. Multifractal analysis technique of the seismic shuma // Geo-systems of the transition zones. – 2017. – № 2 (2). – P. 62–68.
6. Sverdlik L.G., Imashev S.A. Anomalies of the atmosphere temperature during the seismic activity periods // Journal of Siberian Federal University. – 2017. – Series: Technique and technologies. – Vol. 10. – № 6. – P. 783–793.
7. Kendirbaeva D.J., Grebennikova V.V. About interrelation of the geochemical conditions and hydrogeothermal situation in the Kyrgyz Tien Shan / materials conf.: Deep structure, geodynamics, thermal field, interpretation of the geophysical fields.
8. Kendirbaeva D.J. To discrete hydrogeological conditions and break-block separability of the Kyrgyz Tien-Shan / materials conf. Deep structure, thermal field, interpretation of geophysical fields. – Ekaterinburg, 2017. – P. 206–210.
9. Kendirbaeva, D.J. Results and prospects of the seismohydrogeological monitoring on the territory of the Northern Tien Shan / materials conf.: Problems of geodynamics and geoecology of the intra-continental orogens. – Bishkek, 2018. – P. 159–165.
10. Earthquake Catalogue of the Institute of Seismology NAS KR.
11. Imashev S.A., Kendirbaeva D.J., Sverdlik, L.G. Algorithms and technologies of software «GeoChemistry» for revealing of the hydrogeochemical effects // Vestnik of Kyrgyz-Russian (Slavonic) University. – Bishkek, 2018. – Vol. 18. – № 4. – P. 164–169.



УДК: 553.98; 550.812

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА ЮГА РЕСПУБЛИКИ КАЛМЫКИЯ НА ОСНОВЕ НОВЕЙШИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ



PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF PALEOZOIC DEPOSIT ON THE SOUTH OF THE REPUBLIC OF KALMYKIA BASED ON THE LATEST GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA

Куранов Юрий Вячеславович

ведущий специалист
Управления геологических исследований
по зарубежным проектам,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
yvkuranov@yandex.ru

Kuranov Yury Vyacheslavovich

Leading specialist
of the Exploration Department,
«Lukoil-Engineering» LTD
yvkuranov@yandex.ru

Аннотация. Нефтегазодобывающая промышленность Республики Калмыкия базируется на месторождениях, открытых, преимущественно, в мезозойских отложениях. Несмотря на то, что их ресурсный потенциал еще не выработан, уже в настоящее время актуальна проблема поиска новых идей в геологоразведке. В этом контексте одним из возможных направлений поисков новых залежей углеводородов могут стать палеозойские отложения юга Калмыкии.

Annotation. The oil and gas industry of the Republic of Kalmykia is based on deposits discovered mainly in Mesozoic deposits. Despite the fact that their resource potential has not yet been developed, the problem of searching for new ideas of exploration is urgent. In this context, Paleozoic deposits of the South of Kalmykia may become one of the possible directions for searching for new hydrocarbon deposits.

Ключевые слова: Республика Калмыкия, перспективы нефтегазоносности, геолого-геофизические данные, геологоразведочные работы, палеозойские отложения.

Keywords: Republic of Kalmykia, prospects of exploration works, geological and geophysical data, exploration works, Paleozoic deposits.

В настоящее время нефтегазодобывающая промышленность Калмыкии базируется на месторождениях, локализованных в южной части Республики на территориях вала Карпинского и зоны Манычских прогибов (ЗМП). Данные месторождения, преимущественно, приурочены к мезозойским отложениям, открыты более 50 лет назад и находятся на завершающих этапах разработки. Несмотря на то, что ресурсный потенциал мезозойских отложений юга Калмыкии пока не вовлечен полностью в освоение [1–2], значимого увеличения ресурсной базы углеводородов (УВ) на юге Калмыкии можно добиться только за счет расширения традиционного стратиграфического диапазона геологоразведочных работ (ГРП). В этих целях, в качестве нового направления ГРП предлагается палеозойский комплекс отложений, отложения которого находятся в Предкавказье на глубинах доступных для современного бурения (2–7 км).

Палеозойский комплекс Предкавказья характеризуется крайне неравномерной геофизической изученностью. Наименьшей изученностью характеризуется палеозойский комплекс калмыцкой части вала Карпинского и ЗМП (рис.1).

На территории юга Калмыкии палеозойские отложения вскрыты относительно небольшим количеством скважин. При этом, в основном, вскрывалась лишь кровельная часть палеозойской толщи, представленная на рассматриваемых территориях породами каменноугольного возраста. На прилегающей калмыцкой акватории Каспийского моря палеозойские отложения бурением пока не изучены ни в одной скважине [4]. В виду достаточного геофизического обоснования поисковые работы на палеозойский комплекс были прекращены в Калмыкии в 90-ые годы 20 века. Но на сопредельных территориях Дагестана и остальных территориях Предкавказья, палеозойские отложения исследованы более значительными объемами геофизических и буровых работ.

Вопросами геологического строения палеозойского комплексов Предкавказья в разные годы занимались различные производственные и научно-исследовательские организации («Грознефтегеофизика», «Ставропольнефтегеофизика», МГУ, ИГиРГИ и др.), а также такие исследователи как М.Ф. Мирчинк, М.С. Бурштар, А.Я. Дубинский, А.И. Летавин, А.А. Белов, М.Н. Смирнова, Б.Г. Сократов, Р.В. Володарский, Я.П. Маловицкий, Д.А. Мирзоев, Ф.Г. Шарафутдинов, В.Э. Бембеев, О.Г. Бражников, А.А. Колодин, М.С. Бурштар, Н.А. Крылов, Ю.Н. Швембергер, Б.П. Назаревич, Л.М. Савельева, и др.

Согласно наиболее распространенным представлениям, палеозойский комплекс Предкавказья формирует верхнюю часть фундамента Скифско-Туранской (Предкавказской) эпигерцинской платформы.



В этой связи, существует ряд порой взаимоисключающих друг друга точек зрения на перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений региона. Также остаются неразрешенными вопросы геотектонической принадлежности региона, геологической модели зоны сочленения разновозрастных Русской и Скифской плит, истории геологического развития региона, стратиграфического расчленения разреза, возраста фундамента, степени преобразования пород палеозойского комплекса Предкавказья.



Рисунок 1 – Фрагмент схемы тектонического районирования Северного Кавказа [3]

В качестве основных доводов отсутствия существенных перспектив у ГРП на палеозойский комплекс региона исследователями, как правило, приводятся:

- предполагаемая высокая степень преобразованности пород девонского, каменноугольного и раннепермского возраста;
- широкое развитие пликативных и дизъюнктивных разрывных нарушений; значительное распространение интрузий;
- достижение органическим веществом градаций апокатагенеза и полная реализация органическим веществом нефтегазогенерационного потенциала;
- отсутствие на временных разрезах, полученных сейсморазведочными работами МОГТ, перспективных объектов [4–7].

Перечисленные свойства палеозойских пород Предкавказья действительно имеют место, но в тоже время, установлены и прямые признаки нефтегазоносности отложений палеозойского комплекса региона. Самые значимые из них приурочены к территориям Восточного Предкавказья, и тем его районам, где также установлена нефтегазоносность мезозойских отложений осадочного чехла. Многочисленные нефтегазопоявления получены из пород девона, карбона и перми следующих площадей региона: Александровская, Армавирская, Бижгонская, Восточно-Джалгинская, Гаруновская, Дорбунская, Кунаковская, Маньчская Урупская, Шаханская, и др. В Равнинном Дагестане открыто Юбилейное нефтяное месторождение, на котором отложения палеозойского и переходного комплексов образуют единый коллектор.

Прямые признаками УВ получены также и в скважинах калмыцкой части вала Карпинского и ЗМП. В скважине 5-Олейниковская Промышленного блока вала Карпинского в ходе испытания из палеозойского интервала разреза (~2260 м) получен аварийный выброс газа, перешедший в мощный газо-водяной фонтан. Газопоявления также отмечались в скважинах 1-Красный Худукская, 1-Таук-Унурская, 1-Бурульская. В пределах калмыцкой части ЗМП получены прямые признаки в районе ее северного борта (скв. 2-Чограйская, 1-Хомутниковская, 1-Андратинская).



Данные сейсморазведочных работ последних лет меняют сложившиеся представления о палеозойском комплексе вала Карпинского как о монолитной толще на всем его протяжении. По материалам работ Грозненской, Волгоградской, Астраханской, Тверской, Ставропольской и Краснодарской геофизических экспедиций подтверждено наличие нескольких отражающих горизонтов внутри палеозойской толщи региона. Подобные сейсмогеологические особенности палеозойского разреза установлены и в пределах калмыцкой части зоны Манычских прогибов (рис. 2). Данные отражения могут быть связаны как с изменением степени дислоцированности пород, так и с появлением в разрезе пластов, резко отличающихся по плотностным свойствам от вмещающих пород.

Данными поисково-разведочного бурения подтверждено существование деформаций (трещиноватость породы; наличие зон дробления, представленных брекчиями; двойники кальцита в керне) в различных частях вала Карпинского. В последние годы также получены данные о наличии зон дробления в осадочных формациях и в морской части вала. Исследования керн палеозойских отложений вала Карпинского опровергли представления об их нулевых ФЕС, подтвердив наличие в терригенной палеозойской толще коллекторов порово-трещинного типа [8].

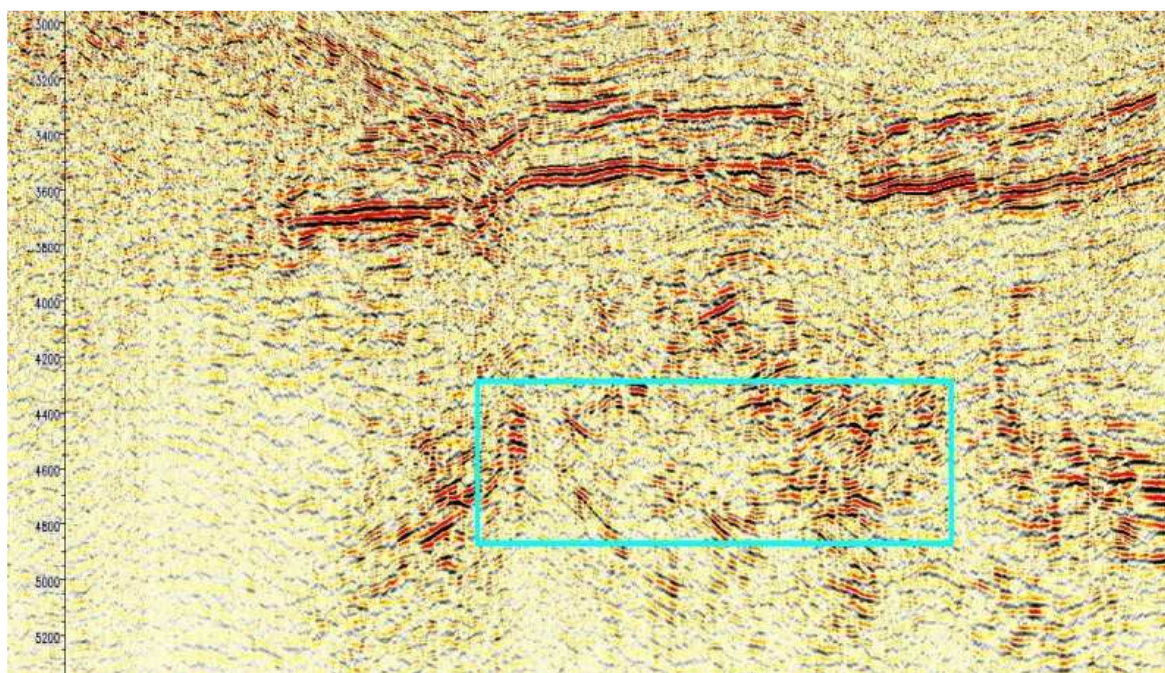


Рисунок 2 – Пример сейсмогеологических особенностей палеозойского разреза зоны Манычских прогибов. Фрагмент регионального профиля 02011IR (граница Республики Калмыкия и Республики Дагестан)

Общепризнанно, что на территории Восточного Предкавказья палеозойские отложения характеризуются высокой степенью термической зрелости. В пределах Калмыкии она увеличивается от северного борта вала Карпинского к ЗМП. В этом контексте интереса заслуживают комплексные геохимические исследования РОВ керн пермо-триасовых и палеозойских пород, выполненные по 29 площадям Прикумской системы поднятий и зоны Манычских прогибов (Б.А. Соколов, А.И. Конюхов, Н.Ш. Яндарбиев). Исследованиями установлено, что в интервалах разреза палеозойских отложений, в которых выделены нефтематеринские свиты, степень термической зрелости большинства битумоидов (по стерановым и гопановым коэффициентам), соответствует градациям «нефтяного окна» (МК₁–МК₃). Стадия преобразования вмещающих палеозойских пород – позднекатагенетическая (МК₃–МК₅). В образцах скважин Батырской и Урожайненской площадей зафиксированы еще более низкие градации категенеза (МК₂–МК₃) [9]. По данным Б.А. Соколова и др. возраст исходных нефтематеринских пород для большинства нефтей в мезозойских отложениях определен как позднепалеозойский. Подобные эффекты торможения генерации жидких УВ отмечались в работах Д. Ханта, М.И. Лоджевской, А.А. Петрова, А.Н. Резникова и др. Они заключаются в сохранении термической стабильности УВ в условиях закрытых систем с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) [10]. Геохимическими исследованиями ВНИГНИ [11] для многих мезозойских нефтей Восточного Предкавказья зафиксирован более древний (в основном, позднепалеозойский возраст). На основе палинологических исследований мезозойских нефтей вала Карпинского (Калмыкия) и всего Предкавказья, выполненных Л.Ф. Сивцовой, К.Р. Чепиковым и др. установлена высокая вероятность существования в регионе палеозойских источников генерации УВ.

С учетом приведенных выше данных, территория Восточного Предкавказья по степени категенетического преобразования ОБ и вмещающих палеозойских отложений неоднородна. В одних зонах



региона палеозойские породы, как отмечалось в более ранних исследованиях, утратили свои продуцирующие свойства [5–7]. Но в других зонах палеозойские комплексы еще не полностью реализовали свой нефтегазогенерационный потенциал и процессы образования, преимущественно, газа и конденсата (вследствие высокой степени категенетической преобразованности пород) в них еще могут продолжаться [11].

Учитывая, что вся территория Республики Калмыкии характеризуется незавершенностью этапа регионального изучения, по мнению автора, необходимо продолжение региональных геофизических работ, бурение параметрических скважин на ряде, выявленных на данной стадии изученности перспективных объектов, в т.ч. и в палеозойском комплексе юга Калмыкии. Поиски новых перспективных объектов в палеозойском комплексе вала Карпинского и ЗМП автор предлагает осуществлять по двум направлениям:

1) Структурные и структурно-тектонические объекты внутри палеозойского комплекса в зонах со слабой метаморфизацией пород;

2) Нетрадиционные ловушки УВ, связанные с зонами дезинтеграции (разуплотнений и трещиноватости) в палеозойском комплексе, в том числе и в вулканогенных образованиях [12].

Выполнение ГРП на палеозойский комплекс отложений потребует применение специальных исследований, но апробированных методик на настоящее время не существует. Комплекс должен состоять из геофизических, литолого-фациальных, палеоструктурных, геохимических, гидрогеологических и др. исследований. Получение прямых сведений о зонах трещиноватости возможно посредством аэрокосмических съемок. Более детальные данные о зонах разуплотнения и трещиноватости – с использованием магниторазведочных, гравитаразведочных и электроразведочных работ, газовой термической съемки. Комплекс сейсморазведочных работ должен включать их различные модификации. В настоящее время наиболее эффективно для изучения трещиноватости применение метода СЛБО (сейсмолокция бокового обзора) в комплексе с ВСП (вертикальное сейсмическое зондирование), глубинной сейсморазведкой и сейсморазведочными работами ЗД.

При исследовании палеозойских комплексов юга Калмыкии бурением автор рекомендует учитывать следующие моменты:

1) Необходимо вскрывать палеозойскую толщу на глубину не менее 200–300 метров от ее кровли.

2) Скважины, вскрывающие отложения палеозойского комплекса, должны быть наклонно-направленные со значительным углом наклона ствола скважины для наиболее оптимального пересечения доминирующей системы трещин;

3) Несмотря на сложности бурения с отбором керна в трещиноватых породах, необходим обширный отбор керна для получения информации о литологии и параметрах пласта, выявления возможной пустотности и ее генезиса, проверки нефтегазонасыщенности пород, изучения палеотемпературных характеристик.

Литература

1. Куранов Ю.В. Современная оценка перспектив нефтегазоносности и ресурсной базы Республики Калмыкия на основе новейших геолого-геофизических данных // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2017. – № 1. – С. 101–109.
2. Особенности формирования залежей углеводородов и перспективы нефтегазоносности мезозойского комплекса вала Карпинского и Восточно-Маньчжурского прогиба в Республике Калмыкия / Куранов Ю.В. [и др.] // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2017. – № 2. – С. 128–135.
3. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа / под ред. Крылова Н.А. – М. : Наука, 1987. – 93 с.
4. Тектоника и нефтегазоносность Северо-западного Прикаспия / Быстрова И.В. [и др.] // Вестник ВГУ. Серия: Геология, 2017. – № 3. – С. 93–100.
5. Бочкарев А.В., Бочкарев В.А. Катагенез и прогноз нефтегазоносности недр. – М. : ОАО «ВНИИЭОНГ», 2006. – 324 с.
6. Опыт предлицензионной оценки перспектив нефтегазоносности / Бочкарев А.В. [и др.] // Геология нефти и газа. – 2001. – № 2. – С. 7–12.
7. Катагенез и нефтегазоносность каменноугольных отложений Каракульско-Смушковской зоны поднятий / Бочкарев А.В. [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2000. – № 3. – С. 23–27.
8. Геологическое строение и нефтегазоносность Калмыкии / Капустин И.Н. [и др.]. – Элиста, 1986. – 156 с.
9. Новые данные по геохимии нефтей и РОВ отложений переходного комплекса и палеозойского складчатого основания Восточного Предкавказья / Соколов Б.А. [и др.] // К созданию общей теории нефтегазоносности недр. – М. : ГЕОС, 2002. – Кн. 2. – С. 206–208.
10. Богдавленский В.И. Нефтегазовый потенциал палеозойского комплекса кряжа Карпинского : Геология, ресурсы, перспективы освоения нефтегазовых недр Прикаспийской впадины и Каспийского региона / Международная научно-техническая конференция «Прикаспий-2007». – М. : МАКС Пресс, 2008. – С. 62–76.
11. Теоретические предпосылки промышленной нефтегазоносности палеозойских комплексов Предкавказья / Тимофеев В.А. [и др.] // Вестник южного научного центра РАН. – 2009. – № 4. – Т. 5. – С. 50–61.
12. Астапова Д.А. Особенности новейшего этапа структурно-тектонического развития Минераловодского поднятия в связи с перспективами его нефтегазоносности : дис. ... канд. геол.-мин. наук. – Ставрополь, 2011.



References

1. 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 / Yu.V. Kuranov [etc.] // *Izvestia vuzov. Severo-Kavkazskii region. Natural science.* – 2017. – № 2. – P. 128–135.
2. Kuranov Yu.V. Modern assessment of the hydrocarbon potential and resource base of Republic of Kalmykia supplemented by the newest geological and geophysical data // *Izvestia vuzov. Severo-Kavkazskii region. Natural science.* – 2017. – № 1. – P. 101–109.
3. Tectonics and oil and gas content of the North Caucasus / ed. Krylov N.A. – M. : Nauka, 1987. – 93 p.
4. Tectonics and oil and gas content of the North-Western Caspian sea / Bystrova I.V. [et al.] // *Vestnik VSU. Series: Geology*, 2017. – № 3. – P. 93–100.
5. Bochkarev A.V., Bochkarev V.A. Catagenesis and forecast of oil and gas resources. – M. : JSC «VNIIOENG», 2006. – 324 p.
6. Experience of pre-licensing assessment of oil and gas potential / Bochkarev A.V. [et al.] // *Geology of oil and gas.* – 2001. – № 2. – P. 7–12.
7. Catagenesis and oil and gas content of coal deposits in the Karakul-Smushkov uplift zone / Bochkarev A.V. [et al.] // *Geology, Geophysics and development of oil fields.* – 2000. – № 3. P. 23–27.
8. Geological structure and oil and gas potential of Kalmykia / Kapustin I.N. [et al.]. – Elista, 1986. – 156 p.
9. New data on the geochemistry of oil and gas deposits of the transition complex and the Paleozoic folded base of the Eastern Caucasus / Sokolov B.A. [et al.] // *To the creation of a general theory of oil and gas content of the subsurface.* – M. : GEOS, 2002. – Vol. 2. – P. 206–208.
10. Bogoyavlensky V.I. Oil and gas potential of the Paleozoic complex of the Karpinsky ridge : Geology, resources, prospects for the development of oil and gas subsurface of the Caspian basin and the Caspian region / international scientific and technical conference «Caspian-2007». – M. : MAKS Press, 2008. – P. 62–76.
11. Theoretical prerequisites for industrial oil and gas potential of Paleozoic complexes of the pre-Caucasus / Timofeev V.A. [et al.] // *Bulletin of the southern scientific center of the Russian Academy of Sciences.* – 2009. – Vol. 5. – № 4. – P. 50–61.
12. Astapova D.A. Features of the latest stage of structural and tectonic development of the mineralovodsk uplift in connection with the prospects of its oil and gas content : dis. Cand. Geol.-min. Sciences. – Stavropol, 2011.



УДК 553.98.061.12/.17

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПЛАСТОВ BS_{12}^2 И BS_{12}^{1-5} ХОЛМОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



PECULIARITIES OF THE GEOLOGICAL PROSPECT OF HARD-TO-RECOVER RESERVES OF THE BS_{12}^2 AND BS_{12}^{1-5} LAYERS OF THE KHOLMOGORSKOYE FIELD

Куренков Владимир Владимирович

аспирант кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
Kurenkov0573.94@mail.ru

Kurenkov Vladimir Vladimirovich

Graduate student of the Department
of Regional and Marine Geology,
Kuban state university
Kurenkov0573.94@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена краткому обзору формирования и осадконакопления трудноизвлекаемых запасов клиноформенного песчаного комплекса пластов BS_{12}^2 и BS_{12}^{1-5} на примере Западно-Сибирского бассейна Холмогорского месторождения, а также даны способы вовлечения запасов в промышленную эксплуатацию.

Annotation. This article is devoted to a brief review of the formation and sedimentation of hard-to-recover reserves of the wedge-shaped sand complex of the BS_{12}^2 and BS_{12}^{1-5} strata using the West Siberian basin of the Kholmogorskoye field as an example, as well as ways to engage the reserves in commercial operation.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, Холмогорское месторождение, структурная ловушка, BS_{12}^{1-5} , BS_{12}^2 .

Keywords: signal in the far field of the group of pneumatic sources, signal in the near field, hydrophone, iterative computational process.

Трудноизвлекаемые запасы Западно-Сибирской плиты представлены во всех нефтегазонасыщенных областях данной территории. Данные ресурсы необходимы нефтяным компаниям-операторам для максимально эффективного использования природных энергетических ресурсов и сохранения природно-ресурсного потенциала в интересах будущих поколений. Следуя этому необходимо реализовать уже научно-исследовательскую деятельность по изучению и расширения ресурсной базы. Они различны по своей мощности, глубине, проницаемости, пористости и ряду других параметров, но есть сходство, которое присуще всей провинции, это его геологическое клиноформное строение. Примером таких ресурсов, заключенных в структурные ловушки (СЛ), можно рассмотреть на Холмогорском месторождении пласты BS_{12}^2 и BS_{12}^{1-5} .

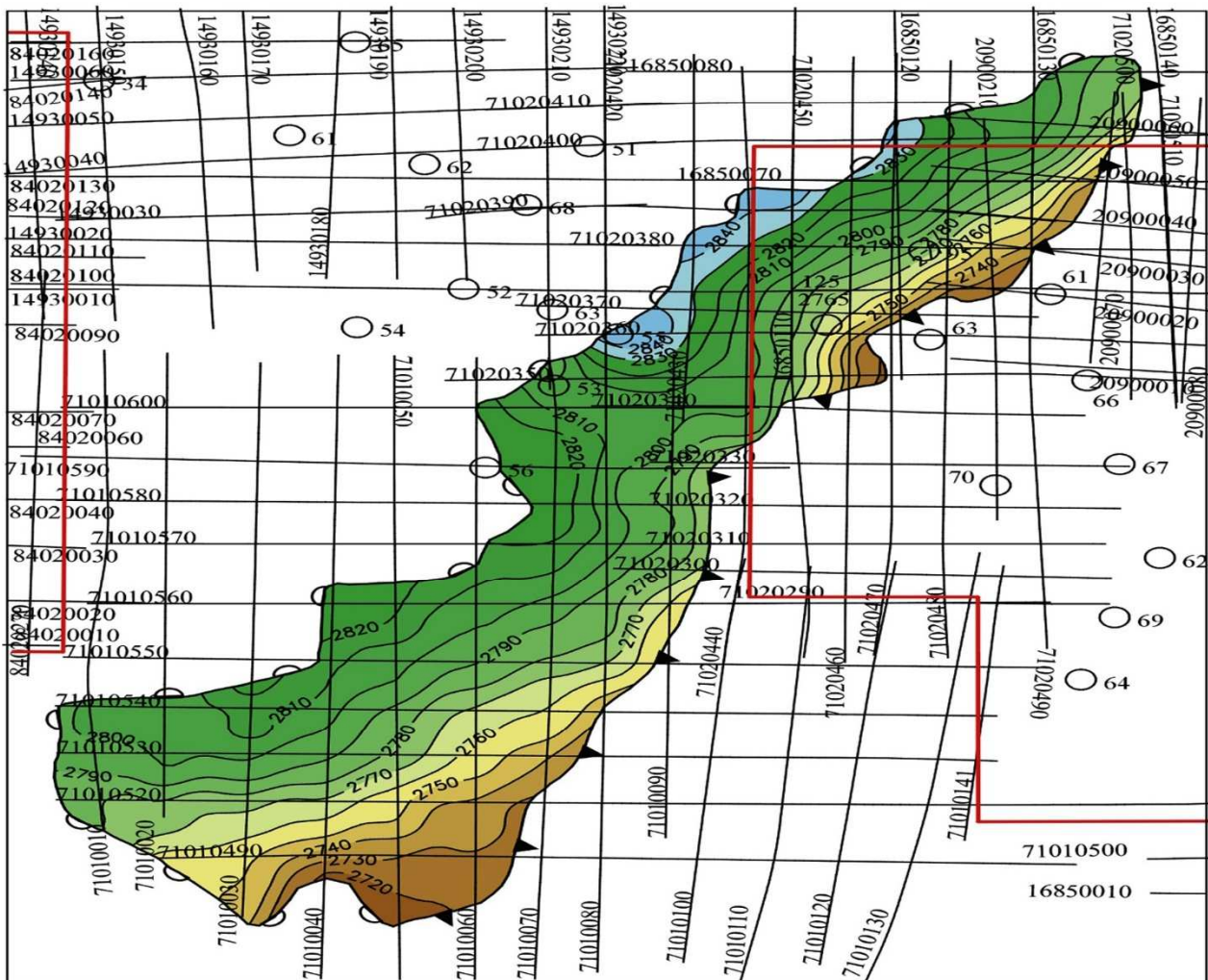
Клиноформный песчано-глинистый комплекс Западной Сибири сформирован в процессе заполнения обширного позднеюрско-раннемелового некомпенсированного бассейна седиментации и представляет крупный трансгрессивно-регрессивный цикл осадконакопления. Каждая клиноформа состоит из ундаформной, клиноформной и фондоформной частей. Ундаформная часть клиноформы сформирована в шельфовых условиях и представлена ритмичным переслаиванием мощных пластов песчаников и пачек глин. Шельф представляет собой аккумулятивную террасу, плавно погружающуюся к центру бассейна. На поверхности террасы во время кратковременной регрессии моря, происшедшей в результате интенсивного привноса терригенного материала, формировался песчаный шельфовый пласт. Глинистый материал в это время выносился за бровку шельфа и наращивал основание террасы. В след за бровкой шельфа в глубь моря наращивался и шельфовый пласт. При последующей смене регрессии моря кратковременной трансгрессией формирование шельфового пласта прекращалось и на террасе отлагались глинистые осадки, образуя глинистую покрывку. Новая регрессия моря давала начало уже новому шельфовому пласту, и весь процесс повторялся, пространственно смещаясь к центру моря [1].

Наиболее полно на площади работ представлен клиноформный цикллит BS_{12} , который разбит на два комплекса BS_{12}^2 и BS_{12}^1 , в которых выделены более мелкие структурно-фильтрационные единицы (СФЕ).

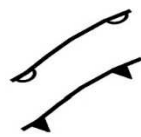
Отражающий горизонт BS_{12}^2 , отождествляемый с одноименной группой пластов достаточно хорошо изучен бурением, фондоформная часть, соответствующая ачимовским отложениям вскрыта 6 скважинами глубокого бурения. По данным интерпретации ГИС общая мощность пласта составляет от 30 до 40 м. Коллектора вскрыты несколькими скважинами, где эффективная нефтенасыщенность варьируется в диапазоне от 4,6 м до 23,3 м. В одной скважине песчаники водоносны, а другим имеет неясный характер насыщения, следует отметить, что этими скважинами вскрыты аномально мощные отложения. Исходя из



выше изложенного на структурной карте по ОГ НБС₁₂₋₂ выделена структурно-литологическая ловушка, ограниченная линией подножия склона и замыкающей изогипсой – 2790 м, структурная ловушка в пределах Отдельного поднятия по замыкающей изогипсе – 2800 м и две СЛ на юге Холмогорского лицензионно-го участка, так же по изогипсе 2800 м (рис. 1) .



Условные обозначения:



Граница прекращения прослеживания ОГ (по типу подошвенного налегания)

Граница “подножия склона”

Рисунок 1 – Структурная карта ОГ НБС₁₂² [2]

По карте амплитуд, рассчитанной по отраженному НБС₁₂² в пределах Холмогорского выступа, можно сделать предположение, что увеличение амплитуд с востока на северо-запад, связано с изменением литологии – пласт в этом направлении глинизируется (в юго-западном направлении эффективная нефтенасыщенность пласта составляет 4,6 м, в скважинах в восточном направлении – нет коллектора), что увеличивает вероятность существования коллекторов в выделенных в некоторых ловушках.

Зона увеличенных амплитуд, вдоль подножия склона, бурением не опоискована. Распределение амплитуд в склоновой части отложений определяет общая мощность пласта – максимальным амплитудам ОГ соответствуют и наибольшие толщины пласта.

В клиноформном комплексе БС₁₂¹ выделено 5 СФЕ. Наиболее молодая по возрасту СФЕ НБС₁₂¹⁻⁵ имеет максимальное распространение на отчетной площади и представлена в полном объеме.

Фондоформная часть клиноформы охарактеризована 5 скважинами глубокого бурения. В результате испытаний в скважине получен приток воды с пленкой нефти, а на скважине в юго-западном направлении Холмогорского выступа притока не получено. Такую перспективную структурно-литологическую ловушку можно рассмотреть на примере волновой картины циклита БС₁₂¹⁻⁵ рисунке 2.

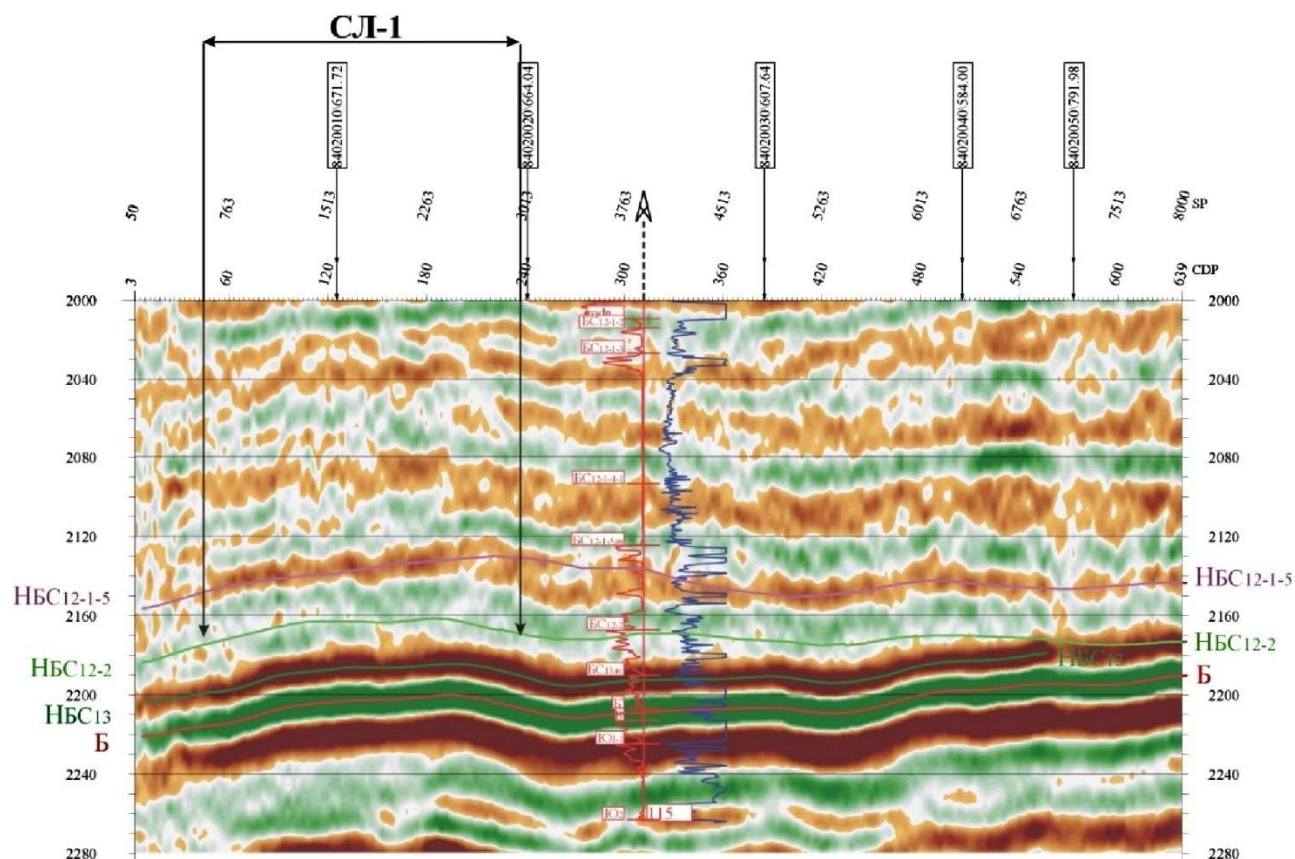


Рисунок 2 – Пример волновой картины циклита БС₁₂¹⁻⁵ [2]

Основываясь на кратком описании формирования и осадконакопления пластов БС₁₂¹⁻⁵ и БС₁₂², относящихся к трудноизвлекаемым запасам Западно-Сибирской провинции, можно сказать, что данные ресурсы вызывают весомый интерес. Данные запасы для компании-оператора будут оценены с низкой налоговой ставкой, что является выгодным для добывающих компаний. Данные запасы могут быть вовлечены в разработку методом зарезки бокового ствола с ориентировкой с основного пласта на нижележащие пласты БС₁₂¹⁻⁵ и БС₁₂², либо углубление скважины через капитальный ремонт скважин.

Литература

1. Корочкина Н.С. Особенности построения сейсмогеологической модели ачимовской толщи Верхнесалымского месторождения // Тезисы докладов «Губкинские чтения». – М. : РГУ им. Губкина, 2016. – С. 60–66.
2. Пересчёт начальных геологических запасов нефти, растворённого газа и сопутствующих компонентов и ТЭО КИН Холмогорского месторождения / рук. С.В. Сидоров, Л.В. Зацарина, исп. А.С. Лебедев. – Ноябрьск, АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», 2015. – С. 234.

References

1. Korochkina N.S. Peculiarities of the Achimov seismic-geological model construction of the Verkhnesalymskoye field thickness // Theses of reports «Gubkin readings». – M. : Gubkin Russian State University, 2016. – P. 60–66.
2. Recalculation of initial geological reserves of oil, dissolved gas and related components and feasibility study of the Kholmogorskoye field. S.V. Sidorov, L.V. Zatsarina, A.S. Lebedev. – Noyabrsk, JSC «Gazprom Neft-Noyabrskneftegaz», 2015. – P. 234.



УДК 550.832

СОЗДАНИЕ ОПОРНОЙ СЕТИ СКВАЖИН ИННК И С/О КАРОТАЖА ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ ХОЛМОГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



CREATING A SUPPORT NETWORK OF INK AND S/O LOGGING WELLS TO REGULATE THE DEVELOPMENT OF THE KHOLMOGORSKOYE FIELD

Куренков Владимир Владимирович

аспирант кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
Kurenkov0573.94@mail.ru

Kurenkov Vladimir Vladimirovich

Graduate student of the Department
of Regional and Marine Geology,
Kuban state university
Kurenkov0573.94@mail.ru

Аннотация. На данный момент существует необходимость у нефтедобывающих компаний подтверждение основных информативных параметров продуктивных пластов. Благодаря данным параметрам подбираются основные зоны и залежи для вовлечения различных видов геолого-технических мероприятий, что говорит о регулировании разработки месторождения в целом. В статье представлена опорная сеть скважин для проведения геофизических исследований ИННК и С/О каротажа на Холмогорском месторождении, которое позволит решать задачи для дальнейшего развития планов по разработке.

Annotation. At the moment, there is a need for oil companies to confirm the main informative parameters of reservoirs. Thanks to these parameters, the main zones and deposits are selected to involve various types of geological and technical measures, which indicates the regulation of the development of the field as a whole. The article presents a reference network of wells for conducting geophysical studies of INNK and C/O logging at the Kholmogorskoye field, which will allow solving problems for the further development of development plans.

Ключевые слова: ИННК, С/О, скважина-кандидат, блок-разработки.

Keywords: INK, S/O, candidate well, block development.

Учитывая основные потребности нефтегазодобывающих компаний-операторов в локализации перспективности ранее упущенных, незатронутых или оставшихся запасов углеводородного сырья на месторождениях, находящихся на завершающей стадии разработки, происходит потребность к применению комплекса геофизических услуг. За десятилетний период в геофизических компаниях интенсивно развивается направление исследований в эксплуатационных (добывающего, нагнетательного или водозаборного) скважинах. С учетом особенностей обустройства нефтегазовых скважин (наличие обсадных колонн, отсутствие зон проникновения, хвостовиков) к технологии исследования этих скважин и, соответственно, комплексу ГИС предъявляются особые требования, обеспечивающие получение достоверной информации о состоянии и изменениях в продуктивных пластах в процессе их эксплуатации.

На данный момент, опыт проведения геофизических исследований показывает, что в настоящее время наиболее эффективным методом по определению текущей нефтенасыщенности, в обсаженном стальными трубами стволе, является метод спектрометрического импульсного нейтронного гамма каротажа (С/О-каротаж). Метод позволяет решать поставленную задачу в широких пределах минерализации пластовых и нагнетаемых вод (свыше 20 г/л) и измерять непосредственно в околоскважинном пространстве содержание углерода и кислорода, а также целый ряд других элементов. таких как кальций, кремний, хлор и др. Последующая интерпретация полученных значений делает возможным в конечном итоге определение коэффициентов текущей насыщенности разрабатываемых залежей. Источником быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ в аппаратуре служит высокочастотный импульсный генератор. Для регистрации наведенного жесткого гамма-излучения на практике обычно применяются сцинтилляционные детекторы, обладающие наряду с высокой эффективностью регистрации жесткого гамма-излучения относительно высоким разрешением. Гамма-излучение, регистрируемое во время генерации нейтронного импульса, состоит из гамма-квантов гамма-излучение неупругого рассеяния (ГИНР), гамма излучение радиоактивного захвата (ГИРЗ) и фонового гамма-излучения наведенной активности (ГИНА), связанного с естественной радиоактивностью горных пород, активацией пород и конструкционных материалов. Энергетические спектры являются индивидуальными характеристиками вещества, подвергаемого нейтронному облучению. Регистрируемое в течение импульса генерации нейтронов гамма-излучение представляет собой сумму ГИНР, ГИРЗ и ГИНА. Через несколько микросекунд после окончания нейтронного импульса, когда ГИНР практически исчезнет, ГИНА становится фоновым уже для спектров ГИРЗ. Фоновую составляющую ГИНА измеряют при выключенном генераторе нейтронов спустя время, достаточное для спада ГИРЗ (2–3 м/сек). «Чистые» спектры ГИНР и ГИРЗ получают путем вычитания соответствующих фоновых из измеренных спектров.



Основными факторами, влияющими на точность определения текущей нефтенасыщенности:

- изменение энергетического разрешения, смещение энергетической шкалы, интегральная нелинейность;
- энергетической шкалы в заданных пределах;
- корректное вычитание фона доли ГИРЗ;
- изменение диаметра скважины, плотности цементного камня, диаметра обсадной колонны;
- минерализации, карбонатности, пористости (в случаях различности литологического состава разреза) [1].

Методы ИННК и С/О каротажа имеют высокую информативность для количественной оценки эффективной пористости, проницаемости, а также включает основной изучаемый параметр как остаточная продуктивность продуктивных коллекторов. Результаты, полученные с использованием данных методов, позволяют оценить всю «картину видения» нашего месторождения. Ведь благодаря полной информативности по нашим объектам разработки, мы можем планировать более качественные и успешно-ориентированные геолого-технические мероприятия (ГТМ).

Любое месторождение, находящееся на завершающей стадии разработки, нуждается в адаптированной модели текущей выработки и нефтегазоносности все объектов разработки, т.е. всех продуктивных пластов. Особенно важным моментом для восстановления пластового давления в целом. Поскольку пластовое давление является основной энергетической силой эффективности разработки залежей углеводородов.

Производя оценку программы исследований методами С/О и ИННК на Холмогорском месторождении, относящимся к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, за весь период разработки было выполнено 88 исследований. За период с 2015 по 2019 год было выполнено 27 исследований, что является недостаточным для определения оценки текущего состояния разработки, выработки запасов нефти, мест её дислокации, корректной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения. Поэтому на Холмогорском целью наиболее полного изучения текущей нефтенасыщенности по разрезу скважин, определения участков локализации остаточных извлекаемых запасов, корректно предлагается провести исследования ИННК и С/О каротажа по 96 скважин.

В основном, все скважины-кандидаты выбраны из бездействующего фонда месторождения, без каких-либо видимых аварий при прошлых годах эксплуатации месторождения. Опорная сетка скважин для исследований равномерно распределена по площади залежей, с отдельными местами уплотнения сетки в приконтурных частях залежи. На данных местах выделены основные и даже наиболее первоочередные кандидаты, поскольку, эти локальные участки введены в разработку относительно недавно и являются приоритетными для наиболее детального исследования. Более подробно опорная сеть представлена на рисунке 1.

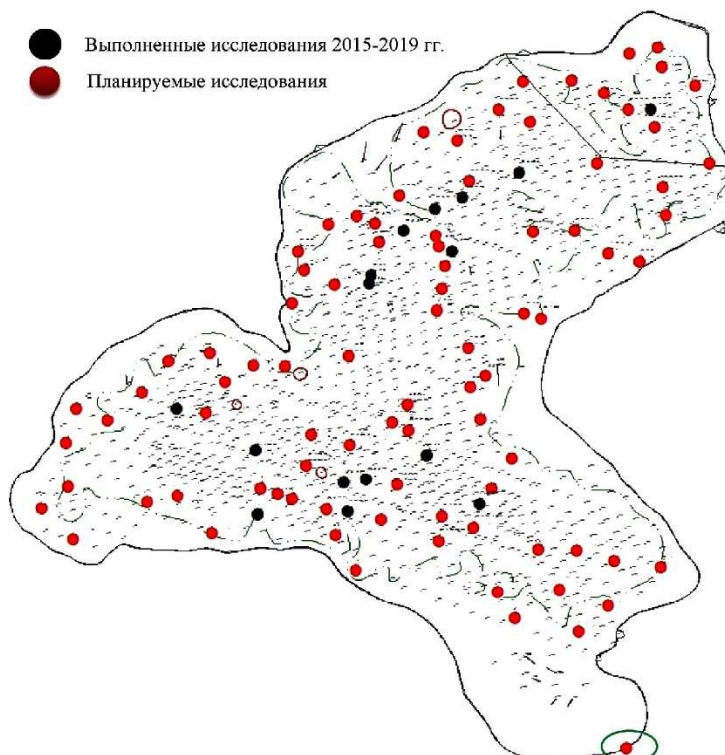


Рисунок 1 – Схема предложения создания опорной сети исследований ИННК и С/О



Проведение исследований по краевой разведочной скважине, расположенной на границе начального водононефтяного контакта в юго-восточной части месторождения, позволит определить или, наоборот, опровергнуть предположение о движении нефти за первоначальный контур нефтеносности по причине повышения пластового давления выше начального в начальные периоды разработки. По каждой скважине-кандидату исследования рекомендуется проводить по породам-коллекторам пластов БС₁₀¹, БС₁₀², БС₁₁¹, БС₁₁², где они совместно вскрыты по стволу скважины. Отметим, что в опорную сеть входят скважины по каждому блоку разработки месторождения в целом.

Оценивая всю предложенную опорную сеть скважинам Холмогорского месторождения методами ИННК и С/О каротажа, можно отметить, что вовлечены все основные особенности кандидатов. А именно, наличие аварий, проходность по стволу скважин (использовались материалы прошлых исследований), работоспособность фонтанной арматуры с устьевыми регулирующими запорными механизмами, отсутствие какой-либо негерметичности насосно-компрессорных труб и эксплуатационных колонн, а также отсутствие гидратов и солеобразований по стволу.

Делая основные выводы, следует отметить, что данная опорная сеть будет располагать основной картиной видения работы всех продуктивных пластов месторождения. Это дает нам общее представление о дальнейших планах и этапах разработки месторождения, вследствие чего можно увидеть в адаптированных моделях месторождения (гидрогеологическая, структурная, остаточных запасов и подвижных запасов). Также на некоторых скважинах пробуренные забои достигают отметок уже в локализации трудноизвлекаемых запасов, что возможно в будущем позволит нам оценить и локализовать уже данные перспективные участки месторождения.

Литература

1. Перелыгин Д.В. Определение текущей нефтенасыщенности методом спектрального импульсного нейтронного гамма-каротажа / Международная конференция «Проблемы геологии и освоения недр»; Секция «Современные технологии разработки нефтяных и газовых месторождений». – 2012. – 159 с.

References

1. Perelygin D.V. Determination of current oil saturation by the method of spectral pulsed gamma-ray neutron logging / International Conference «Problems of Geology and Subsoil Development»; Section «Modern technologies of oil and gas fields development». – 2012. – 159 p.



УДК 550.832

ТЕХНИКА И МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТ НА ЗАПАДНО-КАЗАЧЬЕМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



EQUIPMENT AND METHODS FOR CONDUCTING GEOPHYSICAL EXPLORATION ON THE ZAPADNO-KAZACH'YE GAS FIELD

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior lecturer
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье рассматривается техника и методика проведения промыслово-геофизических работ на Западно-Казачьем газовом месторождении. На основе анализа и обобщения материалов геологоразведочных работ показаны вопросы геологического строения месторождения, анализа объёма и качества промыслово-геофизических исследований для оценки коллекторских свойств и характера насыщения проницаемых интервалов. Приведено описание аппаратуры и оборудования, а также анализа объёма и качества выполненных промыслово-геофизических исследований.

Annotation. The article discusses the technique and methodology of conducting geophysical exploration on the Zapadno-Kazach'ye gas field. Based on the analysis and generalization of exploration materials, the issues of the geological structure of the field, the analysis of the volume and quality of field geophysical studies to assess reservoir properties and the nature of saturation of permeable intervals are shown. A description of the apparatus and equipment, as well as an analysis of the volume and quality of the performed geophysical surveys.

Ключевые слова: техника и методика промыслово-геофизических работ; целевое назначение буровых работ; конструкция скважин; состояние фонда пробуренных скважин; аппаратура и оборудование для проведения исследований; анализ объёма и качества промыслово-геофизических исследований; результаты опробования скважин и методика работ.

Keywords: technique and technique of field-geophysical work; purpose of drilling operations; well construction; stock status of drilled wells; apparatus and equipment for research; analysis of the volume and quality of field geophysical research; well testing results and methodology.

Целевое назначение буровых работ

Для проведения поисково-разведочных работ в пределах Западно-Казачьего газового месторождения геологическим отделом НТЦ ООО «Газпром добыча Краснодар» составлен проектный документ.

Согласно данному документу, поисково-разведочные работы на месторождении предусматривалось провести тремя скважинами, две из которых (№№ 1 и 2) – поисковые, № 3 – разведочная.

Целевым назначением буровых работ на площади являлось:

1) поиск газовых залежей в меотических отложениях на поднятиях I и II;

2) в случае выявления газовых залежей опробование выделенных по ГИС газоносных объектов;

3) разведка залежи газа в северном направлении на поднятии I;

4) определение параметров и коэффициентов, необходимых для подсчёта запасов газа.

Для решения поставленных задач в пределах Западно-Казачьего газового месторождения на поднятиях I и II было пробурено по одной поисковой скважине. По их результатам на поднятиях I и II выявлены залежи газа в отложениях IV горизонта меотического яруса: на поднятии I – промышленная, на поднятии II – непромышленная.

Для разведки открытой залежи газа на поднятии I пробурена разведочная скважина № 3.

Относительно простое геологическое строение и малые размеры выявленных поднятий позволили провести опоскование ловушек в IV горизонте меотического яруса с максимальной эффективностью. Для опоскования таких ловушек принята методика, апробированная при поисках большинства миоценовых залежей в Западно-Кубанском прогибе и Тимашевской ступени. Она заключается в бурении одной поисковой скважины в сводовой части структуры, где ожидается максимальная газонасыщенная толщина объекта.



Конструкция скважин и состояние фонда пробуренных скважин

Поисковое бурение на площади начато и закончено в 2014 году. Пробурено 3 скважины. На опoisкование площади затрачено 1780 м поискового и 875 м разведочного метража.

Во всех пробуренных скважинах, как по проекту, так и фактически, принята и внедрена двухколонная конструкция, не считая шахтного направления.

Шахтные направления диаметром 324 мм спускались на глубину 23,5 м (скважина № 1), 22 м (скважина № 2) и 23 м (скважина № 3). Кондуктор диаметром 245 мм спускался на глубину от 635 м (скважины №№ 1 и 3) до 636 м (скважина № 2) и цементировался до устья. Кондуктор останавливали спуском в приподошвенной части киммерийского яруса для перекрытия неустойчивых сыпучих пород и пластовых вод артезианского бассейна. В скважинах №№ 1 и 3 производился спуск эксплуатационной колонны диаметром 146 мм на глубину от 870 м (скважина № 3) до 890 м (скважина № 1). Высота подъема цемента за колонной достигла 185 м (скважина № 3) – 340 м (скважина № 1) от устья. В скважине № 2 спуск эксплуатационной колонны не производился, так как залежь, вскрытая скважиной, является непромышленной.

Качество цементирования в скважинах №№ 1 и 3 хорошее. По данным АКЦ отмечается жесткое сцепление цемента с колонной, лишь в некоторых местах отмечен скользящий контакт.

Верхняя часть разреза в интервале 0–636 м вскрывалась на растворах плотностью 1,15 г/см³ и вязкостью 33–35 сек. При вскрытии нижней части разреза с целью противодействия на газонасыщенные пласты и во избежание газопроявлений плотность бурового раствора составляла 1,16–1,17 г/см³ при вязкости раствора 32–37 сек.

Осложнений в процессе бурения скважин не отмечено.

Во всех скважинах с целью изучения свойств пород коллекторов меотического яруса и увязки их с данными ГИС проводился отбор кернa колонковым снарядом. Суммарная проходка с отбором кернa составила 53 м или 2 % от общего метража поисково-разведочных скважин. Вынос кернa равен 51,3 м или 96,8 % от проходки с отбором кернa.

Аппаратура, оборудование и анализ объёма и качества выполненных промыслово-геофизических исследований

В ходе промыслово-геофизических исследований на Западно-Казачьем газовом месторождении использовалась следующая геофизическая аппаратура:

Каверномер-профилемер скважинный СКПД-3

Каверномер-профилемер скважинный СКПД-3 предназначен для одновременного измерения значений двух взаимно перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины и их полусуммы (среднего диаметра) в нефтяных и газовых скважинах.

Технические характеристики:

- диапазон измеряемых диаметров – от 100 до 760 мм;
- погрешность измерения – не более 1 %;
- максимальная рабочая температура – 180 °С;
- максимальное рабочее гидростатическое давление – 120 МПа;
- время раскрытия (закрытия) рычагов – не более двух мин;
- усилие прижатия каждого рычага к стенке скважины – от 60 до 200 Н;
- ток питания – 40–60 мА;
- диаметр прибора максимальный – 81 мм;
- длина прибора, не более – 3426 мм;
- масса прибора, не более – 76 кг.

Особенности:

- эксплуатация прибора СКПД-3 при температуре плюс 150 °С не ограничена по времени;
- канал акселерометра позволяет контролировать остановки прибора во время каротажа;
- «быстрая телеметрия» (частота обновления информации 50 Гц).
- хранение в энергонезависимой памяти прибора калибровочных коэффициентов, даты калибровки, заводского номера прибора и другой служебной информации, а также передача их в лабораторию с дополнительной информацией (ток питания прибора, температура внутри прибора и др.), что исключает ошибки оператора при вводе исходной информации.

Прибор скважинный АИК-5 индукционного каротажа

Прибор скважинный АИК-5 индукционного каротажа предназначен для проведения геофизических исследований нефтяных и газовых скважин номинальным диаметром от 145 до 400 мм методом электромагнитного каротажа с одновременной регистрацией активной и реактивной составляющих.

*Технические характеристики:*

- зонд индукционного каротажа – 7И1.6;
- диапазон измерений активной составляющей кажущейся удельной электрической проводимости должен быть от 5 до 300 мСм/м, что соответствует диапазону удельной электрической проводимости горных пород по активной составляющей от 5 до 1000 мСм/м;
- диапазон измерений реактивной составляющей кажущейся удельной электрической проводимости должен быть от 10 до 600 мСм/м, что соответствует диапазону удельной электрической проводимости горных пород по реактивной составляющей от 60 до 2000 мСм/м;
- номинальная рабочая частота генератора скважинного прибора – 160 кГц;
- максимальная рабочая температура – 150 °С;
- максимальное гидростатическое давление – 150 МПа;
- диаметр прибора – 90 мм;
- длина прибора – 3500 мм;
- масса прибора – 60 кг.

Прибор электрического каротажа комплексный КЗ-741

Прибор электрического каротажа комплексный КЗ-741 предназначен для измерения кажущихся удельных электрических сопротивлений пород зондами стандартного каротажа, бокового каротажного зондирования, трёхэлектродного бокового каротажа, удельного электрического сопротивления промывочной жидкости и обеспечения канала связи для передачи потенциалов самопроизвольной поляризации пород в скважинах глубиной до 7000 м.

Технические характеристики:

- диапазон измерений зондами:
 - А0.4М0.1М, N11.0М0.5А – от 0,2 до 1000 Ом·м;
 - А1.0М0.1N, А2.0М0.5N, N0.5М2.0А;
 - А4.0М0.5N, А8.0М10N – от 0,2 до 5000 Ом·м;
 - боковой каротаж – от 0,2 до 10000 Ом·м;
 - резистивиметр – от 0,03 до 10 Ом·м;
- максимальная температура – до 200 °С;
- гидростатическое давление – до 150 МПа.
- питание прибора током 420–500 мА частотой 290–310 Гц при напряжении на головке – 95–105 В;
- диаметр прибора – 73 мм;
- длина с зондом – 21600–22000 мм;
- масса прибора – 85–105 кг;
- средний срок службы – не менее 6 лет.

Инклинометры КИТ и КИТ-А

Инклинометры КИТ и КИТ-А предназначены для определения зенитного угла и азимута искривления необсаженных буровых скважин и рассчитан на работу с каротажным кабелем любого типа длиной до 5000 м.

Технические характеристики:

- диапазон измерений зенитных углов отклонения от вертикали от 0° до 60°;
- диапазон измерения азимута – от 0° до 360°;
- погрешность измерений – не более 0,5°;
- максимальная рабочая температура – 120 °С;
- максимальное гидростатическое давление 60 (100) МПа;
- диаметр прибора – 60 (73) мм;
- длина прибора – 1800 мм;
- масса прибора – 13 (19) кг.

Скважинный прибор СРК

Скважинный прибор СРК предназначен для исследования нефтяных и газовых скважин диаметром более 110 мм методами двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым и надтепловым нейтронам, нейтронного гамма-каротажа и гамма-каротажа и рассчитан на работу с кабелем длиной до 7000 м.

Технические характеристики:

- диапазон измерений мощности экспозиционной дозы гамма-излучения, обеспечиваемый скважинным прибором от $14 \cdot 10^2$ до $18 \cdot 10^2$ А/кг;
- диапазон измерения объёмного влагосодержания – от 1 до 40 %;
- питание скважинного прибора постоянным током силой 95 мА;
- максимальная рабочая температура – 200 °С;
- максимальное гидростатическое давление – 20 МПа;
- диаметр прибора – 90 мм;



- длина прибора – 3140 мм;
- масса прибора – 90 кг.

Одножильный скважинный прихватоопределитель типа «ПО»

Одножильный скважинный прихватоопределитель типа «ПО» служит для определения места прихвата в колоннах бурильных и насосно-компрессорных труб по способу, основанному на свойстве ферромагнитных материалов намагничиваться при деформации намагниченных участков.

Технические характеристики:

- напряжение питания постоянное – 260–280 В;
- активное сопротивление обмотки электромагнита – 900–1100 Ом;
- максимальная рабочая температура – 120 °С;
- максимальное гидростатическое давление – 98 МПа;
- диаметр прибора – 90 мм;
- длина прибора – 460 мм;
- масса прибора – 18 кг.

В ходе выполнения буровых работ на Западно-Казачьем газовом месторождении с целью поиска газовых залежей в мезотических отложениях на поднятиях I и II, а также разведки залежей газа в северном направлении на поднятии I и определению параметров и коэффициентов, необходимых для подсчёта запасов газа, был выполнен комплекс геофизических методов – стандартный каротаж (градиент- и потенциал-зондами), боковое каротажное зондирование, кавернометрия, профилометрия, микрозондирование, боковой микрокаротаж, боковой каротаж, индукционный каротаж, акустический каротаж, гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж, нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, гамма-гамма плотностной каротаж, термометрия, инклинометрия, резистивиметрия, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам.

На Западно-Казачьем газовом месторождении на поднятиях I и II пробурены две поисковые скважины №№ 1 и 2, и одна разведочная скважина № 3, которые вскрыли отложения IV горизонта мезотического яруса, представленные песчаниками и алевролитами слабо- и среднесцементированными.

Эффективная ёмкость коллекторов обусловлена гранулярной пористостью межзернового типа.

Промыслово-геофизические исследования в скважинах проводились с целью получения наиболее полной информации о разрезах скважин на основе типового комплекса, утверждённого для нефтяных и газовых скважин по ООО «Газпром добыча Краснодар». Свойства использованной промысловочной жидкости приведены ниже (табл. 1).

Таблица 1 – Основные физические параметры промысловочной жидкости

Физический параметр	Величина
удельный вес	1,16–1,17 г/см ³
вязкость	32–37 сек
водоотдача	5–6 см ³ за 30 сек

Удельное сопротивление глинистого раствора в условиях проведения каротажа ($T_{пл} = 36–40$ °С):

- скважина № 1 – 2,0 Ом·м;
- скважина № 2 – 2,6 Ом·м;
- скважина № 3 – 2,0 Ом·м.

Рассмотрим комплекс промыслово-геофизических исследований, выполненный в скважинах Западно-Казачьего месторождения:

1. *Стандартный каротаж*
Проводился в интервалах:

№ скважины	Интервал, м
1	14–890
2	13–890
3	16–870

Масштаб визуализации глубин 1:500. Исследования проводились градиент-зондом А2,0М0,5N и потенциал-зондом N11,0М0,5А. Качество материала хорошее.

Масштаб визуализации сопротивлений – 2,5 Ом·м/см, $\rho_{пс}$ – 12,5 мВ/см.

Диаграммы стандартного каротажа использовались для корреляции разрезов скважин и геологических построений.



2. Боковое каротажное зондирование

Исследование проводилось в перспективной части изучаемого разреза. Интервалы исследования:

№ скважины	Интервал, м
1	750–886
2	635–890
3	730–870

Исследования выполнялись пятью последовательными градиент-зондами А0,4М0,1N; А1,0М0,1N; А2,0М0,5N; А4,0М0,5N; А8,0М1,0N и одним обращённым градиент-зондом N0,5M2,0A в масштабе визуализации глубин 1:200.

Масштаб визуализации кривых – 1 Ом·м/см. Качество материалов хорошее.

Данные БКЗ использовались для выделения эффективных толщин, определения удельного сопротивления неизменной части пласта и зоны проникновения раствора для пластов мощностью более 4 м.

3. Кавернометрия и профилеметрия

Выполнены по всему разрезу скважин в масштабе визуализации глубин 1:500, кроме того, кавернометрия в масштабе визуализации глубин 1:200 проведена в интервалах БКЗ. Исследования выполнялись скважинным прибором СКПД-3 со скоростью 1800 м/ч. Масштаб визуализации кривых 20 см/см. Качество материалов хорошее.

Данные кавернометрии использовались для определения диаметра скважин, выделения коллекторов и определения эффективных толщин в комплексе с другими методами.

4. Микрозондирование

Проводилось микроградиент-зондом А0,025М0,025N и микропотенциал-зондом А0,05М в масштабе визуализации глубин 1:200, в интервалах проведения БКЗ, скважинным прибором МК-УЦ. Масштаб визуализации кривых 1 Ом·м/см. Качество материалов хорошее.

Данные микрозондирования использовались для выделения коллекторов, отбивки границ пластов, определения эффективных толщин.

5. Боковой микрокаротаж

Проведён в масштабе визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ, скважинным прибором МК-УЦ, масштаб записи 1 Ом·м/см. Параллельно с регистрацией сопротивления записывалась микрокавернограмма. Масштаб записи 20 см/см. Качество материалов хорошее.

Данные бокового микрокаротажа использовались для детального расчленения разреза, выделения коллекторов, определения эффективных толщин.

6. Боковой каротаж

Выполнен в масштабе визуализации глубин 1:500 по всему разрезу скважин и в масштабе 1:200 в интервалах БКЗ скважинным прибором К-3 со скоростью 2000 м/ч.

Масштаб записи 1 Ом·м/см. Качество материалов хорошее.

Данные БК использовались для детального расчленения вскрытого скважинами разреза, отбивки границ и определения удельного сопротивления неизменной части продуктивных пластов.

7. Индукционный каротаж

Проводился в масштабе визуализации глубин 1:200 в интервале проведения БКЗ скважинным прибором ИК-П, зонд 7И1,4.

Скорость регистрации 1500 м/ч. Масштаб визуализации кривой 1 Ом·м/см. Качество материалов хорошее.

В скважинах №№ 1, 2 и 3 проведён метод высокочастотного индукционного изопараметрического зондирования (ВИКИЗ). Исследования выполнены набором из пяти трёхкатушечных зондов. Масштаб визуализации кривых 2,5 Ом·м/см. Скорость регистрации 600 м/ч. Качество материалов хорошее.

По данным ИК определялось удельное сопротивление пластов.

8. Акустический каротаж

Проводился в масштабе визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ. Регистрация кривых АК осуществлялась скважинной аппаратурой АКВ-1, зондом И₂0,5И₁1,5П. Масштаб записи кривых T_1 и T_2 – 100 мкс/см, ΔT – 50 (мкс/см)/см. Качество материалов хорошее. Из акустических методов в скважинах №№ 1, 2 и 3 также выполнены методы АКШ в открытом стволе и АКШ в режиме АКЦ в колонне.

9. Гамма-каротаж

Проведён по всему разрезу скважины с целью массовых поисков в масштабе визуализации глубин 1:500 и расчленения разреза в масштабе визуализации 1:200 в интервалах БКЗ.

Исследование ГК проводилось скважинным прибором СРК со скоростью регистрации 500 м/ч. Масштаб визуализации кривой 1 (мкР/ч)/см. Качество материала хорошее.

Данные ГК использовались для выделения коллекторов, определения глинистости пластов.



10. Гамма-гамма плотностной каротаж

Проведён в масштабе визуализации глубин 1:200 в интервалах:

№ скважины	Интервал, м
1	750–888
2	635–886
3	730–872

Работы выполнялись скважинными приборами РКК-П и РК-П со скоростью 300-400 м/ч. Масштаб визуализации для кривой ГГКмз – 1500 (имп./мин.)/см и 3000 (имп./мин.)/см для кривой ГГКбз, для кривой плотности – 0,1 г/см³. Качество материалов хорошее.

По данным ГГКп проводилось литологическое расчленение разреза, выделялись уплотнённые участки разреза, определялась пористость коллекторов.

11. Нейтронный гамма-каротаж

Проводился в масштабе визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ скважинным прибором СРК. Скорость регистрации 500 м/ч. Применялся индикатор NaJ40x40 в количестве 1 шт. Масштаб записи 0,1 усл. ед./см. Качество материала хорошее.

Исследования методом НГК проводились в открытом стволе. Данные НГК использовались для качественной интерпретации.

12. Нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

Проводился в масштабе визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ скважинным прибором СРК со скоростью регистрации 400 м/ч. Использовались счётчики СНМ-56 в количестве 2 шт. Масштаб записи кривых – 0,1 усл. ед./см для кривой ННКмз и 0,3 усл. ед./см для кривой ННКбз. Качество материала хорошее.

Исследования выполнялись в открытом стволе.

Данные ННКТ использовались для расчленения разреза и выделения газонасыщенных коллекторов, а также для определения коэффициента пористости коллекторов.

13. Термометрия

Выполнялась в открытом стволе в интервалах проведения БКЗ с целью определения температуры по стволу скважины в масштабе визуализации глубин 1:500.

С целью определения высоты подъёма цементного камня за колонной термометрия проводилась в масштабе визуализации глубин 1:500 в интервалах:

№ скважины	Интервал, м
1	0–865
2	0–600
3	0–854

Замеры термометрии проводились скважинным прибором ТР-7. Масштаб записи кривых 0,5 °С/см. Качество материалов хорошее.

14. Инклинометрия

Проведена с целью измерения угла и азимута искривления скважины. Измерения проводились по всему стволу скважины через 5 и 20 м прибором КИТ. Качество материала хорошее.

15. Резистивиметрия

Проводилась с целью определения удельного сопротивления промывочной жидкости по стволу скважины в масштабе визуализации глубин 1:200 в интервалах БКЗ. Качество материала хорошее. Масштаб визуализации кривой 0,5 Ом·м/см.

Удельное сопротивление бурового раствора, определённое по резистивиметру, уточнялось по данным интерпретации БКЗ.

16. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам

Проводился в обсаженных скважинах в интервалах:

№ скважины	Интервал, м
1	800–870
3	780–850



Исследования проводились для выявления водо- и нефтегазонасыщенных пластов, определения газожидкостных контактов.

Анализ информативности и объёма выполненных промыслово-геофизических исследований показывает, что используемый типовой комплекс ГИС позволяет решать следующие задачи:

- 1) выделение коллекторов и оценка их эффективных толщин;
- 2) определение пористости пластов-коллекторов;
- 3) определение глинистости;
- 4) оценка характера насыщения коллекторов и определение коэффициентов водо- и газонасыщенности.

Результаты опробования скважин и методика работ

Опробование продуктивных коллекторов меотического яруса проводилось в обсаженных эксплуатационными колоннами стволах скважин.

Вскрытие объектов в эксплуатационных колоннах проводилось при наличии в стволе скважин глинистого раствора плотностью 1,16–1,17 г/см³ кумулятивными перфораторами типа ПКС-80. Плотность прострела составляла 10 отверстий на 1 погруженный метр.

Вызов притока осуществлялся путём плавной смены глинистого раствора на воду. При получении притоков УВ в скважинах производилось исследование объектов по методу смены стационарных режимов фильтрации на штуцерах от 1,5 мм до 3 мм. Исследования объектов проводилось с целью определения пластовых давлений и температур, параметров уравнения притока газа к забою скважины, гидропроводности пласта, компонентного состава газа.

В процессе опробования и исследования объектов в скважинах осложнений не отмечено.

Ниже приведены краткие результаты опробования скважин Западно-Казачьего газового месторождения.

Скважина № 1 – поднятие I

В скважине опробован один объект в интервале 826,6–832,8 м. Получен приток газа без признаков пластовой воды. Скважина обрабатывалась прямым и обратным ходом на штуцерах диаметром от 1,5 до 3 мм. Дебиты газа при отработке прямым ходом изменяются от 2,84 тыс. м³/сут ($d_{ум} = 1,5$ мм) до 11,38 тыс. м³/сут ($d_{ум} = 3$ мм). Пластовое давление на середину фильтра равно 84,88 кгс/см², пластовая температура – 36,6 °С.

После проведения опробования и исследования объекта скважина задавлена водой и переведена на глинистый раствор плотностью 1,18 г/см³.

Скважина № 3 – поднятие I

В скважине опробовано 2 объекта при искусственном забое 854 м.

Первый объект перфорирован в интервале 831,8–830,8 м. При опробовании получен приток газа без признаков пластовой воды. Дебит газа на штуцере 3 мм равен 11,53 тыс. м³/сут. Пластовое давление на середину фильтра составило 85,17 кгс/см², а пластовая температура 37,25 °С. В связи с тем, что выше проперфорированного интервала через глинистый раздел залегают пласты-коллекторы без признаков пластовой воды и газонасыщенные по ГИС, принято решение о достреле этих пластов в интервалах 823,6–821,8 м и 821,0–819,4 м без установки изоляционного моста.

При опробовании указанных интервалов получен приток газа дебитом 11,57 тыс. м³/сут. на штуцере диаметром 3 мм. По окончании опробования в скважине проведено исследование объекта.

После проведения опробования и исследования объекта скважина задавлена водой и переведена на глинистый раствор плотностью 1,17 г/см³.

Результатами опробования скважин №№ 1 и 3 установлена промышленная газоносность отложений IV горизонта меотического яруса Западно-Казачьего газового месторождения.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Волошин В.И., Сердцев А.С. Отчёт тематической партии 4/92. Поисковые и детализационные сейсмические исследования ОГТ в пределах Тимашевской ступени на Калининской и Роговской площади. – Краснодар, 1993.
5. Григорьев М.А. Проект поисков и разведки газовых залежей в меотических отложениях на Западно-Казачьей площади Краснодарского края. – Краснодар, 2003.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.



7. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Валеева С.Е. О возможных причинах несовпадения данных бурения и сейсмопостроений // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 30–33.
12. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
14. Дюдьбина А.А., Вахитова Г.Р. Поиск пропущенных продуктивных коллекторов на основе уточнения петрофизической модели // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 67–70.
15. Искендеров М.М. Оценка петрофизических параметров коллекторов с учётом их литологической типизации // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 107–110.
16. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
17. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Voloshin V.I., Serdtsev A.S. Report of thematic party 4/92. Prospecting and detailing of this seismic study of CDP within Timashevskaya step on Kalininskaya and Rogovskaya Square. – Red-Nodar, 1993.
5. Grigoriev M.A. Project of prospecting and exploration of gas deposits in meotic sediments on the West-Kazachaya Square of Krasnodar Territory. – Krasnodar, 2003.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lyk, 2017. – 326 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering in development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Andreeva E.E., Baranova A.G., Valeeva S.E. About the possible reasons of a mismatch of the drilling data and the seismic constructions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 30–33.
12. Berezovskiy D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks compositional prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
13. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of the oil-gas saturation coefficient of the reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
14. Dyudbina A.A., Vakhitova G.R. Search of the missed productive collectors on the basis of the petrophysical model specification // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 67–70.
15. Iskenderov M.M. Petrophysical parameters estimation of the collectors with account of their lithologic typification // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 107–110.
16. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the inclined and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
17. Savenok O.V., Berezovskiy D.A., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in the deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.



УДК 550.832

ОБРАБОТКА И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ЗАПАДНО-КАЗАЧЬЕМ ГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



PROCESSING AND INTERPRETATION OF FIELD GEOPHYSICAL RESEARCH MATERIALS ON THE ZAPADNO-KAZACH'YE GAS FIELD

Лешкович Надежда Михайловна

старший преподаватель
кафедры Нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
NLeshkovich@bk.ru

Leshkovich Nadezhda Mikhailovna

Senior lecturer
of oil and gas engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university
NLeshkovich@bk.ru

Аннотация. В статье проведена обработка и интерпретация материалов промыслово-геофизических исследований на Западно-Казачьем газовом месторождении. Интерпретация материалов ГИС выполнена по трём скважинам, что позволило выделить интервалы эффективных газонасыщенных толщин и оценить их пористость, глинистость и газонасыщенность. На основе анализа и обобщения материалов исследований керна, в том числе по месторождениям с близкими геологическими условиями (Лебедиское, Пригибское, Днепровское, Роговское, Свободненское, Гречаное), на более чем 80 образцов керна уточнена модель коллектора и основные петрофизические зависимости.

Annotation. The article has processed and interpreted field geophysical research materials at the West Cossack gas field. Interpretation of well logging data was carried out in three wells, which made it possible to identify the intervals of effective gas-saturated thicknesses and to evaluate their porosity, clay content and gas saturation. Based on the analysis and generalization of core research materials, including those from deposits with similar geological conditions (Lebediskoye, Prigibskoye, Dneprovskoye, Rogovskoye, Svobodnenskoye, Grechanoye), the reservoir model and the main petrophysical dependencies are refined for more than 80 core samples.

Ключевые слова: геофизические исследования скважин; обработка и интерпретация материалов исследований; выделение эффективных толщин; определение коэффициента пористости; определение коэффициента газонасыщенности; разработка рационального комплекса методов ГИС.

Keywords: geophysical surveys of wells; processing and interpretation of research materials; highlighting effective thicknesses; determination of porosity coefficient; determination of gas saturation coefficient; development of a rational set of geophysical surveys of wells methods.

В ыделение эффективных толщин

Выделение коллекторов и определение их эффективных толщин проводилось по комплексу промыслово-геофизических исследований с учётом анализов керновых данных.

Коллектора мезотического яруса Западно-Казачьего газового месторождения представлены песчаниками и алевролитами слабо- и среднесцементированными. Эффективная ёмкость коллектора обусловлена гранулярной пористостью межзернового типа.

Для выделения коллекторов применялся стандартный подход, включающий следующие качественные основные признаки коллекторов:

- 1) сужение диаметра ствола скважины по сравнению с номинальным диаметром за счёт образования глинистой корки, фиксируемой на диаграммах каверномера;
- 2) наличие положительных приращений на диаграмме микрозондов;
- 3) наличие радиального градиента удельного сопротивления, устанавливаемого по данным электрических методов;
- 4) превышение удельных сопротивлений бокового каротажа $\rho_{л(БК)}$ над $\rho_{л(БМК)}$ в продуктивных пластах, свидетельствующее о понижающем проникновении;
- 5) превышение при благоприятных условиях ($\rho_{\phi} > \rho_{\epsilon}$) удельных сопротивлений бокового микрокаротажа $\rho_{л(БМК)}$ над $\rho_{л(БК)}$ в водонасыщенных пластах;
- 6) низкие показания естественной радиоактивности относительно глинистых пород;
- 7) наличие отрицательной аномалии на кривой потенциалов собственной поляризации.

Определение эффективных толщин производилось на основании как всех перечисленных признаков, так и части их.



Ограниченно используется признак сужения диаметра ствола скважины. Наблюдается наличие глинистой корки и в проницаемых пластах, и в глинах (скважина № 2, интервалы 872–875 м и 877–881 м; скважина № 3, интервалы 828–828,4 м и 829,4–829,8 м). Вероятно, это связано с качеством глинистого раствора.

Наиболее информативными методами при выделении эффективных толщин в терригенном разрезе меотического яруса являются методы ПС и ГК. Во всех пластах-коллекторах чётко отмечаются отрицательные аномалии ПС и понижение естественной гамма-активности.

Кроме качественных признаков, учитывались и количественные критерии. Следует отметить, что ранее были пробурены скважины на Роговском, Днепровском и Гречаном месторождениях исследуемой площади, вскрывшие продуктивные пласты меотического яруса. Учитывая, что коллектора Роговского, Днепровского, Гречаного и Западно-Казачьего месторождений близки по своим литолого-петрофизическим характеристикам, был проведён обобщающий анализ фактического материала (петрофизические исследования керна, материалы ГИС), который позволил получить графики зависимостей: $K_{н.эф} = f(K_{пр})$; $K_{н.эф} = f(K_{н.нас})$; $K_{н.эф} = f(K_{зл})$ (рис. 1–3 соответственно). Определены граничные значения проницаемости $K_{пр.гр} = 0,55$ мД, пористости $K_{н.гр} = 18$ % и глинистости $K_{зл.гр} = 36$ %.

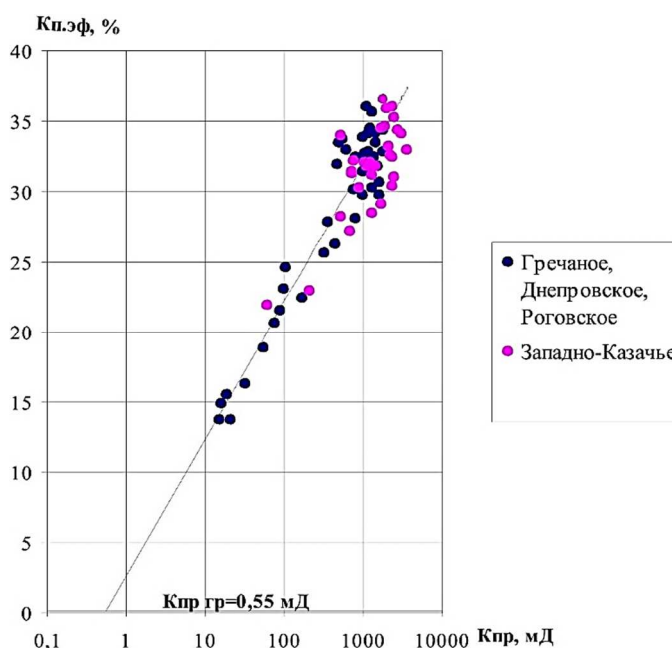


Рисунок 1 – График зависимости $K_{н.эф} = f(K_{пр})$

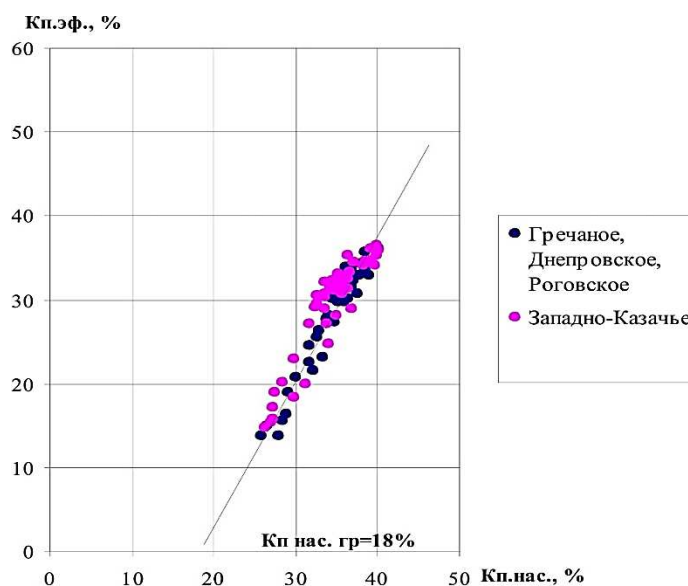


Рисунок 2 – График зависимости $K_{н.эф} = f(K_{н.нас})$

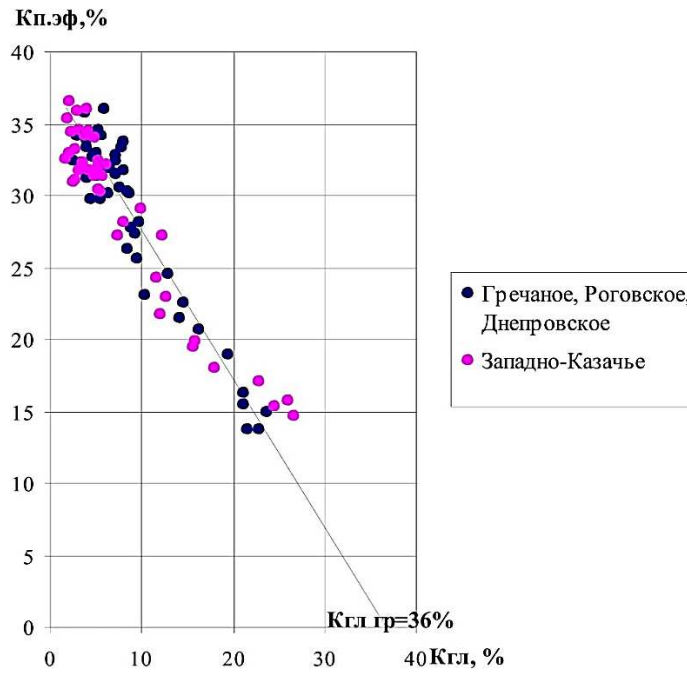


Рисунок 3 – График зависимости $K_{п.эф} = f(K_{гл})$

Кроме этого был построен график двойного разностного параметра ГК ΔJ_{γ} от объёмной глинистости (связь типа «ГИС – керн») (рис. 4) и определено граничное значение $\Delta J_{\gamma гр} = 0,72$, по которому разрез условно разделялся на возможные коллектора и глины и для всех пластов с $\Delta J_{\gamma} < 0,72$ также проводилась обработка материалов ГИС. Однако в разрезе встречаются уплотнённые прослои с повышенным содержанием карбонатного материала, которые имеют значения относительного параметра $\Delta J_{\gamma гр} < 0,72$, т.е. как и коллектора характеризуются понижением естественной гамма-активности. Повышенное содержание карбонатного материала определялось по существенному уменьшению пористости (по данным ГГК-П), а также с использованием диаграмм микрокаротажа и бокового микрокаротажа. В уплотнённых слабопроницаемых прослоях $\rho_{л (БМК)} \approx \rho_{л (БК)}$, тогда как в проницаемых пластах:

$$\rho_{л (БМК)} < \rho_{л (БК)} \text{ ИЛИ } \rho_{л (БМК)} > \rho_{л (БК)}.$$

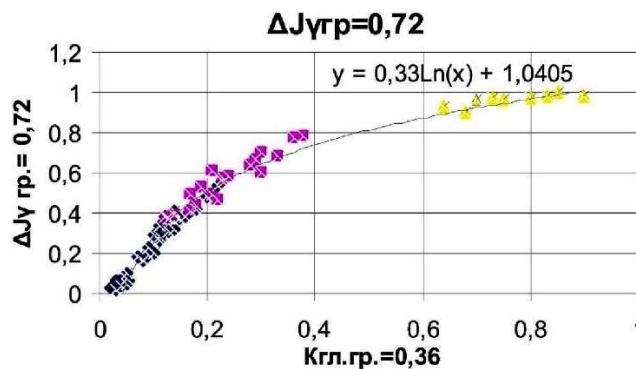


Рисунок 4 – График двойного разностного параметра ГК ΔJ_{γ} от объёмной глинистости (связь типа «ГИС – керн»)

Описанные критерии применялись при выделении эффективных газонасыщенных толщин в скважинах Западно-Казачьего газового месторождения, которые составили:

Поднятие	Залежь	№ скважины	Эффективные толщины, м
I	пласт I	3	3,0
	пласт II	1	5,4
		3	0,8
II	пласт II	2	0,8



Определение коэффициента пористости

Коэффициент пористости коллекторов IV горизонта мезотического яруса в скважинах №№ 1, 2 и 3 определялся по данным ГИС и на основе лабораторных исследований керна, отобранного из интервалов залегания продуктивных коллекторов.

Определение пористости по керну

В разрезе IV горизонта выделяются две залежи. Залежь I пласта вскрыта только скважиной № 3. Залежь II пласта вскрыта скважинами №№ 1 и 3.

Залежь пласта I, скважина № 3

Проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 7 м, вынесено на поверхность 6 м, что составляет 85,7 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 1,7 м или 56,7 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в продуктивном горизонте выделяется 3 газонасыщенных пропластка в интервалах 819,4–821,0; 821,8–822,6 и 823,0–823,6 м. Ниже залегают глинистый пласт толщиной 7,4 м. Керн отбирался в интервале 820,0–827,0 м (вынос 6 м, в том числе: песчаник мелкозернистый, рыхлый – 1,7 м, глина – 3,6 м, мергель – 0,7 м). Коэффициент пористости изменяется от 22,5 до 41,6 % при среднеарифметическом значении 32,45 % (46 определений). Проницаемость песчаников высокая – 902–2331 мД.

Залежь пласта II, скважины №№ 1 и 3

В скважине № 1 проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 19,5 м, вынесено на поверхность 18,8 м, что составляет 96,4 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 5,4 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в продуктивном горизонте выделяется 3 газонасыщенных пропластка в интервалах 826,6–829,8; 830,4–831,0 и 832,4–834,0 м. Ниже (с глубины 834 м) залегают водонасыщенные коллектора. Керн отбирался в интервалах 826,0–832,5 м (вынос 6,3 м, в том числе: песчаник мелкозернистый, рыхлый – 4,6 м, глина – 1,7 м); 832,5–839,0 м (вынос 6,3 м, в том числе: песчаник мелкозернистый, рыхлый – 3,3 м, алевролит песчаный – 0,4 м, глина – 2,6 м); 839,0–845,5 м (вынос 6,2 м – глина). Коэффициент пористости изменяется от 24,5 до 40,9 % при среднеарифметическом значении 34,8 % (88 определений). Проницаемость песчаников высокая – 529–3709 мД.

В скважине № 3 проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 7 м, вынесено на поверхность 7 м, что составляет 100 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 1,4 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в продуктивном горизонте выделяется 1 газонасыщенный пропласток в интервале 831,0–831,8 м. Ниже залегают глинистый пласт толщиной 2,2 м. Керн отбирался в интервале 827,0–834,0 м (вынос 7 м, в том числе: алевролит песчаный известковисто-глинистый – 1,4 м, глина – 5,4 м, мергель – 0,2 м). Коэффициент пористости изменяется от 21,1 до 25,1 % при среднеарифметическом значении 23,83 % (6 определений). Проницаемость не замерялась.

II поднятие, скважина № 2

Всего в разрезе IV горизонта выделяется одна залежь (непромышленная).

Проходка по продуктивному горизонту с отбором керна составила 19,5 м, вынесено на поверхность 19,5 м, что составляет 100 %. По газонасыщенным коллекторам вынесено 0,8 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

По данным ГИС в залежи I пласта выделяется 1 газонасыщенный пропласток в интервале 832,4–833,2 м толщиной 0,8 м. Ниже залегают глинистый пласт толщиной 7,2 м. Керн отбирался в интервале 832,4–838,9 м (вынос 6,5 м) и представлен глиной – 5,2 м, песчаником глинистым мелкозернистым – 0,8 м и алевролитом плотным, известковистым – 0,5 м. Коэффициент пористости коллекторов изменяется от 27,5 до 30,8 % при среднеарифметическом значении 29,2 % (4 определения). Проницаемость – 576 мД. Из интервала залегания водонасыщенных коллекторов керн отбирался в интервале 847,9–854,4 м, вынос 6,5 м и представлен песчаником и алевролитом песчаным – 6,1 м и глиной – 0,4 м. Коэффициент пористости коллекторов изменяется от 31,5 до 39,8 %, проницаемость – 340–2711 мД.

Таким образом, анализ кренового материала по скважинам Западно-Казачьего газового месторождения позволяет сделать вывод о представительности керна и его достоверности при обосновании подсчетных параметров.

I *продуктивный пласт* охарактеризован креновым материалом в скважине № 3. По газонасыщенным коллекторам вынесено 1,7 м или 56,7 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

Всего было исследовано 11 образцов песчаника мелкозернистого, слабосцементированного ($C_{эл} = 3,6–16,1$ %). Пористость насыщения изменяется от 22,5 до 41,6 % при среднеарифметическом значении 32,45 % из 46 определений. Проницаемость изменяется от 902 до 2331 мД.

Низкий вынос по продуктивным коллекторам свидетельствует о недостаточной петрофизической изученности разреза. В связи с этим при подсчете запасов УВ следует использовать данные оценки K_p методами ГИС.



II продуктивный пласт охарактеризован керновым материалом в скважинах №№ 1 и 3. Всего вынесено 6,8 м или 100 % от эффективной газонасыщенной толщины коллекторов.

Исследования проводились на 31 образце, представленном песчаником рыхлым и алевролитом серым, глинистым, среднесцементированным. Пористость насыщения изменяется от 21,1 до 40,9 % (82 определения). Следует отметить, что коллектора II пласта в скважинах №№ 1 и 3 представлены разными литологическими разностями: если в скважине № 1 это рыхлые песчаники с высокой пористостью (до 40,9 %) и проницаемостью (до 3709 мД), то в скважине № 3 это алевролиты с известковисто-глинистым цементом пористостью 21,1–25,1 %, проницаемость не замерялась. В связи с этим среднеарифметическое значение пористости по двум скважинам равно 34,2 %, что, возможно, не совсем верно отражает емкостно-фильтрационные свойства пластов-коллекторов II пласта.

Определение пористости по ГИС

По геофизическим данным коэффициент пористости определялся по данным АК и ГГКп.

Акустический каротаж

Основным параметром, измеряемым при акустическом каротаже, является интервальное время пробега продольной волны Δt . Для определения пористости по АК использовалось уравнение среднего времени:

$$K_n = \frac{\Delta t_{nu} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{SiO_2}} - K_{зл} \quad (1)$$

При глинистости более 10 % использовалось уравнение:

$$K_n = \frac{\Delta t_{nu} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{SiO_2}} - K_{зл} \cdot \frac{\Delta t_{нзл} - \Delta t_{SiO_2}}{\Delta t_{жс} - \Delta t_{SiO_2}}, \quad (2)$$

где Δt_{nu} – интервальное время пробега продольной волны в пласте; Δt_{SiO_2} – интервальное время пробега волны в кварце, равное 180 мкс/м; $\Delta t_{жс}$ – интервальное время пробега волны в жидкости, насыщающей поровое пространство промытой зоны, в соответствии с термобарическими условиями ($P = 8,3$ МПа, $t = 36$ °С и минерализацией промывочной жидкости 35 г/л), равное 640 мкс/м; $\Delta t_{нзл}$ – интервальное время пробега продольной волны во вмещающих глинах, равное 470 мкс/м.

Скорость распространения акустических волн в рыхлых высокопористых коллекторах снижается (увеличивается Δt). Для достоверного определения пористости вводился коэффициент уплотнения, который составляет 0,7. Для учёта остаточной газонасыщенности вводился поправочный коэффициент, который составляет 0,6.

Гамма-гамма плотностной каротаж

Объёмная плотность δ_p , измеряемая гамма-гамма-каротажем, определяется плотностью флюидов, насыщающих поровое пространство, и плотностью твёрдой фазы породы:

$$\delta_n = \delta_{фл} \cdot K_n + (1 - K_n) \cdot \delta_{скSiO_2}, \quad (3)$$

где $\delta_{скSiO_2}$ – плотность кварца, равная $2,65 \cdot 10^3$ кг/м³; $\delta_{фл}$ – плотность флюида в промытой зоне, принята равной $1 \cdot 10^3$ кг/м³.

Решая уравнение относительно K_n , имеем:

$$K_n = \frac{\delta_{скSiO_2} - \delta_n}{\delta_{скSiO_2} - \delta_{фл}} \quad (4)$$

Подставляя константы, получаем:

$$K_n = \frac{2,65 - \delta_n}{1,65} \quad (5)$$

Данное уравнение использовалось при оценке пористости по ГГК.

Согласно интерпретации ГИС, коэффициент пористости по продуктивным пластам составляет:



Поднятие	№№ скважины	Продуктивный пласт	Кп по ГИС, доли ед.		Кп по керну, доли ед.	Принятое значение Кп, доли ед.
			АК	ГГКп		
I	1	II пласт	0,356	0,362	0,348	0,36
	3	I пласт	0,343	0,317	0,325	0,32
		II пласт	0,302	0,294	0,245	0,3
II	2	II пласт	0,296	0,288	0,292	0,3

Как видно, разница в значениях Кп не превышает 3 абсолютных %, поэтому принималось среднее значение Кп по ГИС. Полученные значения согласуются с лабораторными определениями Кп.

Определение коэффициента газонасыщенности

Газонасыщенность коллекторов в скважинах №№ 1, 2 и 3 Западно-Казачьего газового месторождения определялась по данным интерпретации промыслово-геофизических исследований. Коэффициент газонасыщенности определялся по формуле:

$$K_g = 1 - K_w, \tag{6}$$

где Кв – коэффициент водонасыщения, который определялся по зависимости $P_n = f(K_g)$ (рис. 5), построенной по данным анализов керна для терригенных коллекторов мезотического яруса месторождений Тимашевской ступени (Гречаное, Днепровское, Роговское, Западно-Казачье), имеющих идентичную литолого-петрофизическую характеристику.

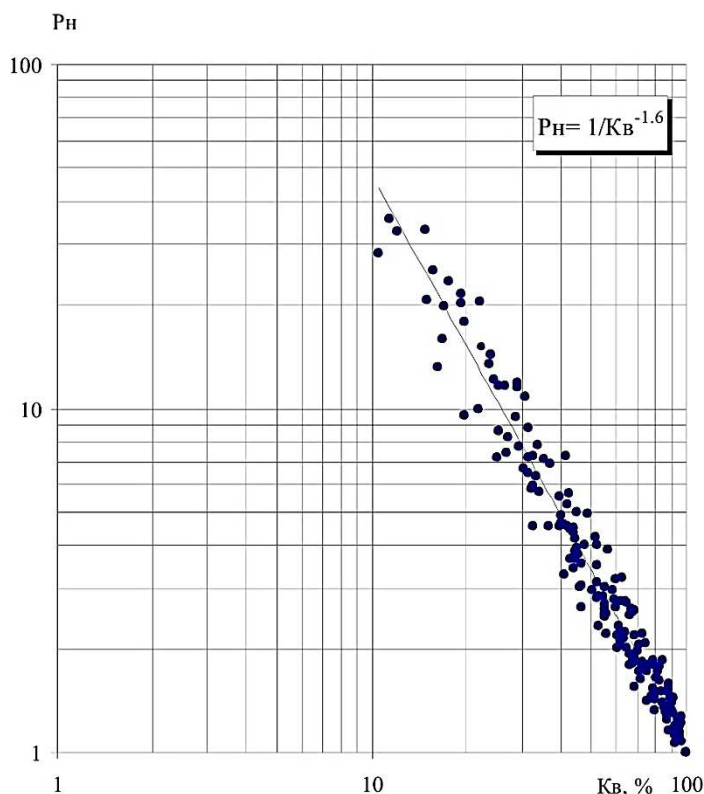


Рисунок 5 – График зависимости $P_n = f(K_g)$

Параметр насыщения P_n рассчитывался по формуле:

$$P_n = \frac{\rho_{nc}}{\rho_{nc}}, \tag{7}$$

где ρ_{nc} – удельное электрическое сопротивление газонасыщенного пласта (так как газонасыщенные пласты характеризуются понижающим проникновением, для определения рпг использовалось сопротивление по БК); ρ_{nc} – удельное электрическое сопротивление водонасыщенного пласта.



Определение УЭС при 100 % водонасыщении каждого продуктивного пласта было проведено расчётным путём по формуле:

$$\rho_{нв} = P_n \cdot \rho_в, \tag{8}$$

где P_n – параметр пористости, который определялся через K_n с использованием зависимости $P_n = f(K_n)$ (рис. 6); $\rho_в$ – удельное электрическое сопротивление пластовой воды (бралось при температуре пласта по данным анализа вод скважины № 1 Гречаной площади, где минерализация составила 35 г/л) ($\rho_в = 0,15$ Ом·м).

Полученные средневзвешенные значения K_g по скважинам составляют:

Поднятие	Залежь	№ скважины	Средневзвешенное значения K_g
I	пласт I	3	0,80
	пласт II	1	0,89
		3	0,89
II	пласт II	2	0,72

Полученные по данным ГИС значения K_v , а соответственно и K_g , близки к лабораторным значениям $K_{во}$, которые в скважинах №№ 1 и 3 изменяются от 0,07 до 0,23.

Разработка рационального комплекса методов ГИС

Представленные в скважинах №№ 1, 2 и 3 Западно-Казачьего газового месторождения методы комплекса ГИС отличаются достаточной информативностью и позволяют достаточно эффективно выделять коллектора, а также определять их емкостные свойства и характер насыщения.

Для повышения информативности комплекса ГИС рекомендуется:

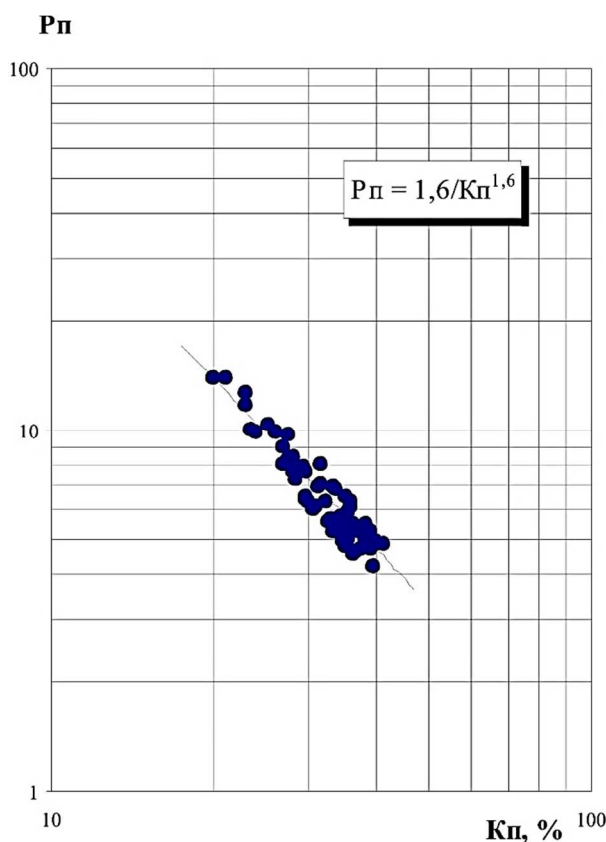


Рисунок 6 – График зависимости $P_n = f(K_n)$

1. Заменить метод гамма-каротажа (ГК) спектрометрическим (ГКС), а используемую модификацию акустического каротажа – аппаратурой многоэлементного акустического каротажа с монопольными и дипольными излучателями.



2. Метод НГК отличается недостаточно надёжным метрологическим обеспечением, для которого отсутствует технология оценки пористости, поэтому из рационального комплекса, выполняемого в открытом стволе, его следует исключить.

3. С целью сокращения времени, необходимого для проведения ГИС, рекомендуется использовать модульную аппаратуру.

4. Использование методов ГКС и АКВ позволит:

- повысить точность оценки глинистости по ГК за счёт дополнительного привлечения урановой, ториевой и калиевой составляющих;
- более правильно определять интервальное время продольной и поперечной волн и снизить погрешности в оценке пористости по АК. Кроме того, последующая обработка волн Лэмба-Стоунли позволит расширить перечень качественных признаков выделения коллекторов в изучаемом разрезе.

5. Заменить термометр ТР-7 инновационным высокочувствительным термометром ВМСТ-1, т.к. он обладает высокой чувствительностью и малой тепловой инерцией, которые позволяют повысить точность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счёт устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров (тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра ТР7 в 15 раз).

Таким образом, комплекс ГИС применительно к горно-техническим условиям Западно-Казачьего газового месторождения рекомендуется выполнять модульной аппаратурой, включающей следующие методы:

1. *Стандартный каротаж (градиент- и потенциал-зондами)*
Масштаб визуализации глубин 1:500.
2. *Боковое каротажное зондирование (БКЗ)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
3. *Максимальные кривые зондирования (МКЗ) (для пластов большого сопротивления)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
4. *Боковой микрокаротаж (БМК)*
Масштаб визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ.
5. *Боковой каротаж (БК)*
Масштаб визуализации глубин 1:500, по всему разрезу скважины в интервалах проведения БКЗ масштаб визуализации глубин 1:200.
6. *Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
7. *Акустический каротаж (АК) (многоэлементный)*
Масштаб визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ.
8. *Гамма-каротаж селективный (ГКС)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
9. *Гамма-гамма-каротаж (ГТК)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
10. *Нейтрон-нейтронный каротаж (ННК)*
Масштаб визуализации глубин 1:200.
11. *Термометрия*
Масштаб визуализации глубин 1:500 в интервалах проведения БКЗ.
12. *Инклинометрия*
Измерения по всему стволу скважины через 5 и 20 м.
13. *Резистивиметрия*
Масштаб визуализации глубин 1:200 в интервалах проведения БКЗ.

Литература

1. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
2. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
3. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
4. Волошин В.И., Сердцев А.С. Отчёт тематической партии 4/92. Поисковые и детализационные сейсмические исследования ОГТ в пределах Тимашевской ступени на Калининской и Роговской площади. – Краснодар, 1993.
5. Григорьев М.А. Проект поисков и разведки газовых залежей в меотических отложениях на Западно-Казачьей площади Краснодарского края. – Краснодар, 2003.



6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
9. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
10. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
11. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Валева С.Е. О возможных причинах несовпадения данных бурения и сейсмополюсений // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 30–33.
12. Березовский Д.А. [и др.]. Разработка физико-химических моделей и методов прогнозирования состояния пород-коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 9. – С. 84–86.
13. Гаделева Д.Д., Вахитова Г.Р. Обоснование коэффициента нефтегазонасыщенности пластов-коллекторов // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 47–50.
14. Дюдьбина А.А., Вахитова Г.Р. Поиск пропущенных продуктивных коллекторов на основе уточнения петрофизической модели // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 67–70.
15. Искендеров М.М. Оценка петрофизических параметров коллекторов с учётом их литологической типизации // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 107–110.
16. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
17. Савенок О.В., Березовский Д.А., Кусов Г.В. Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях // Булатовские чтения. – 2019. – Т. 1. – С. 114–119.

References

1. Bulatov A.I. [et al.]. Ecology at construction of oil and gas wells : textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Enlightenment-South LLC, 2011. – 603 p.
2. Bulatov A.I., Savenok O.V. Subsurface overhaul of oil and gas wells in 4 volumes. – Krasnodar : South Publishing House, 2012–2015. – Vol. 1–4.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 576 p.
4. Voloshin V.I., Serdtsev A.S. Report of thematic party 4/92. Prospecting and detailing of this seismic study of CDP within Timashevskaya step on Kalininskaya and Rogovskaya Square. – Red-Nodar, 1993.
5. Grigoriev M.A. Project of prospecting and exploration of gas deposits in meotic sediments on the West-Kazachaya Square of Krasnodar Territory. – Krasnodar, 2003.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Basics of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing House – South, 2016. – 274 p.
7. Popov V.V. [et al.]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novochechassk : Lyk, 2017. – 326 p.
8. Popov V.V. [et al.]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novochechassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
9. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
10. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremychuk R.S. Oil and gas engineering in development of wells. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
11. Andreeva E.E., Baranova A.G., Valeeva S.E. About the possible reasons of a mismatch of the drilling data and the seismic constructions // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 30–33.
12. Berezovskiy D.A. [et al.]. Development of the physico-chemical models and methods of the collector rocks compositional prediction // Petroleum economy. – 2014. – № 9. – P. 84–86.
13. Gadeleva D.D., Vakhitova G.R. Justification of the oil-gas saturation coefficient of the reservoir collectors // Bulatovskie readings. – 2017. – Vol. 1. – P. 47–50.
14. Dyudbina A.A., Vakhitova G.R. Search of the missed productive collectors on the basis of the petrophysical model specification // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 67–70.
15. Iskenderov M.M. Petrophysical parameters estimation of the collectors with account of their lithologic typification // Bulatovskie readings. – 2018. – Vol. 1. – P. 107–110.
16. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the inclined and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
17. Savenok O.V., Berezovskiy D.A., Kusov G.V. Laws and changes of the oil and gas properties in the deposits and fields // Bulatovskie readings. – 2019. – Vol. 1. – P. 114–119.



УДК 622.691:622279

НОРМИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ГАЗА И ЕГО РАСХОДА НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ



NORMALIZATION OF TECHNOLOGICAL LOSSES OF GAS AND ITS COSTS ON OWN NEEDS GAS PRODUCTION COMPANIES

Мехтиев Фуад Рагим оглы

Начальник отдела разработки нормативов смет
и энергетических ресурсов,
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR
fuadr.mehdiyev@socar.az

Mehtiyev Fuad Rahim oglu

Head of Estimates Normative Development
and energy resources,
NIPI «Neftegaz», SOCAR
fuadr.mehdiyev@socar.az

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы нормирования производственных потерь газа нефтегазодобывающих предприятий. Дано определение технологических потерь, рассмотрена структура и система их учета.

Предложена классификация потерь попутного и природного газа по источникам из возникновения и систематизированы направления технологически необходимых расходов газа на собственные производственные нужды нефтегазодобывающих предприятий.

На основе обобщение теоретического и практического материала в области нормирования потерь разработана методика определения технологических потерь газа и его расхода на собственные нужды.

По методике рассчитаны нормы технологических потерь и нормативный расход газа на собственные нужды для девяти НГДУ, двух подземных газохранилищ ПО «Азнефть» и одиннадцати нефтегазодобывающих Операционных Компаний.

На всех указанных предприятиях проанализирован структурный состав технологических потерь, проведен всесторонний сравнительный анализ норм этих потерь, построена диаграмма изменения уровня нормативного расхода газа на собственные технологические нужды и сделаны выводы.

Ключевые слова: технологические потери газа, расход газа на собственные нужды, источники потерь газа, нормирование расхода газа, методика определения потерь газа.

Annotation. The article addressed the issues of rationing of gas production losses of oil and gas companies. The definition of technological losses is given, the structure and the accounting system are considered. A classification of losses of associated and natural gas is proposed according to sources from the origin and systematization of the directions of technologically necessary gas consumption for own production needs of oil and gas producing companies. Based on the generalization of theoretical and practical material in the field of rationing of losses, a method for determining the technological losses of gas and its consumption for own needs has been developed. According to the method, norms of technological losses and standard gas consumption for own needs were calculated for nine of oil and gas production department and gas production departments, two underground gas storages of Azneft and eleven oil and gas producing Operating Companies. At all these companies analyzed the structural composition of technological losses a comprehensive comparative analysis of the norms of these losses was carried out, a diagram of changes in the level of the standard gas consumption for own technological needs was constructed and conclusions were made.

Keywords: technological gas losses, gas consumption for own needs, sources of gas losses, gas consumption rationing, gas loss determination method.

Технологические потери газа – это неизбежные потери, связанные с принятой схемой и технологией разработки и обустройства месторождений, включая объекты добычи, подготовки и внутрипромысловый транспортировки газа, а также с уровнем техники и технических средств, применяемых на газодобывающих предприятиях [1].

При рассмотрении производственных потерь газа более детально, необходимо подразделять их на технологические потери и расход газа на собственные нужды. Однако в системе учета эти потери, следует воспринимать как единое целое.

Нормирование технологических потерь и расхода газа на собственные технологические нужды является одним из путей их сокращения и упорядочения, что позволяет, в конечном итоге, поддерживать газопромыслового оборудование на высоком техническом и экономическом уровне эксплуатации по всей технологической цепочке. При определении норм потерь газа необходимо учитывать только те потери, которые напрямую зависят от технических средств и применяемой технологии газодобывающих и газотранспортных систем [2].

В технологические потери газа не включаются потери, вызванные нарушением правил эксплуатации оборудования и режимов технологических процессов. Аварийные потери также исключаются из технологических потерь газа, так как одной из главных задач газодобывающих организаций является обеспечение нормальной безаварийной работы, связанной с надежностью и эффективностью, как отдельных элементов системы, так и всего газодобывающего комплекса в целом.



Четко и грамотно организованный учет потерь при добыче газа позволит получить полную систематизированную информацию, проанализировав которую можно принять организационно-технические решения, позволяющие сократить эти потери.

Величину производственных потерь газа определяют по каждому месту их образования, для всех объектов добычи углеводородного сырья от устья добывающих скважин до получения готовой продукции [3]. Поэтому одним из важнейших условий эффективной организации учета технологических потерь газа является классификация потерь по источникам их возникновения.

Классификация по источникам потерь газа должна отражать реальные связи процесса производства, позволяющие фиксировать потери, вызванные разными причинами и условиями, то есть потери вследствие физико-химических свойств газа, метеорологических факторов, несовершенства применяемых технических средств и технологий и т.д. В дальнейшем, при анализе информации это позволит воздействовать на выявленные причины и, устраняя их, сократить потери.

Классификация потерь газа по технологическим звеньям и объектам, систематизированная с целью разработки методики определения технологических потерь газодобывающих предприятий, представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Классификация источников технологических потерь газа

На основе выше приведенной классификации по источникам потерь газа на нефтегазопромысловых объектах в процессе его добычи, подготовки и транспортировки была разработана методика определения технологических потерь газа с учетом соблюдения условий технологических регламентов, правил и инструкций по эксплуатации и обслуживанию оборудования.

В процессе работы над методикой было произведено обобщение теоретического и практического материала в области нормирования потерь при добыче газа. Был проведен анализ существующих методов определения, оценки и учета технологических нормируемых потерь газа, возникающих в процессе добычи, подготовки и внутрипромысловой транспортировки газа.

Разработанная методика включает в себя методологические основы обработки результатов научно-исследовательской работы по установлению уровня технологических потерь газа в натуральном выражении и позволяет формировать нормы этих потерь по источникам, технологическим процессам и в целом по предприятию в % от общего объема газа.

При разработке методики также были систематизированы направления технологически необходимых расходов газа на собственные производственные нужды нефтегазодобывающих предприятий. Анализ потребности газа на собственные нужды на всех предприятиях позволил выделить следующие направления, указанные на рисунке 2.

На основе разработанной методики были рассчитаны нормы технологических потерь и нормативный расход газа на собственные технологические нужды для девяти нефтегазодобывающих управлений, двух подземных газохранилищ ПО «Азнефть» и одиннадцати нефтегазодобывающих Операционных Компаний.



Рисунок 2 – Структура расхода газа на собственные нужды газодобывающих предприятий

Нормативы разработаны расчетно-аналитическим методом с использованием для отдельных составляющих потерь опытно-экспериментальных методов и методов аналогии [4].

Нормативы рассчитаны на основе фактических исходных данных за предыдущие три года и утверждены на перспективу (по годам) сроком на пять лет, при условии отсутствия на этот период изменений технологических режимов эксплуатации нефтегазового.

В качестве исходной информации для разработки нормативов потерь и расхода газа использовались следующие данные:

- технологический регламент работы нефтегазодобывающих предприятий;
- схемы движения газа по всей технологической цепочке с указанием физических параметров (давления и температуры газа, габаритных параметров оборудования и трубопровода)
- режимные параметры эксплуатации и технические характеристики оборудования;
- фактические и планируемые объемы добычи и сдачи природного и попутного газа;
- нормативные документы, инструкции по эксплуатации и обслуживанию оборудования;
- параметры добываемого газа – плотность, молярная масса, влагосодержание, газовый фактор, компонентный состав газа;
- планируемые виды и число ремонтов скважин, оборудования и установок
- растворимость газа и солесодержание пластовой воды.

Порядок расчета норм технологических потерь следующий. По каждой из формул определяется объем газа ($\text{м}^3/\text{год}$), теряемого в одном или группе аппаратов, оборудования, однотипных по техническим характеристикам и параметрам режимов работы. Полученные величины для разных источников потерь затем сводятся в таблицу и суммируются для определения нормативного расхода в целом. На основании полученных объемных величин потерь рассчитывается норма потерь газа (%), путем деления величины нормативного расхода на объем валовой добычи газа.

Технологические потери газа по источникам потерь для Производственного Объединения «Азнефть», рассчитанные как средневзвешенные величины по всем нефтегазодобывающим управлениям, входящих в его состав, указаны на рисунке 3.

Следует отметить, что данная структура объединяет добычу и природного и попутного газа на море и суше. Анализируя структурный состав технологических потерь газа, полученный на вышеуказанной диаграмме, видно, что наибольшие потери газа происходят на скважинах (49,5 %). Рассматривая эти потери отдельно на морских месторождениях и месторождениях, расположенных на суше, наблюдается существенная разница потерь газа на скважинах, которые составляют 18 % и 72 % соответственно. На суше это обуславливается несовершенной технологией сбора попутного газа и изношенным фондом скважин, часто выводящихся из эксплуатации на ремонт и вводом после ремонта с последующей продувкой скважин.

Следующие по величине потери газа приходятся на магистральные трубопроводы и трубопроводы межпромысловой обвязки (27,4 %). Анализируя и рассматривая эти потери отдельно на морских месторождениях и месторождениях, расположенных на суше, также можно видеть большую разницу потерь газа в газопроводе, которые составляют 61 % и 2 % соответственно. Это обуславливается фазовыми изменениями природного газа при его транспортировке. Так как природный газ добывается в основном на морских месторождениях, это и приводит к повышению уровня потерь газа в трубопроводе в структуре всех технологических потерь.

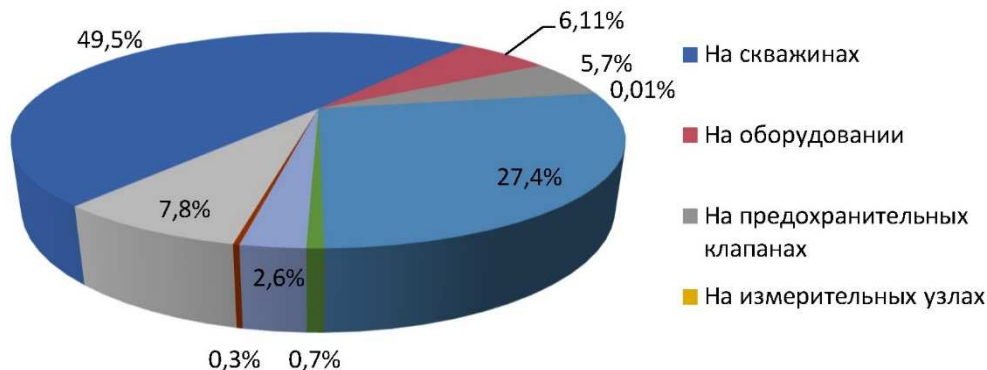


Рисунок 3 – Структурный состав технологических потерь газа ПО «Азнефть»

Таким же способом была проанализирована структура средневзвешенных технологических потерь газа одиннадцати нефтегазодобывающих Операционных Компаний (рис. 4).

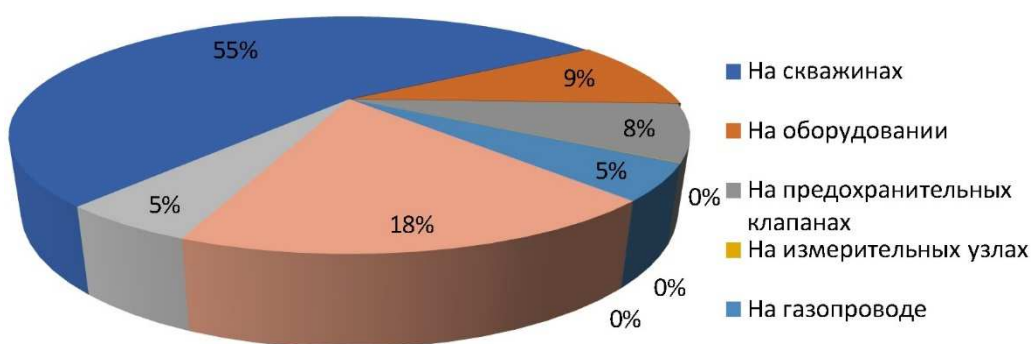


Рисунок 4 – Структурный состав технологических потерь газа Операционных Компаний

Наибольшие по величине проценты потерь газа приходятся на скважины (55 %) и на факельные установки (18 %). Это происходит, потому что Операционные Компании, в основном, являются нефтедобывающими предприятиями и не осуществляют сбор попутного газа, что приводит к его сжиганию на факелах и потерях на скважинах при его добыче.

Помимо анализа структурного состава технологических потерь был проведен всесторонний сравнительный анализ норм этих потерь и нормативного расхода газа на собственные технологические нужды на всех вышеуказанных предприятиях (рис. 5, 6).

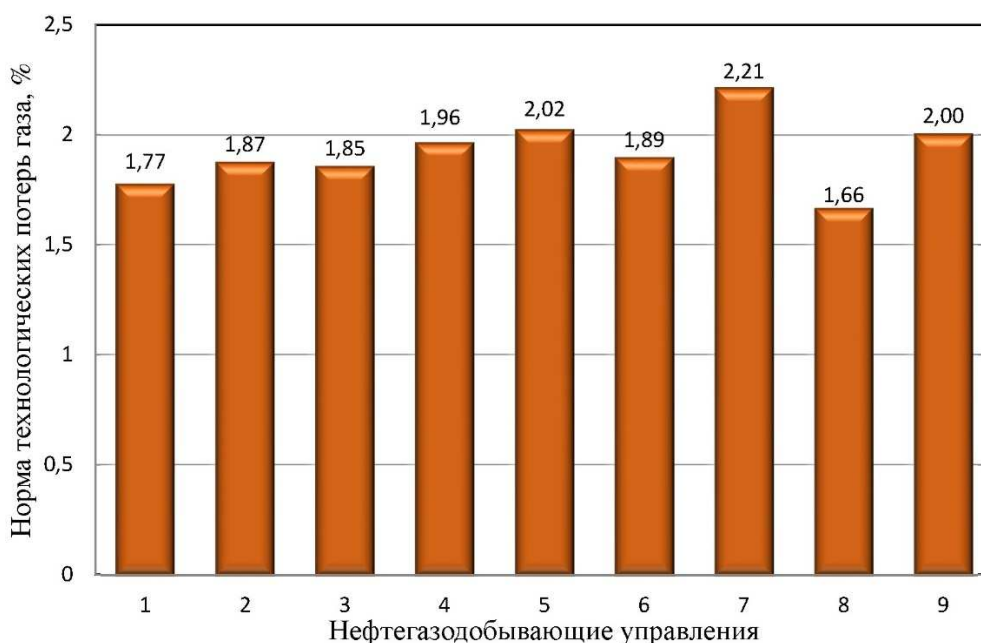


Рисунок 5 – Нормы технологических потерь газа нефтегазодобывающих управлений ПО «Азнефть»



Нормы технологических потерь каждого предприятия колеблются в процессе разработки месторождений в связи с постоянным изменением параметров добываемого газа, вводом в эксплуатацию дополнительных объектов, изменением загрузки технологических объектов, периодичностью проведения планово-предупредительных ремонтов и т.д. [5].

Это утверждение полностью отражает вышеуказанная диаграмма (рис. 5). Существенная разница норм технологических потерь обуславливается принятой технологической схемой разработки месторождений, сложившимся при разработке обустройством, а также техническим обеспечением каждого нефтегазодобывающего предприятия. То есть, можно утверждать, что на величину технологических потерь влияет абсолютно каждый фактор процесса добычи газа по всей технологической цепочке.

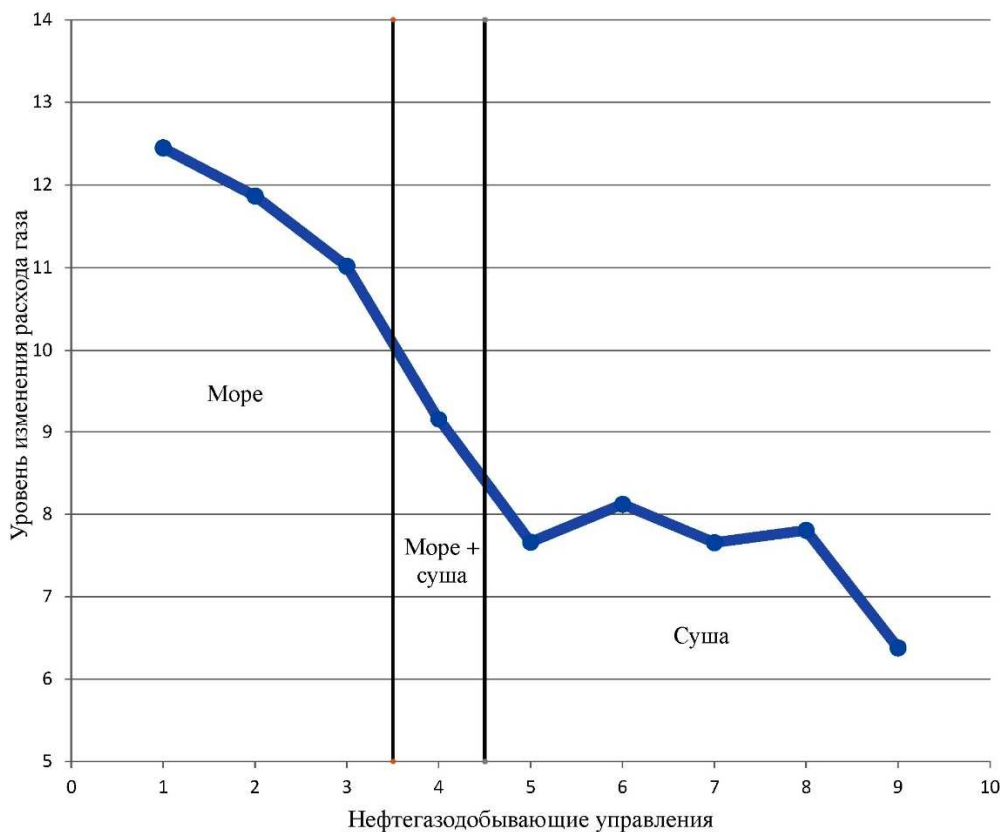


Рисунок 6 – Нормативный расход газа на собственные технологические нужды нефтегазодобывающих управлений ПО «Азнефть»

Абсолютные величины расхода газа на собственные нужды нефтегазодобывающих предприятий существенно разнятся, поэтому на графике (рис. 6) указан только уровень изменения расхода газа на логарифмической оси. При графическом анализе четко наблюдаются области колебаний расхода газа, отмеченные черными вертикальными линиями.

Самые высокие показатели расхода газа на собственные нужды приходятся на морские управления, что обуславливается удаленностью месторождений от берега и от развитой инфраструктуры. Наибольшие по величине из этих расходов газа приходятся на топливный газ, использующийся на компрессорных установках (73 %) и на производство тепловой и электрической энергии (19 %).

На месторождениях, расположенных на суше, мы можем видеть, что расход газа на собственные нужды стремительно идёт вниз и наблюдается его стабильный уровень. Здесь основное количество газа используется на установках подготовки нефти.

Проведенное исследование сущности технологических потерь и расхода газа, их классификации, методологии расчета данных объектов в нефтегазодобывающей отрасли, позволило сделать ряд выводов по совершенствованию организации учета и нормирования производственных потерь при добыче газа. Анализ вышеуказанных графиков и диаграмм предоставил информацию о тех областях, которые необходимо исследовать и в дальнейшем.

Выводы

Решение всех возникающих вопросов при нормировании технологических потерь газа для нефтегазодобывающих компаний должно происходить своевременно и при учете специфики по каждому конкретному случаю.



Классификация технологических потерь газа по их источникам обеспечивает формирование всесторонней информации о потерях не только для отражения реального положения дел, но и для возможного сокращения потерь и влияния на конечный финансовый результат хозяйственной деятельности газодобывающего предприятия.

Разработанная методика определения технологических потерь газа позволяет выявить объемы потерь в натуральном выражении и необходимый расход газа для удовлетворения собственных технологических потребностей газодобывающих предприятий.

Проведенный анализ и выявленные закономерности изменения различных факторов позволяют оперативно оценивать ситуацию при оценке текущего состояния газодобывающих предприятий, что обеспечивает технически грамотный подход при нормировании потерь газа и его расхода на собственные нужды.

Литература

1. Методика определения нормативов потерь газа горючего природного при добыче в организациях ОАО «Газпром» : СТО 3.1-2-002-2008. – М., 2008.
2. Методика нормирования расхода газа на технологические нужды и технические потери при транспорте газа по магистральным газопроводам / Национальное Агентство по регулированию в энергетике. – Республика Молдова, 2000.
3. Методические рекомендации по определению и обоснованию технологических потерь природного газа, газового конденсата и попутного (нефтяного) газа при добыче, технологически связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения Министерство энергетики. – Российская Федерация, М., 2012.
4. Методика определения технологических потерь газообразного и жидкого углеводородного сырья при его компримировании и переработке : ОСТ 153-39.2-046-2003. – М. : Минэнерго, 2003.
5. Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий : РД 153-39.0-111-2001. – М. : ВНИИГАЗ, 2001.

References

1. Methodology for determining the norms of combustible natural gas losses during production in OAO Gazprom organizations : STO 3.1-2-002-2008. – M., 2008.
2. Methodology of rationing of gas consumption for technological needs and technical losses during gas transit through the main pipelines / National Energy Regulation Agency. – Republic of Moldova, 2000.
3. Methodological recommendations for determining and justifying technological losses of natural gas, gas condensate and associated (oil) gas during production, technologically related to the adopted scheme and technology of field development. – Russian Federation, M., 2012.
4. Methodology for determining technological losses of gaseous and liquid hydrocarbon raw materials during their compression and processing : OST 153-39.2-046-2003. – M. : Ministry of Energy, 2003.
5. Method for determining the normative need and norms of natural gas consumption for own technological needs of gas producing enterprises : RD 153-39.0-111-2001. – M. : VNIYAGAZ, 2001.



УДК 622.807

ВЛИЯНИЕ ВИБРАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПОДВИЖНОСТЬ ЖИДКОСТИ В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ



IMPACT OF VIBRATION ON MOBILITY LIQUIDS IN THE COAL SEAM

Павленко Михаил Васильевич

кандидат технических наук, доцент,
Национальный исследовательский
технологический университет (горный институт)
mihail_mggy@mail.ru

Pavlenko Mikhail Vasilyevich

Candidate of technical sciences,
associate Professor,
National research technological University
«Moscow Institute of steel and alloys»
(Mining Institute)
mihail_mggy@mail.ru

Аннотация. Использование вибрационного воздействия на трещиноватый низкопроницаемый угольный пласт для интенсификации процесса глубокой пропитки жидкостью в сочетании с проведенным предварительным гидровоздействием, что позволяет увеличить степень влагонасыщения угольного массива. В качестве исследовательской задачи автором был оценен физический механизм вибрационного воздействия на капилляры, заполненные жидкостью, который проявляется в том, что «вибрационная сила» действует в одном направлении с движущей силой капиллярного потенциала в сторону меньшего сечения поры. При этом используется энергия колебания на перемещение жидкости за счет амплитуды и частоты вибровоздействия в резонансном режиме для получения требуемого эффекта и реализации поставленной задачи.

Annotation. The use of vibration action on a fractured low-permeable coal seam to intensify the process of deep impregnation with a liquid in combination with the conducted preliminary hydro-action, which allows increasing the degree of moisture saturation of the coal mass. As a research task, the author evaluated the physical mechanism of vibration action on capillaries filled with liquid, which is manifested in the fact that the «vibration force» acts in the same direction as the driving force of the capillary potential towards a smaller pore section. In this case, the oscillation energy is used to move the liquid due to the amplitude and frequency of vibration in the resonant mode to obtain the desired effect and implement the task.

Ключевые слова: жидкость, частота, амплитуда, массив, капилляр, вибрация, образование, пористость.

Keywords: liquid, frequency, amplitude, array, capillary, vibration, formation, porosity.

В основу большинства способов воздействия на угольный пласт, с целью изменения его свойств (газоносность, влажность, трещиноватость и др.) и состояния составляет гидравлическое воздействие на угольный массив. В части использования рабочей жидкости в качестве внедрения текучего в пласт, является способ гидровоздействия на низкопроницаемый угольный пласта. После гидродинамического воздействия в угольном пласте появляется развитая сеть трещин, при этом пласт приобретает выраженные свойства блочно-трещиноватой среды. Процесс гидровоздействия на газонасыщенный низкопроницаемый угольный пласт требует достаточно высокой энергоемкости, причем основные затраты идут на преодоление сил инерции и упругости массива. На полезную работу по созданию трещин идет лишь малая часть затраченной энергии. Вибрационное воздействие является способом достаточно малой энергоемкости, открывающим новую возможность использовать инерционность и упругость самого горного массива, включая угольный пласт и вмещающие породы, изменяющим его реологические свойства.

Этот способ позволяет увеличить не только трещиноватость, но и увеличить газопроницаемость путем создания новых трещин и пор, перейти от ламинарной к турбулентной фильтрации жидкости. Главные качественные закономерности указанных процессов, происходящих в угольном массиве, группируются вокруг явления резонанса, дающего возможность согласованного, синхронного поведения такой сложной системы, как блочно-трещиноватый угольный массив.

В способ вибрационного воздействия входит комплекс решений по управлению влагонасыщением объема угля при движении жидкости по трещинам и порам. Как показывают данные многих экспериментов, решающая роль в глубокой, объемной пропитке угольного массива жидкостью принадлежит капиллярной пропитке. При этом важно знать связь объемов нагнетания жидкости и объемной пропитки угольного массива с его фильтрационными характеристиками и параметрами трещин и пор.

Скорость капиллярной пропитки играет существенную роль в насыщении вещества жидкостью и других пористых тел. Искривление свободной поверхности жидкости под действием внешних сил (например, вибрации) вызывает появление и распространение капиллярных волн.

Для смачивающих жидкостей поток жидкости направлен к мениску с меньшим радиусом кривизны (т.е. в сторону большего давления). Причиной капиллярного передвижения может быть не только градиент кривизны, но и градиент поверхностного натяжения жидкости.



Поскольку капиллярные силы возникают лишь при наличии поверхности раздела жидкой и газовой фаз, условия вещества в капиллярно-пористых телах, полностью и частично заполненных жидкостью, различны. При полном заполнении капилляров жидкостью перенос вещества осуществляется за счет массового движения, обусловленного разностью давлений на концах капилляра. Таким образом, на обоих менисках жидкости возникают противоположно направленные капиллярные потенциалы, не равные по абсолютной величине. В результате жидкость в капилляре приходит в движение под действием давления, которое продолжается до тех пор, пока потенциалы не выровняются (пока не наступит равенство $r_1 = r_2$). Это произойдет, когда мениск с r_2 достигнет узкого конца капилляра r_1 . Таким образом, происходит инициированное заполнение капилляров в пористых телах. Под действием внешних сил (вибровоздействие и т.д.) движение жидкости может усиливаться, продолжая движение по всей длине капилляра.

Для разработки основных параметров активных воздействий на угольный пласт, в частности усиления капиллярной пропитки пласта под вибровоздействием, оценим фильтрационные свойства угольного пласта в зонах гидровоздействия.

Так как для капилляров в угольном массиве характерна, прежде всего, кривизна поверхности жидкости в них, то естественно, что здесь больше всего сказывается влияние дополнительного давления, вызванного кривизной поверхности (давление Лапласа). Непосредственным следствием этого дополнительного давления является так называемый капиллярный подъем.

Эффект капиллярного переноса жидкости проявляется уже при радиусах капилляра менее 10 мкм. Даже при радиусе капилляра 50 мкм давление Лапласа не столь велико (984,96 Па), а при радиусе 500 мкм – совсем сходит на «нет» (98, 5 Па). Расчеты показывают, что капиллярное давление на мениске жидкости с радиусом капилляра 1 мкм равно 49248 Па (для сравнения: максимальное давление, развиваемое самым мощным на сегодняшний день вентилятором главного проветривания ВЦД 47,5У равно 9000 Па).

Вибрационное воздействие, особенно в резонансном режиме, на угольный пласт через скважину с поверхности направлено на более глубокое заполнение капилляров в пласте рабочей жидкостью гидровоздействия. В связи с этим в угольном пласте генерируются волновые поля. Одним из рациональных методов генерирования волнового поля является метод, основанный на вибрационном воздействии на внутрискважинную жидкость.

Рассмотрим физический механизм вибрационного воздействия на капилляры, заполненные жидкостью, и определим направление перемещения жидкости в капилляре. Для этого рассмотрим капилляр, заполненный смачиваемой жидкостью, в виде усеченного конуса с радиусами r_1 и r_2 . Произведем вибрационное воздействие на капилляр с частотой ν и амплитудой A . Условимся, что сила трения равна нулю, а другие силы уравновешены, поэтому нашу систему можно считать замкнутой, и ее полная энергия при движении не может измениться. Тогда потенциальная энергия жидкости U в поле сил тяжести при одном периоде колебания увеличится на:

$$U = \rho S g A^2, \tag{1.1}$$

где S – площадь сечения капилляра, ρ – плотность жидкости, g – ускорение свободного падения.

Пусть сечения капилляра по разным менискам смачиваемой жидкости будут S_1 (крайнее левое положение) и S_2 (крайнее правое положение) (рис. 1). В крайнем левом положении ($x = A$, где x – начало отсчета по координатной оси X , при котором центр тяжести жидкости находится в положении равновесия) потенциальная энергия равна $U_{\text{левое}} = \rho S_1 g A^2$. Кинетическая энергия в этот момент равна нулю, потому что нулю равна скорость движения жидкости. Значит, потенциальная энергия $U_{\text{левое}} = \rho S_1 g A^2$ – это полная механическая энергия системы в этот момент. Когда жидкость при своем движении окажется в крайнем правом положении ($x = -A$), его кинетическая энергия снова будет равна нулю и полная энергия системы опять равна потенциальной. А полная энергия не может измениться. Значит, она снова равна $U_{\text{правое}} = U_{\text{левое}} = \rho S_2 g A^2 = \rho S_1 g A^2$. Так как $S_2 > S_1$, это значит, что амплитуда смещения в крайнем правом положении меньше амплитуды смещения в крайнем левом положении (рис. 1). Следовательно, будет иметь место перемещение жидкости в сторону меньшего сечения за счет вибровоздействия.

В действительности, кроме сил вибрации будут еще действовать силы трения и капиллярного давления. Силы трения совершают отрицательную работу, а движущая сила капиллярного переноса жидкости действует в одном и том же направлении с силой виброперемещения и приведет к росту амплитуды, тем более что такая добавочная вибрационная сила (пусть даже небольшая) будет добавляться к давлению Лапласа каждый период колебания.

Глубокие изменения капиллярной пропитки угольного массива будут происходить в области резонансных частот, то есть совпадения вынуждающей силы вибровоздействия с собственной частотой колебания определенного участка угольного массива. Увеличение амплитуды колебаний в n раз приводит к возрастанию энергии колебательной системы в n^2 раз, что приводит к существенным энергетическим эффектам по сравнению с энергией возбуждения вибраций малой амплитуды и частоты.



Энергия вибрационного воздействия направлена на дальнейшее (после гидровоздействия) раскрытие трещин и продвижение жидкости вглубь массива по капиллярам более мелкого радиуса, то есть по капиллярам радиуса менее 10 мкм (область переходных и микропор), что и представляет собой сорбционный объем угля, который оставался малодоступным при применении гидровоздействия.

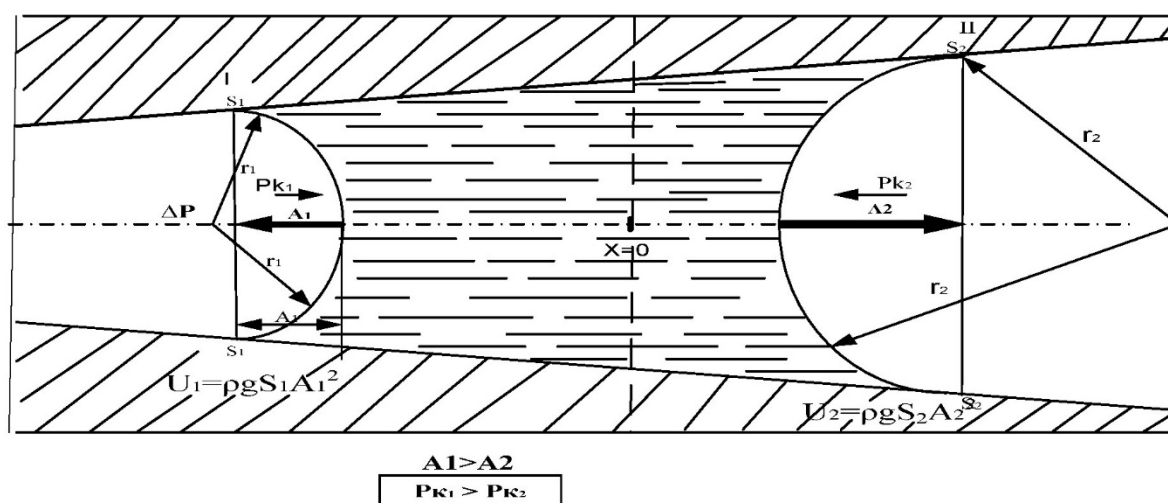


Рисунок 1 – Физический механизм вибрационного и капиллярного действий на перемещение жидкости

Расчётная разность капиллярных потенциалов, т.е. движущая сила переноса жидкости по капиллярам в угольном блоке является силой, перемещающей жидкость по капилляру против силы адгезии между жидкостью и стенками капилляра, и эта сила распределена вблизи поверхности капилляра. Таким образом, можно предположить, что скорость жидкости вблизи стенок капилляра имеет максимальное значение под действием вибрации и значительно превышает скорость в центре капилляра.

Процесс переноса газов и жидкости в капиллярах пористых тел отличается большим разнообразием механизмов, условий переноса, зависящих от движущей силы, а также от специфических свойств компонентов и размеров пор. Вибровоздействие на пласт активизирует не только капиллярное влагонасыщение угля, но и другие многие механизмы переноса жидкости и газов в пористых телах.

Как известно, в гладких цилиндрических капиллярах ламинарный режим течения сохраняется до критического значения критерия Рейнольдса ($Re = u d \rho / \eta$). При постоянных значениях зависит критерий Рейнольдса только от скорости течения жидкости вязкость η , плотность жидкости ρ и от диаметра капилляра d . Угли, как трещиноватое и пористое тело, имеют капилляры и поры различных диаметров, поэтому по ним течет с разными скоростями жидкость. Вследствие этого вместо скачкообразно перехода от ламинарного режима к турбулентному наблюдается плавное изменение режима течения жидкости. Кроме того, капилляры в углях имеют различную форму, а также шероховатость поверхности, разную извилистость, что в большой мере сказывается на режиме течения жидкости (критическое значение в этом случае Re снижается). Для реальных пористых тел оно изменяется в широких пределах, чаще всего этот диапазон меняется от 10 до 30, но может быть и меньше.

Способ вибровоздействия позволяет перейти от ламинарной к турбулентной фильтрации жидкости. Для пористо-трещиноватой структуры угольного массива, при ламинарном режиме потока в порах коэффициент проницаемости является постоянной величиной, характеризующей проницаемость данной пористой структуры. Изменяется и коэффициент проницаемости с изменением структуры угольно массива.

Как показали расчеты эффект капиллярного переноса жидкости проявляется при радиусах капилляра менее 10 мкм. Даже при радиусе капилляра 50 мкм давление Лапласа не столь велико (984,96 Па), а при радиусе 500 мкм – составляет всего 98, 5 Па. при этом капиллярное давление на мениске жидкости с радиусом капилляра 1 мкм равно 49248 Па.

Таким образом, физический механизм вибрационного воздействия на капилляры, заполненные жидкостью, проявляется в том, что «вибрационная сила» действует в одном направлении с движущей силой капиллярного потенциала (в сторону меньшего сечения поры), пополняя энергию на перемещение жидкости за счет амплитуды и частоты вибровоздействия. Энергия вибрационного воздействия направлена на дальнейшее (после гидровоздействия) раскрытие трещин и продвижение жидкости вглубь массива по капиллярам более мелкого радиуса, то есть по капиллярам радиуса менее 10 мкм (область переходных и микропор), что представляет собой сорбционный объем угля, который оставался малодоступным при применении заблаговременного гидровоздействия на низкопроницаемый газонасыщенный угольный пласт.



Литература

1. Чернов О.И., Черкасов В.С., Горбачев А.С. Движение жидкости в угольных пластах. – Новосибирск : Наука, 1981. – 129 с.
2. Pavlenko M.V. The Formation of zones of the coal fray volumetric impregnation as a result of the vibration impact. 23th International Conference Engineering Mechanics. – 2017. – Svratka. Czech Republik. 15–18 may 2017. – P. 758–761.
3. Павленко М.В. Обоснование технологии подготовки газоносного угольного пласта на базе комплексного воздействия // Горный информационно-аналитический бюллетень. – 2018. – № 3. – С. 91–97. – DOI: 10.25018/0236-1493-2018-3-0-91-97
4. Павленко М.В., Скопинцева О.В. О роли капиллярных сил при вибровоздействии на гидравлически обработанный газоносный угольный массив // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2019. – № 3. – С. 43–50. – DOI: 10.25018/0236-1493-2019-03-0-43-50

References

1. Chernov O.I., Cherkasov V.S., Gorbachev A.S. liquid Movement in coal-fired ayers. – Novosibirsk : Nauka, 1981. – 129 p.
2. Pavlenko M.V. The Formation of zones of the coal fray volumetric impregnation as a result of the vibration impact. 23th International Conference Engineering Mechanics. – 2017. – Svratka. Czech Republik. 15–18 may 2017. – P. 758–761.
3. Pavlenko M.V. Substantiation of technology for preparing a gas-bearing coal seam on the basis of a complex impact // Mining information and analytical Bulletin. – 2018. – № 3. – P. 91–97. – DOI: 10.25018/0236-1493-2018-3-0-91-97
4. Pavlenko M.V., Skopintseva O.V. On the role of capillary forces in vibration action on a hydraulically processed gas-bearing coal array // Gorny information and analytical Bulletin (scientific and technical journal). – 2019. – № 3. – P. 43–50. – DOI: 10.25018/0236-1493-2019-03-0-43-50



УДК. 555.98

НОВЫЕ ДАННЫЕ О СТРОЕНИИ РЕЗЕРВУАРА НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ В ГРАНИТНОМ МАССИВЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОЙМАША



NEW DATA ON THE STRUCTURE OF THE RESERVOIR OF AN OIL DEPOSIT IN THE GRANITE MASSIF AND PROSPECTS FOR ADDITIONAL EXPLORATION OF THE OYMASHA FIELD

Попков Василий Иванович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, академик РЕН,
профессор кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
geoskubsu@mail.ru

Попков Иван Васильевич

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
iv-popkov@mail.ru

Крупин Алексей Александрович

исполнительный директор по геологии,
АО «КазНИПИМунайгаз»
geol_geol@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены факторы, контролирующие формирование емкостных свойств гранитного массива. Предложена модель резервуара нефти в магматических породах. Сделаны рекомендации по доразведки месторождения.

Ключевые слова: гранитная интрузия, коллектор, резервуар, залежь нефти, доразведка месторождения.

Popkov Vasily Ivanovich

Doctor of geological
and mineralogical Sciences,
Professor, academician
of the Russian Academy of Sciences,
Professor of the Department
of regional and marine Geology,
Kuban state University
geoskubsu@mail.ru

Popkov Ivan Vasilyevich

Candidate of geological
and mineralogical Sciences,
associate Professor
of regional and marine Geology,
Kuban state University
iv-popkov@mail.ru

Krupin Alexey Alexandrovich

Executive Director of Geology,
JSC «Kaznipimunaygas»
geol_geol@mail.ru

Annotation. The factors controlling the formation of capacitance properties of a granite massif are Considered. A model of an oil reservoir in igneous rocks is proposed. Recommendations are made for additional exploration of the field.

Keywords: granite intrusion, reservoir, reservoir, oil Deposit, additional field exploration.

Месторождение Оймаша расположено в пределах Песчаномысско-Ракушечного свода, осложняющего южный борт Южно-Мангышлакского прогиба. Первый прогноз нефтегазонасыщенности фундамента на площади Оймаша был дан в 1981 г. [2], подтвержденный в дальнейшем получением притоков нефти в скв. 9 и 12, ознаменовавших открытие промышленных скоплений нефти в гранитном массиве. На данном месторождении был накоплен первый отечественный опыт целенаправленного ведения поисков залежей нефти в породах фундамента месторождения, разработана оригинальная модель залежи нефти в гранитоидном массиве, введены в геологию резервуаров УВ такие понятия, как «явления термоусадки», «тектоно-кесонный эффект» и др. [1, 7, 11, 12], привнесенные нами из рудной геологии, было зарегистрировано изобретение [6].

В процессе разведки было предложено достаточно много моделей резервуара в гранитном массиве. Не останавливаясь на их анализе, отметим лишь, что большинство из них было или чрезмерно схематичными, или же недостаточно подкреплено имеющимися даже в то время фактическими геологическими материалами. Оймашинское нефтяное месторождение явилось первым в Советском Союзе, где был произведен подсчет запасов нефти в гранитном массиве фундамента, поставленные на государственный баланс, и начата их промышленная эксплуатация. Запасы нефти были оценены по залежам в нижний юре, в карбонатном комплексе среднего триаса и гранитной интрузии. При этом 80 % из них содержатся в гранитах. Принятая в подсчете запасов модель [13] позволила защитить запасы на ГКЗ и легла в основу техсхемы разработки месторождения. Но очень скоро стало ясно, что она не отвечает реальной геологической ситуации и в качестве рабочей модели была принята наша модель [9, 10]. Несмотря на большой срок эксплуатации месторождения, многие данные о его строении остаются малоизвестными широкому кругу специалистов.



Представления об особенностях нефтегазоносности Оймашинской площади претерпели значительную эволюцию в процессе ее разбуривания. По первоначальным данным сейсморазведочных работ поднятие Оймаша рисовалось в виде брахиантиклинальной складки субширотного простирания с размерами 6,5x2,7 км и амплитудой около 30 м. В поисково-разведочное бурение поднятие было введено в 1978 г. в соответствии с проектом, предусматривавшим заложение поисковых скважин по традиционной методике, применяющейся для опоскования антиклинальных структур. Бурение проектировалось на триасовые отложения, вскрытие интрузивно-метаморфического комплекса фундамента не предполагалось, т.к. на основании данных сейсморазведки считалось, что он залегает на значительных глубинах.

Однако первая пробуренная «сводовая» (как предполагалось) скважина № 9, пройдя весь разрез триаса, вошла в метаморфические породы, а затем вскрыла граниты. Уже в этой скважине были установлены признаки нефти в гранитах, были получены притоки нефти из метаморфических пород при пластоиспытаниях, а из отложений триаса был получен приток нефти дебитом 250 м³/сут. Пробуренные затем скважины № 10 и 11 на периклиналях поднятия оказались по подошве триасовых отложений гипсометрически выше скважины № 9, но притоков из триаса в них не было получено, а заложенная на северном крыле структуры скважина № 12 дала приток нефти из гранитов дебитом 350 м³/сут. Таким образом, не обнаружилось сколько-нибудь очевидной связи между гипсометрией нефтеносных объектов и продуктивностью скважин. Керновый материал свидетельствовал, что нефть получали из объектов, представленных интенсивно трещиноватыми породами, гидротермально измененными, химически выветрелыми. Это обстоятельство давало возможность предположить, что обнаруживаемые скопления нефти приурочены к участкам вторичного разуплотнения пород, которые пространственно и генетически связаны с зонами разрывных нарушений [1, 2].

Учитывая, что вторичные коллекторы сформированы в наиболее позднее время, и что нефть содержится в трещинах и пустотах наиболее поздних генераций, с целью прогноза зон повышенной новейшей тектонической трещиноватости был выполнен морфометрический анализ топокарт и изучены космоснимки этой территории [7, 9]. В результате было установлено, что Оймашинскому участку соответствует морфоаномалия, близкая к кольцевой, которая четко выделяется как на фотоснимках, так и на топокартах, соответствующая блоку фундамента, имевшему определенную автономию подвижек в новейшее время.

Существование блока подтверждалось и данными гравиметрических работ. В частности установленная отрицательная аномалия поля силы тяжести оказалась приуроченной к наиболее приподнятому участку кровли гранитной интрузии (плотность гранитов ниже плотности вмещающих метаморфических пород), а конфигурация изоаномал четко соответствует западному полукольцевому ограничению выделенного блока, что, видимо, объясняется резким погружением склона интрузии на этом участке. Особенно четко подтвердили существование блока данные выполненной позже аэромагнитной съемки.

На этом основании была предложена модель Оймашинской нефтяной залежи (или залежей) в породах фундамента и, возможно, триаса, исходя из ее (или их) жильного типа [1]. При этом предполагалось, что наиболее интенсивные процессы разуплотнения пород должны протекать в зонах дизъюнктивного ограничения блока, хотя и допускалась возможность получения притоков нефти и в зонах тектонических нарушений, оперяющих или рассекающих блок. На этом основании были разработаны рекомендации по заложению целого ряда скважин на предполагаемые зоны трещиноватости. Последующие скважины № 16 и № 20 были заложены с учетом изложенных представлений о характере залежей. В скв. 20 при испытании в колонне были получены интенсивные проявления нефти из гранитов (периодический кратковременный приток) и из сланцев фундамента, а промышленный приток с дебитом 72 м³/сут. был получен при испытании нижней пачки триасовых отложений. В скв. № 18 при пластоиспытаниях были получены притоки нефти, газа и воды из измененных гранитов, но затем, возможно в связи с допущенным катастрофическим поглощением промывочной жидкости в процессе бурения, при испытании в колонне были получены лишь признаки нефти.

Непосредственно по предложенным рекомендациям было заложено еще 6 скважин (16, 22, 25, 26, 30, 31). Практически все скважины вскрыли зоны трещиноватости в доюрском разрезе. Промышленные притоки были получены из трещиноватых гранитов в скважинах 16 и 25, расположенных, как и ранее пробуренная скважина 12, на границе блока, а также в скважине № 31, находящейся в зоне рассекающего блок нарушения. В скважине 26 при разбуривании триасовых отложений отмечались интенсивные газопроявления, но при испытании в колонне притоки не были получены. В скважине 22 из-за аварии опробование вскрытых ею сильно измененных гранитов было проведено некачественно. Скважина № 30 вскрыла измененные граниты, в которых хотя и отмечались нефтепроявления по трещинам, однако при пластоиспытании соответствующего интервала приток не был получен, а в колонне этот интервал не опробовался.

Таким образом, керновый материал свидетельствует, что все притоки получены из сильно трещиноватых и гидротермально измененных пород, имеющих узко локальное распространение. Данные бурения указывают также на приуроченность измененных пород к зонам разрывов. Так, скважина 18



под отложениями триаса на глубине 3577 м вскрыла практически свежие граниты, а затем с глубиной вторичная измененность гранитов стала возрастать и, наконец, на глубине 3727 м скважина вошла в сильно трещиноватые, перемятые (до милонитов) граниты, прослеженные до глубины, по крайней мере, 3800 м. Далее с глубиной интенсивность изменения гранитов снижалась и скважина вновь вошла в неизменные граниты. Такая последовательность вскрытия измененных и неизменных гранитов и их милонитизация свидетельствует о том, что скважина пересекла зону крутопадающего тектонического нарушения. Аналогичным образом объясняется наличие более чем 270-метрового интервала разрушенных и сильно измененных гранитов в разрезе скважины 12, а также трещиноватых и гидротермально измененных сланцев и разуплотненных гранитов в скважине 9. В скважинах, не открывших неизменные породы, притоки нефти не были получены.

В итоге проведенных работ на Оймашинском участке были установлены залежи нефти в отложениях нижней юры, триаса и в гранитах фундамента. Из нижнеюрских отложений (базальный горизонт) приток нефти получен лишь в одной скважине № 10. Из триасовых отложений высокодебитные притоки нефти были получены в скважине № 9 из известняково-вулканогенной толщи и в скв. № 20 из вулканогенно-доломитовой толщи среднего триаса. Кроме того, при пластоиспытаниях был получен приток нефти в скв. № 13 из известняково-вулканогенной толщи, а в скв. 12 получен приток разгазированного раствора с пленками нефти из вулканогенно-известняковой толщи. В колонне эти объекты не опробовались.

Промышленные притоки нефти из гранитов были получены в скважинах № 12, 16, 25, 31. Слабые притоки нефти при опробовании были получены в скважинах № 9 и № 20. Притоки УВ из гранитов при пластоиспытаниях были получены также в скв. № 18, а при опробовании в колонне промышленных притоков получить не удалось.

Притоки нефти были получены и из метаморфических пород фундамента: в скв. № 9 при пластоиспытании (14,4 м³/сут) и в скв. № 20 при опробовании (кратковременный приток).

Почти все скважины, давшие промышленные притоки нефти, вводились в эксплуатацию. Общая накопленная добыча по залежам только за 1981–88 гг. составила 480 тыс. т, в т.ч. по залежи в гранитах 259,5 тыс.т.

Открытая пористость гранитов, в зависимости от степени их измененности вторичными процессами, колеблется от 0,1 % до 12,4–13,4 %. Пластовые давление и температура составляют 149 °С, 475,7 атм. Плотность нефти 0,832–0,841 г/см³, температура застывания +14 °С. Компонентный состав газа: метан 66,55, этан 12,20, пропан 5,2, изобутан и н-бутан 2,4, изопентан и н-пентан 0,7, азот 11,42, кислород 1,53.

Как уже отмечалось, проведенные нами ранее исследования позволили высказать предположение о приуроченности скоплений УВ к зоне дезинтеграции гранитов, связанной с кольцевой системой разрывных нарушений в чехле фундамента, активизированных в новейшее время. Отсюда вытекало и заключение о преимущественно жильном типе залежи [1]. Накопленный позже материал, не противореча в целом этим выводам, свидетельствует о более сложном строении резервуара.

Обработка материалов ГИС, анализ керна и результатов опробований в скважинах позволяют говорить о существовании расслоенности гранитного массива, в результате чего образующиеся отдельные пластообразные тела достаточно четко прослеживаются по разрезу и площади. При вскрытии пластообразной зоны разуплотнения отмечаются увеличение скорости проходки, поглощения промывочной жидкости (иногда интенсивные), газопроявления (рис. 1). Проведение работ по интенсификации притока в этих интервалах показало значительное уменьшение градиента гидроразрыва пласта. Так, например, если в монолитных гранитах градиент гидроразрыва составляет 1,9–2 ед., то в зоне разуплотнения он понижается до 1,65–1,54 ед. Это также свидетельствует о присутствии горизонтов с повышенной проницаемостью, что, в свою очередь, требует большого объема работ для ликвидации зоны кольматации при вызове притока.

Граниты верхней части массива в тех случаях, когда они не подверглись интенсивной эрозии, сложены плотными мелкозернистыми разновидностями. Породы рассечены многочисленными, преимущественно вертикальными трещинами, залеченными кварцем, кальцитом, рудными минералами, битумом [4]. Максимальные значения мощности этой зоны достигают 60–100 м. В скв. 16, 18, 31, открывших наиболее эродированные участки массива, встречены более «глубокие» горизонты интрузии. Здесь же отмечается развитие площадной коры выветривания.

Выветрелые разности гранитов установлены в некоторых скважинах (9, 10) и в зоне контакта с метаморфическими породами.

Ниже зоны мелкокристаллических гранитов выделяется зона, где развиты преимущественно крупнозернистые разности пород, а также порфиридные граниты с кристаллами полевых шпатов до 1,5–3 см, иногда 5 см.

Для гранитов этой зоны характерны глинизация, пелитизация, серицитизация и хлоритизация полевых шпатов, наблюдается разрушение биотита с образованием вторичного мусковита, отчетливо видны следы корродирования карбонатами зерен кварца [5]. Плотность пород составляет 2,54–2,69 г/см³. Открытая пористость колеблется от 3,4 до 7 %, достигая иногда 12,4 % [8]. Перечисленные выше осложнения, возникающие при проводке скважин, приходится именно на эту зону.

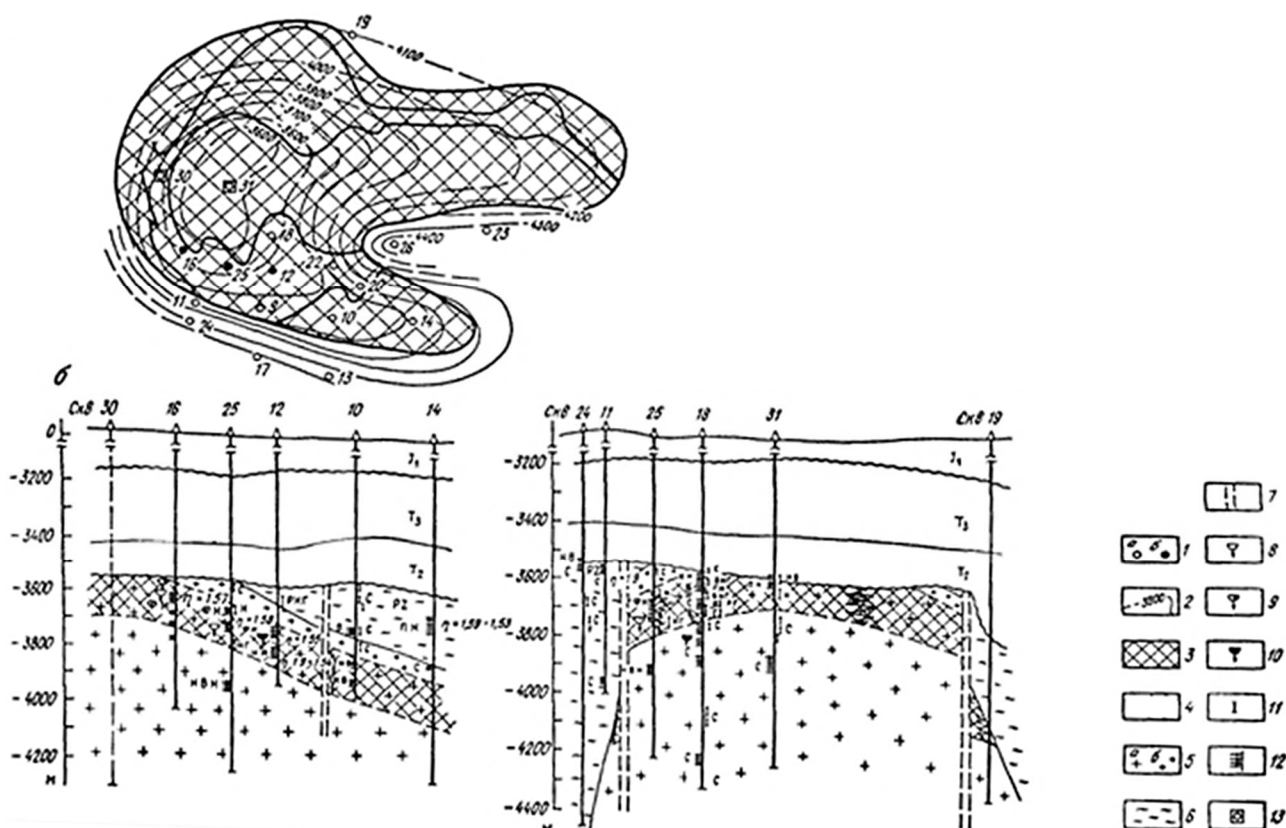


Рисунок 1 – Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве площади Оймаша[11]:

- А – структурная схема резервуара в плане, Б – геологические разрезы ,
 1 – глубокие скважины (а – вскрывшие породы фундамента, б – давшие фонтанные притоки из гранитов);
 2 – изогипсы по кровле гранитов, м; зоны: 3 – разуплотнения в гранитах, связанные с явлениями термоусадки,
 4 – дробления, приуроченные к разрывным нарушениям;
 5 – граниты: а – крупнокристаллические, б – мелкокристаллические; 6 – метаморфические породы;
 7 – разрывные нарушения; интервалы поглощения бурового раствора: 8 – незначительного (10–15 м³/сут),
 9 – среднего (от 10 до 40м³/сут), 10 – сильного;
 11 – интервалы пластоиспытаний в открытом стволе, 12 – интервалы перфорации;
 13 – скважины, находящиеся в бурении или строительстве;
 характер полученного флюида по ИПГ: Н – нефть, НВ – нефть и вода, РНГ – раствор, нефть и газ; характер полученного флюида при испытании в колонне: ПН – перелив нефти, НВН – незначительный приток воды с нефтью, ФН – фонтан нефти; НВ – незначительный приток воды, НН – незначительный приток нефти, НВ – нефть и вода; С – пласт «сухой»

Ниже по разрезу, в тех случаях, когда скважина не подсекает разрывное нарушение, залегают практически не измененные граниты. Окраска их беловато-серая, минералы имеют четкую форму, мусковитизация биотита отмечается редко. Зеленоватая окраска, почти постоянная для пород вышележащих зон как следствие хлоритизации плагиоклазов, здесь не отмечена. Величина открытой пористости резко снижается (0,24–0,46), а плотности возрастает (2,65–2,71 г/см³).

Отмеченные выше неоднородности в строении гранитного массива находят отражение и в геофизической характеристике разреза. Для средней зоны или зоны разуплотнения, свойственны резкие колебания величин сопротивления, увеличение диаметра ствола скважин. Наличие менее плотных горизонтов подтверждается и данными акустического каротажа. Неизменным разностям пород присущи монотонная запись электрокаротажа и близкий к номинальному диаметр скважин.

Таким образом, имеющийся фактический материал позволяет предполагать развитие в гранитной интрузии пластообразных участков разуплотнения. Максимально разрушены граниты и в случае пересечения этих горизонтов разрывными нарушениями (скв. 12, 16, 18, 25).

Следовательно, можно говорить о том, что модель резервуара в гранитном массиве несет в себе элементы как пластового, так и жильного характера. Образование пластообразной зоны разуплотнения связано с явлениями термоусадки в момент раскристаллизации гранитоидной магмы [7], в то время как жильной зоны – с разрывными нарушениями. Последняя имеет определяющий характер.

В 2013 г. на месторождении Оймаша с целью поиска новых нефтегазоперспективных объектов и прогноза зон распространения трещинно-кавернозных коллекторов в доюрских отложениях, апробирована технология CSP (Common Scattering Point – метод общей рассеивающей точки), разработанная российскими специалистами. Сущность метода связана с использованием инновационной



технологии обработки и интерпретации сейсмических материалов, на математически точном решении обратной задачи рассеяния в акустическом приближении по данным многократных перекрытий. В результате обработки получены два куба данных: куб данных отраженных волн и куб данных рассеянных волн. Куб отраженных волн (рефлекторов) используется для корреляции целевых горизонтов и построения разломно-блоковой структуры. Куб рассеянных волн (дифракторов) используется для изучения трещинно-кавернозных коллекторов (рис. 2). Куб индекса акустических неоднородностей (ИАН) послужил основой для получения площадного и вертикального распределения динамики дифракторов в исследуемых интервалах разреза (рис. 3).

Для прогноза зон развития трещинно-кавернозных коллекторов по палеозойским и триасовым породам были построены и проанализированы карты индекса акустической неоднородности (суммарные значения амплитуд рассеянных волн) во временных интервалах, соответствующих продуктивным горизонтам (рис. 4).

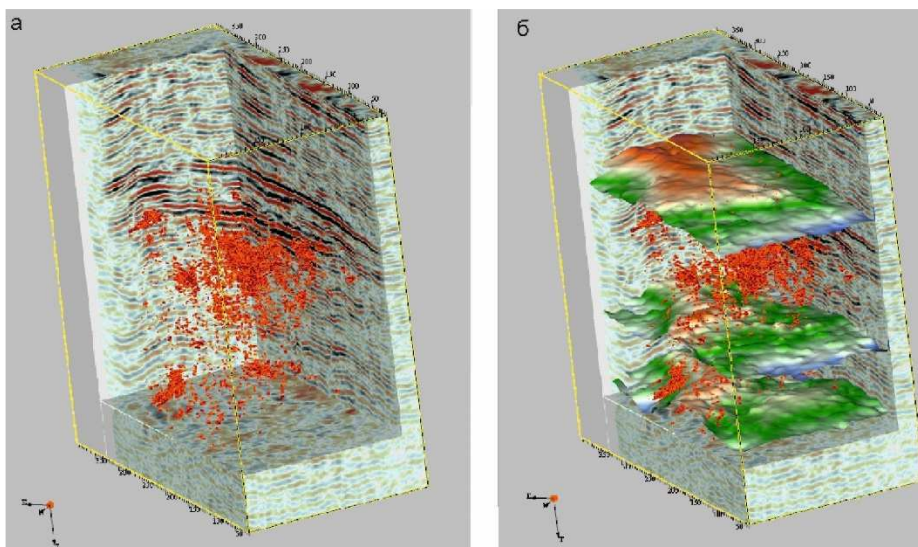


Рисунок 2 – Сопоставление кубов рефлекторов и дифракторов импортированных в интерпретационный проект: а) куб рефлекторов и дифракторов, б) совместное представление кубов рефлекторов и дифракторов с изохронными поверхностями по горизонтам V₁, V₂ и VI

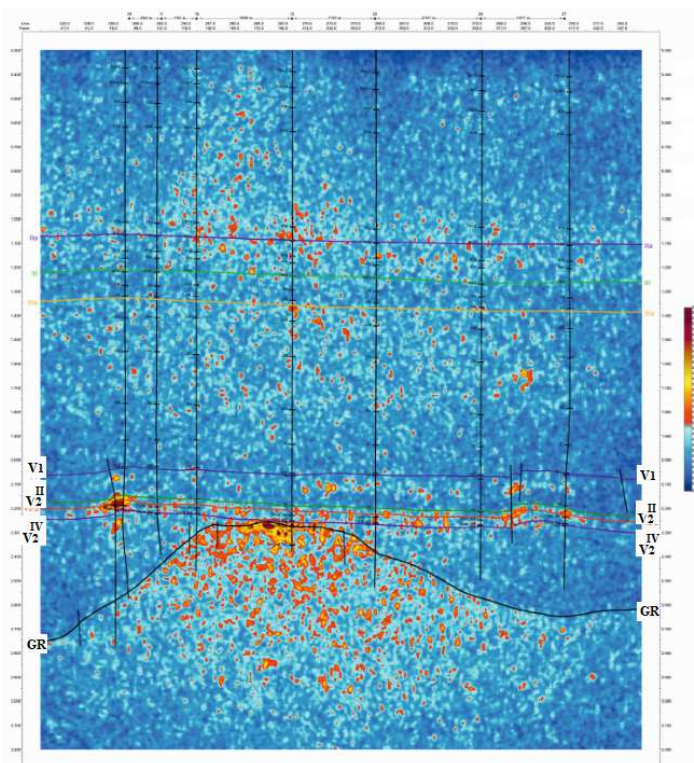


Рисунок 3 – Оймаша. Временной срез куба рассеянных волн по скважинам 24-11-1Э-22-27

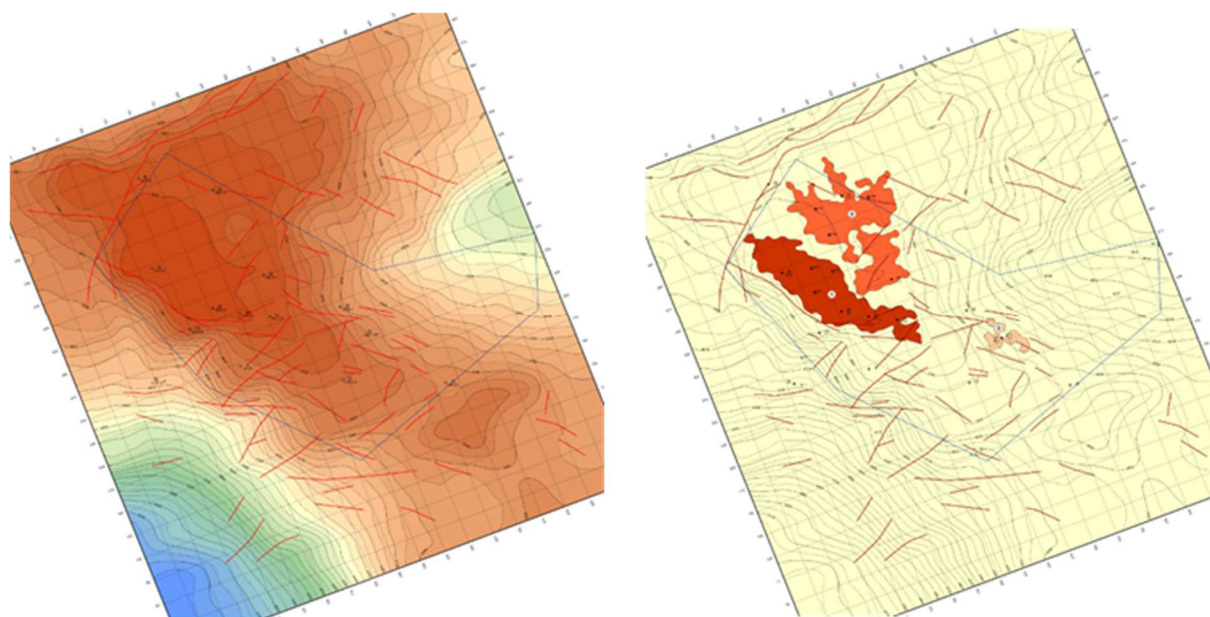


Рисунок 4 – Оймаша. Структурная карта кровли гранитной интрузии (слева) и карта перспектив (индекса акустической неоднородности) нефтегазоносности гранитной интрузии: темно-красный цвет на карте справа – наиболее перспективные участки.

Основные выводы, положительные и отрицательные результаты проведенных работ.

1. Положительные. Выделены высокоперспективные участки по обнаружению залежей УВ в гранитоидах фундамента и карбонатах среднего триаса. В результате обработки сейсмических данных методом CSP в волновом поле куба дифракторов граница интрузии выделяется по резкому увеличению энергии рассеивающей компоненты.

2. Отрицательные. Как и в материалах середины 80-х годов прошлого века, в волновом поле отраженных волн, а также их атрибутов гранитная интрузия отображается слабо. На большей части вертикальных срезов по сейсмическому кубу 3Д волновое поле в гранитах не отличается от поля метаморфических вмещающих пород (субпараллельные, переменно-амплитудные отражения), схожи они и в поле динамических атрибутов.

Не вызывает сомнения, что месторождение Оймаша осталось недоразведанным. Так, по материалам гравиразведки к северо-востоку от разведочных скважин 30, 31 выделяется обширный блок, имеющий сходные структурно-тектонические условия с продуктивным блоком, который не охвачен бурением. В его пределах выделяется участок с благоприятными коллекторскими свойствами (см. рис. 4), представляющий практический интерес.

Не установлена нижняя граница нефтегазоносности фундамента. Учитывая материалы керна, отобранного в поисково-разведочных скважинах, результаты интерпретации сейсморазведки МОГТ-3Д методом CSP, нижняя граница нефтегазоносности гранитоидов Оймаша располагается, возможно, гораздо ниже уровня разведанных запасов. Этаж нефтегазоносности залежи в гранитах Оймаша порядка 250 м, скважина 12 Оймаша прошла бурением по гранитам 267 м, но и на забое 3905 м были подняты трещиноватые граниты со следами выветривания, содержащие в трещинах подвижную нефть [5]. К примеру, этаж нефтегазоносности залежи в гранитах Белый Тигр – 1500 м.

Остается совершенно не изученной залежь в метаморфических породах – вероятный резерв прироста запасов нефти.

Для выявления и оконтуривания зон разуплотненных (трещиноватых) пород-коллекторов гранитной интрузии и метаморфических пород целесообразно провести высокоразрешающие сейсморазведочные работы 3Д с использованием метода сейсмолокации бокового обзора (СЛБО), хорошо зарекомендовавшего себя в других регионах.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 19-45-230005 р_а и проекта РФФИ 19-05-00165_а.

Литература

1. Паламарь В.П. [и др.]. Прогнозирование нефтегазоносности и совершенствование методики поисков и разведки скоплений углеводородов в низкопроницаемых породах // Известия Вузов. Геология и разведка. – 1985. – № 3. – С. 107–110.
2. Попков В.И. Перспективы поисков залежей нефти и газа в породах фундамента Мангышлака // Освоение нефтяного Мангышлака. – Грозный, 1981. – С. 7–11.



3. Попков В.И., Япаскurt О.В. К строению фундамента Мангышлака // Доклады АН СССР. – 1982. – Т. 262. – № 2. – С. 423–425.
4. Попков В.И. [и др.]. Способ поисков месторождений нефти и газа (изобретение) // А.С. № 1276109, 1987.
5. Попков В.И., Рабинович А.А., Туров Н.И. Модель резервуара нефтяной залежи в гранитном массиве // Геология нефти и газа. – 1986. – № 8. – С. 27–31.
6. Попков В.И., Серебряков А.О. Нетрадиционные нефтегазоносные объекты. – Астрахань : Издательский дом «Астраханский университет», 2009. – 183 с.
7. Попков В.И. [и др.]. Факторы, контролирующие образование фильтрационно-емкостных свойств в гранитном массиве месторождения Оймаша // Южно-Российский вестник геологии, географии и глобальной энергии. – 2004. – № 3(9). – С. 297–298.
8. Попков В.И. [и др.]. Условия формирования коллекторов в гранитоидных массивах : Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа / Материалы седьмой международной конференции. – М. : ГЕОС, 2004. – С. 406–407.
9. Чербянова Л.Ф., Федулова Н.В., Коростышевский М.Н. Нефтяная залежь в гранитах месторождения Оймаша // Изв. АН Каз. ССР. Сер. Геология. – 1988. – № 5. – С. 67–77.

References

1. Palamar V.P. [et al.]. Forecasting of oil and gas content and improving the methods of searching and exploration of hydrocarbon accumulations in low-permeable rocks // Izvestiya Vuzov. Geology and exploration. – 1985. – № 3. – P. 107–110.
2. Popkov V.I. Prospects of searching for oil and gas deposits in the rocks of the Mangyshlak Foundation // Development of oil Mangyshlak. – Grozny, 1981. – P. 7–11.
3. Popkov V.I., Yapaskurt O.V. To the structure of the Foundation of Mangyshlak // Reports of the USSR Academy of Sciences. – 1982. – Vol. 262. – № 2. – P. 423–425.
4. Popkov V.I. [et al.]. Method of searching for oil and gas fields (invention) // A.S. № 1276109, 1987.
5. Popkov V.I., Rabinovich A.A., Turon N.I. Model of the reservoir of an oil Deposit in a granite massif // Geology of oil and gas. – 1986. – № 8. – P. 27–31.
6. Popkov V.I., Serebryakov A.O. Unconventional oil and gas objects. – Astrakhan : Astrakhan University Publishing house, 2009. – 183 p.
7. Popkov V.I. [et al.]. Factors controlling the formation of filtration-capacity properties in the granite massif of the Oymasha Deposit // South-Russian Bulletin of Geology, geography and global energy. – 2004. – № 3(9). – P. 297–298.
8. Popkov V.I. [et al.]. Conditions for reservoir formation in granitoid massifs : New ideas in the Geology and Geochemistry of oil and gas / Proceedings of the seventh international conference. – М. : GEOS, 2004. – P. 406–407.
9. Cervanova L.F., Fedulova N.V., Korostyshevsky M.N. Oil reservoir in the granites field Olmasa // Izv. An KAZ. SSR. Ser. Geology. – 1988. – № 5. – P. 67–77.



УДК: 555.98.042(262.54)

ЕСТЬ ЛИ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ АЗОВСКОГО МОРЯ БИОГЕРМНЫЕ ПОСТРОЙКИ?



ARE THERE ANY PALEOZOIC DEPOSITS OF THE SEA OF AZOV BIOTHERMAL BUILDINGS?

Попков Иван Васильевич

кандидат геолого-минералогических наук,
доцент кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
iv-popkov@mail.ru

Попков Василий Иванович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, академик РЕН,
профессор кафедры региональной и морской геологии,
Кубанский государственный университет
geoskubsu@mail.ru

Аннотация. Рассмотрены возможности развития палеозойском разрезе Азовского моря биогермных построек, с которыми могут быть связаны крупные скопления нефти и газа. Произведен критический анализ существующих представлений по данному вопросу.

Ключевые слова: сейсморазведка, палеозой, биогермные постройки, складчато-надвиговые дислокации.

Popkov Ivan Vasilyevich

Candidate of geological
and mineralogical Sciences,
associate Professor
of regional and marine Geology,
Kuban state University
iv-popkov@mail.ru

Popkov Vasily Ivanovich

Doctor of geological
and mineralogical Sciences,
Professor, academician
of the Russian Academy of Sciences,
Professor of the Department
of regional and marine Geology,
Kuban state University
geoskubsu@mail.ru

Annotation. The possibilities of development of biohermic structures in the Paleozoic section of the sea of Azov, which may be associated with large accumulations of oil and gas, are considered. A critical analysis of existing views on this issue is made.

Keywords: Seismic, Paleozoic, bioherm construction, fold-thrust dislocations.

Большие надежды на обнаружение крупных скоплений углеводородов на Азовском море появились в последние годы [2, 3, 6, 7]. Эти надежды основаны на результатах сравнительно недавних региональных сейсмических съемок ПО «Союзморгео», давшие интересную информацию о внутренней структуре доплитного комплекса в зоне Азовского вала и его южного склона, представленного дислоцированными палеозойско-триасовыми отложениями [5].

Согласно результатам, приведенных в работах [2, 3, 6, 7], во внутренней структуре переходного комплекса Азовского вала на глубинах 2–5 км обнаружены крупные сложно построенные объекты: структуры «Палеозойская», «Високосная» (рис. 1). Эти объекты условно отнесены к стратиграфическому интервалу среднего палеозоя (девон). В ряде случаев они имеют сейсмические особенности, которые, по мнению вышеназванных исследователей, в совокупности с данными грави- и магнитометрии указывают на вероятность их «биогермного» или «вулканогенно-биогермного» происхождения. Считают, что последнее отображается в наличии геофизических признаков вулканических аппаратов, которые перекрываются слоистыми осадочными и вулканогенно-осадочными сериями. Развитие таких сложных комплексов может свидетельствовать о принадлежности рассматриваемой зоны к погребенной окраине континента и/или островной дуге.

По мнению Б.В. Сенина [7] такое заключение не лишено оснований, так как согласуется с итогами его обобщения материалов по геологическому строению подошвы осадочного чехла, по структуре поверхности палеозойского комплекса и по прогнозному распределению мощностей девонско-каменноугольных отложений в регионе.

В результате интерпретации сейсмического материала одно из таких тел оконтурено и получило название как структура «Палеозойская» (рис. 2). По замкнутой изогипсе – 2,5 км размер структуры составляет 18×10 км, площадь 185 км², амплитуда около 250 м. Сопоставление результатов сейсморазведки, гравиразведки и магниторазведки (изометричные аномалии), дает основание указанным авторам предполагать наличие под этой структурой вулканического аппарата, сформировавшегося на уступе древнего континентального склона.



Рисунок 1 – Предполагаемые объекты биогермного происхождения: структуры «Палеозойская» и «Високосная» [3]

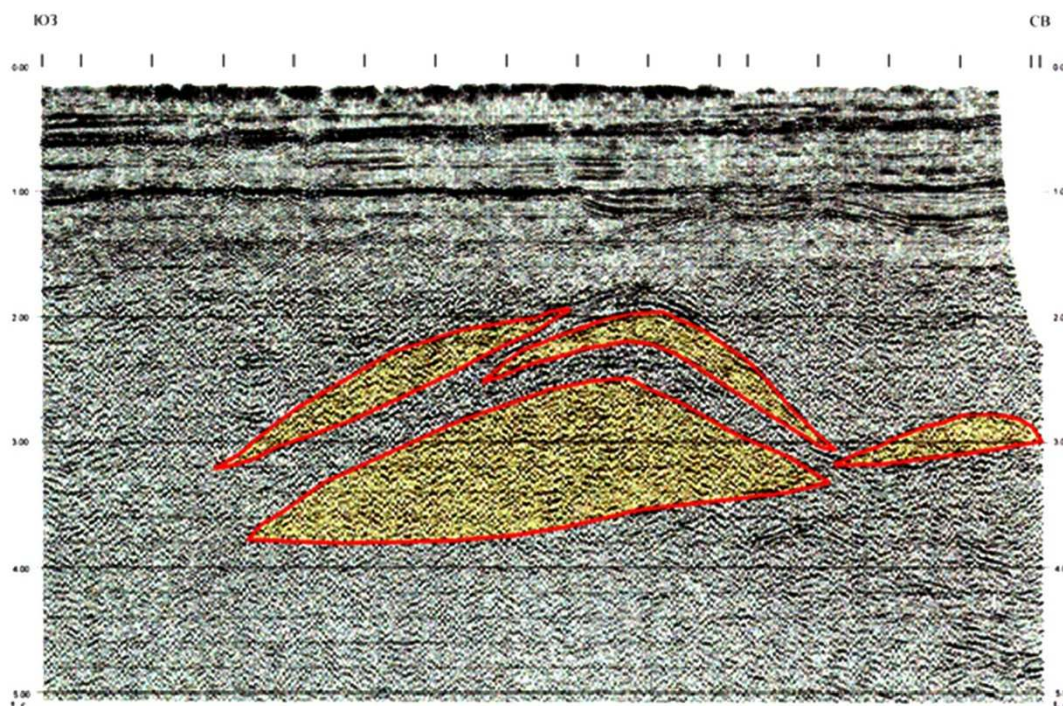


Рисунок 2 – Сейсмогеологическая модель «Риф» (интерпретация Р.А. Казанцева и Р.В. Шайнурова) структуры «Палеозойская» [3]

На временных разрезах здесь отмечаются участки записи, характерные, как считают эти исследователи, для погребенных биогермных построек. Одним из главных доказательств присутствия здесь крупной рифогенной постройки ими видится в наличии в разрезе крупных линзовидных тел.

Авторы также полагают, что этот вывод подтверждается и рядом косвенных критериев, в частности палеогеографических и палеотектонических. Однако подобное заключение не подкреплено ими фактическим материалом.

Предложенный вариант интерпретации, предполагающий наличие в палеозойском разрезе мощной рифогенной постройки, безусловно, заслуживает пристального внимания, поскольку в случае его подтверждения представления об углеводородном потенциале Азовского вала и всей акватории в целом в этом случае кардинально изменятся. Вместе с тем в отношении реальности существования палеозойского карбонатного массива есть определенные сомнения, вызванные, прежде всего, тем, что выделен он по очень слабым отражениям, находящимся часто почти на уровне «шума».

Кроме того, на приведенных фрагментах временных разрезов прямые сейсмические признаки, типичные для рифовых карбонатных построек, в явном виде не наблюдаются. Более того, нет совер-



шенно никакой аналогии с сейсмической моделью строения Тенгиза [1], на который иногда ссылаются авторы. Здесь очень ценной, на наш взгляд, была бы информация о пластовых скоростях разреза, которая, к сожалению, ими не приводится. Трудно предположить, чтобы палеозойские карбонатные породы, находящиеся на глубине около двух километров, не давали бы устойчивых отражений. В Прикаспийской впадине (Тенгиз, Карачаганак, Кашаган) они хорошо регистрируются, залегая на гораздо больших глубинах, к тому же под мощнейшей толщей кунгурской соли.

Не внушают большого оптимизма и результаты сопоставления данных сейсморазведки, гравиметрической и магниторазведки (рис. 3). Магнитные аномалии никак не коррелируются с гравиметрическими. Нет их соответствия и с данными сейсморазведки. При этом отметим, что поднятию по сейсмическим построениям в плане отвечает положительная гравитационная локальная аномалия, что вполне закономерно, если допустить, что оно сложено более плотными терригенными породами.

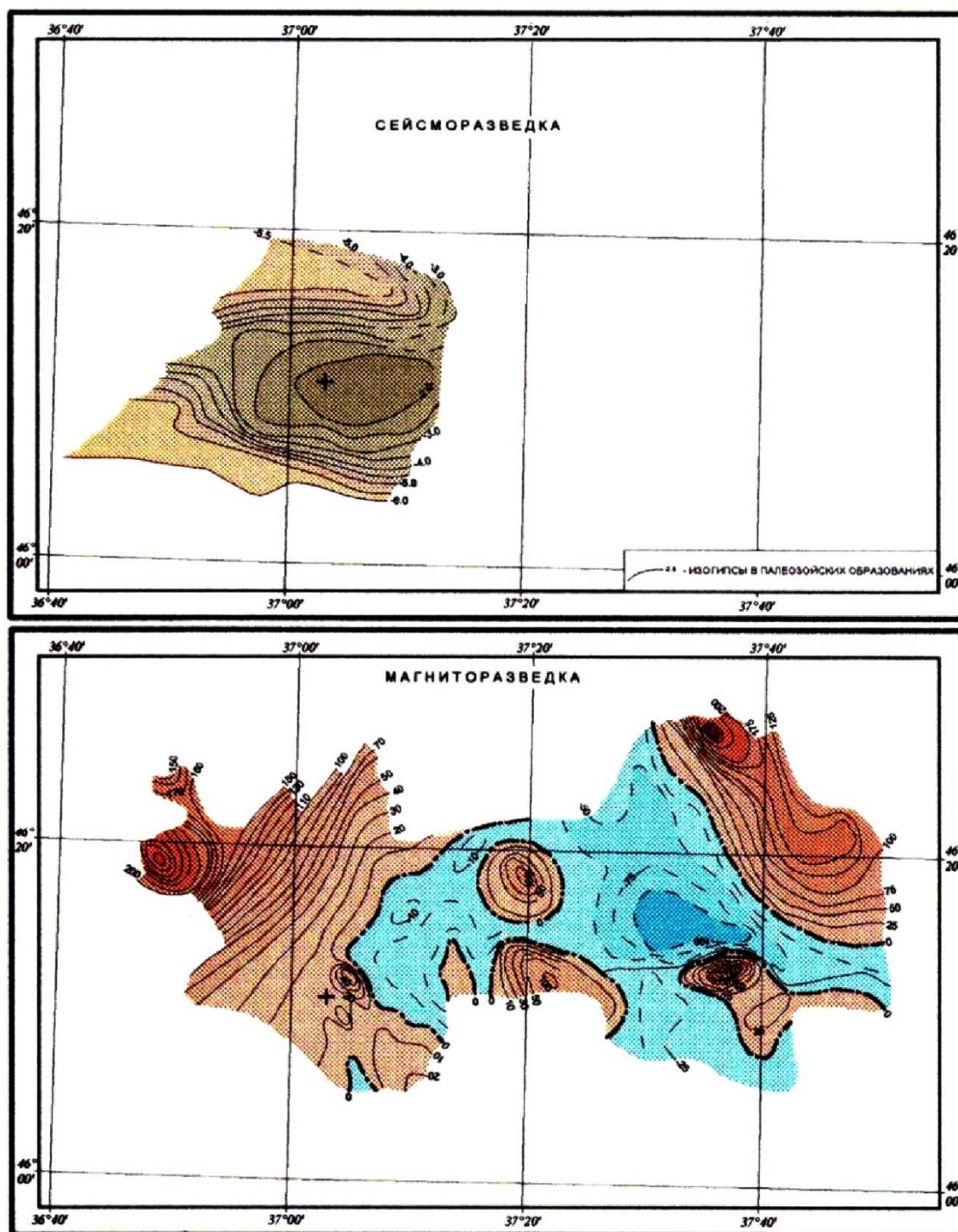
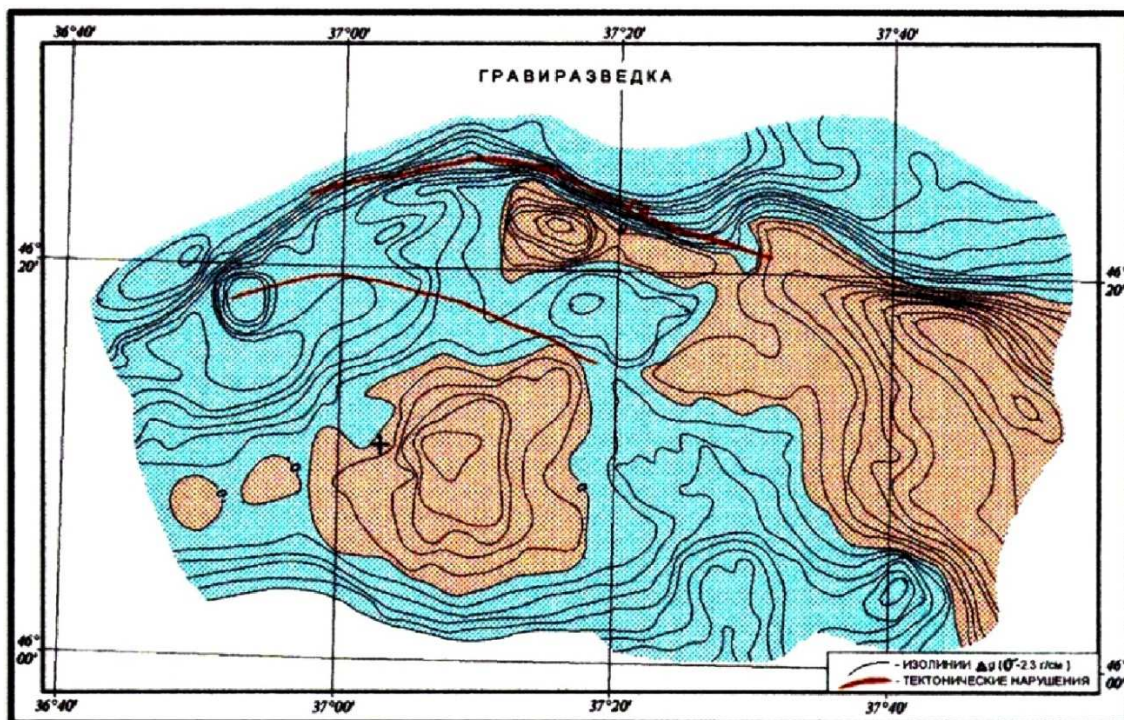


Рисунок 3 – Сопоставление результатов сейсморазведки, магниторазведки и гравиметрической по объекту «Палеозойский» (по данным «ПО «Союзморгео»)



Окончание рисунка 3 – Сопоставление результатов сейсморазведки, магниторазведки и гравиразведки по объекту «Палеозойский» (по данным «ПО «Союзморгео»)

Не снимается данная проблема, если предположить присутствие здесь крупного рифогенного массива, плотность которого будет заметно меньше, чем терригенных толщ. К тому же карбонатный массив в силу магнитных свойств слагающих его пород локализовался бы и в магнитном поле. Все это говорит о необходимости более осторожного подхода к интерпретации геофизического материала, а предложенный «биогермный» вариант рассматривать как один из возможных вариантов, но не как единственный.

Нам представляется, что более соответствующей имеющейся геолого-геофизической информации может быть «дизъюнктивно-пликативная» модель «Палеозойской» структуры (рис. 4).

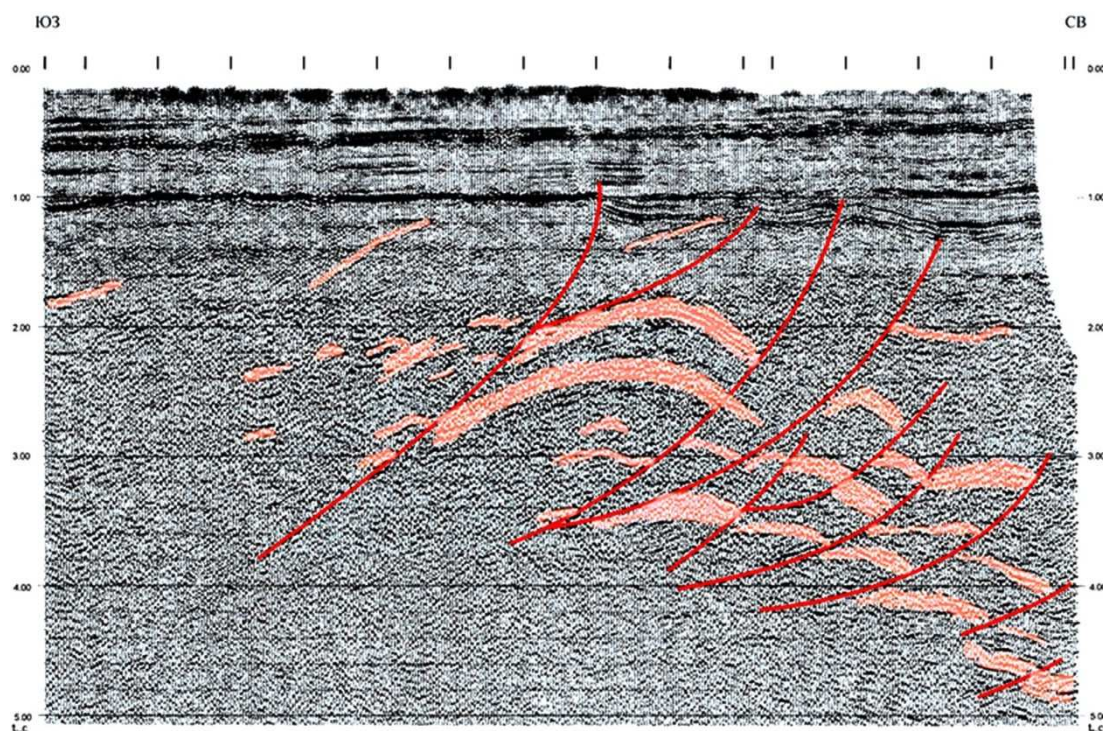


Рисунок 4 – Предлагаемый складчато-надвиговой вариант интерпретации «Палеозойской структуры»



В пользу этого варианта может свидетельствовать ее приуроченность к фронтальной части Азовского аллохтона, что можно видеть на рисунке 2, приведенном в работе [5]. Данный объект находится в левой части разреза примерно на «глубине» около 3-х секунд. Предлагаемый вариант не противоречит и данным грави- и магниторазведки. Более того, палеозойско-триасовый комплекс платформенного Азовского вала претерпел интенсивные складчато-надвиговые деформации в поздне-кimmerийскую фазу складчатости [4, 5]. Интенсивная дислоцированность толщ подтверждена материалами бурения и данными сейсморазведки разных лет.

Изложенное выше требует более основательных подтверждений биогермной модели рассмотренного объекта.

Работа выполнена при поддержке РФФИ и Администрации Краснодарского края, проект 19-45-230005 p_a, а также проекта РФФИ 19-05-00165-а.

Литература

1. Архипов А.А. [и др.]. Первые результаты изучения подсолевых отложений на акватории Северного Каспия сейсморазведкой МОВ-ОГТ // Доклады АН СССР. – 1990. – Т. 315. – № 2. – С. 436–438.
2. Казанцев Р.А., Шайнуров Р.В. Открытие протерозой-палеозойского прогиба в северной части Азовского моря // Разведка и охрана недр. – 2001. – № 8. С. – 34–40.
3. Лыгин В.А. [и др.]. Геолого-геофизическое обоснование перспективных зон для поисков углеводородов в породах кристаллического фундамента и палеозоя Краснодарского края и Ростовской области // Геология, география и глобальная энергия. – 2012. – № 1 (44). – С. 72–84.
4. Попков В.И., Попков И.В., Деметьева И.Е. Раннекиммерийская складчатая система и перспективы нефтегазоносности нижних секций осадочного разреза Западного Предкавказья : Проблемы тектоники и геодинамики земной коры и мантии / Материалы L Тектонического совещания. – М. : ГЕОС, 2018. – Том 2. – С. 93–97.
5. Попков В.И., Попков И.В. Тектоническая природа Центрально-Азовской и Каневско-Березанской систем дислокаций // Геология, география и глобальная энергия. – 2017. – № 3 (66). – С. – 106–115.
6. Савченко В.И. К вопросу о перспективах нефтегазоносности транзитных и переходных зон России // Труды Южного научного центра Российской академии наук. – Ростов-на-Дону : Изд-во ЮНЦ РАН, 2006. – Т. 1: Геология. – С. 76–82.
7. Сенин Б.В. Нефтегазоносность акваторий южных морей и прилегающих территорий России // Труды Южного научного центра Российской академии наук. – Ростов-на-Дону : Изд-во ЮНЦ РАН, 2006. – Т. 1: Геология. – С. 41–76.

References

1. Arkhipov A.A. [et al.]. The first results of study of subsalt deposits in the North Caspian Sea by seismic survey of MOV-OGT // Reports of the USSR Academy of Sciences. – 1990. – Vol. 315. – № 2. – P. 436–438.
2. Kazantsev R.A., Shaynurov R.V. Proterozoic-Paleozoic deflection opening in the northern part of Azov Sea // Prospecting and protection of the subsoil. – 2001. – № 8. P. – 34–40.
3. Ligin V.A. [et al.]. Geological and Geophysical Justification of Prospective Zones for Prospecting Hydrocarbons in Rocks of Crystalline Basement and Paleozoic Rocks of Krasnodar Territory and Rostov Region // Geologeography and Global Energy. – 2012. – № 1 (44). – P. 72–84.
4. Popkov V.I., Popkov I.V., Dementieva I.E. Early Cimmerian fold system and prospects of oil and gas bearing capacity of the lower sections of the sedimentary section of the Western Caucasus: Problems of tectonics and geodynamics of the Earth's crust and mantle / Proceedings of L Tectonic meeting. – M. : GEOS, 2018. – Vol. 2: Tectonics and Geo Dynamics of the Earth's Crust and Mantle : Geos, 2018. – P. 93–97.
5. Popkov V.I., Popkov I.V. Tectonic nature of the Central-Azovsk and Kanev-Berezan system of dislocations // Geology, geography and global energy. – 2017. – № 3 (66). – P. – 106–115.
6. Savchenko V.I. To the question about the prospects of the oil-and-gas bearing of the transit and transition zones of Russia // Proc. of the Southern scientific center of the Russian Academy of Sciences. – Rostov-on-Don : Publishing house of SNC RAS, 2006. – Vol. 1: Geology. – P. 76–82.
7. Senin B.V. Oil and gas bearing capacity of water areas of the southern seas and adjacent territories of Russia // Proceedings of the Southern Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. – Rostov-on-Don: SNC RAS Publishing House, 2006. – Vol. 1: Geologia. – P. 41–76.



УДК 553.98

МИКРОЭЛЕМЕНТНЫЙ СОСТАВ НАФТИДОВ КАК ОТРАЖЕНИЕ ГЕНЕТИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ ИХ ФОРМИРОВАНИЯ



THE TRACE ELEMENT COMPOSITION OF NAPHTHIDES AS REFLECTION GENETIC FEATURES OF THEIR FORMATION

Пуананова Светлана Александровна

доктор геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник,
ведущий научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа РАН
punanova@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences Senior Researcher,
Senior Researcher, Leading Researcher,
Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences
punanova@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности распределения микроэлементов в нафтидах с привязкой к Периодической таблице Д.И. Менделеева. Рассмотрены гипотезы происхождения нефти, разработанные Д.И. Менделеевым и другими учеными. Нами обосновывается полигенный источник микроэлементов в нефтях, связанный, как с захороненным в осадочных породах органическим веществом, так и с возможностью нахождения в нефтях микроэлементов, привнесенных из глубинных зон земной коры.

Annotation. The article discusses the features of the distribution of trace elements in various classes of naphthides with reference to the Periodic Table D.I. Mendeleev. The hypotheses of the origin of oil developed by D.I. Mendeleev and other scientists. We substantiate the polygenic source of trace elements in oils, related both to organic matter buried in sedimentary rocks and to the possibility of occurring in trace elements oils brought from deep zones of the earth's crust.

Ключевые слова: нафтиды, микроэлементы, земная кора, углеводороды, нефть.

Keywords: naphthides, trace elements, earth's crust, hydrocarbons, oil.

Прошедший 2019 год научным сообществом признан Международным годом Периодической таблицы Д.И. Менделеева в связи со 150-летним юбилеем её создания. Существует несколько геохимических классификаций элементов, в основе которых лежит Периодический закон. Классификации В.М. Гольдшмидта (1923), В.И. Вернадского (1927), А.Е. Ферсмана (1933), Н.А. Солодова (1932), А.Н. Заварицкого (1944) и других подразделяют химические элементы по их геохимическому сходству, т.е. по признаку их совместной концентрации в определённых природных системах [1]. По классификации В.И. Вернадского [2], наибольшее число химических элементов попадает в группу «циклических», или органогенов. Их геохимическая история выражена круговыми процессами (циклами), важное значение для течения которых имеет живое вещество.

Геохимическая дифференциация элементов, т.е. строгая их приуроченность к определенным природным образованиям, обусловлена как химической природой самих атомов, так и возможностью реализации ими своих свойств при определенных физико-химических условиях среды. Так, большое влияние на миграцию и концентрацию элементов оказывают величины ионных радиусов, склонность к реакциям окисления-восстановления, способность давать комплексные ионы, растворимость и т.д. Воздействие среды на характер дифференциации элементов определяется главным образом концентрацией водородных ионов и окислительно-восстановительным потенциалом [1].

На рисунке 1 в поле Периодической таблицы Д.И. Менделеева и с учетом классификации элементов по А.Н. Заварицкому зафиксированы элементы, называемые микроэлементами (МЭ), идентифицированные в нефтях [3, 4]. Нами выделены по величине K (K = концентрация элемента в нефти/кларк этого элемента в глинах по А.П. Виноградову) четыре градации статистической оценки: $K \leq 0,6$ (Ba, Sr, Be, Sc, La, Ti, Zr, Sn, Pb, Mn); $K = 0,6-1,4$ (Ge); $K = 1,4-2,0$ (Eu); $K > 2,0$ (Ga, Rb, Cs, V, Mo, U, Cu, Ag, Au, Zn, Hg, As, Se, Cr, Co, Ni). Анализ этих данных подчеркивает широкое разнообразие состава МЭ в нафтидах. В группу элементов, обогащающих нефти, входят элементы горных пород, группы железа, металлические, редкие, металлоидные, радиоактивные и др. Максимальные величины обогащения характерны для высокоподвижных в условиях земной коры элементов (Hg, Se, Cs, Mo, As, Au, U и др.), что возможно указывает на активность процессов миграции при формировании месторождений углеводородов (УВ). Величины обогащения оказываются в ряде случаев аналогичны концентрациям элементов в рудных месторождениях, что позволяет использовать месторождения каустобиолитов комплексно, т.е. и как потенциальный источник ряда рудных элементов. Трактовка месторождений как ресурса добычи наравне с УВ сырьем также промышленно значимых рудных элементов подтверждает актуальность указания Д.И. Менделеева на чрезвычайную ценность нефти как комплексного химического сырья.

Из изученных МЭ были выбраны элементы, наиболее показательные для всех типов каустобиолитов, и распределение отношений этих элементов в нефтях, углях, сланцах и глинистых породах показаны на рисунке 2.

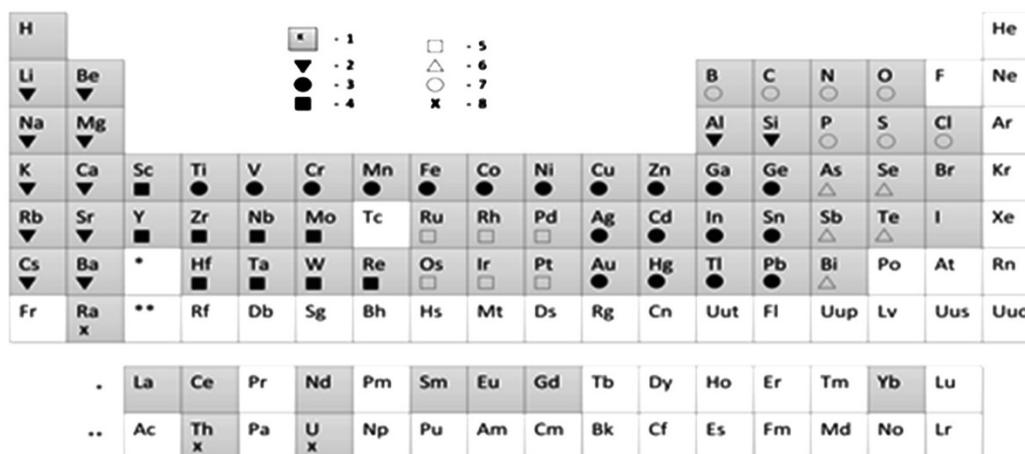


Рисунок 1 – Микроэлементы нефтидов и система химических элементов Д.И. Менделеева: 1 – МЭ, идентифицированные в нефти; элементы, согласно классификации А.Н. Заварицкого: 2 – горных пород; 3 – металлические и группы железа; 4 – редкие; 5 – платины; 6 – металлоидные; 7 – магматических эманаций; 8 – радиоактивные

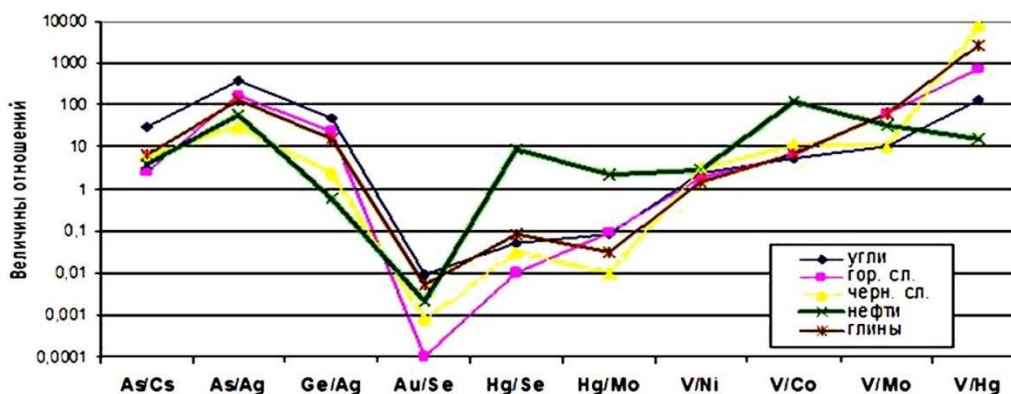


Рисунок 2 – Отношения МЭ в золе каустобиолитов и глин

Несмотря на имеющие место отличия величин отношений, симбатный характер изменений соотношений пар элементов свидетельствует о том, что накопление характерных элементов в исследуемых каустобиолитах происходит в осадочном процессе однонаправленно. Исключением является Hg и отчасти V. Нефти, по сравнению с другими природными объектами, аномально обогащены этими металлами, что, вероятно, связано с недостаточной достоверностью определения среднего содержания Hg в нефтях и вторичным обогащением V [5].

Д.И. Менделеев, наравне с разработкой Периодического закона и созданием Периодической таблицы химических элементов, широко известен и значительным вкладом в другие области науки. В 1876 году на заседании Русского химического общества Д.И. Менделеев предложил гипотезу образования нефти. Согласно его взглядам, в ходе горообразовательных процессов вглубь Земли по разломам и/или трещинам поступает вода. При реакциях взаимодействия воды с карбидами железа под воздействием высоких температур и давления образуются оксиды железа и УВ, которые по тем же разломам поднимаются вверх и, заполняя пористые горные породы, скапливаются и формируют месторождения нефти [6].

Великий русский ученый М.В. Ломоносов, который был одним из первых, кто обратил внимание на проблему «возникновения» нефти, предложил альтернативную биогенную модель. М.В. Ломоносов в знаменитом труде «О слоях земных» писал: «...нефть образовалась в результате разложения органического вещества под действием подземного тепла» [7]. В настоящее время по истечении почти 150 лет с даты выступления Д.И. Менделеева и более 250 лет с выхода в свет труда М.В. Ломоносова по-прежнему конкурируют биогенная и абиогенные модели нефтеобразования. Существуют и концепции полигенеза нефти [8].

В рамках «осадочно-миграционной теории» (термин Н.Б. Вассоевича) источником нефтидов является «живое вещество» (термин В.И. Вернадского), которое при погружении и прогреве осадочных толщ постепенно преобразуется в микронефть. Рассеянные УВ, мигрируя затем по осадочной толще под действием поля напряжений и насыщая различные типы коллекторов-ловушек, формируют месторождения. По мнению В.И. Вернадского [2], подтвержденному дальнейшими геохимическими исследованиями, общее количество рассеянной нефти в осадочной оболочке Земли намного превышает общее количество нефти в месторождениях.



Процесс нефтеобразования носит сложный комплексный характер, обусловленный комбинацией экзогенных и эндогенных факторов. И при оценке влияния вклада глубинных и осадочных процессов на характер нефтеобразования может существенно помочь интерпретация данных по МЭ составу нафтидов. К настоящему времени нет единой, четко сложившейся точки зрения на источник МЭ в нефтях. Анализ и обобщение большого фактического материала дают нам возможность аргументировать существование трех источников МЭ в нефтях – унаследованного от живого вещества, заимствованного нефтью из окружающих пород и пластовых вод и привнесенного по проницаемым зонам из глубинных участков земной коры, т.е. полигенное их происхождение [9].

Выводы о полигенности МЭ состава нефтей, разработанные нами, носят, отчасти, качественный характер. Для получения количественных оценок тесноты связи МЭ состава нефтей с составом земной коры разного уровня и биотой были рассчитаны коэффициенты корреляции между концентрациями химических элементов [10]. Установлено, что для некоторых нефтегазоносных бассейнов наблюдается систематически более высокая корреляционная связь МЭ состава нефтей с химическим составом средней и нижней континентальной коры, нежели с верхней. Детальный анализ проведенных расчетов показал, что основная часть МЭ наследуется нефтью из ОВ. Обогащение нефтей подвижными элементами указывает на активность процессов миграции при формировании УВ месторождений, при этом высокая корреляция МЭ нефтей с химическим составом нижней коры свидетельствует о вовлеченности в процесс миграции также и нижнекоровых флюидов.

Таким образом, в докладе кратко рассмотрены гипотезы происхождения нефти, разработанные Д.И. Менделеевым и другими учеными. Нами обосновывается полигенный источник МЭ в нефтях, связанный, как с захороненным в осадочных породах ОВ, так и с возможностью нахождения в нефтях МЭ, привнесенных из глубинных зон земной коры. Микроэлементный состав нафтидов является отражением генетических особенностей их формирования. Научные идеи Д.И. Менделеева развиваются и в настоящее время на более высоком уровне научного познания.

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9

Литература

1. Сауков А.А. Геохимия. – М. : Наука, 1975. – 4-е изд. – 477 с.
2. Вернадский В.И. Химические элементы и механизм земной коры : Избр. соч., – М. : Изд-во АН СССР 1954. – Т. 1. – С. 513–519.
3. Виноградов А.П. Закономерности распределения химических элементов в земной коре // Геохимия. – 1956. – № 1. – С. 6–52.
4. Заварицкий А.Н. Введение в петрохимию изверженных горных пород. – Изд-во АН СССР, 1944.
5. Шпирт М.Я., Пунанова С.А. Микроэлементы каустобиолитов. Проблемы генезиса и промышленного использования. – Saarbrücken : Lambert Academic Publishing, 2012. – 368 с.
6. Менделеев Д.И. Происхождение нефти // Журнал Русского химического общества и физического общества. – 1877. – Вып. 2. – С. 36–37.
7. Ломоносов М.В. О слоях земных. Прибавление второе к «Первым основаниям металлургии или рудных дел». – СПб. : типография Императорской Академии Наук, 1763, – С. 237–416.
8. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // ДАН. – 2008. – Т. 419. – № 3. – С. 373–377.
9. Пунанова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. – 2004. – № 8. – С. 893–907.
10. Пунанова С.А., Родкин М.В. Сравнение вклада разноглубинных геологических процессов в формирование микроэлементного облика каустобиолитов // Георесурсы. – 2019. – Вып. 21. – № 3. – С. 14–24.

References

1. Saukov A.A. Geochemistry. – M. : Science, 1975. – 4th ed. – 477 p.
2. Vernadsky V.I. Chemical elements and mechanism of the Earth's crust : Izbr. op. cit. – M. : Izd vo AS USSR 1954. – Vol. 1. – P. 513–519.
3. Vinogradov A.P. Laws of distribution of chemical elements in the Earth's crust // Geochemistry. – 1956. – № 1. – P. 6–52.
4. Zavaritsky A.N. Introduction to petrochemistry of eroded rocks. – Published in the Academy of Sciences of the USSR, 1944.
5. Shpirt M.Ya., Puanova S.A. Microelements of Caustobiolites. Problems of Genesis and Industrial Use. – Saarbrücken : Lambert Academic Publishing, 2012. – 368 p.
6. Mendeleev D.I. Origin of oil // Journal of Russian chemical society and physical community. – 1877. – Issue. 2. – P. 36–37.
7. Lomonosov M.V. About the layers of the Earth. Adding the second to «The first bases of metallurgy or ore business». – St. Petersburg. Typography of the Imperial Academy of Sciences, 1763, – P. 237–416.
8. Dmitrievskiy A.N. Polygenesis of oil and gas // DAN. – 2008. – Vol. 419. – № 3. – P. 373–377.
9. Puanova S.A. About the polygenic nature of the oil microelement source // Geochemistry. – 2004. – № 8. – P. 893–907.
10. Puanova S.A., Rodkin M.V. Comparison of the contribution of the different deep geological processes in formation of the microelement shape of caustobiolites // Geosursy. – 2019. – Release 21. – № 3. – P. 14–24.



УДК 553.98(571.1)

ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ



GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL FEATURES OF THE ACHIMOV DEPOSITS WESTERN SIBERIA

Пунанова Светлана Александровна

доктор геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник,
ведущий научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа РАН
punanova@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna

Doctor of Geological and Mineralogical Sciences Senior Researcher,
Senior Researcher, Leading Researcher,
Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences
punanova@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены литолого-фациальные особенности ачимовских отложений. Подчеркивается комбинированный сложный тип ловушек. Освещаются особенности нефтегазоносности комплекса. Выделены зоны распространения флюидов различного фазового состояния и физико-химических свойств.

Annotation. The report examined the lithological-facies features of the Achimov deposits. The combined complex type of traps is emphasized. The features of the oil and gas complex are highlighted. The zones of distribution of fluids of various phase states and physicochemical properties are identified.

Ключевые слова: Ачимовские отложения, нефтегазоносные комплексы, нефть, Западная Сибирь, ловушки.

Keywords: Achimov deposits, oil and gas complexes, oil, Western Siberia, traps.

Неокомский нефтегазоносный комплекс (НГК) в Западной Сибири изучен относительно полно, однако ачимовские отложения, распространенные практически на территории всей Западной Сибири и приуроченные к низам нижнемеловой толщи (берриас-нижний валанжин), продолжают оставаться недостаточно освещенными. Неокомский НГК Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) является важнейшим. В нем содержится около 35 % суммарных ресурсов УВ, в структуре которых доля нефти несколько превышает долю газа. С этим комплексом связано около 95 % всей добычи нефти в бассейне [1].

Ачимовская толща, залегающая на глубинах 2500–4000 м, представлена пластами плотных мелкозернистых песчаников с глинисто-карбонатным цементом, разделенных пропластками глин различной толщины (10–15 м). Характерной особенностью ачимовских отложений является клиноформное строение ловушек, литологическая невыдержанность, а также изменчивая мощность и неравномерное распространение [2].

Существуют разные точки зрения на условия формирования ачимовской толщи. Одни исследователи основываются на глубоководности накопления ачимовской толщи, которая, судя по данным бурения и сейсморазведки, представляет собой совокупность разновозрастных песчано-алевритовых линз, формировавшихся внутри глубоководных глин на восточном склоне ранне-неокомского глубоководного бассейна [1, 2]. Линзовидно-турбидитная глубоководно-морская природа ачимовской толщи до сих пор оспаривается некоторыми геологами, которые отмечают, что на севере Западной Сибири ачимовская толща по всем признакам отвечает фациям русел, дельт, авандельт и мелкого моря [3].

Ачимовские отложения являются самостоятельным НГК. Об этом свидетельствует наличие мощной глинистой покрывки, перекрывающей ачимовскую толщу, и линзовидное строение ачимовских резервуаров-ловушек, не имеющих гидродинамической связи с шельфовыми пластами [1, 3, 4]. Установлены [4] региональные критерии размещения сложных комбинированных ловушек, которые контролируются палеобатиметрическими, стратиграфическими и морфологическими факторами. В качестве наиболее перспективных объектов рассматриваются ачимовские депоцентры – зоны повышенных толщин песчано-алевритовых пород, где формируются залежи, имеющие важное промышленное значение; ачимовский комплекс здесь является основным нефтегазоносным объектом [3, 4, 5].

Нефтегазоносность ачимовской толщи была установлена уже на первых этапах освоения Западно-Сибирского НГБ. Нефтегазопроявления и непромышленные притоки углеводородов обнаружены в ачимовских отложениях более чем на 100 площадях, а балансовые запасы УВ приняты на 90 месторождениях [4]. Одним из наиболее интересных районов развития ачимовских отложений является Восточно-Уренгойская зона [5]. В этой зоне залежи характеризуются различным фазовым состоянием, что возможно связано с неотектоническими процессами в северной части Западно-Сибирской плиты. Большинство нефтегазоперспективных объектов в ачимовской толще представляют собой сложнопостроенные неантиклинальные ловушки, резервуарами для залежей УВ в которых служат литологически-экранированные песчаные пласты.



Для уточнения характера нефтегазоносности Надым-Тазовской НГО нами были детально изучены кадастровые материалы. В результате обобщения большого фактического материала составлена таблица свойств нефтей и конденсатов, а также карта распространения нефтей и конденсатов ачимовских отложений Надым-Тазовского региона [6]. В центральной части региона оконтуривается зона развития газоконденсатнонефтяных (ГКН) залежей, залегающих на глубинах от 2743 м до 4059 м. В эту зону входят такие крупные месторождения, как Уренгойское, Восточно-Уренгойское, Самбургское, Есетинское, Северо-Пуровское, Ямсовейское, Ево-Яхинское. Залежи на месторождениях Самбургское, Северо-Самбургское и Непонятное можно охарактеризовать как переходные от конденсатных к сверхлегким и легким нефтям. Основные нефтяные месторождения расположены южнее развития зоны ГКН залежей. Однако наличие флюидов переходного типа севернее в пластах Ач₃ и Ач₄ на Ямбургской площади, чисто нефтяных скоплений западнее на Восточно-Медвежьем и Южно-Хулымском месторождениях (в пластах Ач₁ и Ач₃₋₄), а также восточнее на месторождениях Юмантыльское, Западно-Таркосалинское и других позволило нам оконтурить Уренгойско-Самбургскую зону развития конденсатных скоплений с севера и запада и протянуть зону развития нефтяных скоплений в ачимовских отложениях не только на юг, но и западнее и восточнее. Глубины залегания нефтяных залежей здесь варьируют от 2662 м на месторождении Губкинское до 3786 м на месторождении Ямбургское [6]. Показатели катагенетической преобразованности (T_s/T_m , MOR/HOP, K_i) указывают на генерацию исследованных флюидов в зоне «нефтяного окна». Конденсаты по генетическому показателю и параметрам зрелости сходны с нефтями тех же скважин и отложений.

Вопрос о принадлежности ачимовских глинистых пород к нефтематеринским до настоящего времени остается открытым из-за отсутствия достаточного фактического материала [6]. Исследованные образцы аргиллитов имеют невысокое или близкое к нижнему пределу потенциально нефтематеринской породы содержание $C_{орг}$ – 0,61–2,41 %. Величина S_1 (содержание нефти в глинистой породе), одна из главных показателей нефтегенерационных свойств породы, в этих отложениях также очень мала и составляет 0,07–0,57 кг нефти на тонну породы (в среднем около 0,20 кг/т), что значительно ниже эмиграционного барьера в 4,5 кг/т (по данным Тиссо и Вельте, 1981 г.). В этой связи нами был проанализирован дополнительно геохимический фактический материал по ачимовским и нижнесреднеюрским отложениям (данные В.А. Скоробогатова, 1997). Общая оценка степени термической зрелости и типов ОВ оценены по соотношению содержаний изопреноидов и n-алканов. Изучена зависимость значений водородного индекса HI от $T_{мах}$ с учетом типов ОВ и значений R0. Выводы, сделанные на основании УВ состава ОВ с привлечением данных пиролиза, подтверждаются при анализе зависимости $T_{мах}$ от глубины залегания отложений на различных площадях (рис. 1). Изменение ОВ в ачимовских отложениях на площадях Малыгинская и Сядорская соответствует зоне «нефтяного окна». Эти данные могут свидетельствовать о возможности генерации нефтяных УВ непосредственно в ачимовской толще.

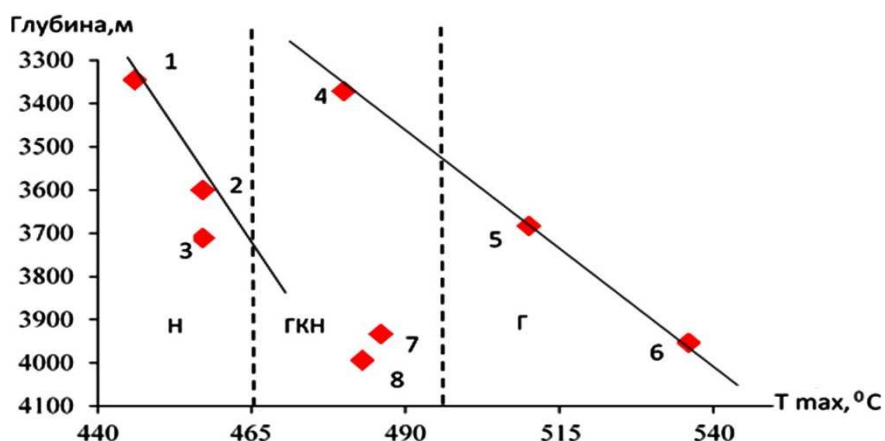


Рисунок 2 – Зависимость $T_{мах}$ от глубины залегания отложений; площади: 1 – Малыгинская (ачим.); 2 – Сядорская (ачим.); 3 – Тарминская (J_{1-2}); 4–6. Харасавейская (J_{1-2}); 7, 8 – В. Бованенковская (J_{1-2}).

Таким образом, ачимовская толща Западно-Сибирского НГБ характеризуется резкой фациальной неоднородностью и клиноформным строением. Большинство залежей связаны со сложнопостроенными неантиклинальными ловушками, а резервуарами для них служат литологически-экранированные песчаные пласты. В границах северной части Западно-Сибирского НГБ в ачимовских отложениях выделены зоны распространения флюидов различного фазового состояния и различных физико-химических свойств. ОВ ачимовских отложений на п-ове Ямал характеризуется умеренным катагенезом и смешанным сапропелево-гумусовым составом и отвечает зоне «нефтяного окна».



Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А 19-119022890063-9.

Литература

1. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2015. – Т. 56. – № 9. – С. 1630–1642.
2. Жарков А.М. Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т. 11. – № 4. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/4/51_2016.pdf
3. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А., Соловьев В.Н. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири. – М., 1997. – 134 с.
4. Нежданов А.А. [и др.]. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. – М. : Изд-во Академии горных наук, 2000. – 245 с.
5. Бочкарев В.С. Палеобатиметрические условия формирования ачимовской толщи Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1999. – № 5. – С 23–27.
6. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Углеводородные скопления ачимовских отложений севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 2. – С. 42–52.

References

1. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. On the issue of clarifying the western and eastern borders of the Achimov cliniform complex of Western Siberia // Geology and Geophysics. – 2015. – Vol. 56. – № 9. – P. 1630–1642.
2. Zharkov A.M. Features of the geological structure and prognosis of the spread of hydrocarbon deposits in the Achimov mass of Western Siberia // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2016. – Vol. 11. – № 4. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/4/51_2016.pdf
3. Ermakov V.I., Skorobogatov V.A., Soloviev V.N. Geological, geochemical and tectonic factors for the forecast of gas content in the north of Western Siberia. – M., 1997. – 134 p.
4. Nezhdanov A.A. [et al.]. Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia. – M. : Publishing House of the Academy of Mining Sciences, 2000. – 245 p.
5. Bochkarev V.S. Paleobatimetric conditions for the formation of the Achimov sequence of Western Siberia // Geology, geophysics and development of oil fields. – 1999. – № 5. – P. 23–27.
6. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Hydrocarbon accumulations of the Achimov deposits of the north of Western Siberia // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2006. – № 2. – P. 42–52.



УДК 550.8

КОНЦЕПЦИЯ СЕЙСМО-ГРАВИМЕТРИИ КАК НОВЫЙ ЭТАП В РАЗВИТИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОФИЗИКИ И СОСТАВНАЯ ЧАСТЬ НОВОЙ ИДЕОЛОГИИ ПОИСКОВ НЕФТИ И ГАЗА

●●●●●

SEISMIC GRAVIMETRY CONCEPT AS A NEW STEP IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS GEOPHYSICS AND A COMPONENT OF OF THE NEW OIL AND GAS EXPLORATION IDEOLOGY

Семендуев Михаил Михайлович

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

Шкирман Наталья Петровна

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

Аннотация. Нефтегазовая геологическая наука в начале XXI века характеризуется сменой старых идеологических установок при поисках нефти и газа. Традиционная идеология поисков нефти и газа включает три основных элемента: осадочно-миграционную теорию происхождения нефти, антиклинальную теорию ловушек УВ и сейсморазведку МОВ-ОГТ как главный инструмент поисков ловушек. Однако в настоящее время ни одна из составных частей этой триады не может быть признана безупречной и универсальной. Каждая из составных частей старой парадигмы искусственно ограничивает возможное поисковое пространство, сдерживая тем самым открытие новых нефтегазовых месторождений. Существенный недостаток осадочно – миграционной теории состоит в ограничении поискового пространства осадочными породами, отрицании нефтегазоносности магматических и метаморфических пород фундамента. Методологически более обоснованная сейчас представляется концепция множественности механизмов нефтегазообразования. Антиклинальная теория ловушек УВ в течение длительного времени имела определяющее значение при поисках нефти и газа. Однако давно известно, что залежи УВ могут также располагаться в различных типах неантикальных ловушек. По разным оценкам в них сосредоточено примерно половина общих запасов нефти и газа. Поэтому в настоящее время следует принять концепцию множественности типов ловушек УВ и нефтегазоперспективных объектов. Ни один геофизический в отдельности не может дать однозначного решения актуальных проблем нефтегазовой геологии, ввиду наличия фундаментальных неопределенностей при монометодной интерпретации материалов. Совокупность геофизических данных повышает полноту и однозначность решения геологических задач. Основой рационального комплекса может стать сочетание сейсморазведки с гравиразведкой, поскольку эти два метода во многом дополняют друг друга. По нашему мнению, сейсмо-гравиметрия – это универсальная геофизическая система поисков нефти и газа, которая расширяет поисковое географическое и геологическое пространства и повышает качество подготовки нефтегазоперспективных объектов. Мы рассматриваем сейсмо-гравиметрию как новый этап в развитии нефтегазовой геофизики.

Semenduev Mikhail Mikhailovich

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Krasnodarneftegeophysika OJSC
nshkirman2012@ya.ru

Shkirman Natalya Petrovna

candidate of geological
and mineralogical sciences,
Krasnodarneftegeophysika OJSC
nshkirman2012@ya.ru

Annotation. Oil and gas geological science at the beginning of the 21st century is characterized by the change of old ideological installations in the search for oil and gas. The traditional ideology of oil and gas exploration includes three main elements: the sedimentary and migration theory of oil origin, the anti-clinical theory of the TRAP and the seismic exploration of MOV-OGT as the main tool for the search for traps. At present, however, none of the components of this triad can be considered perfect and universal. Each of the components of the old paradigm artificially limits the possible search space, thus holding back the discovery of new oil and gas fields. A significant drawback of sediment – migration theory is to limit the search space sedimentary rocks, denying the oil and gas of magmatic and metamorphic foundation rocks. Methodologically more well-founded now appears the concept of the complexity of oil and gas formation mechanisms. Anti-clinical theory of the theory of traps of HC for a long time was crucial in the search for oil and gas. However, it has long been known that the deposits of the HC can also be located in different types of non-anti-fatal traps. According to various estimates, they contain about half of the total oil and gas reserves. Therefore, the concept of multiple types of pitfalls of HC and oil and gas-promising objects should be adopted at present. No geophysical individual can provide a clear solution to the current problems of oil and gas geology, due to the existence of fundamental uncertainties in the monomethod interpretation of materials. The combination of geophysical data increases the completeness and unambiguousness of solving geological problems. The basis of the rational complex can be a combination of seismic exploration and gravel exploration, as these two methods in many ways complement each other. In our opinion, seismic gravimetry is a universal geophysical oil and gas search system that expands the search geographical and geological space and improves the quality of preparation of oil and gas-promising objects. We see seismic-gravimeter as a new stage in the development of oil and gas geophysics.



Ключевые слова: месторождения нефти и газа, кристаллический фундамент, органическая теория происхождения нефти, нефтегазовая геофизика, парадигма, механизмы нефтегазообразования, концепция сейсмо-гравиметрии, геологические факторы, комплексирование сейсморазведки и гравиразведки, теоретические и методические основы.

Keywords: oil and gas deposits, oil and gas geophysics, crystalline foundation, organic theory of the origin of oil, oil and gas geophysics, paradigm, oil and gas formation mechanisms, the concept of seismic-gravimetry, geological factors, complex of seismic exploration and gravel exploration, theoretical and methodical basics.

Трудности с приростом запасов углеводородного сырья в нашей стране, особенно в старых добывающих районах, требуют анализа теоретических и методических основ поисков нефти и газа, сложившихся более полувека назад в нефтегазовой геологии и геофизике, с целью оптимизации путей и методов геологоразведочных работ в современных условиях, выработке новых направлений и новых технологий поисков и разведки.

Традиционная идеология (парадигма) поисков нефти и газа включает в себя три основных элемента: органическую (осадочно-миграционную) теорию происхождения нефти, антиклинальную теорию ловушек УВ и сейсморазведку МОВ-ОГТ как главный инструмент поисков ловушек.

Однако ни одна из частей этой триады не может быть признана в настоящее время безупречной и универсальной. Каждая из составных частей старой парадигмы искусственно ограничивает возможное поисковое пространство, сдерживая тем самым открытие новых нефтегазовых месторождений.

В нефтегеологической науке с тридцатых годов прошлого века господствует органическая теория происхождения нефти (теория нефтематеринских свит, осадочно-миграционная теория). В то же время за прошедшие десятилетия выяснилось, что некоторые канонические положения осадочно-миграционной теории не всегда согласуются с практикой. Это касается таких ключевых понятий и положений, как «нефтематеринская» порода, порода-коллектор, главная фаза нефтеобразования, осадочные породы – «родина» нефти и газа (по Вассоевичу Н.Б.) и т.д.

Согласно А.Н. Шарданову (1961), «прежние узкие представления о нефтематеринских свитах не оправдываются, нефть и газ могут генерировать почти все осадочные толщи субаквального происхождения». Не оправдались также представления об особых породах-коллекторах: установлено, что УВ способны аккумулироваться в любых типах горных пород, в том числе в глинах, эффузивах и гранитах.

До сих пор остаются недостаточно ясным и разработанными механизм первичной миграции, динамика и балансовая сторона процесса образования нефти из РОВ, дальность латеральной миграции, масштаб вертикальной миграции и др. (Калинко, 1968; Макаров, 1977). Не получило достаточного подтверждения на практике представление о главной фазе нефтегазообразования.

Существенный недостаток осадочно-миграционной теории заключается в ограничении нефтегазопроисхождения пространства осадочными породами, отрицании нефтегазоносности магматических и метаморфических пород фундамента. Между тем на состоявшейся в РГУ нефти и газа им. Губкина конференции (октябрь 2001 г.) было подтверждено, что фундамент является коллекторской толщей, и было высказано мнение, что нефтегазоносность пород фундамента сопоставима с нефтегазоносностью осадочных отложений.

По данным В.Б. Порфирьева и В.А. Краюшкина (1978, 1986) известно более 200 нефтяных и газовых месторождений (в том числе 12 крупных и гигантских), которые полностью или частично находятся в кристаллическом фундаменте. Открытие месторождений УВ в породах фундамента, результаты глубокого и сверхглубокого бурения (Миннибаевская 20000, Кольская СГС и др.) свидетельствуют об ошибочности представлений о монолитности толщи фундамента, ввиду обнаружения в нем трещиноватых зон и зон активной циркуляции флюидов. Все это позволяет рассматривать породы фундамента как перспективный объект на нефть и газ на позднем этапе поисковых исследований.

Вышеприведенные обстоятельства наводят на мысль о возможности альтернативных осадочно-миграционной теории механизмов образования УВ. В связи с этим можно упомянуть гипотезы глубинно-биогенного происхождения нефти Ш.Ф. Мехтиева и высокотемпературного органического образования нефти Н.П. Тугаева. Новый импульс на развитие взглядов о механизмах образования месторождений нефти и газа возник в связи с появлением концепции тектоники литосферных плит. Она вызвала к жизни гипотезу о генерации нефти из органического материала в зонах субдукции плит (Хедберг, 1970; Федынский, Сорохтин, Ушаков, 1974).

Большой вклад в развитие нефтегеологической науки внесла серия конференций, организованная Московским университетом по теме «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа». В 2006 г. Академия наук Татарстана и Казанский университет организовали конференцию по теме: «Углеводородный потенциал фундамента молодых и древних платформ». В самое последнее время, начиная с 2011 г., в Москве Центральной геофизической экспедицией организуются (А.И. Темурзиев) Всероссийские конференции по глубинному генезису нефти, посвященные развитию теории глубинного генезиса УВ, методов прогнозирования и технологий поисков («Кудрявцевские Чтения»). Уже состоялось шесть конференций. Доклады, представленные на упомянутых научных конференциях, содержат огромный объем новой интересной информации о многих проблемах нефтегазовой геологии, в частности, о нефтегазоносности фундамента.



Принимая во внимание открытие сотен месторождений нефти и газа в магматических и метаморфических породах, наличие УВ в атмосферах планет – гигантов, в метеоритах, в составе комет, гигантские скопления битумов Атабаски (Канада), мы считаем необходимым констатировать, что в настоящее время осадочно-миграционная теория нефтегазообразования не может быть принята в качестве единственно правильной и универсальной.

Методологически и фактически более обоснованной сейчас представляется концепция множественности механизмов нефтегазообразования. Данное положение открывает большие перспективы для будущего развития нефтегазовой промышленности.

Антиклинальная теория ловушек УВ в течение многих десятилетий имела определяющее значение при поисках нефти и газа, способствуя быстрому развитию сырьевой базы нефтегазовой промышленности в новых равнинных регионах. Однако уже давно известно (Губкин, 1912), что залежи УВ могут располагаться также в различных типах неантиклинальных ловушек.

По разным оценкам, имеющимся в литературе, в неантиклинальных ловушках (НАЛ) нефтегазоносных провинций мира сосредоточено от 40 % до 60 % общих запасов УВ. Ясно, что разработка эффективной методики поисков НАЛ является важнейшей задачей, решение которой имеет большое народнохозяйственное значение.

Актуальность решения проблемы поисков НАЛ с каждым годом возрастает, поскольку возможности дальнейшего развития сырьевой базы нефтегазовой промышленности путем изучения новых территорий и акваторий постепенно сокращаются, фонд антиклинальных структур уменьшается. В этой ситуации решающее значение приобретают поиски любых типов ловушек и залежей (в том числе залежей в моноклиналях и в синклиналиях).

Поиски НАЛ относятся к одной из самых трудных задач нефтяной геологии. Одним из факторов, осложняющих эту задачу, является нестандартность объектов исследования, заключающаяся в большом разнообразии их морфологии, а также обстановок осадконакопления, в которых могут формироваться такие ловушки [1]. Трудности поисков НАЛ связаны не только со спецификой их строения и условий залегания, но и с тем, что до сих пор слабо разработаны эффективные методики их изучения, в том числе по геофизическим данным. Согласно А.Г. Алексину и др. (1971), накопленный за многие годы опыт картирования антиклинальных ловушек методами сейсморазведки и структурного бурения оказался недостаточно эффективен для поисков ловушек неантиклинального типа.

Ограниченность антиклинальной теории ловушек для наращивания сырьевой базы нефтегазовой промышленности стала общепризнанной к середине семидесятых годов прошлого века. Длительное господство антиклинальной теории ловушек имело неблагоприятные последствия для своевременного открытия новых залежей нефти и газа. Эти обстоятельства заключались в следующем:

- 1) априорное изъятие из поискового процесса на долгие годы примерно половины потенциальных ресурсов УВ, располагающихся в НАЛ;
- 2) необходимость больших материальных затрат на поиски антиклинальных структур в геологических средах, неблагоприятных для проведения сейсморазведки;
- 3) свертывание несейсмических методов полевой геофизики (вплоть до разрушения производственных структур) вместо того, чтобы использовать их для разработки различных методик поисков НАЛ;
- 4) недостаточная обеспеченность буровых работ перспективными объектами на поиски нефти и газа, недостаточно надежная подготовка сейсмических структур к глубокому бурению в сложных сейсмогеологических условиях, в результате чего наблюдалось снижение коэффициента удачи при бурении.

Таким образом, следует признать, что в настоящее время антиклинальная теория ловушек УВ сохраняет актуальность только для совершенно неисследованных регионов на поиски нефти и газа, которых практически уже не осталось. Поэтому антиклинальная теория ловушек УВ как часть старой парадигмы должна быть заменена концепцией *множественности типов ловушек нефти и газа*.

В нефтегазовой геофизике, начиная с шестидесятых годов прошлого века, наиболее широким распространением пользуется сейсморазведка методом отраженных волн (МОВ). Это объясняется успехами МОВ в картировании пологих антиклинальных структур в платформенных областях, поскольку горизонтально-слоистый платформенный чехол является наиболее благоприятной геологической средой для применения этого метода.

С внедрением во второй половине шестидесятых годов модификации МОВ-ОГТ сейсморазведка вытеснила другие геофизические методы на нефть и газ и заняла монопольное положение. В результате нефтяная геология стала «заложницей» сейсморазведки, поскольку возможности открытия новых месторождений УВ стали полностью зависеть от технологических особенностей и разрешающей способности МОВ-ОГТ.

С другой стороны, сейсморазведка МОВ-ОГТ уже длительное время испытывает серьезные трудности при изучении подсолевых и поддиапировых отложений, поднадвиговых зон, переходного комплекса платформ, коры выветривания фундамента, больших глубин, при решении петрофизических и литологических задач. Это указывает на ошибочность точки зрения, согласно которой МОВ-ОГТ является универсальным средством, позволяющим в одиночку решать любые задачи нефтега-



зовой геологии. Об этом свидетельствуют многочисленные публикации (Проничева, Семенович, 1975; Федынский, 1977; Алексин и др., 1971, 1983; Карус, Михальцев, 1983; Маловицкий и др., 1983; Гиршгорн, 1985; Алехин, 1987; Хараз, Иванчук, 1997; Кондратьев, 1997 и др.).

Уже много лет перед нефтегазовой геофизикой стоят сложные задачи, среди которых наиболее актуальными являются картирование НАЛ, прогнозирование коллекторов, прямые поиски УВ. Задача прямых поисков была поставлена еще в начале шестидесятих годов. К сожалению, практика исследований по данной проблеме пошла по пути однометодности, что привело к методологическому тупику, поскольку по разным методам выделяется большое количество «своих» АТЗ, часто не совпадающих с «чужими». Согласно Н.Я. Кунину и Е.В. Кучеруку [2], методы аналогий или распознавания образов в деле оценки АТЗ без включения генетических или геологических процедур малоэффективны. По данным Ф.К. Салманова (1988): «Прямые методы прогноза слабо оправдали себя, особенно в сложных геологических ситуациях».

Практика показывает, что способ «яркого пятна» часто приводит к ошибкам; признаки газовых залежей (амплитудные и фазовые аномалии) аналогичны другим геологическим факторам (литологическим и стратиграфическим) и использование амплитуд сейсмических колебаний для выявления залежей УВ без дополнительных критериев малоэффективно.

В начале восьмидесятих годов прошлого века в нашей стране наступил новый этап в развитии методики интерпретации в сейсморазведке, получивший название «сейсмостратиграфия». Сейсмостратиграфический подход явился большим шагом вперед в увеличении геологической информативности временных разрезов. Однако он может сопровождаться геофизической неоднозначностью и геологической неопределенностью принимаемых интерпретационных решений.

По мнению Л.Ш. Гиршгорна [3], для использования сейсморазведки в задачах детального геохронологического расчленения необходима фундаментальная опора на результаты традиционных методов (био- и литостратиграфического). В связи с этим возникают сомнения в надежности прогноза литологического состава пород, Согласно Н.Я. Кунину и Е.В. Кучеруку [2], «прямое определение типов пород по геофизическим данным невозможно». Очень часто аномально сильные отражения на временных разрезах интерпретируются как замещение глинистых отложений песчаными телами. Однако Л.Я. Трушкова и др. (1985) показали, что скачки акустической жесткости могут возникать и внутри пласта однородных глин.

Ведущее положение сейсмостратиграфии – изосинхронность отражающих границ. Но, по мнению Л.Ш. Гиршгорна [3], именно этот основной постулат наиболее уязвим: «...считать отражающий горизонт изохронным репером разреза безотносительно к латеральным литолого-фациальным изменениям отражающей пачки...нет оснований». С другой стороны, согласно Я.П. Маловицкому, Е.Ф. Безматерных и др. (1986): «Корреляцию на сейсмических разрезах асинхронных отражающих границ, привязываемых к литологически однотипным толщам, испытывающим возрастное скольжение, следует признать ошибочной». Таким образом, принцип изохронности отражающих границ нельзя признать универсальным в практическом плане. Отсюда следует возможность ошибочных выводов при использовании временных разрезов для палеогеоморфологического и палеогеографического анализов.

По характеру сейсмической записи часто выделяются различные объекты атектонического происхождения: эрозионные останцы, биогермные карбонатные тела, эрозионные врезы, клинофомы и др. Однако бурением поисковых скважин наличие таких объектов подтверждается не всегда [4]. Это связано с тем, что волновое поле обусловлено как первичной неоднородностью разреза, так и зонами разуплотнения и трещиноватости пород, сформировавшимися после седиментации в связи с изменениями тектонического режима. Трещинно-разрывные зоны вызывают изменение количества фаз волнового поля, нарушенность его продольной и вертикальной прослеживаемости, различные наклоны осей синфазности и т.д. [4].

Анализ проблем интерпретации в сейсморазведке, имеющих трудностей в сейсмостратиграфии и сейсмостратиграфическом анализе приводят нас к мысли о необходимости расширения фактологической базы при поисках нефти и газа за счет комплексирования геофизических методов.

Ни один геофизический метод в отдельности не может дать однозначного решения актуальных задач нефтегазовой геологии (поиски НАЛ, прогнозирование коллекторов и залежей УВ), в виду наличия фундаментальных неопределенностей при интерпретации материалов:

- 1) явления геолого-геофизической конвергенции (схождения признаков) [5, 6];
- 2) явления объединенного геофизического эффекта, когда несколько разнородных геологических объектов (факторов) создают общую геофизическую аномалию;
- 3) трудности разделения аномалий (особенностей поля) геологической и технологической природы;
- 4) нелинейности взаимосвязей между литофизическими параметрами разреза и соответствующими геофизическими эффектами.

Идея комплексного применения сейсморазведки и гравиразведки впервые была выдвинута в 1926 г. академиком П.П. Лазаревым и в дальнейшем развита академиком Г.А. Гамбургцевым, который обращал внимание на большие возможности их совместной интерпретации при решении различных геологических задач. В связи с повышением сложности нефтегеологических задач целесообразность



сейсмо-гравиметрического комплекса значительно возрастает. По мнению З.М. Слепака (1989), обоснованием комплексирования сейсморазведки с гравиразведкой «в первую очередь является существование закономерностей латеральной изменчивости плотности и скорости распространения упругих волн в пределах структур и наличия прямой корреляционной связи между обоими параметрами».

При изучении осадочной оболочки земной коры сейсморазведка и гравиразведка естественным образом дополняют друг друга [5, 6, 7, 8, 9, 10]. Сейсморазведка хорошо отражает слоистость земной коры, но хуже блоковость и дизъюнктивы; гравиразведка хорошо отражает блоковость земной коры и дизъюнктивы, но хуже слоистость [7].

При совместном анализе материалов появляется возможность провести не только вертикальное расчленение разреза на сеймостратиграфические комплексы, но и горизонтальное (блоковое) расчленение разреза. Сейсморазведка МОВ-ОГТ хорошо картирует верхнюю часть разреза (платформенный чехол), а гравиразведка – нижнюю часть (переходный комплекс и фундамент). Для сейсморазведки благоприятны горизонтально-слоистые среды, для гравиразведки – круто падающие и вертикальные среды. Гравитационное поле наблюдается в горизонтальной плоскости, а волновое поле – в вертикальной, что при совместном анализе дает пространственную картину распределения геофизических (петрофизических) неоднородностей.

В то же время, сейсморазведка и гравиразведка являются в определенной мере взаимоконтролирующими (альтернативными) методами. В основе этой связи – зависимость скорости упругих колебаний от плотности горных пород. Поэтому локальные плотностные неоднородности (аномалии) во многих случаях сопровождаются аномалиями сейсмических скоростей. Однако не только кинематические, но и динамические параметры сейсмических волн зависят от распределения плотностных неоднородностей в разрезе через акустические жесткости и коэффициенты отражения. Отсюда следует, что квазигенетические соотношения волнового и гравитационного полей могут дать критерии для отбраковки аномалий технологической природы в рамках каждого геофизического метода [6]. Более того, гравиметрические данные могут использоваться не только на этапе интерпретации сейсморазведочных материалов, но и на этапе их обработки.

Применение сейсмо-гравиметрического комплекса при нефти и газа открывает новые возможности для нефтегазовой геофизики:

- расширение поискового географического пространства за счет труднодоступных для сейсморазведки районов (плавни, предельное мелководье, предгорные и горные районы), районов активной хозяйственной деятельности (сельхозугодья, рыбные промыслы, курорты) и районов с неблагоприятными сейсмогеологическими условиями (многослойная ЗМС и др.);

- расширение поискового геологического пространства за счет трудных для изучения МОВ-ОГТ районов соляной и диапировой тектоники, поднадвиговых зон, переходного комплекса платформ, коры выветривания фундамента и др.;

- повышения качества подготовки подготовки антиклинальных ловушек в сложных геологических условиях и расширения возможностей картирования НАЛ, прогнозирования коллекторов и залежей УВ, что приведет к более оптимальному размещению буровых работ.

В то же время, концепция сейсмо-гравиметрии рассматривается нами как составная часть новой идеологии (парадигмы) поисков нефти и газа. Традиционная идеология во многом устарела и недостаточно соответствует новым задачам и потребностям нефтегазовой промышленности.

Новая триада основополагающих концепций представляется в следующем виде:

- 1) концепция множественности механизмов нефтегазообразования и множественности условий формирования месторождений УВ;

- 2) концепция множественности типов ловушек УВ и нефтегазоперспективных объектов;

- 3) концепция множественности геофизических методов поисков нефти и газа на основе сейсмо-гравиметрии.

При этом новые (усовершенствованные) концепции не отменяют «старые», а включают их в свой состав как частный случай. Традиционные концепции остаются «на вооружении», но теряют свое монопольное положение.

Новая парадигма нефтегазовой геофизики может служить теоретической и методологической базой для разработки новых направлений и новых технологий поисков и разведки углеводородов.

Литература

1. Семендуев М.М. Проблема геофизических поисков неструктурных ловушек нефти и газа в методологическом аспекте : Методика поисков стратиграфических и литологических залежей нефти и газа / Тезисы докладов Всесоюзной научной конференции. – Баку, 1983 – С. 31–32.
2. Кунин Н.Я., Кучерук Е.В. Сеймостратиграфия в решении проблем поиска и разведки месторождений нефти и газа / Серия «Месторождения горючих полезных ископаемых» (Итоги науки и техники). – М., 1984. – 198 с.
3. Гиршгорн Л.Ш. Сейсморазведка и стратиграфия // БМОИП, Отдел геологии. – 1985. – Вып. 5. – С. 106–117.



4. Данков Б.С. Сейсмогеологический анализ в связи с поисками ловушек углеводородов нетрадиционного типа. – М., 1990. – 62 с.
5. Семендуев М.М. Сейсмо-гравиметрический анализ – новый этап развития сейсмолитологических исследований осадочной толщи (в связи с поисками неантиклинальных ловушек) : Состояние и перспективы разработки и внедрения методик поисков и разведки неантиклинальных ловушек. – Харьков, 1988. – С. 89–91.
6. Семендуев М.М. Возможности поисков ловушек нефти и газа на акваториях по данным сейсмо-гравиметрического анализа : Комплексное освоение нефтегазовых ресурсов континентального шельфа СССР / Тезисы докладов II Всесоюзной конференции. – М., 1990. – Ч. 1. – С. 198–199.
7. Семендуев М.М. От сеймостратиграфии к системному и комплексному геофизическому исследованию осадочной оболочки Земли : Теоретические и методологические вопросы седиментационной цикличности и нефтегазоносности. – Новосибирск : Наука, 1988. – С. 77–79.
8. Семендуев М.М. Сейсмо-гравиметрия как новый этап в развитии нефтегазовой геофизики : Нефтегазовая геофизическая наука – XXVII век / Тезисы докладов на XII Губкинских Чтениях. – М. : РГУ нефти и газа, 2004. – С. 259.
9. Семендуев М.М. Контуры новой идеологии поисков нефти и газа : Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа / Материалы VIII Международной конференции МГУ. – М. : ГЕОС, 2005. – С. 400–402.
10. Семендуев М.М. Сейсмо-гравиметрия как универсальная геофизическая система поисков нефти и газа : Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа / Материалы VIII Международной конференции МГУ. – М. : ГЕОС, 2005. – С. 402–404.

References

1. Semynduev M.M. Problem of geophysical search of non-structural oil and gas traps in the methodological aspect : Methodology of search of stratigraphic and lithological deposits of oil and gas / Theses of the All-Union Scientific Conference. – Baku, 1983 – P. 31–32.
2. Kunin N.Ya., Kucheruk E.V. Seismostratigraphy in the solution of problems of search and exploration of oil and gas deposits / Series «Deposits of combustible minerals» (Results of science and technology). – М., 1984. – 198 p.
3. Hirschhorn L.Sh. Seismic Exploration and Stratigraphy // BIOIP, Geology Department. – 1985. – Episode 5. – P. 106–117.
4. Dankov B.S. Seismological analysis in connection with hydrocarbon traps of unconventional type. – М., 1990. – 62 p.
5. Semenduev M.M. Seismological gravimetric analysis is a new stage of development of seismolithological investigations of sedimentary stratum (in connection with the search of non-anticlinal traps) : State and prospects of development and implementation of methods of search and exploration of non-anticlinal traps. – Kharkov, 1988. – P. 89–91.
6. Semynduev M.M. Possibilities of oil and gas traps prospecting in water areas according to seismic gravimetric analysis data : Complex development of oil and gas resources of the continental shelf of the USSR / Abstracts of the II All-Union Conference. – М., 1990. – Part 1. – P. 198–199.
7. Semenduev M.M. From Seismic Stratigraphy to Systemic and Complex Geophysical Investigation of the Earth's Sedimentary Cover : Theoretical and Methodological Issues of Sedimentary Cyclicity and Oil and Gas Productivity. – Novosibirsk : Nauka, 1988. – P. 77–79.
8. Semenduev M.M. Seismo-gravimetry as a new stage in the development of oil and gas geophysics: Oil and gas geophysics – XXVII century / Abstracts on XII Gubkin Readings. – М. : Russian State University of Oil and Gas, 2004. – P. 259.
9. Semynduev M.M. Contours of new ideology of oil and gas prospecting: New ideas in geology and geochemistry of oil and gas / Proceedings of VIII International conference of MSU. – М. : GEOS, 2005. – P. 400–402.
10. Semenduev M.M. Seismo-gravimetry as a universal geophysical system of oil and gas prospecting : New ideas in geology and geochemistry of oil and gas / Proceedings of the VIII International Conference of MSU. – М. : GEOS, 2005. – P. 402–404.



УДК 550.38

О ГЕОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВАХ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕЗОКАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА



ON GEOLOGICAL AND PETROPHYSICAL PROPERTIES AND FORECASTING OF DEEP-LYING OIL AND GAS RESERVOIRS IN THE MESOCAENOZOIC DEPOSITS OF AZERBAIJAN

Султанов Латиф Агамирза оглы

научный сотрудник лаборатории
«Физические свойства горных пород
месторождений полезных ископаемых»,
Азербайджанский государственный университет
нефти и промышленности
latif.sultan@mail.ru

Sultanov Latif Agamirza oglu

laboratory scientist
«Physical properties of rocks
mineral deposits»,
Azerbaijan State University
oil and industry
latif.sultan@mail.ru

Аннотация. В последние годы в Республике осуществляется передислокация буровых разведочных работ с восточных районов в менее изученные центральные и западные. При этом особую важность обретает обобщение имеющегося геолого-геофизического материала, оценка перспективности отдельных литолого-стратиграфических комплексов и прогнозирование глубокозалегающих нефтегазовых резервуаров. Исследования, осуществленные в данном направлении, приведены в данной работе, описывающей анализ комплексных петрофизических данных. При этом интерпретировались коллекторские и петрофизические свойства пород, мезокайнозойских отложений, взятых из пробуренных поисково-разведочных скважин и геологического материала площадей нефтегазоносного района, где широко распространены отложения продуктивной толщи (ПТ-нижний плиоцен). В результате анализа и интерпретации геолого-геофизических и петрофизических материалов установлено, что к нефтегазоносным коллекторам относятся в основном трещиноватые вулканогенно-осадочные и карбонатные породы.

Ключевые слова: породы, свита, пористость, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурение.

Annotation. In recent years, drilling exploration works have been redeployed in the Republic from the eastern regions to less studied central and western ones. At the same time, the generalization of the available geological and geophysical material, the assessment of the prospects of individual lithologic and stratigraphic complexes, and the prediction of deep-lying oil and gas reservoirs are of particular importance. Studies carried out in this direction are given in this paper, which describes the analysis of complex petrophysical data. At the same time, the reservoir and petrophysical properties of rocks, Meso-Cenozoic sediments taken from exploratory wells drilled and geological material in areas of the oil and gas bearing area, where deposits of the productive strata are widespread (PT-Pliocene), were interpreted. As a result of the analysis and interpretation of geological, geophysical and petrophysical materials, it has been established that oil-gas-bearing reservoirs are mainly fractured volcanic-sedimentary and carbonate rocks.

Keywords: rocks, retinue, porosity, well, density, petrophysics, horizon, drilling.

Проведенные в последние годы в Азербайджане широкомасштабные геолого-поисковые и геофизические работы в связи с перспективностью нефтегазоносности глубокозалегающих толщ, обусловлены созданием некоторых критериев для выполнения разведочных работ в будущем. Карты нефте-геологические, тектонического картирования и карта районирования, отражающие коллекторские свойства могут быть примером. Отмечено, что в мезокайнозойском периоде основные месторождения нефти и газа были приурочены интенсивно погруженными Южно-Каспийской и Куринской впадинами. По мнению исследователей, в центральной части и в глубокозалегающих толщах бассейна эти отложения являются перспективными, но эта проблема вовсе не нашла свое качественное и числовое решение. Однако, в некоторых странах мира из глубокозалегающих толщ были получены притоки нефти и газа. В частности, изучение критических значений параметров пористости и проницаемости в зависимости от глубины рассматриваются в качестве важных критериев поисков и разведки. Проведенные исследования в Азербайджанском секторе Южно-Каспийской и Куринской впадин и в различных площадях Прикаспийско-Губинского района дали положительные результаты.

Таким образом, петрофизическими исследованиями были разработаны коллекторские свойства глубокозалегающих пород Азербайджанского сектора ЮКВ, Куринской впадины, Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района и междуречье Куры и Габырры.

Южно-Каспийская впадина (ЮКВ) является одной из самых глубоких депрессий в мире. В разных антиклинальных зонах ЮКВ распространены структуры, имеющие подобные геологические стро-



ения, такими структурами являются Гюрган-дениз (располагается в антиклинальной зоне б. Дарвина-Южная) и о. Чилор (располагается в антиклинальной зоне Хали-Нефт Дашлары). С целью детального изучения литолого-петрографических и коллекторских свойств пород, уточнения углеводородных запасов коллекторов, а также направления поисково-разведочных работ в районе были проведены петрофизические исследования.

Месторождение Нефт Дашлары имеет сложное строение. В его разрезе участвуют вскрытые скважинами палеоценово (говундагская свита-зоцен) четвертичные отложения общей мощностью 3350 м.

Майкопская свита вскрыта скважинами на сводовой части складки. Разрез ее состоит из рыхлых, без структурных, характерных микро фаунистических глин с прослойками песков и вулканического пепла.

Глубокими разведочными скважинами были вскрыты и изучены отложения говундагских и майкопских свит, среднего и верхнего миоцена и плиоцена. В коллекторах ПТ были выявлены обогащенные многоэтажные нефтяные залежи. Калинская свита, в основном, представлена чередованием глинистых отложений и песчаных пластов с прослойками алевритов и мелкозернистых галечных песков. Пески кварцевые, средне- и мелкозернистые, а глины слабопесчаные и слабокарбонатные. Мощность и литофация песчаных горизонтов и глинистых толщ, разделяющие их по площади не стабильны. От подошвы к кровле песчаность разреза увеличивается. От свода к крыльям песчаность свиты увеличиваясь доходит до 70 %.

В пределах этой свиты выделяются 4 нефтегазоносных горизонта. Кроме того, в некоторых блоках в нижней части свиты отмечаются еще 4 горизонта.

С помощью керновых образцов, взятых из пробуренных разведочных скважин вышеуказанной площади, были изучены, (особенно в нижних толщах разреза) литолого-петрографические свойства пород и были определены закономерные изменения их по площади. Наряду с геолого-геофизическими работами были рассмотрены карбонатности, пористости, проницаемости, плотности, гранулометрический состав и скорость распространения ультразвуковых волн керновых материалов, взятых из пробуренных скважин, и определены нижние, верхние и средние пределы физических свойств пород. Кроме того, были рассмотрены зависимости друг от друга коллекторских свойств, с глубиной и различных физических факторов.

Складка Нефт Дашлары простирается с северо-запада к юго-востоку, но на юго-восточной периклинальной части отмечается поворот к юго-западу. Сводовая часть складки осложнена продольными нарушениями. Образовалась тектоническая разрыхленная зона, которая сложена довольно рыхлыми брекчевидными породами миоцено-верхнеплиоценового возраста. В юго-восточной части складки, где пересекаются поперечные и радиальные тектонические нарушения, располагается грязевой вулкан. Здесь, на дне моря имеются многочисленные грифоны постоянно с проявлениями нефти и газа.

С применением сейсморазведочных методов было установлено, что в пределах юго-восточной периклинали шарнир складки разветвляется. Однако складка по северной ветви соединяется с поднятием Гюнешли не глубокой седловиной, а по южной ветви она соединяется с Нефт Дашлары-2. На северо-западе она разъединяется от Грязевой Сопки узкой седловиной.

Известно, что при поисках и разведки залежей нефти и газа, разработке и оценке их потенциала иметь информацию о петрофизических свойствах очень важно.

Нефт Дашлары является многослойным месторождением. Здесь были определены 26 нефтяных объектов. Эти объекты находятся в разрезах всех свит и горизонтов ПТ.

Для площади Нефт Дашлары характерны пластовые, литологические (изменение литологического состава или стратиграфического вклинивания коллекторов), тектонические и экранированные нефтяные объекты. Подлежащие отложения ПТ (говундагская свита-понт) по данным более 25 скважин не вызывают интерес по нефтеносности.

В нефтяных объектах газ находится в растворенном виде. Однако, в некоторых объектах отмечен и свободный газ. Нефтеносность калинской свиты была выявлена во всех блоках месторождений.

Максимальная мощность ПТ в разрезах скважин по площади составляет 3400 м. В некоторых глубины разведочных скважинах на больших глубинах, т.е. в нижних толщах были вскрыты горизонты ПТ. Здесь плотность глинистых пород составляет 2,20–2,48 г/см³, пористость 8,3–17 % (в некоторых случаях доходит до 25 %), скорость распространения ультразвуковых волн 2150–2200 м/сек. Плотность алевритов изменяется в пределах 2,13–2,60 г/см³, пористость 15–28 %, а скорость распространения ультразвуковых волн 1300–2200 м/сек. Плотность песчаников изменяется в пределах 2,00–2,50 г/см³, а пористость 7,2–22,0 %. Скорость распространения ультразвуковых волн, как у других пород колеблется в пределах 850–2800 м/сек. Карбонатные глины ПТ, участвующие в геологическом строении месторождений, в связи с изменением их физических свойств составляют: плотность 2,02–2,59 г/см³, пористость 8,5–30 % и скорость распространения ультразвуковых волн изменяется в пределах 2100–3500 м/сек. Надо отметить, что карбонатность и проницаемость отложений ПТ тоже подверглись изменению.

При исследовании гранулометрического состава пород свиты ПТ по площади Нефт Дашлары определено, что диаметр зерен изменяется в интервале 0,1–0,01 мм. Это доказывает преобладание алевритов в разрезах пород. Уменьшение диаметров зерен и постепенное увеличение объясняется неравномерным распределением литотипов в разрезе [1–4].



Как было отмечено месторождение является многослойным. Поэтому с целью выяснения характера изменений коллекторских свойств пород в связи с пластами и глубинами, пределы изменения физических параметров были сравнительно проанализированы. В результате было определено, что несмотря на то, что по составу нижние и верхние пласты мало отличаются, но между параметрами отмечается различие, т.е. по глубинам наблюдается уменьшение пористости и относительное увеличение плотности и скорости распространения ультразвуковых волн.

Куринская впадина по нефтегазоносности является одним из перспективных регионов Азербайджана. Исследования петрографических параметров пород, составляющих их геологический разрез, остаются одной из важнейших проблем и находятся в центре внимания исследователей. Несмотря на то, что здесь проведены детальные геолого-геофизические работы, были проанализированы образцы пород, взятых из пробуренных разведочных скважин, еще есть необходимость решения некоторых проблем. Есть потребность изучения влияния геолого-физических факторов на отдельные физические свойства пород в перспективных площадях Куринской впадины.

С этой целью были сравнительно проанализированы петрофизические свойства образцов пород, взятых из пробуренных скважин на площадях Мурадханлы, Зардоб, Тарсдалляр, Кюрсянтя, Джафарлы и др. все вскрытые отложения, участвующие в разрезах скважин, были вовлечены к исследованию. В разрезах скважин участвуют отложения от верхнемеловых до четвертичных.

Исследования показали, что физические особенности одноименных и одновозрастных пород в результате влияния геолого-физических процессов изменяются и приобретают различные значения. Эти результаты нашли свое подтверждение проведенными исследованиями при высоких температурах и давлениях. Учитывая важнейшую роль этих параметров при разработке геофизических данных, выявлении тектонических нарушений и зоны нарушений, определении зон аномальных пластовых давлений, плотности пород и скорости распространения ультразвуковых волн, петрофизические результаты были сравнительно проанализированы.

Исследования подтверждают, что какой закономерности по площади не существует. Здесь значения плотности пород и скорости распространения ультразвуковых волн в зависимости от глубин и тектонических изменений по глубинам увеличиваются и изменяются в широком диапазоне. Средняя плотность и скорость распространения ультразвуковых волн, в песчаных, глинистых, алевролитовых и карбонатных породах соответственно увеличиваются.

Анализ физических свойств пород, которые участвуют в геологическом строении площади Мурадханлы показывают, что глубокозалегающие нефтяные пласты площади связаны с измененными верхнемеловых порода (пористость 11 %), карбонатных отложений эоцена (мергель и известняк (пористость 9,6–10,9 %) и пористых терригенных пород эоцен-майкопа (алевролит, песчаник 15–19,5 %).

Породы, вскрывшиеся в разрезе поисково-разведочных скважин на площади Зардоб, относятся к мезокайнозою. Здесь детально были изучены вулканогенные и осадочные породы (известняки, карбонатные глины, аргиллиты и алевролиты) верхнего мела.

В горных породах в период эпигенеза под воздействием давления и температуры происходит растворение минеральных веществ и при омоложении их в поровом пространстве, что вызывает увеличение плотности и уменьшение пористости. Эти изменения физических свойств связаны с необратимыми эпигенетическими преобразованиями в поровом пространстве коллекторов при формировании пород. Таким образом, изучая те или иные физические свойства пород после выноса их на поверхность, мы наблюдаем результаты необратимых эпигенетических изменений (Добрынин, 1965).

При бурении в выносе керна на поверхность в горных породах происходят обратимые (упругие) деформации.

Изучая физические свойства с цементированных горных пород при относительно кратковременном всестороннем сжатии (если напряжение не превышает предела упругости), мы можем судить об изменении свойств пород, происходящих преимущественно в результате упругих деформаций, что в данном случае имеет подчиненное значение, хотя при изучении некоторых сильно глинистых и карбонатных коллекторов их приходится учитывать. Исследования упругих деформаций помогают получить более правильное представление о физических свойствах пород на той глубине, с которой они извлечены на поверхность, по сравнению с определением свойств на кернах в атмосферных условиях.

Кроме того, результаты этих исследований имеют большое значение для определения упругих изменений коллекторских свойств пластов в процессе разработки месторождений.

Для восстановления физических свойств пород применительно к естественному условию залегания или, другими словами, для изучения изменений физических свойств вследствие упругих деформаций нами были исследованы различные литологические разности образцов пород из площадях Нижнекуринской впадины (Кюрсянтя, Гарабаглы, Пирсагат, Кюровдаг). Названия образцов, скважины отбора кернов, интервалы залегания, а также некоторые физические параметры приведены в таблице.

На площади Кюрсянтя, а также на других площадях исследования проводились от ПТ до древнекаспийских отложений включительно. Отмечено, что карбонатные глинистые породы ПТ подверглись сильной равностепенной изменчивости, что существенно повлияло на их физические свойства.



Исследования пористости и плотности осадочных пород в условиях всестороннего давления показали достаточно заметное изменение этих параметров, что необходимо учитывать при интерпретации геолого-геофизических материалов.

Прикаспийско-Губинский нефтегазоносный район расположен в северо-восточной части Азербайджанской республики и охватывает большую прибрежную часть Каспийского моря. Относится к северному склону юго-восточного погружения мегантиклинория Большого Кавказа в составе Гусар-Шабранского синклинория.

На исследуемой территории нефтегазоносны верхнемеловые, эоценовые, олигоцен-миоценовые (майкоп), средне-верхне миоценовые, и плиоценовые отложения. Промышленные скопления нефти и газа сосредоточены на месторождениях Сиязанской моноклинали. В Яламе, Худате, Талаби, Шурабад, Бегимдаг, Текчай и др. площадях несмотря на малое количество все же встречаются нефтегазовые скопления. В целом на юго-восточном окончании Большого Кавказа среди 45 локальных поднятий выявлено и сдано в эксплуатацию 7 нефтегазовых месторождений, к которым относятся Сиязанская моноклинали, Чандагар-Зарат, Сиязань-Нардаран, Саадан, Амирханлы, Заглы и Зейва, а также выявлены перспективные структуры Агзыбирчала и Зарат-дениз. В последних предусмотрено проведение глубокого поисково-разведочного бурения [1–3].

В район имеющая сложное геологическое строение, по характеру нефтегазонасыщения, структурно-тектоническим и геологическим особенностям, делится на несколько зон. Так, горная зона моноклинали представлена верхнемеловыми, палеоген-миоценовые, а равнинная – плиоценовыми отложениями. Коллекторские свойства всех отложений изучены достаточно детально.

В основными перспективными объектами Сиязанской моноклинали являются меловые и палеоген-миоценовые отложения. Изменение коллекторских свойств пород по данным в глубокие и мелкие скважины показывает, что значения пористости и проницаемости в отдельных тектонических блоках, а также другие особенности существенно отличаются друг от друга. Наблюдается сохранение коллекторских свойств пород в относительно глубоких частях разреза. При этом на некоторых площадях коллекторские свойства пород улучшаются со стратиграфической глубиной.

Наибольшая глубина залегания отложений сумгаитской свиты, вскрытых скважинами на площади Зейва, составляет 820–2415 м. Здесь в глинистых породах плотность составляет 1,90–1,95 г/см³, пористость 20–25 % (в некоторых случаях достигает до 30 %), скорость распространения ультразвуковых волн 1200–1300 м/сек. Плотность алевролитов майкопского возраста изменяется в пределах 2,56–2,65 г/см³, пористость 15–30 %, а скорость распространения ультразвуковых волн 2000–2500 м/сек. Плотность песчаников составляет 2,07–2,55 г/см³, а пористость 8,2–22,5 %. Скорость распространения ультразвуковых волн в песчаниках, так же как и в других породах в зависимости от их литологического состава, меняется в пределах 950–4000 м/сек.

В Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном районе были исследованы коллекторские свойства образцов пород, взятых из глубокозалегающих пластов и эксплуатируемых залежей и структур. Плотность глинистых песчаников ПТ, располагающихся в относительно верхних частях, была изучена в сухом и влажном, виде и подтверждено, что эти породы изменяются в широком диапазоне (1,94–2,36 г/см³). Пористость этих пород изменяется в пределах 7–30 %, скорость распространения ультразвуковых волн 2500–3000 м/сек. Плотность песчано-аргиллитовых пород колеблется в пределах 1,78–2,29 г/см³ (сухой), 2,68–2,98 г/см³ (влажный), пористость 6,15–30 %, а скорость распространения ультразвуковых волн 1800–2200 м/сек. Однако, коллекторские свойства пород разнообразны, по глубинам резко отличаются [5–11].

Сиязаньская моноклинали, имеющая сложное геологическое строение по нефтепромысловым и другим свойствам, разделяются на несколько групп. В геологическом строении моноклинали в горных регионах участвуют верхнемеловые, палеоген-миоценовые, а в низменных регионах плиоценовые отложения. Детально были изучены петрографические свойства этих отложений. На основании закономерного распространения физических свойств этих отложений по площади и по стратиграфическим единицам были подсчитаны средние значения и предел изменения коллекторских свойств пластов.

Нефтегазоносном районе междуречья Куры и Габырры. В связи с изучением перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений в последние годы в Азербайджане в значительном объеме проводились геолого-поисковые и геофизические работы. На основании этого выработаны критерии, которые являются основой для будущих работ. Отмечено, что залежи нефти и газа в основном были подвержены погружению в мезокайнозойскую эпоху. Хотя исследователи не сомневаются, что эти отложения высокоперспективны в центральной части исследуемой территории и на больших глубинах, но количественное решение проблемы не осуществлено.

Буровые работы выявили перспективность междуречья Куры и Габырры, кроме того, они показали, что имеются трудности и проблемы в изучении структурных особенностей локальных поднятий, а также в прогнозировании их нефтегазоносности.

Были изучены свойства палеогеновых и эоценовых отложений, участвующих в геологическом строении структуры Тарсдаллар. Палеоген представлен алевролитами, мергелями, известняками и туфо-



алевролитами. Плотность мергелей составляет $2,16 \text{ г/см}^3$, пористость – 2,5 %, магнитная восприимчивость очень низкая, а скорость распространения ультразвуковых волн составляет 3500 м/мин. Палеогеновые известняки почти диамагнитные, их плотность составляют $2,56 \text{ г/см}^3$, пористость – 5,1 %, а скорость распространения ультразвуковых волн до 3000 м/мин.

Плотность эоценовых алевролитов составляют $2,45 \text{ г/см}^3$, пористость – 50 %, а скорость распространения ультразвуковых волн составляют 1300 м/мин, плотность известняков составляют $2,65 \text{ г/см}^3$, пористость – 5,74 %, скорость распространения ультразвуковых волн составляет 2950 м/мин, а магнитная восприимчивость отсутствует. Плотность аргиллитов – $2,25 \text{ г/см}^3$, пористость – 15,5 %, магнитная восприимчивость очень слабая, а скорость распространения ультразвуковых волн составляет 2700 м/мин.

Для установления связей между глубинным геологическим строением междуречья Куры и Габырры и физическими параметрами пород осадочного чехла проведен анализ данных об изменении плотности и скоростей упругих волн по площади и глубине. Изучением охвачены песчано-глинистые породы миоцен-палеоценовых отложений междуречья Куры и Габырры.

Таким образом, в междуречье Куры и Габырры отмечено значительное изменение значений физических параметров пород верхнемиоценовых отложений с СЗ (Армудлинское поднятие) на ЮВ (Гырахке-саман-Хатунлинское поднятие). Значения физических свойств песчано-глинистых пород эоценовых отложений также значительно уменьшаются с СЗ на ЮВ и снова увеличиваются в Гянджинской обоасти.

В междуречье Куры и Габырры майкопские глины на поверхности имеют низкое значение объемного веса по сравнению с сарматскими. Объемные веса для различных комплексов пород междуречья Куры и Габырры с глубиной изменяются одинаково, отличаясь лишь в начальных значениях. Изменение скорости продольных волн с глубиной в сарматских глинах и песчаниках неодинаково с майкопскими породами.

В результате осуществлен сравнительный анализ глубокозалегающих пород на основе проведенных исследований в Южно-Каспийской, Куринской впадинах, Прикаспийско-Губинском нефтегазоносном район и нефтегазоносном районе междуречья Куры и Габырры. Исследования были осуществлены по отдельным нефтегазоносным районам. Из приведенных анализов ясно, что изменение свойств исследуемых объектов в широком диапазоне, в основном связано с литологической неоднородностью комплексов, разновидностью пород и тектоническими условиями. Кроме того, отмечается определенная закономерность между коэффициентами пористости и проницаемости.

При разработке и интерпретации петрофизических и промыслово-геофизических данных было установлено, что некоторые горизонты ПТ являются наиболее нефтегазоносными.

Однако, анализ литолого-петрографических свойств месторождений, коллекторских свойств керновых образцов, взятых из площади, и разработка геолого-геофизических материалов дает нам возможность прогнозировать, что наряду с верхележащими глубокозалегающие пласты тоже являются нефтегазоносными.

Таким образом, детально были исследованы литолого-петрографические свойства и петрофизические особенности коллекторских пород мезокайнозойских отложений ЮКВ и Куринской впадин, в различных площадях Прикаспийско-Губинского района и нефтегазоносном районе междуречья Куры и Габырры дали положительные результаты определены их основные параметры. Однако, при анализе установлено, что коллекторские свойства пород по глубинам имеют разные значения, т.е. это значит, что перспективность ЮКВ, в основном, связана с нижней частью отложений ПТ.

Полученные в результате исследований литолого-петрографические данные могут быть применены при разработке и интерпретации данных ГИС. В свою очередь это повысит эффективность исследований. Надо отметить, что проведенные исследования тоже охватили соседние площади при разработках материалов пористости, проницаемости, карбонатности и гранулометрического состава коллекторских пород.

Литература

1. Ахмедов А.М., Гусейнов А.Н., Ханларова Ш.Г. Новые данные глубокого бурения на площади Джарлы. – АНХ, 1973. – № 12. – С. 9–13.
2. Керимов К.М., Рахманов Р.Р., Хеиров М.Б. Нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. – Баку, 2001. – 317 с.
3. Кочарли Ш.С. Проблемы вопросы нефтегазовой геологии Азербайджана. – Баку, 2015. – С. 278.
4. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых / под ред. Н.Б. Дортман. – М. : Недра, 1976. – 527 с.
5. Составление каталога коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана : отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики – 105-2009. – Баку : Фонды Управления Геофизики и Геологии, 2010.
6. Гурбанов В.Ш. [и др.]. Литолого-петрографические и коллекторские характеристики мезокайнозойских отложений северо-западной части Южно-Каспийской впадины // Вестник ПНИПУ Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 5–15.
7. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Азербайджана // Вестник Пермского Национального Исследовательского Политехнического Университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 7–14.



8. 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.

9. Гадиров В.Г. Магматический вулканизм среднекуринской впадины Азербайджана и его роль в скоплении углеводородов. – Международный Научный Институт «Educatio» III (10), 201. – С. 64–69.

10. Кожевников Д.А. Петрофизическая инвариантность гранулярных коллекторов // Геофизика. – 2001 – № 4. – С. 31–37.

11. Гадиров В.Г. Прогнозирование вулканогенных образований мезозоя Среднекуринской депрессии и их нефтегазоносности по комплексным геофизическим данным : автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. – Баку, 1991. – 22 с.

References

1. Akhmedov A.M., Huseynov A.N., Khanlarova S.G. New data of deep drilling on Jarly Square. – ANKH, 1973. – № 12. – P. 9–13.

2. Kerimov K.M., Rakhmanov R.R., Kheirov M.B. Oil and Gas Bearing of the South Caspian Megavagina. – Baku, 2001. – 317 p.

3. Kocharli Sh.S. Problems of oil and gas geology of Azerbaijan. – Baku, 2015. – P. 278.

4. Physical properties of rocks and minerals / edited by N.B. Dortman. – M. : Nedra, 1976. – 527 p.

5. Compilation of the catalogue of collector properties of Mezokaynozoic deposits of oil and gas fields and perspective structures of Azerbaijan : report of Scientific-Research Institute of Geophysics – 105-2009. – Baku : Foundations of Geophysics and Geology Department, 2010.

6. Gurbanov V.Sh. [et al.]. Lithological, petrographic and collector characteristics of the Mesocoenozoic deposits of the northwestern part of the South Caspian depression // Vestnik PNIPU Geology. Oil and gas and mining. – 2015. – № 17. – P. 5–15.

7. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A. About oil and gas content of Mesozoic deposits of Azerbaijan // Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil-gas and mining business. – 2015. – № 16. – P. 7–14.

8. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Abbasova G.G. Lithological-petrographic and collector properties of Mesokanozoic deposits of Caspian-Guba oil-gas bearing region // Geophysical news of Azerbaijan. – 2014. – № 3–4. – P. 10–13.

9. Gadirov V.G. Magmatic volcanism of Middle Kurin Depression of Azerbaijan and its role in accumulation of hydrocarbons. – International Scientific Institute «Educatio» III (10), 201. – P. 64–69.

10. Kozhevnikov D.A. Petrophysical invariance of the granular collectors // Geophysics. – 2001 – № 4. – P. 31–37.

11. Gadirov V.G. Prediction of volcanogenic formations of the Mesozoic of the Srednekurinskaya Depression and their oil and gas bearing capacity on complex geophysical data : Proc. of dis. Cand. geol.-mineral. sciences. – Baku, 1991. – 22 p.



УДК 553.982.23

ПЕРСПЕКТИВЫ ОТКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКОПЛЕНИЙ КАСПИЙСКОГО РЕГИОНА, СВЯЗАННЫЕ С ЛОВУШКАМИ НЕАНТИКЛИНАЛЬНОГО ТИПА



PROSPECTS FOR THE OPENING OF OIL AND GAS CLUSTERS IN THE CASPIAN REGION ASSOCIATED WITH NON-ANTICLINAL TRAPS

Твердохлебов Иван Иванович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
доцент кафедры региональной и морской геологии
Институт географии, геологии, туризма и сервиса,
Кубанский государственный университет
ivivtv@mail.ru

Попков Василий Иванович

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
профессор кафедры региональной и морской геологии
Институт географии, геологии, туризма и сервиса,
Кубанский государственный университет
geoskubsu@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена обоснованию направления поисково-разведочных работ, проводимых на акватории Северного и Среднего Каспия, с целью выявления залежей нефти и газа, приуроченных к ловушкам неантиклинального типа.

Ключевые слова: месторождения углеводородов, поиски, разведка, неантиклинальные ловушки, рифовые постройки, клиноформные образования, палеорусловые ловушки.

Tverdokhlebov Ivan Ivanovich

Candidate of Geological and Mineral Sciences, associate Professor, assistant Professor of Regional and Marine Geology, Institute of Geography, Geology, Tourism and Service, Cuban State University
ivivtv@mail.ru

Popkov Vasily Ivanovich

Doctor of Geological and Mineral Sciences, Professor, Professor of Regional and Marine Geology, Institute of Geography, Geology, Tourism and Service, Cuban State University
geoskubsu@mail.ru

Annotation. The article is devoted to justifying the direction of exploration work carried out in the waters of the Northern and Middle Caspian, in order to identify oil and gas deposits dedicated to non-anticlinal traps.

Keywords: hydrocarbon deposits, searches, exploration of complex traps, reef buildings, wedge formations, paleo-river traps.

Перспективы открытия новых крупных нефтегазовых месторождений связаны с отдаленными и труднодоступными регионами Восточной Сибири, шельфом арктических и дальневосточных морей.

В современных условиях экономических и политических взаимоотношений, сложившихся между Российской Федерацией, США и странами Европейского Союза, освоение месторождений УВ из-за сложных условий и проблем с закупками современного оборудования будет иметь непредсказуемый и затаянный характер.

С другой стороны, нефтяная промышленность России вступила в сложную стадию: большинство крупнейших месторождений нефти находятся на позднем этапе разработки и характеризуются низкими дебитами и обводненностью.

В качестве объекта широкомасштабного поиска морских запасов УВ сырья в XXI веке стала акватория Северного и Среднего Каспия как одна из высокоперспективных в отношении нефтегазоносности шельфовых зон.

Вся история развития Каспийского моря связана с изменениями конфигурации береговой линии водоема. Эти изменения, вызванные тектоническими процессами, периодически сопровождалась трансгрессиями и регрессиями, что способствовало формированию благоприятных условий для формирования залежей углеводородов.

Такие предпосылки подтверждаются приоритетным направлением широкой деятельности российских и зарубежных нефтяных компаний. Здесь открыты, месторождения нефти и газа: им. В. Филановского, им. Ю. Корчагина, Сарматское, Хвалынское, 170-км и др. Однако открытые скопления УВ традиционно связаны с пластовыми сводовыми ловушками.

Тактика рационального освоения морских месторождений настоятельно рекомендует проводить полноценный поиск и разведку всех имеющихся в исследуемом районе залежей, в том числе связанных со сложно-построенными ловушками. К этому же призывает положение закона РФ «О недрах», в частности ст. 23: «необходимо обеспечение полного и комплексного геологического изучения недр». Это позволит компаниям оперировать выявленными запасами, выбирая наиболее передовые технологии и оборудование, очередность их освоения, а также экономически оправданное размещение дорогостоящих гидротехнических сооружений.



Анализ оценки перспектив объектов нефтегазоносности исследуемого региона [1, 2, 3] и комплексные исследования геолого-геофизических материалов акватории Северного и Среднего Каспия [4, 5, 6, 7, 8], позволяют рекомендовать следующие, наиболее приоритетные, направления поисковых работ для выявления залежей УВ, связанных со сложнопостроенными ловушками. Это рифовые постройки пермско-триасового комплекса и юрско-меловых отложений, клиноформные образования майкопского комплекса, а также палеорусловые типы ловушек, получившие развитие в плиоценовых отложениях палео Волги.

На схеме (рис. 1) отображены зоны распространения перечисленных объектов.

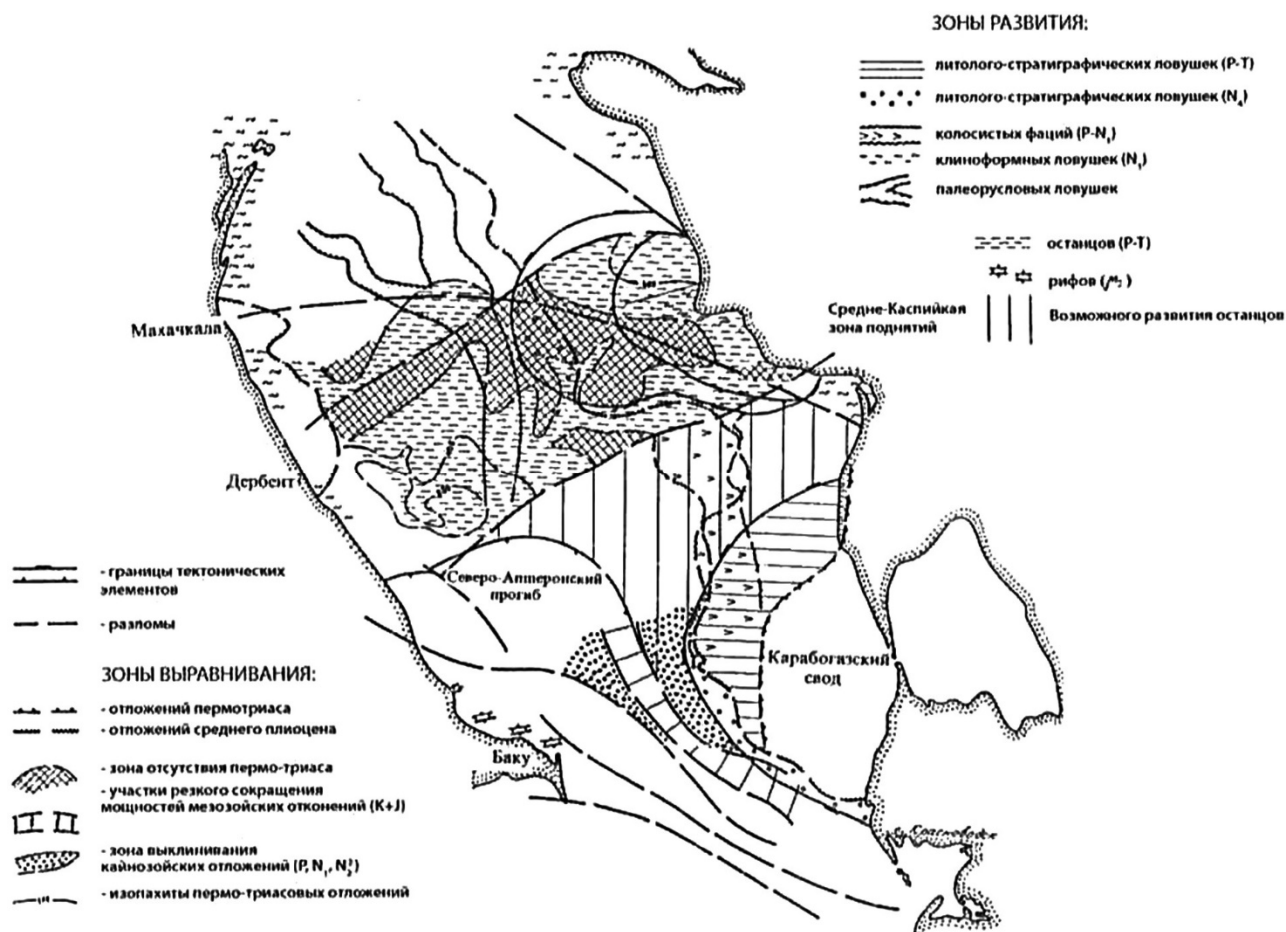


Рисунок 1 – Средний Каспий: схема развития нетрадиционных ловушек

Рассматривая рекомендованные объекты в геологической последовательности от более древних к молодым, отметим, что с рифогенными постройками Прикаспийской впадины связаны такие гигантские месторождения газоконденсата, как Астраханское ГКМ, Кашаган и другие. Поэтому есть основание надеяться на положительные результаты.

В предюрский этап развития исследуемой территории мощная регрессия предопределила формирование останцового рельефа. Имеются косвенные признаки рифовых тел, развитых в мезозойских отложениях. Согласно исследованиям [7] на акватории Каспийского моря в низах триасовых отложений выделены крупные аномально сейсмические объекты, характерные для органогенных построек. Аналогичные органогенные постройки, с выявленными нефтяными месторождениями, известны в Восточном Предкавказье. Волновая картина, регистрируемая на известных рифогенных объектах Восточного Предкавказья и выделенных аномальных сейсмических объектах, во многом идентична [7].

По результатам исследований выделены три зоны, в которых концентрируются аномальные рифовые сейсмические объекты. Наибольший интерес представляет Сарматско-Хвалынская зона, так как она расположена в районе уже открытых месторождений: Хвалынское, 170 км, Сарматское. Здесь, по данным сейсморазведки, прогнозируется развитие двух карбонатных платформ – Хвалынской и Сарматской, в пределах которых выделяются десятки крупных по амплитуде и площади рифоподобных сейсмических аномалий [7].

Следующим объектом поиска сложно-построенных ловушек можно выделить отложения майкопского комплекса как объект для поисков УВ и имеющих широкое распространение в районе исследований. Интерес к этим отложениям вызван работами [1, 2, 5, 9] в которых отмечается, что в олигоценовое и раннемиоценовое время на территории Восточного Предкавказья и Каспийского моря формировалась единая система шельфовых клиноформ. Многократные трансгрессивно-



регрессивные (убрать пробелы между дефисами) фазы развития кайнозойского периода обусловили возможность этих образований как структур осадочных толщ клиноформенных комплексов.

Подтверждением существования майкопских отложений на шельфе Северного и Среднего Каспия свидетельствуют материалы исследований [8] пород при бурении скважины 1 ПРВ, в которой, в интервале 1387 – 2250 м., были вскрыты майкопские отложения, представленные в основном однообразными серыми, темно-серыми, слюдястыми, плотными, иногда слоистыми, не реагирующими с HCl глинами, а также серыми, темно-серыми, тонко-мелкозернистыми, крепкими песчаниками и алевролитами. При лабораторном исследовании образцов выявлены ассоциации микрофауны, характерные для верхнего майкопа [8].

Каспийские морские клиноформы намечаются недалеко от побережья, на сеймопрофилях южнее современной дельты Волги (рис. 2) [5]. По характеру отражений они схожи с первыми клиноформами Восточного Предкавказья. Особое внимание майкопские образования привлекают, прежде всего, широким распространением клиноформ как седиментационных геологических тел, формирующихся на окраинах и в котловинах шельфа морских бассейнов

Клиноформенные отражения продолжают далее на юг и распространены по всему обрамлению Терско-Каспийской депрессии. Они залегают на подстилающих эоценовых отложениях и формируют систему тел, черепицеобразно накладывающихся друг на друга [5].

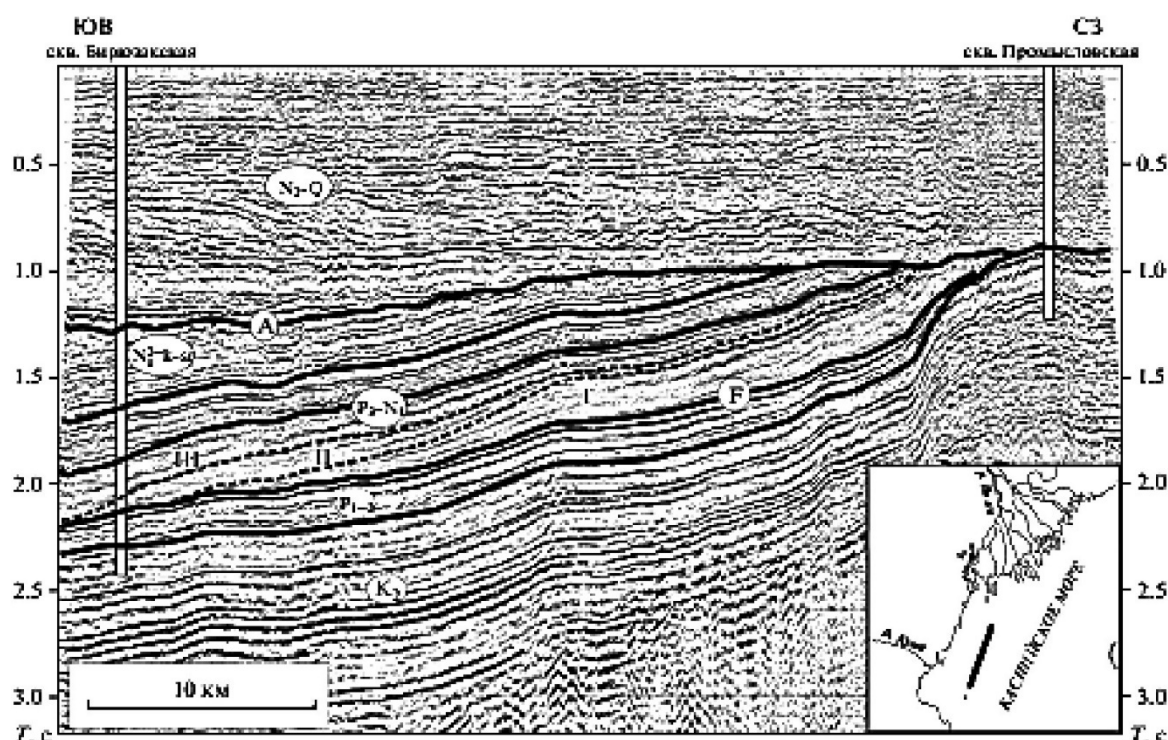


Рисунок 2 – Временной профиль через Северный Каспий [5]:

- A – региональный сейсмостратиграфический горизонт подошвы плиоценового сейсмокомплекса;
- B – региональный сейсмостратиграфический горизонт кровли палеоцен-эоценового сейсмокомплекса (римскими цифрами обозначены номера клиноформ. Индексами обозначен возраст отложений)

Ловушки клиноформного типа предполагаются на территории Дагестана. Зона развития клиноформных ловушек располагается в восточной части Ногайской моноклинали. Их формирование связывается с Кочубеевским конусом выноса [9].

Пилотным направлением являются палеорусловые типы ловушек среднего плиоцена, связанные с руслом древней Волги, которое простирается с севера на юг на огромное расстояние (более 600 км) при ширине 10–25 км, достигая северной границы Апшеронского порога.

Подтверждением перспектив и приуроченности значительных скоплений углеводородов к ловушкам литологического типа свидетельствуют работы многих исследователей [10, 11, 12, 13]. Среди неструктурных залежей нефти и газа ловушки литологического типа составляют 85 %, в том числе дельтовые комплексы – 26 %, баровые тела – 23 %, пляжевые комплексы – 19 %, долины палеорек – 17 %.

О вероятности развития ловушек неантиклинального типа в русле палео Волги и перспективности отложений, выполняющих палеорусла, отмечается в работе [6].

Однако по факту полученных материалов бурения [1, 6, 8] скважин (1 ПРВ и 1 Центральная) и новым геолого-геофизическим исследованиям в акватории Каспия в отложениях, являющихся аналогом продуктивной балаханской толщи Апшерона, продукция пока не получена.



Имеющиеся материалы по изучению неогеновой речной системы свидетельствуют о высокой перспективности отложений, выполняющих палеоруслу [6], поэтому есть все основания продолжить поисковые работы в отложениях палео Волги.

Опираясь на продольный профиль пространственного положения палеоруслу р. Волги, напоминающего V – образную форму в районе Дербентской депрессии, закладку следующих поисковых скважин можно рекомендовать на моноклиналиных склонах впадины.

Таким образом, краткий обзор наличия и распространения в акватории Северного и Среднего Каспия нетрадиционных ловушек позволит специалистам обратить внимание на описанные объекты и включить их в планы дальнейшего поиска.

Литература

1. Ермаков В.И., Мурадян В.М., Ледовская Г.И. Рациональные направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в акватории Среднего Каспия. – М. : ВНИИГАЗ, 1996. – 51 с.
2. Попков В.И., Твердохлебов И.И. Особенности освоения морских месторождений углеводородов и направления поисково-разведочных работ в акватории Каспийского моря // ГеоИнжиниринг. – Краснодар, 2014. – № 4 (24). – С. 64–68.
3. Попков В.И. Тектоника, история формирования и перспективы нефтегазоносности платформенных отложений Среднего Каспия // Материалы XXX научно-технической конференции. – Ставрополь : СевКавГТУ, 2000. – С. 34–39.
4. Архипов А.А. [и др.]. Биогермные постройки тенгизского типа на акватории Северного Каспия // Разработка нефтегазовых месторождений. – М. : ВНИИОЭНГ, 1992. – Вып. 2. – С. 37.
5. Патина И.С. Стрoение майкопского комплекса Каспийского региона по результатам сейсмостратиграфических исследований // Стратиграфия. Геологическая корреляция. – 2017. – Т. 25. – № 3. – С. 99–108.
6. Попова П.Ф., Цыганкова В.А., Делия С.В. Изучение перспектив нефтегазоносности неогеновой речной сети Среднего Каспия по данным сейсморазведки и литолого-фациального анализа // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 68–73.
7. Попович С.В. Некоторые направления дальнейших ГРП на акватории Каспийского моря. Вопросы освоения нефтегазовых бассейнов / Сборник статей ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – 2008. – Р. 16–23.
8. Попков В.И., Твердохлебов И.И. Перспективы открытия залежей углеводородов в неструктурных ловушках палеоруслу р. Волги // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 5. – С. 18–23.
9. Кунин Н.Я., Косова С.С., Блохина Г.Ю. Новые типы ловушек в сарматских отложениях Восточного Предкавказья // Геология нефти и газа. – 1989. – № 8.
10. Гулиев И.С., Левин Л.Э., Федоров Д.Л. Углеводородный потенциал Каспийского региона (системный анализ). – Баку : «Nafta-Press», 2003. – 127 с.
11. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки их примеры в нефтегазовых провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – С. 1–14.
12. Мурзин Ш.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности акватории Среднего и Северного Каспия : Автореф. дис. – М., 2010.
13. Марковский Н.И. Палеогеографические основы поисков нефти и газа. – М., «Недра», 1973. – 304 с.

References

1. Ermakov V.I., Muradyan V.M., Ledovskaya G.I. Rational directions of prospecting and exploration ra-bot for oil and gas in the water area of the Middle Caspian Sea. – M. : VNIYAGAZ, 1996. – 51 p.
2. Popkov V.I., Tverdokhlebov I.I. Peculiarities of development of offshore hydrocarbon fields and directions of prospecting and exploration work in the Caspian Sea water area // GeoEngineering. Krasnodar. – 2014. – № 4 (24). – P. 64–68.
3. Popkov V.I. Tectonics, history of formation and prospects of oil and gas bearing of platform sediments of the Middle Caspian // Proceedings of XXX Scientific and Technical Conference. – Stavropol : SevKavGTU, 2000. – P. 34–39.
4. Arkhipov A.A. [et al.]. Biogermic buildings of Tengiz type in water area of Northern Caspian // Development of oil and gas fields. – M. : VNIIOENG, 1992. – Exhibit 2. – P. 37.
5. Patina I.S. Construction of the Maikop complex of the Caspian region based on the results of the seismostratigraphic research // Stratigraphy. Geological correlation. – 2017. – Vol. 25. – № 3. – P. 99–108.
6. Popova P.F., Tsygankova V.A., Delia S.V. Study of the oil-and-gas bearing capacity prospects of the Neogene river network of the Middle Caspian Sea based on the seismic survey and lithologic-facial analysis data // Petroleum industry. – 2016. – № 8. – P. 68–73.
7. Popovich S.V. Some directions of the further exploration in the Caspian Sea water area. Issues of oil-and-gas bearing basins development / Collection of articles by ООО LUKOIL-VolgogradNIPImorneft. – 2008. – P. 16–23.
8. Popkov V.I., Tverdokhlebov I.I. Perspectives of the hydrocarbon deposits opening in the non-structural lo-tubes of the paleorus of the Volga river // Oil economy. – 2018. – № 5. – P. 18–23.
9. Kunin N.Ya., Kosova S.S., Blokhina G.Yu. New types of the traps in the Sarmatian deposits of the Eastern Caucasus // Oil and gas geology. – 1989. – № 8.
10. Guliev I.S., Levin L.E., Fedorov D.L. Hydrocarbon potential of Caspian region (system analysis). – Baku : «Nafta-Press», 2003. – 127 p.
11. Windows N.S. Non-anticlinal traps their examples in oil and gas bearing provinces // Oil and gas geology. Theory and Practice. – 2012. – Vol. 7. – P. 1–14.
12. Murzin S.M. Geological structure and prospects of oil and gas bearing water area of the Middle and North Caspian Sea : Proc. of Dis. – M., 2010.
13. Markovsky N.I. Paleogeographical bases of oil and gas prospecting. – M., «Nedra», 1973. – 304 p.



УДК 622.276 (575.1)

ОБОСНОВАНИЕ КОНЕЧНОЙ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ МЕТОДОМ МНОГОФАКТОРНОГО РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА



FINAL OIL RECOVERY JUSTIFICATION MULTIVARIATE REGRESSION ANALYSIS

Хайитов Одилжон Гафурович

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
академик Туронский академии наук,
заведующий кафедрой «Горное дело»,
Ташкентский государственный
технический университет
id.yug2016@gmail.com

Hayitov Odiljon Gafurovic.

Candidate of Geological and Mineralogical
Sciences, associate Professor,
a member of the Turonian Academy of
Sciences,
Head of the Mining Department,
Tashkent State technical university
id.yug2016@gmail.com

Аннотация. В данной статье проанализирована нефтеотдачи нефтяных залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам, выбраны геолого-промысловые факторы как: эффективная, толщина пласта, коэффициент проницаемости, коэффициент песчаности, вязкость пластовой нефти, гидрорепродуцируемость пласта, плотность сетки скважин, а в подгазовых нефтяных объектах также соотношение объема газовой части ко всему объему пласта. Рекомендовано новые статистические модели, которые можно использовать как для определения конечной нефтеотдачи вновь вводимых залежей, так и для уточнения конечной нефтеотдачи длительно разрабатываемых объектов.

Annotation. In this article the oil recovery of Uzbekistan's oil deposits confined to carbonate reservoirs is analyzed, geological and field factors are selected as: effective, reservoir thickness, permeability coefficient, coefficient of sandiness, formation oil viscosity, reservoir hydropermeability, well grid density, and in sub-gas oil facilities also the ratio of the volume of the gas part to the total volume of the formation. New statistical models, which can be used both for determination of final oil recovery of newly commissioned deposits and for specification of final oil recovery of long-developed objects, have been recoded.

Ключевые слова: нефть, залежь, пласт, месторождений, запас, нефтеотдача, заводнения, статистические модели, геолого-промысловые факторы, карбонатные коллекторы, проектах разработки.

Keywords: oil, deposits, reservoirs, reserves, oil recovery, waterfloods, statistical models, geological-field factors, carbonate reservoirs, development projects.

Известно значительное число статистических методов определения извлекаемых запасов нефти и конечной нефтеотдачи (1).

Большинство статистических методов базируется на изучении зависимостей накопленной добычи нефти от накопленного отбора жидкости и воды. Входящие в эти зависимости параметры зависят от геологофизической характеристики залежи и системы заводнения. Преимущество статистических методов – простота расчетов. Однако существенным недостатком их является неполный учет большинства геолого-физических и технологических факторов, а также их изменений в процессе, разработки. Поэтому при их использовании возможны значительные ошибки в расчетах.

Наиболее достоверный прогноз показателей заводнения нефтяных залежей, может проводиться только на основе детального изучения геологического строения реальных нефтеносных пластов с использованием полной информации из каждой скважины и математически детерминированного моделирования процесса извлечения нефти из пластов с учетом всех особенностей их геолого-физических свойств и условий разработки.

Однако во многих случаях, особенно на ранней стадии изучения залежей, прямые расчеты нефтеотдачи пластов затруднены, так как информации о строении пластов бывает недостаточно для детального геологического моделирования. В этих случаях большую пользу может оказать анализ данных по месторождениям, находящимся в длительной разработке и обладающим сходными геолого-физическими условиями.

В настоящее время имеется несколько статистических моделей для разных нефтегазоносных районов страны, которые – можно использовать для приближенной оценки нефтеотдачи пластов [1; 2; 3, 31–34; 4; 11, 6–8]. Эти модели основываются на анализе различной геолого-промысловой информации.

Любые статистические зависимости правомерно применять лишь к условиям аналогичным тем, в которых они получены. Поэтому при использовании многомерных корреляционных зависимостей необходимо, чтобы геологические и технологические факторы исследуемых залежей соответствовали входным данным статистических моделей. Наиболее точные результаты можно получить в случае, когда параметры, месторождений близки к средним величинам параметров, используемых при построении моделей [1].



Нефти из залежей извлекаются при непрерывном влиянии различных геолого-физических и технологических факторов. Они характеризуют природные условия самих залежей, насыщающих их флюидов, применяемых систем разработки и проявляются не изолированно, а в сложном взаимодействии. Изучение их способствует не только установлению причин различной степени использования запасов нефти, но и решению главной задачи разработки залежей – достижению максимально возможного конечного коэффициента нефтеотдачи на основе реализации различных мероприятий, предусматривающих уменьшение их отрицательного влияния. Использование этого математического аппарата позволяет оценить одновременное влияние нескольких параметров и определить связь нефтеотдачи с основными характеристиками пласта и применяемыми системами разработки. Кроме этого, методом регрессионного анализа решается задача уменьшения исходного количества параметров путем отбрасывания малоинформативных признаков и использования лишь существенных факторов. В свою очередь, метод главных компонент базируется на использовании факторного анализа. Сущность его заключается в переходе от описания некоторого множества изучаемых объектов с большим набором непосредственно, измеряемых признаков к описанию меньшего числа максимально-информативных переменных, называемых факторами. Для интерпретации результатов наблюдений исходные данные преобразуются методом главных компонент, что позволяет значительно сократить число принимаемых во внимание случайных величин без существенной потери информации об изменчивости изучаемых объектов.

В результате расчетов установлены 5 главных компонент, существенно влияющих на значение коэффициента нефтеотдачи, которые объясняют 81,16 % общей дисперсии. Выявленные главные компоненты соответствуют свойствам пластовых флюидов, значениям коэффициента проницаемости, величине нефтенасыщенной толщины, режиму дренирования пласта и плотности сетки скважин.

Существенно на нефтеотдачу влияет также соотношение объемов нефтяной и газовой фаз. При этом отмечается, что с увеличением объема газовой фазы, проектная нефтеотдача снижается. (6, 11–12).

В связи с этим геолого-статистические модели для оценки конечной нефтеотдачи пластов необходимо создавать для залежей нефти, близких по геолого-физическим условиям. Поэтому нами они разделены на четыре группы: нефтяные залежи, приуроченные к терригенным коллекторам; подгазовые нефтяные – к терригенным; нефтяные – к карбонатным; подгазовые нефтяные – к карбонатным (5, 167–171).

Для получения геолого-статистических моделей для оценки конечной нефтеотдачи пластов выделенных групп на основании исследований методом главных компонент нами выбраны следующие геолого-промысловые факторы: коэффициент песчаности, вязкость пластовой нефти, гидропроводность пласта, плотность сетки скважин, а в подгазовых нефтяных объектах также соотношение объема газовой части ко всему объему пласта.

Для изучения, нефтеотдачи нефтяных залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам, согласно [1, 3, 4], выбраны следующие геолого-промысловые факторы: эффективная, толщина пласта – h ; коэффициент проницаемости – $k_{пр}$; коэффициент песчаности – $k_{п}$; вязкость пластовой нефти – μ_n ; гидропроводность пласта – kh/μ_n ; плотность сетки скважин – S , а в подгазовых нефтяных объектах также соотношение объема газовой части ко всему объему пласта (газовой+нефтяной) – V_g/V_n .

Изучаемые параметры для 27 нефтяных залежей имели следующие значения: $h = 1,4 \div 38$ м; $h_{сред} = 10,34$; $k_{пр} = 0,040 \div 0,819$ мкм²; $k_{пр.сред} = 0,134$; $\Gamma_n = 0,022 + 0,95$; $\Gamma_{п.сред} = 0,515$; $\square_n = 0,7 \div 129,0$ МПа·с; $\mu_{н.сред} = 14,073$; $kh/\mu_n = 0,04 \div 1,669$ мкм²·м/МПа·с; $kh/\mu_{н.сред} = 0,258$; $S = 1,832 \div 54,4$ га/скв; $S_{сред} = 15,297$.

Для 15 подгазовых нефтяных объектов изучаемые параметры изменялись в пределах: $h = 1,4 \div 85$ м; $h_{сред} = 13,69$; $k_{пр} = 0,060 \div 0,450$ мкм²; $k_{пр.сред} = 0,300$; $k_{п} = 0,047 \div 1,0$; $k_{п.сред} = 0,0300$; $\mu_n = 1,17 \div 5,28$ МПа·с; $\mu_{н.сред} = 2,539$; $kh/\mu_n = 0,014 \div 2,429$ мкм·м/МПа·с; $kh/\mu_{н.сред} = 0,659$; $V_g/V_n = 0,121 \div 0,97$; $V_g/V_{н.сред} = 0,446$; $S = 2,55 \div 63,66$; $S_{сред} = 14,559$.

В результате расчетов по программе многофакторного анализа на ЭВМ получено следующее уравнение регрессии:

а) для нефтяных залежей:

$$\eta = 0,2456 + 0,0026 \cdot h + 0,1819 \cdot k_{пр} + 0,0861 \cdot k_{п} + 0,0010 \cdot \mu_n + 0,0087kh/\mu_n - 0,0009 \cdot S. \quad (1)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели равен 0,761;

б) для подгазовых залежей:

$$\eta = 0,2607 + 0,0051 \cdot h + 0,2367 \cdot k_{пр} + 0,1013 \cdot k_{п} - 0,0044 \cdot \mu_n + 0,0087 \cdot kh/\mu_n - 0,0625 \cdot V_g/V_n - 0,0006 \cdot S. \quad (2)$$

Коэффициент множественной корреляции полученной модели равен 0,816.

В таблице 1, 2 в качестве примера приведены фактические данные нефтеотдачи некоторых залежей Узбекистана, находящихся на завершающей стадии эксплуатации, а также значения нефтеотдачи, принятые в технологических схемах и проектах разработки и расчетные значения по уравнениям (1) и (2).



Таблица 1 – Коэффициент нефтеотдачи некоторых нефтяных залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам (на состояние 01.01.2018)

Месторождение	Горизонт	Коэффициент нефтеотдачи		
		текущий	принятый в технологических схемах и проектах разработки	расчетный по уравнению (1)
Сев. Уртабулак	XVHP + XVP	0,320	0,470	0,482
Наманган	V	0,214	0,247	0,285
Сев. Хаудаг	I–IV	0,278	0,320	0,336
Амударья	I- III	0,162	0,467	0,223
Коштар	I + II + III	0,121	0,236	0,317
Ходжаабд	V–VI	0,306	0,305	0,215
Ходжаабд	VII	0,130	0,479	0,235
Хартум	VIII	0,201	0,201	0,320
Зап. Палванташ	V + VI	0,271	0,310	0,324
Ханкыз	VII	0,080	0,314	0,267
Авваль	V	0,203	0,352	0,281

Таблица 2 – Коэффициент нефтеотдачи некоторых подгазовых залежей Узбекистана, приуроченных к карбонатным коллекторам (на состояние 01.01.2018)

Месторождение	Горизонт	Коэффициент нефтеотдачи		
		текущий	принятый в технологических схемах и проектах разработки	расчетный по уравнению (1)
Ақджар	XV	0,060	0,207	0,218
Караулбазар Сарыташ	XV	0,111	0,432	0,223
Умид	XV	0,060	0,200	0,207
Шурчи	XV	0,392	0,299	0,434
Шурчи	XVI	1,154	0,470	0,272
Шурчи	XVII	0,134	0,461	0,274
Джаркак	XV	0,106	0,437	0,227
Зап. Юлдузкак	XVa	0,133	0,420	0,225
Крук	XVHP + XVP	0,266	0,384	0,421
Карактай	XV–XVa	0,289	0,842	0,758

Как видно (табл. 1, 2), полученные уравнения (1) и (2) дают вполне сопоставимые с текущими и проектными данными результаты в большом диапазоне их колебаний, обусловленном существенным изменением геолого-промысловых условий разработки залежей, что свидетельствует о достаточной надежности моделей.

Таким образом, проведенные численные эксперименты показывают, что на основе полученных геолого-статистических моделей можно оценить не только значений нефтеотдачи на ранней стадии изучения залежей, но и эффект от применения методов увеличения коэффициента извлечения нефти, основанных на снижении вязкости пластовой нефти и увеличении плотности сетки скважин.

Их можно использовать как для определения конечной нефтеотдачи вновь вводимых залежей, так и для уточнения конечной нефтеотдачи длительно разрабатываемых объектов.

Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М. : Недра, 1986. – 264 с.
2. Абызбаев И.И., Осипов В.В. Оценка нефтеотдачи терригенных залежей, содержащих нефти повышенной вязкости // Тр. Ин-та БашНИПИнефть. – 1981. – Вып. 60. – С. 7–13.
3. Агзамов А.Х., Хужаеров Б. Оценка нефтеотдачи пластов методом ранговой классификации // Узб. геол. журн. – 1985. – № 6. – С. 31–34.



4. Абасов М.Т. Моделирование нефтеотдачи пластов для оценки извлекаемых запасов // Изв. АН Азерб. Сер. наук о Земле. – 1975. – №1. – С. 5–14.
5. Хайитов О.Г. О совершенствовании методики оценки коэффициента нефтеотдачи пластов при подсчете запасов // Вестник ТашГТУ. – Т. : «ТашГТУ», 1998, – С. 167–171.
6. Хайитов О.Г. Пути совершенствования методики определения коэффициента извлечения нефти при подсчете запасов по месторождениям Узбекистана : автореф. ... канд. геол.-мин. наук. – 1998. – 21 с. – URL : <http://earthpapers.net/puti-sovshenstvovaniya-metodiki-opredeleniya-koeffitsienta-izvlecheniya-nefti-pri-podschete-zapasov-po-mestorozhdeniyam>
7. Акрамов Б.Ш., Хайитов О.Г. Табылганов М.Т. Методы уточнения начальных и остаточных извлекаемых запасов нефти по данным разработки на поздней стадии // Уралский.: «Известия вузов. Горный журнал». – 2010. – № 2. – С. 21–24. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16773090>
8. Хайитов О.Г. Агзамов А.А. Обоснование метода увеличения коэффициента извлечения нефти на основе обработки геолого-промысловых данных // Уралский.: «Известия вузов. Горный журнал». – 2010. – № 8. – С. 47–51. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16823468>
9. Хайитов О.Г. Набиева Н.К., Махмудов Ш.Н. Оценка степени влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеизвлечения подгазовых нефтяных залежей // Уралский.: «Известия вузов. Горный журнал». – 2013. – № 6. – С. 46–50. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=20310682>
10. Сафин Д.К. Структура запасов нефти, геолого-статистические модели прогноза коэффициента извлечения нефти и фильтрационно-емкостных свойств пород на примере Когалымского региона. – Пермь, 2001. – 175 с. – URL : <https://www.dissercat.com/content/struktura-zapasov-nefti-geologo-statisticheskie-modeli-prognoza-koeffitsienta-izvlecheniya-n>
11. Акимов И.А. Разработка статистических моделей для определения конечного коэффициента извлечения нефти из недр на примере территории Пермского края. – Пермь, 2007. – 121 с. – URL : <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-statisticheskikh-modelei-dlya-opredeleniya-konechnogo-koeffitsienta-izvlecheniya>
12. Савенков В.Ю. Оценка влияния преждевременного выключения скважин на эффективность выработки запасов. – М. : 2002. – 166 с. – URL : <https://www.dissercat.com/content/otsenka-vliyaniya-prezhdevremennogo-vyklyucheniya-skvazhin-na-effektivnost-vyrabotki-zapasov>

References

1. Surguchev M.L. Secondary and Tertiary Methods of Oil Recovery Increasing. – M. : Nedra, 1986. – 264 p.
2. Abyzbaev I.I., Osipov V.V. Estimation of Oil Recovery of Terrng Reservoirs Containing Oil of Increased Viscosity // Proc. of Intern. In-ta Bashniplneft. – 1981. – Part 60. – P. 7–13.
3. Agzamov A.X., Khuzhaerov B. Estimation of Oil Recovery by Rank Classification Method // Uzbek ge-ol. zhurn. – 1985. – № 6. – P. 31–34.
4. Abasov, M.T. EOR Modeling for Estimation of Extractable Reserves // Izv. AN Azerb, Ser. – 1975. – №1. – P. 5–14.
5. Hayitov O.G. Improvement of the EOR Estimation Methodology for Estimation of Oil Recovery Coefficient in Calculation of Reserves // Vestnik of TashGTU. – Т. : TashGTU, 1998. – P. 167–171.
6. Hayitov O.G. Ways to improve the methods of determining the coefficient of oil recovery in calculating reserves in the fields of Uzbekistan : Autoref. ... Cand. geol. min. of sciences. – 1998. – 21 p. – URL : <http://earthpapers.net/puti-sovshenstvovaniya-metodiki-opredeleniya-koeffitsienta-izvlecheniya-nefti-pri-podschete-zapasov-po-mestorozhdeniyam>
7. Akramov B.S., Hayitov O.G. Tabylganov, M.T. Clarification methods of the initial and residual recoverable oil reserves according to the development data at a late stage // Uralskiy.: Izvestia vuzov. Gorny Zhurnal. – 2010. – № 2. – P. 21–24. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16773090>
8. Hayitov O.G., Agzamov A.A. Justification of a method of the oil recovery factor increase on the basis of the geological-field data processing // Uralskiy.: Izvestia vuzov. Gorny Zhurnal. – 2010. – № 8. – P. 47–51. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=16823468>
9. Hayitov O.G., Nabieva N.K., Mahmudov S.N. Estimation of a degree of the well grid density influence on the oil recovery factor of the undergas oil deposits // Uralskiy.: Izvestia vuzov. Gorny zhurnal. – 2013. – № 6. – P. 46–50. – URL : <https://elibrary.ru/item.asp?id=20310682>
10. Safin D.K. Structure of oil reserves, geological and statistical models of oil recovery factor forecast and filtration-volume properties of rocks by the example of Kogalymsky region. – Perm, 2001. – 175 p. – URL : <https://www.dissercat.com/content/struktura-zapasov-nefti-geologo-statisticheskie-modeli-prognoza-koeffitsienta-izvlecheniya-n>
11. Akimov I.A. Development of statistical models to determine the final oil recovery factor on the example of the Perm Krai territory. – Perm, 2007. – 121 p. – URL : <https://www.dissercat.com/content/razrabotka-statisticheskikh-modelei-dlya-opredeleniya-konechnogo-koeffitsienta-izvlecheniya>
12. Savenkov V.Yu. Estimation of Influence of Premature Well Shutdown on Reserves Development Effectiveness. – M. : 2002. – 166 p. – URL : <https://www.dissercat.com/content/otsenka-vliyaniya-prezhdevremennogo-vyklyucheniya-skvazhin-na-effektivnost-vyrabotki-zapasov>



УДК 550.4

**О РЕЗУЛЬТАТАХ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
СПУТНИКОВЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МОРФОСТРУКТУР
ЦЕНТРАЛЬНОГО ТИПА И ПЕРСПЕКТИВ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**



**ON THE RESULTS OF USING SATELLITE GEOPHYSICAL METHODS TO STUDY
THE TECTONIC STRUCTURE OF CENTRAL TYPE MORPHOLOGICAL STRUCTURES
AND THE PROSPECTS FOR THEIR OIL AND GAS POTENTIAL**

Харитонов Андрей Леонидович

кандидат физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник,
старший научный сотрудник,
Институт земного магнетизма, ионосферы
и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН
ahariton@izmiran.ru

Kharitonov Andrey Leonidovich

Candidate of Physical
and Mathematical Sciences,
leading researcher, senior researcher,
Institute of Earth Magnetism, Ionosphere
and radio wave propagation. N.V. Pushkov RAS
ahariton@izmiran.ru

Аннотация. В докладе изложены методы и результаты анализа космических фотоснимков, полученных при дистанционном зондировании земной поверхности с различных спутников. По этим данным были выделены морфоструктуры центрального типа в рельефе верхнего слоя земной коры. Полученные со спутника данные о пространственном расположении морфоструктур центрального типа позволяют решать проблему поиска месторождений нефти и газа.

Annotation. The report describes methods and results of analysis of satellite images obtained during remote sensing of the Earth's surface from various remote sensing satellites. According to these data, morphological structures of the Central type were identified in the relief of the upper layer of the Earth's crust. Data obtained from the satellite on the spatial location of Central-type morphological structures allow solving the problem of searching for oil and gas fields.

Ключевые слова: методы дистанционного зондирования Земли, измерение высоты уровня поверхности Земли, аэромагнитные измерения, геотермальные аномалии, нефтегазовые месторождения.

Keywords: methods of remote sensing of the Earth, measuring the height of the Earth's surface level, aeromagnetic measurements, geothermal anomalies, oil and gas fields.

Введение

Как следует из статистических данных в последние годы заметно снизилась эффективность геологоразведочных работ по поискам месторождений нефти и газа в Российской Федерации (РФ). По-видимому, одной из причин может быть резкое уменьшение количества оставшихся неразведанных крупных месторождений нефти и газа на территории Российской Федерации. Предположительно известно что, большинство новых, еще оставшихся перспективных для поисков углеводородов территорий расположено в труднодоступных районах Восточной Сибири, Дальнего Востока РФ или на акваториях российской Арктики. Геологоразведочные работы, проводимые в этих районах со сложным геологическим строением (горные районы) и суровыми климатическими условиями требуют больших экономических вложений в эти пока плохо освоенные территории. Поэтому, по мнению автора, экономически более целесообразно проводить геолого-геофизические исследования в южных районах РФ, где по мнению автора имеются достаточно большие перспективы для поисков газовых месторождений, но в более глубоких горизонтах земной коры. Для выполнения этой задачи необходимо привлечение новых геофизических методов для поисков и разведки глубокозалегающих месторождений нефти и газа. Поэтому, в соответствии с теоретическими предположениями, высказанными в работах [1, 39; 2, 23], автором была изучена корреляционная взаимосвязь географического расположения месторождений углеводородов и географического расположения морфоструктур центрального типа (МСЦТ). Актуальность проведенных исследований связана с разработкой методики поисков месторождений нефти и газа по данным геолого-геофизической интерпретации результатов анализа различных спутников дистанционного зондирования Земли.

С использованием космических снимков для территории Российской Федерации была создана карта морфоструктур центрального типа (рис. 1).

На схеме дешифрирования космического снимка отчетливо выделяются кольцевые структуры разного размера, расположенные вдоль побережья Черного и Каспийского морей. Наиболее известными в настоящее время морфоструктурами центрального типа третьего порядка являются Прикаспийская МСЦТ, расположенная на территории РФ и Казахстана и Новороссийская МСЦТ, расположенная на территории юга России и Украины. Эти кольцевые структуры обусловлены в основном



раздробленными гранитогнейсовыми образованиями фундамента. На рисунке 1 можно видеть и цепочку более мелких МСЦТ, протянувшиеся от Ростова на Дону в сторону Элисты. Кроме того, имеется некоторое количество МСЦТ на территории Ставропольского края и Северного Кавказа. Наиболее известные старые месторождения нефти связаны с Чеченской МСЦТ.

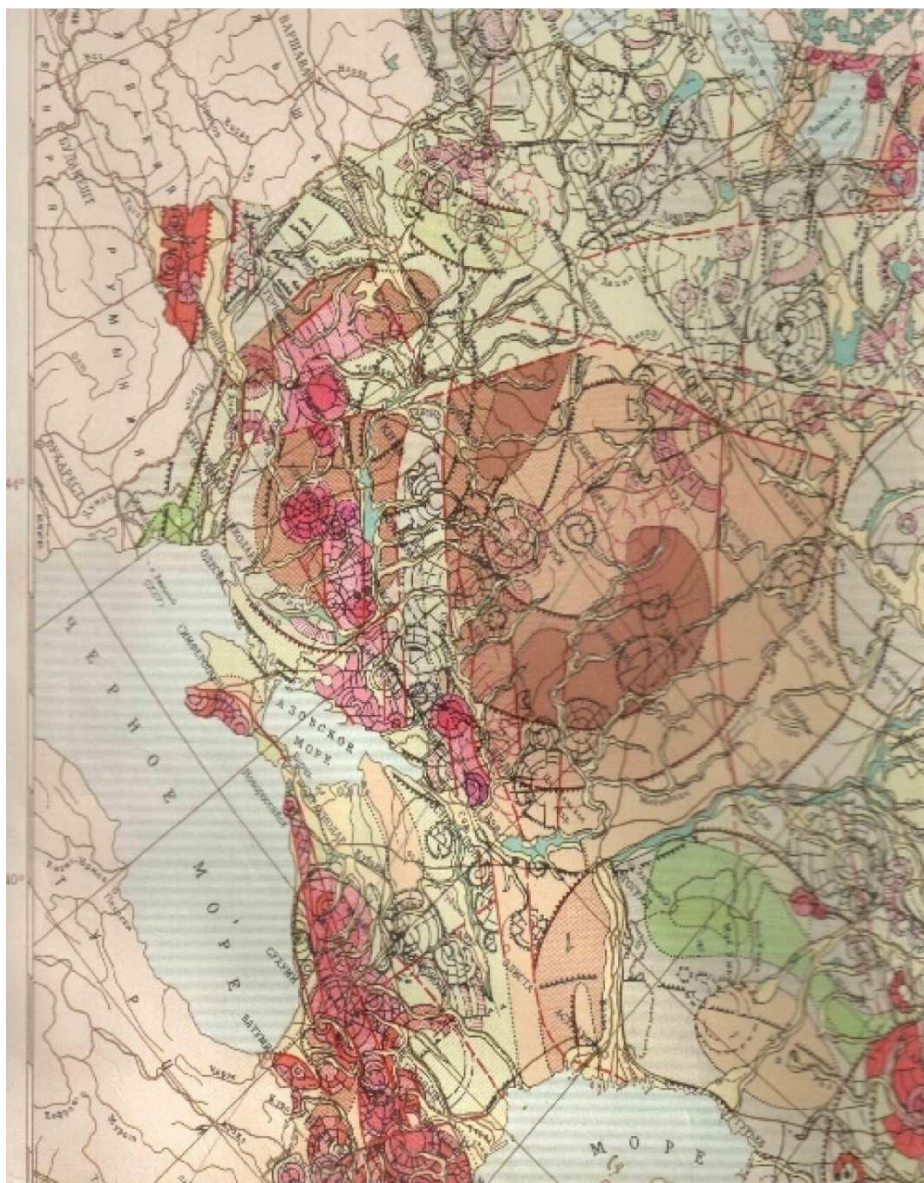


Рисунок 1 – Фрагмент карты морфоструктур центрального типа для территории южных регионов Европейской части Российской Федерации, построенной по данным дешифрирования космических снимков Земли из космоса [2]

Методы измерений и обработки данных

Для выявления морфоструктур центрального типа в пределах территории Российской Федерации, помимо материалов дешифрирования космических снимков [1, 39; 2, 23], были использованы измерения магнитного [3, 1], гравитационного [4, 3] полей и теплового потока [5, 1], а также некоторые другие геолого-геофизических данные. Для обработки аэрокосмических магнитных данных были использованы различные методы взаимного корреляционного анализа [6, 35] и спектрального анализа [7, 102] (рис. 2).

Физические причины образования морфоструктур центрального типа

Рассмотрены возможные природные механизмы образования морфоструктур центрального типа. По результатам геологической интерпретации различных физических полей (магнитного, гравитационного, теплового) глубинное строение многих крупных морфоструктур центрального типа, как будет показано ниже, часто определяется термо-магматическими плюмами [8, 6]. В недрах Земли,



БЛОК-СХЕМА ПАКЕТА КОМПЬЮТЕРНЫХ ПРОГРАММ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОМАГНИТНЫХ СПУТНИКОВЫХ ДАННЫХ

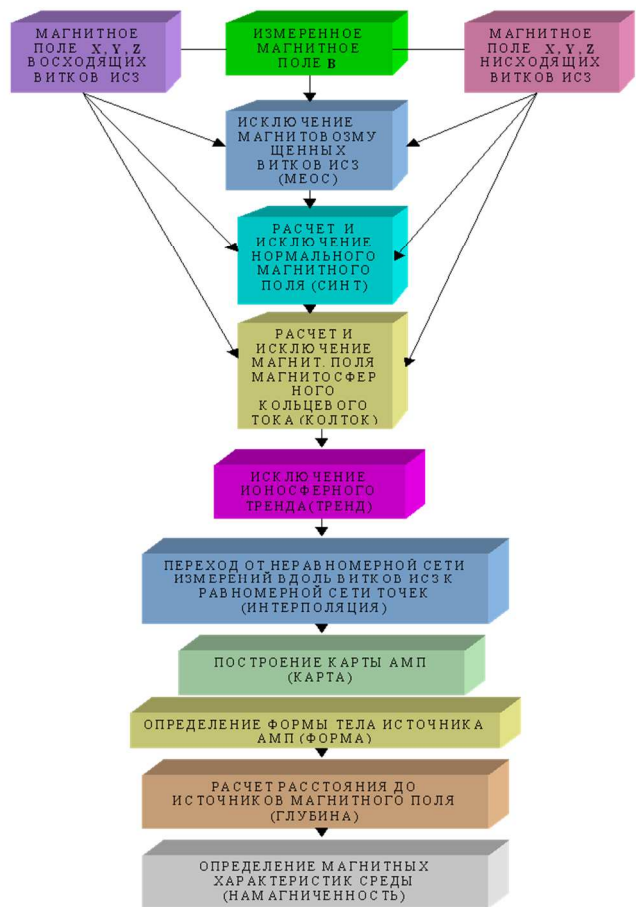


Рисунок 2 – Блок-схема пакета компьютерных программ, используемых для математической обработки и геофизической интерпретации спутниковых геомагнитных данных [8, 5]

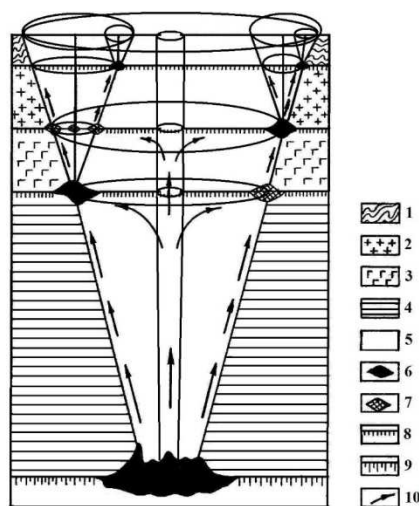


Рисунок 3 – Схематический глубинный разрез строения плюм-магматических морфоструктур центрального типа [8, 7]:

- 1 – породы «осадочного» слоя земной коры; 2 – породы складчатого основания «осадочного» слоя земной коры;
- 3 – раздробленные породы на границе «гранитного» слоя земной коры; 4 – раздробленные породы на границе «базальтового» слоя земной коры; 5 – породы литосферного слоя мантии Земли; 6 – залежи жидких УВ на пересечении субгоризонтальных границ физических слоев Земли и субвертикальных границ МСЦТ; 7 – залежи газожидких полезных ископаемых на пересечении субгоризонтальных границ физических слоев Земли и субвертикальных границ МСЦТ; 8 – границы, разделяющие физические слои земной коры; 9 – граница Мохоровичича; 10 – направление субвертикального потока тепломассопереноса вещества (УВ флюидов) к поверхности Земли



в результате продвижения из мантии к поверхности Земли магматических образований термальных плюмов [8, 7] образуется усеченная воронкообразная глубинная структура, по граничным зонам которой винтообразно продвигаются к поверхности газотермальные и гидротермальные флюидные потоки. Подобные морфоструктуры центрального типа, образованные мантийными плюмами, были детально проанализированы автором в работе [8] (рис. 3).

Поэтому, по нашим данным более перспективными районами для поисков месторождений углеводородов (нефть, газ) являются бортовые зоны многих морфоструктур центрального типа, подобно тому как это имеет место на территории Прикаспийской МСЦТ.

Литература

1. Макаров В.П., Скобелев С.Ф., Трифонов В.Г. Исследование природной среды космическими средствами // Геология и геоморфология. – М. : Наука, – 1974. – Т. 2. – С. 9–42.
2. Соловьев В.В. Структуры центрального типа территории СССР по данным геолого-геоморфологического анализа. – Л. : Изд-во ВСЕГЕИ, – 1978. – 25 с.
3. Карта аномального магнитного поля территории СССР / под ред. П.А. Кукина. Масштаб 1: 10000000. – М. : ГУГК, – 1975. – 1 лист.
4. Bouguer gravity anomaly map of Asia. Scale 1: 9 000 000 // Published by the Aeronautical Chart and Information Center US Air Force. – 1971. – 4 p.
5. Карта теплового потока и глубинных температур территории СССР. Масштаб 1:10000000 / под ред. Я.Б. Смирнова. – М. : ГУГК, – 1978. – 1 лист.
6. Хассан Г.С., Харитонов А.Л., Серкерев С.А. Исследование глубинного строения по спутниковым магнитным и гравитационным данным // Исследование Земли из космоса. – 2003. – № 1. – С. 28–38.
7. Ротанова Н.М., Харитонов А.Л., Ан Ченчанг Спектральный анализ магнитного поля, измеренного на спутнике МАГСАТ // Геомагнетизм и аэрономия. – 1999. – Т. 39. – № 3. – С. 101–103.
8. Харитонов А.Л. Комплексный геолого-геофизический анализ некоторых морфоструктур центрального типа и их связь с месторождениями нефти и газа // Вестник института геологии Коми научного центра Уральского отделения РАН. – 2018. – № 7(283). – С. 3–9.

References

1. Makarov V.P., Skobelev S.F., Trifonov V.G. Study of the natural environment by space means // Geology and geomorphology. – M. : Nauka, – 1974. – Vol. 2. – P. 9–42.
2. Solovyov V.V. Structures of the Central type of the territory of the USSR according to the data of geological and geomorphological analysis. – L. : VSEGEI Publishing house, – 1978. – 25 p.
3. Map of the anomalous magnetic field of the USSR / Edited by P.A. Kukin. Scale 1: 10000000. – M. : GUGK. – 1975. – 4 p.
4. Bouguer gravity anomaly map of Asia. Scale 1: 9 000 000 // Published by the Aeronautical Chart and Information Center US Air Force. – 1971. – 1 p.
5. Map of the heat flow and deep temperatures of the territory of the USSR. Scale 1:10000000 / Edited by Y.B. Smirnov. – M. : GUGK, – 1978. – 1 p.
6. Hassan G.S., Kharitonov A.L., Serkerov S.A. Investigation of the deep structure based on satellite magnetic and gravitational data // Issledovanie Zemli iz kosmosa. – 2003. – № 1. – P. 28–38.
7. Rotanova N.M., Kharitonov A.L., An Chenchang Spectral analysis of the magnetic field measured on the MAGSAT satellite // Geomagnetism and Aeronomy. – 1999. – V. 39. – № 3. – P. 101–103.
8. Kharitonov A.L., Integrated geophysical analysis of morphostructures of the Central type and their connection with oil and gas fields // Vestnik Institute of Geology Komi scientific center of Ural division of Russian Academy of Sciences. – 2018. – № 7 (283). – P. 3–9.



УДК 550.4, 550.426

АНАЛИЗ ФИЗИКО-ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕХАНИЗМОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ГЛУБИННЫХ ЗОН НАФТИДОГЕНЕЗА НА ТЕРРИТОРИИ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПАЛЕО ПЛЮМОВ

ANALYSIS OF PHYSICAL AND GEOCHEMICAL MECHANISMS FOR DETERMINATION OF PERSPECTIVE DEEP ZONES OF NAPHTHIDE-GENESIS IN THE TERRITORY OF THE PALEO PLUME LOCATION

Харитонов Андрей Леонидович

кандидат физико-математических наук,
ведущий научный сотрудник,
старший научный сотрудник,
Институт земного магнетизма, ионосферы
и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова РАН
ahariton@izmiran.ru

Kharitonov Andrey Leonidovich

Candidate of Physical
and Mathematical Sciences,
leading researcher, senior researcher,
Institute of Earth Magnetism, Ionosphere
and radio wave propagation. N.V. Pushkov RAS
ahariton@izmiran.ru

Аннотация. В статье приведены некоторые химические формулы и связанные с ними различные физические механизмы для преобразования углеводородов от простых газообразных к более сложным видам нафтенового ряда, идущих при различных температурах и давлениях в недрах Земли. На основании рассчитанных термобарических условий в недрах выделено несколько глубинных зон, перспективных для физико-геохимического преобразования определенного вида углеводородов. Также предполагается, что основными почти вертикальными каналами переноса глубинных газообразных углеводородов к поверхности Земли могут являться корневые структуры рифтовых и субдукционных зон, являющихся бортовыми зонами приподнятых и опущенных геотектонических блоков палеоплюмов.

Annotation. The paper provides some chemical formulas and associated different physical mechanisms for converting hydrocarbons from simple gaseous to more complex naphthenic series species running at different temperatures and pressures in the Earth's subsoil. Based on the calculated thermo-baric conditions in the subsoil, several deep zones promising for physical and chemical transformation of a certain type of hydrocarbons have been isolated. It is also assumed that the main almost vertical channels for the transfer of deep gaseous hydrocarbons to the Earth's surface may be the root structures of the rift and subduction zones, which are the on-board zones of raised and lowered geotectonic blocks of paleo plumes.

Ключевые слова: геолого-геофизическая интерпретация, термобарические диаграммы, геохимические реакции, преобразования углеводородов.

Keywords: geological and geophysical interpretation, thermo-baric diagrams, geochemical reactions, hydrocarbon transformations.

Введение

Для выбора новых регионов, перспективных для постановки разведочных работ и поиска месторождений нефти и газа в более глубоких горизонтах недр Земли, на наш взгляд, сначала необходимо обратиться к фундаментальным теоретическим исследованиям, объясняющим природу возникновения углеводородов (УВ), физические механизмы их пространственной миграции и физико-химические условия, необходимые для преобразования и сохранения углеводородов в недрах Земли. В теоретическом плане, согласно воззрениям ряда ученых [1, с. 112; 2, с. 37; 3, с. 1779] возникновение и размер месторождений углеводородов нефти и газа контролируется комплексом геодинамических [1, с. 114] и геотермических процессов [2, с. 179], таких как плотность теплового потока (q), геотермический градиент (dT), температура (T) недр, в свою очередь тесно связанных с электромагнитными параметрами среды [3, с. 1782] в недрах Земли с более высокими величинами давлений (P) и температуры (T), чем на ее поверхности, то есть таких физических параметров среды, которые способствуют созданию условий для физико-химического преобразования простых газообразных углеводородов в более сложные химические формы нафтенового ряда (газоконденсаты, нефти и др.), и которые приводят, за счет градиентов давления, к возникновению возможных «каналов» субвертикальной миграции УВ из недр Земли к ее поверхности. Кроме того, в глубинных зонах физико-химического преобразования углеводородов должны существовать соответствующие термо-барические (P - T) условия [4, с. 257; 5, с. 348] для осуществления химических реакций перехода простейших углеводородов (C, H, N, O, S) в более сложные формы нафтенового ряда (CН₄ и др.).

В данной работе при изучении термодинамических (P - T) условий, необходимых для физико-химического преобразования углеводородов в глубинных недрах Земли, авторы придерживались результатов общепризнанных научных гипотез об образовании планет земной группы, основанных на работах О.Ю. Шмидта и других зарубежных и отечественных исследователей, основными элементами которых



является наличие в протопланетном веществе Земли достаточно большого количества газообразного водорода (H), углерода (C), имеющих наибольшее процентное содержание в космосе, а также наличие твердой фазы вещества в виде хондритов (46 % оливина-(Mg, Fe)₂SiO₄, 25 % пироксенов, 11 % плагиоклазов и с 12 % Fe-Ni-железо-никелевой фазы) чаще всего встречающиеся в метеоритных потоках, падающих из космоса на Землю под действием сил гравитационного притяжения [4, с. 22].

Исходные экспериментальные данные

Цель данной работы – изучение глубинного геофизического строения недр Земли для оценки на различных глубинах термобарических (*P-T*) условий, необходимых для физико-химического преобразования углеводородов и выявления возможных физических механизмов их миграции к поверхностным коровым зонам накопления УВ [11–15; 18, с. 183].

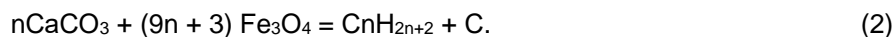
Результаты решения обратных задач геомагнитного и гравитационного потенциалов, магнито-теллурического зондирования и геотермии

В результате решения обратной задачи на основе наших расчетов электромагнитных неоднородностей по спутниковым геомагнитным данным и на их основе расчета температурных (*T*) параметров мантии и построения по ним геотермического разреза [3, с. 1784], можно сказать следующее. По данным некоторых исследователей мантийные неоднородности, связанные с глобальной системой рифтовых и суперплюмовых зон Земли, берут свое начало на границе ядро – мантия (граница Гутенберга) [11, с. 17]. Мы также провели сравнение фазовых *P-T* – диаграмм, построенных по нашим экспериментальным спутниковым данным и теоретически рассчитанных фазовых *P-T* – диаграмм, приведенных в [4, с. 173].

Кроме того, известно, что из недр Земли при вулканических извержениях, расположенных в рифтовых, субдукционных и плюмовых зонах, за счет процессов дегазации Земли ежегодно в атмосферу выбрасывается огромное количество газов определенного химического состава, в которых значительная доля соответствует газам двуокиси углерода (CO₂) и водяным парам (H₂O). Были рассчитаны объемы выделившегося из недр Земли углерода (C) [12, с. 27]. По приведенным расчетам, выделившиеся из недр Земли объемы углерода (C) в тысячи раз превышают объемы всех разведанных запасов углеводородов на Земле. При этом необходимо обратить внимание на то, что углерод (C) также составляет в среднем около 85 % элементного состава добываемой нефти [13, с. 136]. Во многих научных источниках, судя по общим теоретическим воззрениям на процесс образования Земли и по данным метеоритов [4, с. 22] и образцам пород изверженных из больших глубин [1, с. 116], также предполагается, что внешнее ядро Земли может иметь в своем составе значительное количество углерода (C), железа (Fe), никеля (Ni), ванадия (V), которые также могут вступать в химическую реакцию с кислородом (O₂) или с водяными парами (H₂O) и образовывать окислы железа, которые также могут вступать в химические реакции с некоторыми породами мантии Земли или служить катализаторами этих реакций. Например,



Откуда же могут возникать исходные продукты – углерод (C) и углеводороды ряда алканов (C_nH_{2n+2}) на границе нижней мантии и внешнего ядра Земли? В работе [14, с. 7], на экспериментальной установке, в ходе следующей химической реакции, неоднократно были получены углеводороды (C_nH_{2n+2}) и углерод (C) из карбонатов (CaCO₃) и окислов железа (Fe₃O₄), которые также присутствуют в значительных количествах в породах мантии:



Также, теоретически существуют все необходимые термобарические (*P-T*) условия и химические компоненты для прохождения в недрах особых зон мантии химических реакций синтеза простейших углеводородов (CH₄) из окиси углерода (CO₂) и воды (H₂O) или водорода (H₂), в рифтовых и субдукционных зонах и глубинной зоне Голицина, где температуры значительно выше 2500 °С, описанных в работе [2, с. 89]. Химическую реакцию образования метана (CH₄), как наименее энергоемкого УВ продукта, идущую уже при температуре *T* > 2500 °С, при нормальном атмосферном давлении (*P*) можно записать следующим образом:



Химическая реакция образования более сложных углеводородов вида (C_nH_{2n+2}) уже идет при более высоких температурах, чем 2500 °С. Увеличение гидростатического давления (*P*) с погружением в глубину (*d*) мантии только увеличивает температуру (*T*), необходимую для хода этих химических реакций по образованию более сложных углеводородов.

Подсчитанные объемы выделившегося из недр Земли углерода (C) и водорода (H₂) [12, с. 25] позволяют сказать, что они на много превышают разведанные запасы нефти, газа и угля, то есть за-



ведомо может хватить в недрах Земли объемов углерода (С) и водорода (H₂) для выполнения необходимого соотношения о наличии 300 частей окиси углерода (СО₂) и воды (H₂O) для образования одной части метана (СН₄).

На основании проведенных расчетов процесс генерации углеводородов можно разделить на четыре основные глубинные термобарические (*P-T*) зоны невозмущенной мантии.

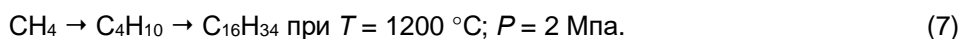
Первая, наиболее глубинная ($d = 1000\text{--}2900$ км, $P = 130$ кБар) мантийная зона очагов генерации первичных, химически простейших газообразных углеводородов (СН₄, H₂S, СО, СО₂), образующихся из глубинного углерода (С), водорода (H₂), серы (S), азота (N), кислорода (O₂), поступающих из относительно низкотемпературных (около $T = 2500$ °С) зон генерации в нижней мантии, формируется на большой глубине (более 1000 км), вероятно, в глубинных «корнях» срединно-океанических хребтов (СОХ) или суперплюмов, на границе внешнего ядра и нижней мантии, там, где имеются соответствующие физические (*P-T*) условия для выделения из ядра Земли первичных физико-химических неоднородностей типа «бампов» по С.И. Брагинскому, с дегазирующимися из ядра в мантию водородом (H₂), углеродом (С), азотом (N), серой (S).

Вторая, среднеглубинная (в слое Голицина с $d = 400\text{--}1000$ км) высокотемпературная ($T = 2500\text{--}5000$ °С и более) мантийная зона очагов генерации химически более сложных газообразных углеводородов с примесью серы (СnH_{2n+2}), образующихся при больших температурах из глубинного водорода (H₂), углерода (С), азота (N), серы (S). В этой глубинной зоне, по-видимому, могут идти следующие химические реакции, по разложению метана и преобразования продуктов его разложения в этан (С₂H₄):



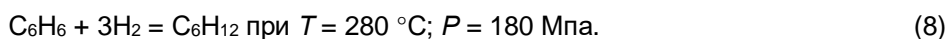
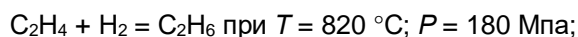
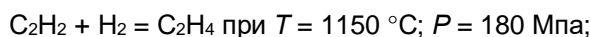
Третья наименее глубинная зона очагов биологической генерации наиболее сложных жидких углеводородов формируется, за счет различного вида архео и других видов бактерий в устойчивых температурных зонах ($T = 75\text{--}400$ °С), например, в земной коре ($d = 4\text{--}30$ км), таких как слои шельфовых зон, а также, как показано на экспериментальных *P-T* установках, за счет возгонки и термолиза из смеси первичных газообразных, конденсатных углеводородов.

Четвертая, особая по своим условиям формирования, сквозная разноглубинная ($d = 4\text{--}2900$ км) высокотемпературная ($T = 75\text{--}5000$ °С и более) зона действия всех физических механизмов генерации углеводородов в мантии, которая также может формироваться и за счет процессов конденсации простейших газовых смесей, из остывающих глубинных углеводородов, вокруг высокотемпературных субвертикальных каналов их миграции (рифтовые зоны СОХ с диапазоном глубин $d = 4\text{--}2900$ км, мантийные суперплюмы с диапазоном глубин $d = 4\text{--}2900$ км, зоны субдукции с диапазоном глубин $d = 4\text{--}700$ км). В этой зоне могут идти самые разнообразные виды химических реакций. Например, при температуре $T > 1200$ °С и давлении $P = 2$ ГПа и наличии достаточного количества углерода (С), металлического железа (Fe) и никеля (Ni) могут идти химические реакции с образованием гексадеканов [14, с. 5]:



Поэтому во многих нефтегазовых месторождениях (Азербайджан, США, Афганистан, Тимано-Печорская нефтяная провинция), где проведены анализы химического состава добываемой нефти, иногда встречается до 10 % железо-никелево-ванадиевой (Fe+Ni+V) фракции в их составе. Часто встречаются объемы этой металлической фракции в нефти до 400 грамм на тонну нефти [15, с. 3].

Кроме того, как показано в работе [16, с. 128] термодинамический процесс, обеспечивающий химическую реакцию присоединения водорода к ненасыщенным (С₂H₄) и ароматическим (С₆H₆) углеводородам идет при давлении $P = 180$ МПа и при температуре $T = 500$ °С. Для инверсии углеводородов с присоединением водорода требуются температуры и давления, указанные ниже в формулах (8):



Из анализа полученных результатов наших расчетов можно предположить как минимум три возможных физических механизма генерации углеводородов.

Первый физико-химический механизм образования углеводородов связан с физико-химическим взаимодействием карбонатов мантии и окислов железа.

Второй физико-химический механизм связан с возникновением, при определенных температурах ($T > 2500$ °С) и давлениях (P), химических реакций формирования простейших газообразных углеводородов (СН₄) из атомарного водорода (H₂), углерода (С), кислорода (O₂) ядерно-мантийного происхождения.

Третий физико-химический механизм связан с процессами конденсации газогидратных углеводородных смесей вокруг границ высокотемпературных мантийных каналов вертикальной миграции углеводородов.



Четвертый физико-химический механизм, который вероятно может работать в достаточно низкотемпературных зонах поддвига литосферных океанических плит под континентальные [18, с. 7]., за счет смешивания основной части глубинных газообразных углеводородов поступающих из переходной зоны мантии и, возможно, небольшой части затянутых вглубь субдукционной зоны поверхностных осадков морского дна, ранее впитавших дегазирующиеся из мантии углеводороды. Наличие глубинной субдукционной зоны с большими давлениями (P) и температурами (T) на стыке океанической и континентальной плит, возникающими в результате образования постоянных очагов землетрясений также подтверждено нами в результате построения глубинных разрезов и карт распределения этих очагов [3, 1782; 18, с. 3].

То есть одним из важнейших факторов генерации и восполнения месторождений углеводородов остается температура. Для осуществления процесса образования сложных углеводородов нефтяного ряда основными условиями являются достаточная температура недр и наличие «каналов» постоянного притока углеводородов из глубин мантии к приповерхностным слоям. Исследования палеотемпературных условий образования нефтегазоносных толщ показывают, что основные запасы нефти (т.е. жидких сложных УВ) размещаются в глубинных зонах с палеотемпературами от 75 °С до 400 °С.

В определенном диапазоне глубин ($d = 30\text{--}150$ км), в окрестностях мантийно-плюмовых, рифтовых зон и зон субдукции, где температуры на определенном расстоянии от этих зон колеблются от 75 °С до 400 °С, возникают оптимальные условия для физико-химического преобразования простых глубинных газообразных углеводородов в наиболее сложные жидкие углеводороды нефтяного ряда.

Заключение

Проведенные исследования по результатам различных способов решения обратных задач геомагнитного потенциала позволяют определять вероятные глубинные зоны действия различных физико-химических механизмов мантийных преобразований углеводородов и возможные каналы их глубинной миграции. Полученные результаты спутниковых исследований могут быть использованы при поисках и разведке новых нефтегазоносных регионов на шельфе внутренних и окраинных морей Российской Федерации.

Выводы

По результатам построения наших электромагнитных, гравиметрических и геотермических разрезов, основанных на экспериментальных спутниковых измерениях геомагнитного и гравитационного полей можно сформулировать следующие признаки зон термо-барического преобразования УВ, и выделить различные виды субвертикальных каналов тепломассопереноса (миграции и дегазации) глубинных углеводородов:

- выявлено наличие глубинных высокотемпературных многоступенчатых очаговых зон термообразования (рифтового, плюмового, субдукционного типа) с цепочечно-пятнистой структурой повышенных температур вокруг этих зон ($T_{\text{cel}} > 2500$ °С) в верхней мантии и в переходной (средней по Пушаровскому Д.Ю.) зоне мантии.

- такие высокотемпературные очаговые зоны термообразования приводят к дополнительному прогреву пород верхней мантии и коры, и вследствие этого к ускорению процессов субвертикальной миграции газообразных углеводородов через каналы дегазации геотермического типа (рифтовые, плюмовые, субдукционные зоны), и которые затем через ослабленные разломно-трещиноватые структуры земной коры поступают структурные ловушки углеводородов в осадочном чехле, а также в придонные осадки и морскую воду этих зон.

- наличие глубинных сквозных высокотемпературных зон, как каналы пересекающих всю мантию, литосферу, земную кору и другие субгоризонтальные физические границы (Конрада-1, Конрада-2, Мохоровичича, слой Голицина, Гутенберга и других границ вещества коры, мантии, ядра), особенно под рифтовыми зонами СОХ, которые обеспечивают субвертикальные проводящие зоны для быстрой периодической миграции газовых флюидов и гидротермальных потоков из глубины мантии в вышележащие слои земной коры дает основание говорить о существовании возможного глубинного механизма преобразования УВ и постепенного пополнения запасов многих месторождений газообразных углеводородов.

Литература

1. Пушаровский Д.Ю., Пушаровский Ю.М. Состав и строение мантии Земли // Соросовский образовательный журнал. – 1998. – № 11. – С. 111–118.
2. Сторч Г., Голамбик Н., Андерсен Р. Синтез углеводорода из окиси углерода и водорода. – М. : ИЛ, – 1954. – 200 с.
3. Харитонов А.Л., Харитонova Г.П. Результаты определения электромагнитных и температурных параметров мантийных очагов генерации глубинных углеводородов и каналов их вертикальной миграции // Глубинная нефть. – 2013. – Т. 1. – № 11. – С. 1778–1789. – URL : http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-11-2013/7_Kharitonov-Kharitonova_1-11-2013.pdf
4. Ботт М. Внутреннее строение Земли. – М. : Мир, – 1974. – 375 с.
5. Жарков В.Н., Трубицин В.П., Самсоненко Л.В. Физика Земли и планет. – М. : Наука, – 1971. – 385 с.
6. Фонарев Г.А., Харитонов А.Л., Харитонova Г.П. Использование методов пространственно-временной магнитометрии для анализа геомагнитного поля, измеренного на спутнике «СНАМР» // Вестник Камчатской региональной организации Учебно-научный центр. Серия: Науки о Земле. – 2007. – № 10. – С. 49–53.



7. Хассан Г.С., Харитонов А.Л., Серкеров С.А. Закономерности изменения основных трехмерных статистических характеристик потенциальных полей и их связь с эпицентрами землетрясений // Исследование Земли из космоса. – 2002. – № 5. – С. 29–38.
8. Харитонов А.Л., Хассан Г.С., Серкеров С.А. Изучение глубинных неоднородностей тектоносферы и мантии Земли по спутниковым магнитным и гравитационным данным // Исследование Земли из космоса. – 2004. – № 3. – С. 81–87.
9. Хассан Г.С., Харитонов А.Л., Серкеров С.А. Исследование глубинного строения по спутниковым магнитным и гравитационным данным // Исследование Земли из космоса. – 2003. – № 1. – С. 28–38.
10. Харитонов А.Л., Харитонова Г.П., Труонг К.Х. Сопоставление спутниковых геомагнитных данных с наземными измерениями концентрации радона для выявления предвестников землетрясений (на примере Калифорнийского сейсмоактивного района) // Вестник Камчатской региональной организации Учебно-научный центр. Серия: Науки о Земле. – 2009. – № 13. – С. 170–177.
11. Руженцов С.В., Моссаковский А.А., Меланхолина Е.М. Геодинамика Тихоокеанского и Индо-Атлантического сегментов Земли (сейсмотомографический аспект) // Геотектоника. – 1999. – № 3. – С. 5–20.
12. Войтов Г.И. К проблеме водородного дыхания Земли : Дегазация Земли, геодинамика, геофлюиды, нефть и газ». – М. : ГЕОС, – 2002. – С. 24–29.
13. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ, глубинная природа и ее прикладное значение. – М. : ТОРУС ПРЕСС, 2012. – 216 с.
14. Чепурнов А.И., Томиленко А.А., Сонин В.М. Синтез тяжелых углеводородов при P-T параметрах верхней мантии Земли // Материалы всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «2-ые Кудрявцевские чтения». – 2013. – CD.
15. Бабаев Ф.Р., Пуанова С.А. Геохимические особенности микроэлементного состава нефтей Южно-Каспийского нефтегазового бассейна // Материалы Международной конференции «Новые идеи в геологии нефти и газа», Москва, МГУ им. М.В.Ломоносова, Кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, – 2015. – CD.
16. Жермен Дж. Каталитические преобразования углеводородов. – М. : Мир, – 1973. – 312 с.
17. Rotanova N.M., Kharitonov A.L., Frunze A.Kh. Anomaly crust fields from MAGSAT satellite measurements: their processing and interpretation // Annals of Geophysics. – 2004. – Vol. 47. – № 1. – P. 179–190.
18. Gavrilo S.V., Kharitonov A.L. On the subduction velocity of the Black sea plate and the mantle wedge thermal convection as a possible mechanism of mantle hydrocarbons transport in the rear of the Crimea mountains // Modern Science. – 2018. – № 6–1. – P. 15–22.

References

1. Pushcharovskiy D.Yu., Pushcharovskiy Yu.M. Composition and structure of the Earth mantle // Soros educational journal. – 1998. – № 11. – P. 111–118.
2. Storch G., Golambik N., Andersen R. Hydrocarbon synthesis from carbon monoxide and hydrogen. – M. : SILT, – 1954. – 200 p.
3. Kharitonov A.L., Kharitonova G.P. Results of determination of the electromagnetic and temperature parameters of the mantle centers of generation of deep hydrocarbons and channels of their vertical migration // Deep-bin oil. – 2013. – Vol. 1. – № 11. – P. 1778–1789. – URL : http://journal.deepoil.ru/images/stories/docs/DO-1-11-2013/7_Kharitonov-Kharitonova_1-11-2013.pdf
4. Bott M. The inner structure of the Earth. – M. : World, – 1974. – 375 p.
5. Zharkov V.N., Trubitsin V.P., Samsonenko L.V. Physics of the Earth and Planets. – M. : Science, – 1971. – 385 p.
6. Fonarev G.A., Kharitonov A.L., Kharitonova G.P. Use of methods of space-time magnetometry for the analysis of a geomagnetic field measured on satellite «SNAMR» // Vestnik of the Kamchatka regional organization Educational and scientific center. Series: Earth sciences. – 2007. – № 10. – P. 49–53.
7. Hassan G.S., Haritonov A.L., Serkerov S.A. Regularities of the basic three-dimensional statistical characteristics change of the potential fields and their connection with the earthquake epicenters // Proc. of Earth from Space. – 2002. – № 5. – P. 29–38.
8. Haritonov A.L., Hassan G.S., Serkerov S.A. Study of the deep heterogeneities of the Earth tectonosphere and mantle using the satellite magnetic and gravitational data // Earth-li from Space Exploration. – 2004. – № 3. – P. 81–87.
9. Hassan G.S., Kharitonov A.L., Serkerov S.A. Investigation of the deep structure using the satellite magnetic and gravitational data // Earth investigation from space. – 2003. – № 1. – P. 28–38.
10. Haritonov A.L., Haritonova G.P., Truong K.H. Comparison of the satellite geomagnetic data with the ground measurements of the radon concentration for revealing of the earthquake precursors (on an example of the California seismo-active region) // Vestnik of the Kamchatka regional organization Teaching and research center. Series: Earth Sciences. – 2009. – № 13. – P. 170–177.
11. Ruzhentsov S.V., Mossakovskiy A.A., Melankholina E.M. Geodynamics of the Pacific and Indo-Atlantic segments of the Earth (seismotomographic aspect) // Geotectonics. – 1999. – № 3. – P. 5–20.
12. Voitov G.I. To the problem of the Earth hydrogen breathing: Degassing of the Earth, Geodynamics, Geofluids, Oil and Gas. – M. : GEOS, – 2002. – P. 24–29.
13. Saiful-Mulyukov R.B. Oil and gas, deep nature and its applied importance. – M. : TORUS PRESS, 2012. – 216 p.
14. Chepurnov A.I., Tomilenko A.A., Sonin V.M. Synthesis of heavy hydrocarbons at P-T parameters of the Earth's upper mantle // Proceedings of the All-Russian Conference on deep oil genesis «2nd Kudryavtsev Readings». – 2013. – CD.
15. Babaev F.R., Punanova S.A. Geochemical features of microelement composition of the South Caspian oil-bearing basin // Proceedings of the International Conference «New ideas in oil and gas geology», Moscow, Lomonosov Moscow State University, Department of geology and geochemistry of combustible minerals, – 2015. – CD.
16. Germaine J. Catalytic transformations of hydrocarbons. – M. : World, – 1973. – 312 p.
17. Rotanova N.M., Kharitonov A.L., Frunze A.Kh. Anomaly crust fields from MAGSAT satellite measurements: their processing and interpretation // Annals of Geophysics. – 2004. – Vol. 47. – № 1. – P. 179–190.
18. Gavrilo S.V., Kharitonov A.L. On the subduction of the Black sea plate and the mantle wedge thermal convection as a possible mechanism of mantle hydrocarbons transport in the rear of the Crimea mountains // Modern Science. – 2018. – № 6–1. – P. 15–22.



УДК 553

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ В СИЛУРИЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ДЕНИСОВСКОЙ ВПАДИНЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ



PECULIARITIES OF GEOLOGICAL STRUCTURE OF CARBONACEOUS POOLS IN SILURIAN SEDIMENTS OF DENISOVSKAYA DEPRESSION AT THE TIMAN-PECHORA PROVINCE

Хворост Ирина Михайловна

Геолог 1 категории,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
филиал «ПермНИПИнефть»
Irina.Hvorost@pnn.lukoil.com

Khvorost Irina Mikhailovna

Geologist first category,
LUKOIL-Engineering Ltd.
PermNIPIneft branch
Irina.Hvorost@pnn.lukoil.com

Аннотация. В данной статье, на основе имеющейся геолого-геофизической информации и результатов бурения скважин отмечены особенности строения природных резервуаров в силурийских карбонатных отложениях в пределах Денисовской впадины и выделены их типы.

Annotation. The article is based on geological and geophysical information and the results of well drilling. Peculiarities of the natural pools' structure in Silurian carbonaceous sediments within Denisovskaya depression are listed and the types of these pools are revealed.

Ключевые слова: Денисовская впадина, силурийские отложения, природные резервуары.

Keywords: Denisovskaya depression, Silurian sediments, natural basins.

В последнее десятилетие на территории Денисовской впадины проводится большой объем геологоразведочных работ и поисково-разведочного бурения. В результате уточнено геологическое строение территории и открыт ряд месторождений в верхнедевонских, каменноугольных и нижнепермских отложениях. Однако перспективы нефтегазоносности силурийских карбонатов пока остаются дискуссионными. Возможно, это связано как со сложным геологическим строением территории, так и с отрицательными результатами бурения большей части немногочисленных скважин, вскрывших силурийские образования.

В работе, на основе имеющейся геолого-геофизической информации и результатов бурения скважин, отмечены особенности строения природных резервуаров в карбонатных отложениях нижнего и верхнего силура.

Отмечено, что на строение природного резервуара влияет состав и строение слагающих его отложений, которые зависят от условий осадконакопления и характера вторичных преобразований.

Карбонатные резервуары в силурийских отложениях характеризуются неоднородным строением, что связано со сложными палеоструктурными условиями, существовавшими в силурийско-раннедевонское время на территории Денисовской впадины. Большую роль при формировании пород-коллекторов сыграли также блоковая тектоника территории и постседиментационные преобразования карбонатных пород силурийского возраста. Совокупность указанных факторов предопределяет перспективы отложений силурийского возраста и позволяет рассматривать выявленные локальные объекты для постановки геологоразведочных работ и глубокого бурения. Далее будет рассмотрен каждый из основных факторов, и представлена степень их влияния на формирование природных резервуаров УВ в пределах Денисовского прогиба.

Условия осадконакопления. Процессы осадконакопления отложений ордовикско-нижнедевонского комплекса в пределах Денисовской впадины контролировались существовавшими в то время Лайско-Лодминским палеоподнятием, осложненным Мишваньским палеограбеном, а также Колвинским и Печоро-Кожвинским палео-прогибами.

Сейсмическими исследованиями и результатами бурения скважин на территории Денисовской впадины установлен выход раннесилурийских карбонатов на поверхность в своде Лайско-Лодминского палеоподнятия. На склоне палеоподнятия отмечено распространение позднесилурийских отложений, которые в различной степени эродированы и перекрыты позднедевонскими породами. В пределах ранее существовавших палеопрогибов происходило накопление не только пород силурийского возраста, но также глинисто-карбонатных отложений раннего девона.

На большей части Денисовской впадины в раннесилурийское время осадки накапливались в условиях нижней сублиторали. Они представлены известняками тонко-, мелкозернистыми, массивными, в которых практически отсутствует первичная пористость.



В пределах Лайско-Лодминского палеоподнятия в раннесилурийскую эпоху осадконакопление проходило в условиях верхней сублиторали.

Для фаций верхней сублиторали характерно обилие и разнообразие водорослей и нормального морского бентоса: кораллов, строматопор, криноидей, брахиопод, гастропод. Здесь были широко развиты толстослоистые илово-зернистые пеллитово-водорослевые, пеллоидно-водорослевые, пеллоидно-биокластовые (вторичные) доломиты [1].

Так, в скважине 1-Верхнелодминская, расположенной в южной части Лайско-Лодминского палеоподнятия, в известняках выделены биокласты строматопороидей и водорослей, что говорит о накоплении нижнесилурийских карбонатов в зоне верхней сублиторали, где возможно развитие биостромов небольшой мощности. По сейсмическим данным в нижнесилурийском интервале выделены и протрассированы зоны лито-фациальных изменений, предположительно связанные с развитием карбонатных построек типа биостром. Такая зона выделена в районе Верхнелодминской структуры.

Условия литорали в пределах Денисовской впадины предположительно существовали на склонах Лайско-Лодминского палеоподнятия в позднесилурийское время. Здесь накапливались известняки тонко-мелкозернистые, слоистые, с прослоями аргиллитов и мергелей, которые практически не содержат коллекторов.

Таким образом, на основе анализа условий осадконакопления отмечено, что наилучшими первичными коллекторскими свойствами обладают карбонатные отложения верхней сублиторали. Предполагается, что в выделенных по сейсмическим данным нижнесилурийских органогенных постройках, первичная пористость будет выше за счет неплотной упаковки и наличия пустотного пространства слагающего их органогенного материала.

Вторичные преобразования. Большую роль в формировании коллекторских толщ сыграли не только условия осадконакопления, но также их вторичные изменения.

Так, в силурийских карбонатах Денисовской впадины решающую роль в образовании пустотного пространства пород сыграли процессы перекристаллизации, доломитизации, выщелачивания и трещинообразования.

Например, в скважине 52-Командиршорская в нижнесилурийском интервале разреза по шлифу описаны доломиты вторичные (по сгустково-комковатому известняку), тонко-, мелкозернистыми, с редкими открытыми порами выщелачивания.

В скважине 3-Сев. Командиршорская в силурийском интервале в мелкозернистых известняках отмечены трещины, залеченные кальцитом. По промыслово-геофизическим данным в скважине коллектора не выделяются.

Таким образом, на основе керновых данных и материалов шлифов скважин отмечено, что процессы доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания улучшили коллекторские свойства горных пород, кальцитизация – напротив привела к их ухудшению.

Как было отмечено выше на коллекторские свойства отложений повлияли условия их осадконакопления и последующие процессы вторичных изменений. Однако для формирования залежей углеводородов необходимым условием является также наличие флюидоупоров.

В Денисовской впадине региональной покрывкой для залежей углеводородов в силурийских отложениях служит толща глинисто-карбонатных пород тиманско-саргаевского возраста. Также прослеживаются внутрирезервуарные флюидоупоры, представленные глинисто-карбонатными пачками, которые накапливались в регрессивные фазы развития территории.

Природные резервуары в силурийских отложениях Денисовской впадины характеризуются сложным геологическим строением, что связано с палеоструктурными условиями, существовавшими в силурийско-раннефранский период развития территории. В связи с этим в пределах впадины можно выделить три типа природных резервуара.

1 тип. *Карбонатные природные резервуары нижнесилурийских отложений, залегающие непосредственно под тиманско-саргаевскими глинисто-карбонатными породами.*

Данный тип резервуара характеризуется неоднозначным строением. На первый взгляд, все скважины, вскрывшие нижнесилурийские карбонаты под региональной тиманско-саргаевской покрывкой, должны содержать хорошие коллекторы. Однако бурение скважин 1-Баяндыская и 1, 2-Верхнелодминские не подтверждают данное предположение. В скважинах зафиксировано отсутствие коллекторов в верхней части седьельского горизонта нижнего силура (рис. 1).

В скважине 1-Баяндыская седьельские карбонаты представлены известняками серыми, мелкозернистыми, доломитизированными, плотными, неравномерно глинистыми, с примесью терригенного материала.

Верхняя часть седьельского горизонта, в скважине 1-Верхнелодминская сложена тонкозернистыми и сгустково-комковатыми известняками, и коллекторов не содержит. В нижней части горизонта отмечено улучшение коллекторских свойств за счет вторичной доломитизации по органогенно-детритовым и сгустково-комковатым известнякам.

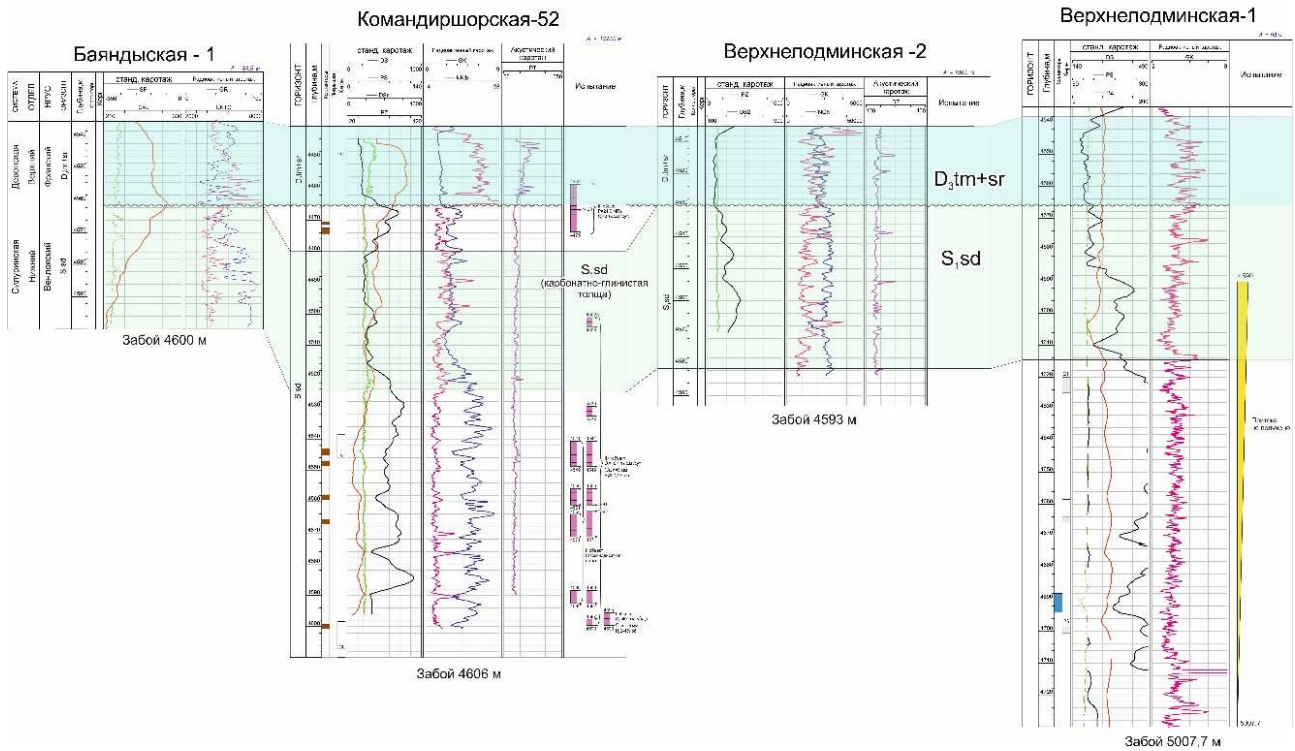


Рисунок 1 – Схема сопоставления нижнесилурийских отложений

Предполагается, что при выходе нижней части седельского горизонта под поверхность пред-позднедевонского размыва за счет эпигенетических процессов проницаемость пластов-коллекторов будет возрастать.

На сегодняшний день в пределах Денисовской впадины в природном резервуаре данного типа установлена единственная газоконденсатная залежь на Западно-Командиршорском-II месторождении. Месторождение поставлено на Госбаланс в 1999 году.

В настоящей работе на основе имеющейся геолого-геофизической информации выполнено уточнение стратиграфических разбивок по скважине 52-Командиршорская и строения Западно-Командиршорского-II месторождения (рис. 2).

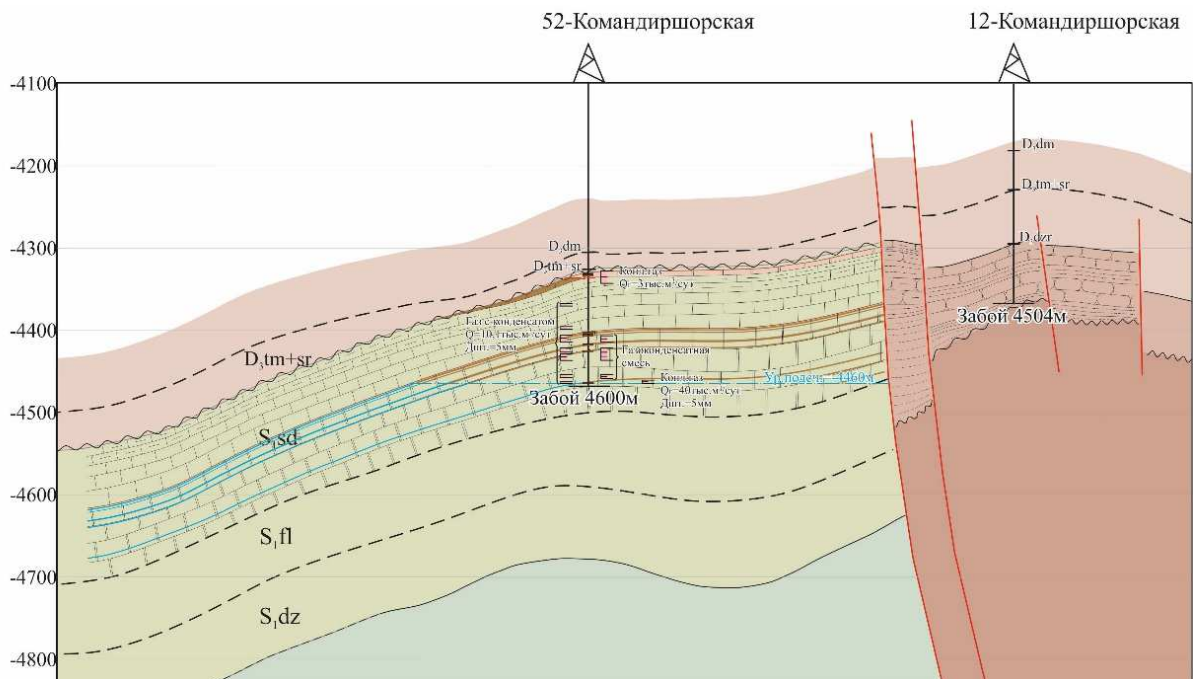


Рисунок 2 – Геологический разрез силурийской залежи Западно-Командиршорского-II месторождения



В скважине 52-Командиршорская в верхней части седьельского горизонта по материалам ГИС установлены пласты-коллекторы общей мощностью 2,7 м, представленные вторичными доломитами пористостью 19,4–20,6 %. При опробовании интервала в эксплуатационной колонне получен приток газа дебитом 3 тыс. м³/сут через штуцер 2,5 мм.

Ниже разрез сложен толщей плотных, тонко-, мелкозернистых, горизонтальнослоистых, прослоями глинистых известняков, мощностью 60 м. Предполагается, что эти отложения являются локальным флюидоупором, отделяющим «верхнюю» залежь от нижней («основной»).

«Верхняя» залежь представляется пластовой, сводовой, литологически ограниченной и тектонически экранированной с востока. Коллектор сложен вторичными доломитами, предположительно порово-кавернового типа. Покрышкой служат тиманско-саргаевские глинисто-карбонатные отложения.

«Основная» залежь – массивная, сводовая, тектонически и литологически экранированная с севера и востока; с запада и юга она ограничена уровнем подсчета. Коллектор представлен доломитизированными известняками порово-кавернового типа. По промыслово-геофизическим данным в скважине 52-Командиршорская выделены продуктивные коллекторы суммарной мощностью 6,8 м и пористостью 7,4–13,1 %. При испытании в эксплуатационной колонне получен приток газоконденсатной смеси. Максимальный дебит газа 10,1 тыс. м³/сут получен при работе скважины через штуцер 5 мм. Газоконденсатная смесь характеризуется высоким содержанием жидкой фазы.

Строение месторождения доказывает неоднородный состав седьельской карбонатной толщи, сложенной чередованием пластов-коллекторов и плотных пород, что связано с изменениями условий осадконакопления в раннесилурийскую эпоху.

2 тип. *Карбонатные природные резервуары в гердьюских отложениях верхнего силура, покрышкой служат тиманско-саргаевские породы верхнего девона.*

Породы гердьюского горизонта на большей части исследуемой территории не содержат пород-коллекторов. Их формирование возможно в тектонически ослабленных зонах. Трещиноватость отложений обуславливает возможность образования природных резервуаров нефти и газа в плотных породах, не обладающих пористостью, а также в породах, отличающихся повышенной сорбционной способностью. В последнее время накоплен большой фактический материал, позволяющий считать, что именно благодаря образованию интенсивной трещиноватости различного генезиса в породах создаются дополнительные пустоты и значительно повышаются фильтрационные свойства толщ, это способствует формированию залежей в неструктурных условиях [2].

Однако трещинообразование в большей степени зависит от структурной неоднородности отложений – смешанного известняково-доломитового состава, разномасштабности, неравномерной перекристаллизации, примеси глинистого и органического материала.

Карбонатный резервуар такого типа вскрыт единственной скважиной, пробуренной в центральной части Денисовской впадины. В скважине гердьюские отложения представлены вторичными доломитами известковистыми, серыми, мелкокристаллическими, трещиноватыми, слабокавернозными, местами трещины залечены включениями кальцита. Отмечаются прослои аргиллитов. По материалам ГИС в скважине выделены водо- и нефтенасыщенные коллекторы суммарной мощностью 25 м и пористостью 9–19 %. При перфорации интервала получен приток нефти дебитом 13,3 м³/сут. через штуцер 4,76 мм.

На основе вышесказанного можно сделать вывод о том, что вторичная доломитизация, перекристаллизация и трещиноватость верхнесилурийских карбонатных пород положительно повлияли на формирование открытой пористости в пробуренной скважине.

3 тип. *Карбонатные природные резервуары в отложениях гребенского горизонта верхнего силура. Флюидоупор представлен нижнедевонскими глинисто-карбонатными породами.*

Отложения гребенского горизонта сложены мергелями серыми неравномерно глинистыми, иногда переходящими в карбонатный аргиллит более темного цвета. Породы трещиноватые, плитчатые. Встречаются маломощные прослои известняка с детритом брахиопод, остракод, трилобитов и известняка биоморфно-брахиоподового.

Нижняя часть разреза, представленная пористыми доломитизированными известняками и доломитами, может содержать коллекторы. Так, к северу от Западно-Командиршорского-II месторождения в скважине 500-Верхнелайская из верхнесилурийских отложений (S₂gr) получен приток газа дебитом 897 м³/сут. В разрезе скважины породы нижней части гребенского горизонта верхнего силура перекрыты глинисто-карбонатными отложениями нижнего девона, которые совместно с верхней частью горизонта, играют роль флюидоупора (рис. 3).

В скважине 1-Южно-Юрьянская в гребенском горизонте, сложенном органогенно-детритовыми известняками и вторичными доломитами, в шлифах отмечаются свободные поры выщелачивания и открытые микротрещины с пустотами расширения по ним.

Данный вид природного резервуара на территории Денисовской впадины изучен слабо, что связано с большими глубинами залегания (более 4 км).



Таким образом, на территории Денисовской впадины наиболее изученным является природный резервуар первого типа – с ним связаны основные перспективы. Резервуары второго и третьего типов остаются недоизученными, в связи с малым количеством скважин вскрывших верхнесилурийские отложения и неоднозначным распространением коллекторских толщ.

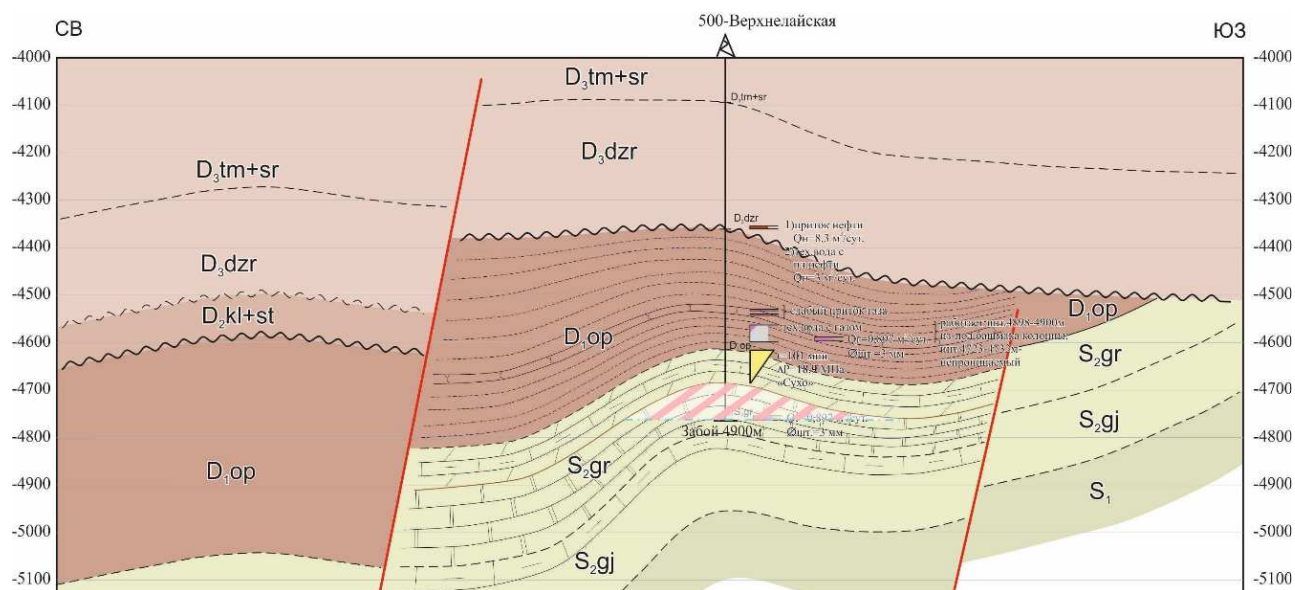


Рисунок 3 – Геологический разрез прогнозируемой залежи в верхнесилурийских отложениях в пределах Верхнелайской структуры

На основе вышесказанного можно сделать вывод о том, что силурийские карбонатные отложения в пределах Денисовской впадины характеризуются сложным геологическим строением, что связано с неоднородным распространением пород-коллекторов в разрезе и по площади. Большую роль в формировании коллекторов сыграли процессы эпигенетической доломитизации, перекристаллизации и выщелачивания. Наибольшими перспективами в отношении нефтегазоносности обладают структурные, структурно-тектонические и структурно-литологические ловушки, расположенные в непосредственной близости от Мишваньского палеограбена, где существовали более благоприятные условия для трещинообразования и выщелачивания.

В связи с большими глубинами залегания силурийских карбонатов и небольших прогнозируемых ресурсов их изучение необходимо проводить в комплексе с вышезалегающими верхнедевонскими и каменноугольно-нижнепермскими отложениями.

Литература

1. Танинская Н.В. Седиментологические критерии прогноза коллекторов в среднеордовикско-нижнедевонских отложениях Тимано-Печорской провинции // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2010. – Т. 5. – № 4.
2. Петухов А.В. Теория и методология изучения структурно-пространственной зональности трещинных коллекторов нефти и газа. – Ухта, 2002.

References

1. Taninskaya N.V. Sedimentological criteria of reservoirs forecast of the Middle Ordovician and Lower Devonian deposits of Timan-Pechora province // Petroleum Geology. Theoretical and Applied Studies. – 2010. – Vol. 5. – № 4.
2. Petukhov A.V. Theory and methodology of structure and space zoning of fractured petroleum and gas reservoir study. – Ukhta, 2002.



УДК 553.984

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНО-СОВЕТСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



GEOLOGICAL CONDITIONS OF OIL AND GAS BEARING CAPACITY OF YUZHNO-SOVETSKOYE FIELD

Шарапов Владимир Константинович

кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий геолог,
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»
RukinaZE@rusgeology.ru

Хрипковская Юлия Николаевна

ОАО «Краснодарнефтегеофизика»

Аннотация. Рассмотрены детали строения Южно-Советского газового месторождения, полученные по материалам бурения глубоких скважин и данным сейсморазведки. Выполненный анализ изменил существовавшее ранее представление о пликативном строении площади и подтвердил ее существенно более сложное, блоковое строение. Восстановление истории формирования Южно-Советской площади позволило прогнозировать новые газовые залежи в отложениях нижнего мела и юры.

Ключевые слова: тектонически-экранированная модель, палеовыступ, газо-водяной контакт.

Sharapov Vladimir Konstantinovich

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Leading geologist,
Krasnodarneftegeophysika OJSC
RukinaZE@rusgeology.ru

Kripkovskaya Julia Nikolaevna

Krasnodarneftegeophysika OJSC

Annotation. Reviewed details of the structure of the South Soviet gas field, received material deep drilling and seismic data. The analysis changed the earlier idea about plikativnom building area and confirmed its significantly more complex block structure. Restoring the history of the South Soviet square allowed to predict new gas deposits in the sediments of the lower Cretaceous and Jurassic.

Keywords: tectonically-jekranirovannoja model, paleovystup, gas-water contact.

Южно-Советское месторождение расположено в пределах Ловлинско-Южно-Советской зоны газонефтенакопления Восточно-Кубанского газонефтеносного района Западно-Предкавказской газонефтеносной области, входящей в состав Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазонаосной провинции. Данная зона газонефтенакопления характеризуется сложными геологическими условиями, где поиски залежей УВ сопряжены с большими трудностями и требуют обобщения и тщательного анализа всего накопленного фактического материала геолого-геофизических исследований.

Подобный анализ, выполненный для Южно-Советской площади, позволил по-иному представить модель строения одноименного месторождения, предположить наличие ранее не выявленных газовых залежей и наметить точки бурения новых разведочных скважин.

Наиболее полное описание осадочного разреза на данной площади получено по скв. № 18, пробуренной на севере Южно-Советской площади в 1966 году и вскрывшей образования фундамента. По материалам бурения установлено, что в разрезе этой скважины отложения верхней юры полностью размыты, а при испытании песчаных пластов в отложениях нижней юры получены притоки пластовой воды. Расположенные вблизи скважины сейсмические профили 098419, 098507 и 099027 (рис. 1) показывают ступенеобразное погружение этих пластов вдоль восточного борта Восточно-Кубанской впадины, обусловленное сбросами.

Притоки газа, полученные из бат-байосских отложений (средняя юра) при бурении скв. № 10 и № 12, приуроченных к наиболее погруженным интервалам, показывают, что формирование залежей в пределах Южно-Советской площади происходило при латеральной и вертикальной миграции УВ с северо-запада, из осевой части впадины. Представляется, что скв. № 12 вскрыла небольшую литологическую или тектонически-экранированную залежь в условиях опущенного блока.

Данные бурения и сейсморазведки показывают, что северо-восточная граница отсутствия отложений юбилейной свиты (средняя юра) приурочена к северному палеоуступу в рельефе среднеюрского бассейна седиментации. Согласно данным бурения (скв. № 37, № 40 и № 41), высота этого палеоуступа в келловейское время составляла ~93–98 м.

Полоса уменьшенной толщины юбилейной свиты (50–54 м), установленная по скв. № 2 и № 23, разделяет исследуемую площадь на северо-восточный и юго-восточный участки (блоки), а уменьшенная толщина юбилейной свиты (~63 м) в районе скв. № 21 может быть обусловлена Южно-Советским-II разломом.

По соотношению общих толщин и данных о газонасыщении отложений юбилейной свиты в пределах площади намечаются четыре блока, характеризующиеся своими отметками ГВК.

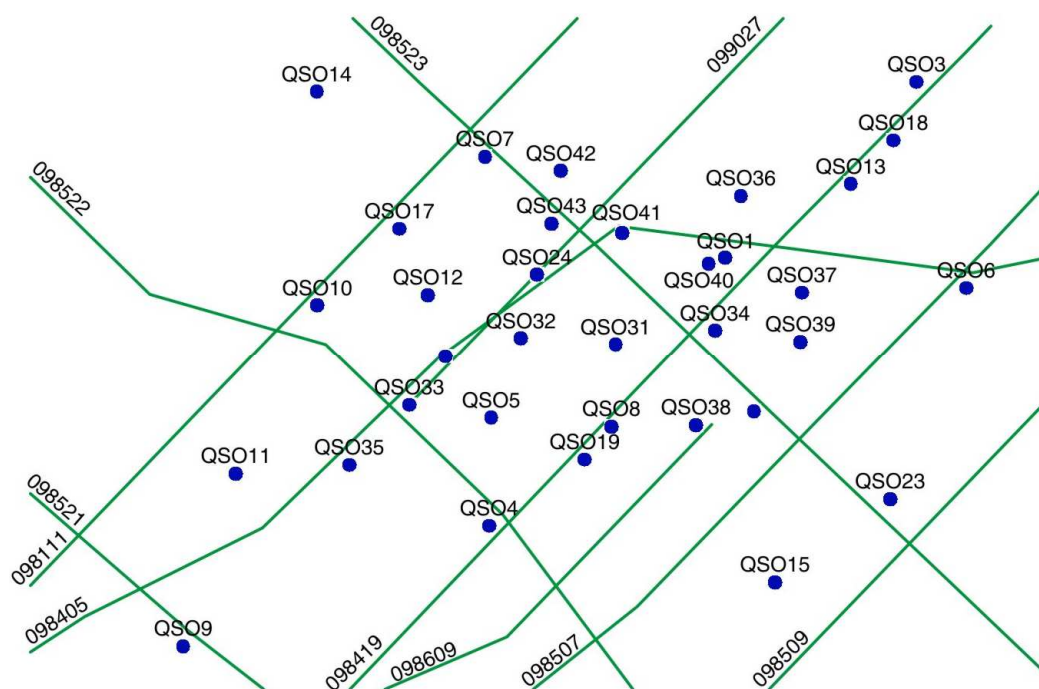


Рисунок 1 – Схема изученности Южно-Советского месторождения

Вблизи разлома Южно-Советский-I газ в пласте юбилейной свиты был получен в скв. № 2, при этом, согласно отметке ГВК, можно предположить, что ствол скв. № 2 после пересечения разлома вошёл в северо-восточный блок.

При такой тектонически-экранированной модели строения залежей возможно наличие целиков газа в пластах юбилейной свиты, которые сохранились вблизи палеоуступа. Поэтому можно рекомендовать скважины (или бурение боковых стволов) для вскрытия указанных объектов.

В южной части площади послынная корреляция разрезов скважин позволяет предположить субширотное простираие песчано-алевритовых пропластков юбилейной свиты при их южном выклинивании и/или глинизации. С учётом этого напрашивается доразведка восточной части площади.

Северо-восточная граница отсутствия отложений герпегемской свиты (верхняя юра) приурочена к палеоуступу в рельефе позднеюрского бассейна седиментации, высота которого составляла в позднекекелловей-оксфорд-раннекимериджское время ~41–62м.

Полоса уменьшенной толщины и полного отсутствия данной свиты, установленная по скважинам № 2, № 23 и № 34, разделяет северо-восточные и юго-западные блоки Южно-Советской площади.

Разница в отметках газо-водяного контакта (ГВК), установленная в скважинах северо-западного блока в пластах герпегемской свиты (скв. № 7, № 40–42), подтверждают тот факт, что эти скважины находятся в разных блоках. При этом отметка ГВК в скв. № 7 соответствует глубине газонасыщения пласта юбилейной свиты в скв. 17 (т.е. здесь вскрыта единая залежь газа, приуроченная к Южно-Советскому-I разлому). Единая залежь газа в пластах герпегемской свиты, приуроченная к Южно-Советскому-II разлому, установлена также в скв. № 17 и № 21, расположенных в юго-западном блоке.

Газовые залежи, установленные в северо-восточном и юго-восточном блоках площади также характеризуются различными отметками ГВК.

Северо-восточная граница отсутствия отложений лабинской и кузнецовской свит приурочена к палеоуступу в рельефе позднеюрского бассейна седиментации. Его высота в кимеридж-титонское время уменьшилась до 12–15 м вблизи скв. 40 и 41. Заметим, что ранее (А.Н. Авакумов и др., 1985.) отложения кимеридж-титона Южно-Советского месторождения ошибочно были отнесены к нижнему мелу.

По нашему представлению, полосовидное распространение кимеридж-титонских отложений обусловлено развитием врезов (или подводных русел) в пределах Южно-Советской площади. При этом, западный врез (в отложениях гепергемской свиты) трассируется по линии скв. № 42 – № 43 – № 32 – № 33, в которых толщина кимеридж-титона закономерно увеличивается к югу. Восточный врез (или восточный рукав) установлен в скв. № 39 – № 34 – № 38, при этом в районе скв. № 34 гепергемская свита полностью размыта и отложения кимеридж-титона залегают на юбилейной свите.

В западном врезе были получены притоки газа, а скв. № 35 вскрыла гипсометрически погруженные кимеридж-титонские отложения и при опробовании получена вода.

В восточном врезе был получен очень слабый приток газа при водонасыщенных перекрывающих и подстилающих пластах кимеридж-титонского возраста (скв. № 34).



В 1985 году при пликативной модели юрских залежей разные глубины ГВК связывались с его наклонным положением в пределах данного месторождения. Согласно выполненному анализу в конце юры и раннем мелу рассматриваемая территория длительное время подвергалась размыву. Карта остаточных толщин нижнего мела демонстрирует расчленённый палеорельеф эрозионной поверхности разновозрастных юрских отложений (от бат-байоса на севере до титона на юге). Менее поддающиеся размыву юрские породы создали палеовыступы с уменьшенной толщиной нижнемеловых отложений и наоборот.

Так, в районе скв.13 установлен северный палеовыступ над бат-байосскими отложениями, который на западе ограничен разломом, трассируемым по линии скв. № 3 – № 1. В перекрывающем аптском пласте установлена газовая залежь, которая с запада ограничена линией выклинивания. На восточном продолжении этой залежи рекомендуется бурение разведочной скважины (на участке между скв. № 13 – № 6).

В районе скв. № 1 и № 40 предполагается пересечение двух взаимноперпендикулярных разломов (Южно-Советско – Чапаевского и Южно-Советско – Западно-Вознесенского), в непосредственной близости которых получен газ (скв. № 1). Необходимо отметить, что в районе скв. 1 и 13 (самый северный блок) остались целики газа в нижнемеловых пластах, так как эти скважины не вводились в эксплуатацию.

Восточнее Южно-Советско-Западно-Вознесенского разлома в нижнемеловых отложениях газ не выявлен, хотя здесь также установлены палеовыступы вдоль титонского вреза. Западнее Южно-Советско-Западно-Вознесенского разлома палеовыступ также приурочен к титонскому врезу.

В опущенном блоке Южно-Советского-I разлома расположены продуктивные скв. № 24 и № 31. Вдоль этого разлома установлены увеличенные толщины нижнего мела, в подошвенном пласте газ (скв. № 24 и № 31); выше залегающие пласты в скважинах водонасыщены.

К титонскому врезу приурочен центральный палеовыступ по линии непродуктивных скв. 32 – 33 – 35 с уменьшенными толщинами нижнего мела (~195 м). Предполагается, что его западным ограничением является разлом, в опущенном блоке которого была пробурена скв. № 21 с толщиной нижнего мела ~225 м. Вблизи пересечения двух взаимноперпендикулярных разломов установлена максимальная газонасыщенная высота залежи (46,9 м) в скв. 21.

На восточном погружении рассматриваемого палеовыступа к югу наблюдается увеличение толщины нижнего мела, а скв. № 5 получен приток газа.

В районе скв. № 17 при толщине нижнего мела ~213 м установлен западный палеовыступ над оксфордскими отложениями, где в подошвенном пласте получен газ. На его восточном погружении толщина нижнего мела еще более возрастает (до 222 м), здесь также получен газ (скв. № 12).

Предполагается, что южным ограничением рассматриваемого палео-выступа является Южно-Советский-II разлом; в тектонически-экранированных условиях получен газ (скв. № 10). При этом к северо-западу от скв. 10 предполагается увеличение общей толщины нижнего мела и появление новых подошвенных проницаемых пластов, для опробования которых рекомендуется бурение скважины (на участке скв. №№ 10–17).

Проведённое обобщение геолого-геофизических материалов показало, что формирование юрских и нижнемеловых коллекторов в пределах Южно-Советской площади происходило в сложных условиях. Здесь в периоды повышенной тектонической активности возникали и/или продолжали своё развитие разломы северо-западного и юго-восточного направлений. Приподнятые блоки этих разломов характеризуются увеличением глубины размывов позднеюрских образований вплоть до формирования гидродинамических окон. Дифференциация тектонических движений сопровождалась неоднократными изменениями условий осадконакопления с образованием зон замещения коллекторов, а также формированием врезов.

Всё это в совокупности значительно усложнило строение ловушек УВ по отдельным блокам и обусловило отсутствие отражающих сейсмических границ вблизи этих ловушек.

К концу альбского времени рельеф Южно-Советской площади был в значительной степени сnivelирован, что обусловило простую структуру по перекрывающим комплексам, отображаемую на сейсмических построениях МОВ и ОГТ.

Использование такой упрощённой модели строения площади привело к тому, что первоначальные запасы газа на данном месторождении (1964 г.) были сильно завышены. Фактически же накопленная добыча после бурения 35-ти скважин оказалась существенно ниже.



УДК 553.98

СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ И НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ЮЖНО-СОВЕТСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ



STRUCTURAL-TECTONIC MODEL AND NEW PERSPECTIVES OF THE SOUTH SOVIET GAS CONDENSATE FIELD

Шарапов Владимир Константинович

кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий геолог,
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»
RukinaZE@rusgeology.ru

Хрипковская Юлия Николаевна

ОАО «Краснодарнефтегеофизика»

Аннотация. Рассмотрены детали строения Южно-Советского газового месторождения, полученные по материалам бурения глубоких скважин и данным сейсморазведки. Выполненный анализ изменил существовавшее ранее представление о пликативном строении площади и подтвердил ее существенно более сложное, блоковое строение. Восстановление истории формирования Южно-Советской площади позволило прогнозировать новые газовые залежи в отложениях нижнего мела и юры.

Ключевые слова: Восточно-Кубанская впадина, нефть, газ, перспективы, тектонически-экранированная модель, палеовыступ, газо-водяной контакт.

Sharapov Vladimir Konstantinovich

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Leading geologist,
Krasnodarneftegeophysika OJSC
RukinaZE@rusgeology.ru

Kripkovskaya Julia Nikolaevna

Krasnodarneftegeophysika OJSC

Annotation. Reviewed details of the structure of the South Soviet gas field, received material deep drilling and seismic data. The analysis changed the earlier idea about plikativnom building area and confirmed its significantly more complex block structure. Restoring the history of the South Soviet square allowed to predict new gas deposits in the sediments of the lower Cretaceous and Jurassic.

Keywords: East-Cuban basin, oil, gas, prospects, tectonically-jekranirovannoja model, paleovystup, gas-water contact.

Южно-Советское газоконденсатное месторождение расположено в пределах Ловлинско-Южно-Советской зоны газонефтенакопления Восточно-Кубанского газонефтеносного района Западно-Предкавказской газонефтеносной области, входящей в состав Северо-Кавказско-Мангышлакской нефтегазоносной провинции (рис. 1).

Данная зона газонефтенакопления характеризуется сложными геологическими условиями, где поиски залежей УВ сопряжены с большими трудностями и требуют обобщения и тщательного анализа всего накопленного фактического материала геолого-геофизических исследований

Подобный анализ, выполненный для Южно-Советской площади, позволил по-иному представить модель строения одноименного месторождения, предположить наличие ранее не выявленных газовых залежей и наметить точки бурения новых разведочных скважин.

Наиболее полное описание осадочного разреза на данной площади получено по скв. № 18, пробуренной на севере Южно-Советской площади в 1966 году и вскрывшей образования фундамента.

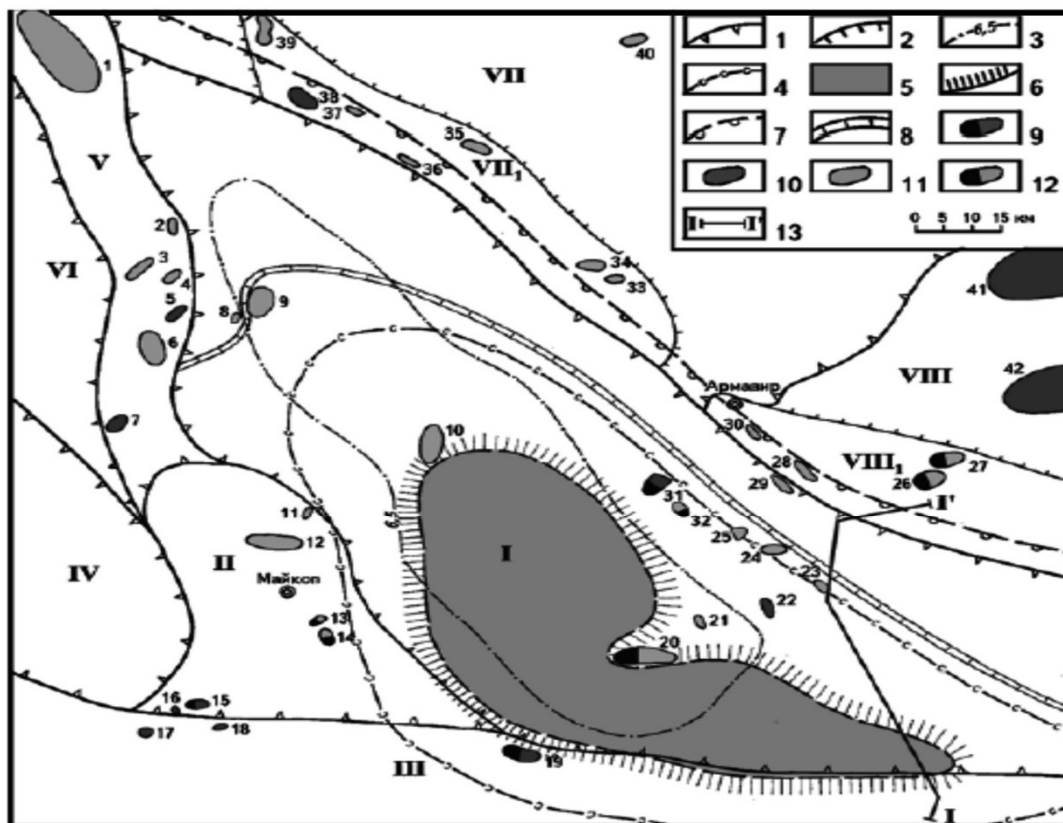
По материалам бурения установлено, что в разрезе этой скважины отложения верхней юры полностью размыты, а при испытании песчаных пластов в отложениях нижней юры получены притоки пластовой воды. Расположенные вблизи скважины сейсмические профили 098419, 098507 и 099027 показывают ступенеобразное погружение этих пластов вдоль восточного борта Восточно-Кубанской впадины, обусловленное сбросами.

Притоки газа, полученные из бат-байосских отложений (средняя юра) при бурении скв. № 10 и № 12, приуроченных к наиболее погруженным интервалам, показывают, что формирование залежей в пределах Южно-Советской площади происходило при латеральной и вертикальной миграции УВ с северо-запада, из осевой части впадины.

Представляется, что скв. № 12 вскрыла небольшую литологическую или тектонически-экранированную залежь в условиях опущенного блока.

Данные бурения и сейсморазведки показывают, что северо-восточная граница отсутствия отложений юбилейной свиты (средняя юра) приурочена к северному палеоуступу в рельефе среднеюрского бассейна седиментации. Согласно данным бурения (скв. № 37, № 40 и № 41), высота этого палеоуступа в келловейское время составляла ~93–98м.

Полоса уменьшенной толщины юбилейной свиты (50–54м), установленная по скв. № 2 и № 23, разделяет исследуемую площадь на северо-восточный и юго-восточный участки (блоки), а уменьшенная толщина юбилейной свиты (~63м) в районе скв. № 21 может быть обусловлена Южно-Советским-II разломом.



Границы тектонических элементов: 1 – крупных, 2 – средних; 3 – изогипса -6,5 км по поверхности палеозойского фундамента, оконтуривающая зону максимального погружения Восточно-Кубанской впадины, км; 4 – граница распространения галогенных отложений верхнего кимериджа – титона; 5 – область развития относительно глубоководных (депрессивных) отложений оксфорда – нижнего кимериджа; 6 – пояс развития выявленных и прогнозируемых органогенных построек оксфорда – нижнего кимериджа; границы: 7 – выклинивания юрских отложений, 8 – распространения карбонатных отложений оксфорд-нижнекимериджского шельфа; месторождения: 9 – газонефтяные, 10 – газовые, 11 – газоконденсатные, 12 – нефтегазоконденсатные; 13 – линия геологического профиля; тектонические элементы: I – Восточно-Кубанская впадина, II – Адыгейский выступ, III – Северная моноклиналъ Центрального Кавказа, IV – Западно-Кубанский передовой прогиб, V – Каневско-Березанская система поднятий, VI – Тимашевская ступень, VII – Западно-Ставропольская впадина, VII₁ – Соколовско-Алексеевская зона поднятий, VIII – Ставропольский свод, VIII₁ – Армавири-Невинномысский вал; месторождения УВ: 1 – Березанское, 2 – Северо-Ладожское, 3 – Усть-Лабинское, 4 – Двубратское, 5 – Ладожское-2, 6 – Некрасовское, 7 – Великое, 8 – Ладожское-1, 9 – Юбилейное, 10 – Кошехабльское, 11 – Северо-Кужорское, 12 – Майкопское, 13 – Северо-Тульское, 14 – Тульское, 15 – Безводное, 16 – Ширванское, 17 – Самурское, 18 – Красный Дагестан, 19 – Баракаевское, 20 – Кузнецовское, 21 – Западно-Вознесенское, 22 – Восточно-Вознесенское, 23 – Бесскорбненское, 24 – Южно-Советское, 25 – Северо-Вознесенское, 26 – Убеженское, 27 – Николаевское, 28 – Александровское, 29 – Советское, 30 – Армавириское, 31 – Новоалексеевское, 32 – Восточно-Чамлыкское, 33 – Малаканское, 34 – Соколовское, 35 – Кавказское, 36 – Повлинское, 37 – Митрофановское, 38 – Малороссийское, 39 – Алексеевское, 40 – Ильинское, 41 – Северо-Ставропольско-Пелагиадинское, 42 – Сентигеевское

Рисунок 1 – Схема тектонического строения Восточно-Кубанской впадины [1]

По соотношению общих толщин и данных о газонасыщении отложений юбилейной свиты в пределах площади намечаются четыре блока, характеризующихся своими отметками ГВК.

Вблизи разлома Южно-Советский-I газ в пласте юбилейной свиты был получен в скв. № 2, при этом, согласно отметке ГВК, можно предположить, что ствол скв. № 2 после пересечения разлома вошёл в северо-восточный блок.

При принятии такой тектонически-экранированной модели строения залежей возможно наличие целиков газа в пластах юбилейной свиты, которые сохранились вблизи палеоуступа. Поэтому можно рекомендовать бурение разведочной скважины (или бурение боковых стволов) для вскрытия указанных объектов.



В южной части площади послонная корреляция разрезов скважин позволяет предположить субширотное простираие песчано-алевроитовых пропластков юбилейной свиты при их южном выклинивании и/или глинизации. С учётом этого напрашивается доразведка восточной части площади.

Северо-восточная граница отсутствия отложений герпегемской свиты (верхняя юра) приурочена к палеоуступу в рельефе позднеюрского бассейна седиментации, высота которого составляла в позднекелловей-оксфорд-раннекимериджское время ~41–62 м.

Полоса уменьшенной толщины и полного отсутствия данной свиты, установленная по скважинам № 2, № 23 и № 34, разделяет северо-восточные и юго-западные блоки Южно-Советской площади.

Разница в отметках газо-водяного контакта (ГВК), установленная в скважинах северо-западного блока в пластах герпегемской свиты (скв. № 7, №№ 40–42), подтверждают тот факт, что эти скважины находятся в разных блоках.

При этом отметка ГВК в скв. № 7 соответствует глубине газонасыщения пласта юбилейной свиты в скв. 17 (т.е. здесь вскрыта единая залежь газа, приуроченная к Южно-Советскому-I разлому).

Единая залежь газа в пластах герпегемской свиты, приуроченная к Южно-Советскому-II разлому, установлена также в скв. № 17 и № 21, расположенных в юго-западном блоке.

Газовые залежи, установленные в северо-восточном и юго-восточном блоках площади также характеризуются различными отметками ГВК.

Северо-восточная граница отсутствия отложений лабинской и кузнецовской свит приурочена к палеоуступу в рельефе позднеюрского бассейна седиментации. Его высота в кимеридж-титонское время уменьшилась до 12–15 м вблизи скв. 40 и 41. Заметим, что ранее (А.Н. Авакумов и др., 1985) отложения кимеридж-титона Южно-Советского месторождения ошибочно были отнесены к нижнему мелу.

По нашему представлению, полосовидное распространение кимеридж-титонских отложений обусловлено развитием врезов (или подводных русел) в пределах Южно-Советской площади. При этом западный врез (в отложениях герпегемской свиты) трассируется по линии скв. № 42 – № 43 – № 32 – № 33, в которых толщина кимеридж-титона закономерно увеличивается к югу. Восточный врез (или восточный рукав) установлен в скв. № 39 – № 34 – № 38, при этом в районе скв. № 34 герпегемская свита полностью размыта и отложения кимеридж-титона залегают на юбилейной свите.

В западном врезе были получены притоки газа, а скв. № 35 вскрыла гипсометрически погруженные кимеридж-титонские отложения и при опробовании получена вода.

В восточном врезе был получен очень слабый приток газа при водонасыщенных перекрывающих и подстилающих пластах кимеридж-титонского возраста (скв. № 34).

В 1985 году при пликтивной модели юрских залежей разные глубины ГВК связывались с его наклонным положением в пределах данного месторождения. Согласно выполненному анализу в конце юры и раннем мелу рассматриваемая территория длительное время подвергалась размыву. Карта остаточных толщин нижнего мела демонстрирует расчленённый палеорельеф эрозионной поверхности разновозрастных юрских отложений (от бат-байоса на севере до титона на юге). Менее поддающиеся размыву юрские породы создали палеовыступы с уменьшенной толщиной нижнемеловых отложений и наоборот.

Так, в районе скв. 13 установлен северный палеовыступ над бат-байосскими отложениями, который на западе ограничен разломом, трассируемым по линии скв. № 3 – № 1. В перекрывающем аптском пласте установлена газовая залежь, которая с запада ограничена линией выклинивания. На восточном продолжении этой залежи рекомендуется бурение разведочной скважины (на участке между скв. № 13 – № 6).

В районе скв. № 1 и № 40 предполагается пересечение двух взаимноперпендикулярных разломов (Южно-Советско-Чапаевского и Южно-Советско-Западно-Вознесенского), в непосредственной близости которых получен газ (скв. № 1). Необходимо отметить, что в районе скв. 1 и 13 (самый северный блок) остались целики газа в нижнемеловых пластах, так как эти скважины не вводились в эксплуатацию.

Восточнее Южно-Советско-Западно-Вознесенского разлома в нижнемеловых отложениях газ не выявлен, хотя здесь также установлены палеовыступы вдоль титонского вреза. Западнее Южно-Советско-Западно-Вознесенского разлома палеовыступ также приурочен к титонскому врезу.

В опущенном блоке Южно-Советского-I разлома расположены продуктивные скв. № 24 и № 31. Вдоль этого разлома установлены увеличенные толщины нижнего мела, в подошвенном пласте газ (скв. № 24 и № 31); выше залегающие пласты в скважинах водонасыщены.

К титонскому врезу приурочен центральный палеовыступ по линии непродуктивных скв. 32 – 33 – 35 с уменьшенными толщинами нижнего мела (~195 м). Предполагается, что его западным ограничением является разлом, в опущенном блоке которого была пробурена скв. № 21 с толщиной нижнего мела ~225 м. Вблизи пересечения двух взаимноперпендикулярных разломов установлена максимальная газонасыщенная высота залежи (46,9 м) в скв. 21.

На восточном погружении рассматриваемого палеовыступа к югу наблюдается увеличение толщины нижнего мела, а скв. № 5 получен приток газа.

В районе скв. № 17 при толщине нижнего мела ~213 м установлен западный палеовыступ над оксфордскими отложениями, где в подошвенном пласте получен газ. На его восточном погружении толщина нижнего мела еще более возрастает (до 222 м), здесь также получен газ (скв. № 12).



Предполагается, что южным ограничением рассматриваемого палео-выступа является Южно-Советский-II разлом; в тектонически-экранированных условиях получен газ (скв. № 10). При этом к северо-западу от скв.10 предполагается увеличение общей толщины нижнего мела и появление новых подошвенных проницаемых пластов, для опробования которых рекомендуется бурение скважины (на участке скв. № 10 – № 17).

Проведённое обобщение геолого-геофизических материалов показало, что формирование юрских и нижнемеловых коллекторов в пределах Южно-Советской площади происходило в сложных условиях. Здесь в периоды повышенной тектонической активности возникали и/или продолжали своё развитие разломы северо-западного и юго-восточного направлений.

Приподнятые блоки этих разломов характеризуются увеличением глубины размывов позднеюрских образований вплоть до формирования гидродинамических окон. Дифференциация тектонических движений сопровождалась неоднократными изменениями условий осадконакопления с образованием зон замещения коллекторов, а также формированием врезов.

Всё это в совокупности значительно усложнило строение ловушек УВ по отдельным блокам и обусловило отсутствие отражающих сейсмических границ, связанных с внешними границами этих ловушек.

К концу альбского времени рельеф Южно-Советской площади был в значительной степени сnivelирован, что обусловило простую структуру по перекрывающим комплексам, отображаемую на сейсмических построениях.

Использование такой упрощённой модели строения площади привело к тому, что первоначальные запасы газа Южно-Советского месторождения (1964 г.) были сильно завышены. Фактически же накопленная добыча после бурения 35-ти скважин оказалась существенно ниже.

Тем не менее, современная структурно-тектоническая модель площади позволяет рекомендовать продолжение доразведки восточной части Южно-Советского месторождения с целью обнаружения новых залежей углеводородов в терригенных резервуарах юбилейной свиты средней юры и аптского яруса нижнего мела.

Литература

1. Соловьев Б.А. [и др.]. Перспективы поисков нефти и газа в Восточно-Кубанской впадине // Геология нефти и газа. – 2010. – № 1. – С. 8–15.

References

1. Solovyov B.A. [et al.]. Prospects for oil and gas exploration in the Eastern Cuban Trench // Geology of Oil and Gas. – 2010. – № 1. – P. 8–15.



УДК 553.984

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ СЕВЕРО-ВОРОБЬЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ



THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF VOROBYEV SQUARE AND THE PROSPECTS FOR ITS OIL AND GAS

Шкирман Наталья Петровна

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

Семендуев Михаил Михайлович

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

Skirman Natalya Petrovna

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
assistant Professor
of the Kuban State University's YGGTS,
geophysical advisor,
Krasnodarneftegeophysika OJSC
nshkirman2012@ya.ru

Semynduev Mikhail Mikhailovich

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Krasnodarneftegeophysika OJSC
nshkirman2012@ya.ru

Аннотация. Данная статья содержит результаты прогнозирования нефтегазоносности одной из площадей Республики Калмыкии. Комплексный параметрический анализ данных детальной сейсморазведки в сочетании с данными электроразведки ВП позволили наметить два перспективных объекта в отложениях нижнего мела. Предполагаемые газовые залежи могут содержаться в терригенных песчано-алевролитовых породах-коллекторах. Сравнительно небольшая глубина залегания и наличие аналогичных газосодержащих объектов в других блоках кряжа Карпинского значительно повышает разведочный интерес к выделенным объектам.

Annotation. This article contains the results of forecasting the oil and gas production of one of the areas of the Republic of Kalmykia. Comprehensive parametric analysis of data of detailed seismic survey in combination with data of electrical reconnaissance of the VP allowed to map two promising objects in the deposits of the lower chalk. Alleged gas deposits may be contained in terrigenous sand-alevrolite rocks-collectors. The relatively small depth of the site and the presence of similar gas-containing objects in other blocks of Karpinski's mallard significantly increases the exploratory interest in the allocated objects.

Ключевые слова: Кряж Карпинского, Северо-Воробьевская площадь, нижний мел, параметрические разрезы, аномалия пониженных скоростей, поле ВП, амплитудная аномалия, газовые залежи.

Keywords: Karpinsky's crane, North Vorobyevsquare Square, lower chalk, parametric incisions, anomaly of lower velocities, VP field, amplitude anomaly, gas deposits.

Северо-Воробьевское поднятие приурочено к Ремонтненскому блоку кряжа Карпинского в зоне его ступенчато-блокового сочленения по разрывным нарушениям с северным бортом Гудиловского прогиба.

В структуре фундамента Ремонтненского блока выделяются Заветнинско-Чилгирское поднятие, Зимовниковский и Гашунский прогибы, Элистинский и Белоглинский валы, а также Цаганахская моноклиналь [1].

Ремонтненский блок кряжа Карпинского, относящегося к Скифской эпигерцинской плите, гипсометрически характеризуется высоким положением фундамента, залегающим на глубинах 600–1800 м. Верхнепалеозойский (каменноугольный) возраст пород верхнего яруса фундамента подтвержден многочисленными данными бурения. Достоверные определения возраста этих отложений установлены на Белоглинской площади, где они залегают в интервале глубин 1650–1800 метров. Вскрытая мощность палеозоя составляет более 300 метров.

Северо-Воробьевское поднятие было выявлено в 2004 году в результате переобработки и переинтерпретации материалов поисковой съемки МОВ-ОГТ, полученных ОАО «Краснодарнефтегеофизика» в 1978–1984 гг.

В 2005 г. ОАО «Краснодарнефтегеофизика» ООО на Северо-Воробьевском участке был выполнен дополнительный объем сейсмических исследований МОГТ-2D с целью его детализации, выявления ловушек УВ и подготовки их к глубокому поисковому бурению по отложениям мезокайнозоя и верхнего палеозоя.

Всего на Северо-Воробьевском участке отработано ~135 пог. км. Отработанная сеть профилей представляет собой 7 разведочных и 2 связующих профиля. В результате обработки исходных данных была подготовлена информационная база для изучения строения мезокайнозойского разреза и нижнего доплатформенного комплекса палеозоя.

Помимо сейсмических материалов, с целью стратификации отражающих границ и корреляции опорных и целевых сейсмических горизонтов использовались данные бурения, ГИС и СК глубоких



скважин на ближайших сопредельных площадях: Белоглинской, Ульдючинской, Элистинской, Ики-Бурульской и других.

В пределах участка исследования на временных разрезах в пределах Северо-Воробьевского участка выделяется несколько сейсмостратиграфических комплексов (ССК), отображающих главные этапы развития изучаемой территории и разделенных границами несогласий, либо изохронными с ними поверхностями: *нижнекаменноугольный (СК1), нижнемеловой (СК2), верхнемеловой (СК3), палеоцен-эоценовый комплекс (СК4), майкопский комплекс (СК5)* (рис. 1).

СК1 достаточно уверенно выделяется в волновом поле ниже динамически неоднородно выраженной границы несогласия (сейсмический горизонт Pz) с вышезалегающими отложениями нижнемелового возраста, отображающей эрозионную поверхность данного комплекса. Эта поверхность в плане образует структурные формы типа мелких антиклинальных поднятий с крутыми крыльями, структурных выступов и смежных с ними депрессий. Подобная картина отображает дислоцированный характер строения палеозойского разреза, подвергнутого влиянию, Нижняя граница *СК1* не установлена.

Литологически эти отложения представлены преимущественно массивными плотными глинисто-серицитовыми сланцами и аргиллитами с отдельными маломощными прослоями песчаников. Углы падения пород изменяются в пределах $30-80^\circ$. Плотность этих пород составляет $2,70-2,79$ г/см³, что свидетельствует о достаточно высокой степени дислоцированности и метаморфизма данных отложений. Возраст верхней толщи палеозоя определен как верхневизейский [2].

Внутреннее строение верхней части данного *СК1* характеризуется сложной волновой картиной, характеризующейся отсутствием регулярной сейсмической записи. Как по разрезу, так и в плане она представлена чередованием участков отражений малой протяженности и динамической выразительности с участками динамически выраженных круто наклоненных границ, либо зонами отсутствия регулярных отражений.

Образования палеозойского фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием перекрываются мел-палеоген-неогеновыми отложениями платформенного чехла, в разрезе которого с различной степенью морфологической выраженности выделяются локальные поднятия, в основном, наследующие положительные структурные элементы поверхности палеозоя.

Средне-верхнекаменноугольные, пермо-триасовые и юрские отложения в пределах Ремонтненского блока кряжа Карпинского бурением не выявлены.

Наиболее полно в пределах площади представлен разрез *нижнемелового комплекса – СК2*. Он выполнен отложениями неокома и апт-альбскими образованиями.

Разрез альба сложен темно-серыми неизвестковистыми глинами с прослоями и пачками глинистых песчаников и алевролитов. В разрезе также отмечаются отдельные пласты светло-серых, кварцевых, слабосцементированных песчаников. Ниже альбского яруса, на Белоглинской площади выделяется фаунистически подтвержденный комплекс апт-неокомских образований, сложенный чередованием пластов песчано-алевролитового и глинистого состава. Аналогичный литологический состав нижнемеловых образований предполагается и в пределах Северо-Воробьевской площади.

В волновом поле *СК2* представлен сейсмофазией протяженных субпараллельных отражений различной интенсивности, с наличием участков прекращения прослеживаемости и появления участков хаотичной сейсмической записи. В основном, подобные участки приурочены к зоне сочленения кряжа Карпинского и северного борта Гудиловского прогиба. Области с выдержанным рисунком записи свидетельствуют о шельфовых условиях седиментации с накоплением толщи терригенного материала, представленного, с учетом результатов бурения, чередованием песчано-алевролитовых и глинистых пластов и пачек различной мощности. Наличие участков хаотичной записи связано, по видимому, с постседиментационными тектоническими процессами, проявляющимися на временных разрезах в виде серии разрывных нарушений.

В волновом поле *СК2* в подошвенной части ограничен горизонтом Pz , а в кровельной – динамически выраженным горизонтом K_1 .

Верхнемеловой комплекс-СК3 на временных разрезах вкрест простирается устанавливается по наличию элементов подошвенного прилегания в низах комплекса и стратиграфического срезания в кровле, что достаточно четко фиксируется в зоне сочленения Гудиловского прогиба и кряжа Карпинского.

Комплекс представлен пачкой динамически выдержанных высоко- и среднеамплитудных отражений. Отложения этого возраста в наиболее полном стратиграфическом диапазоне (от сеномана до кампана включительно) вскрыты бурением на Белоглинской площади. Представлены они преимущественно карбонатными образованиями – известняками, глинистыми известняками, мергелями, а также глинами. Мощность этих отложений увеличивается в южном направлении. *СК3* снизу и сверху ограничен отражающими горизонтами K_1 и K_2 .

Палеоцен-эоценовый комплекс-СК4 в пределах рассматриваемого участка с угловым несогласием залегают на подстилающих верхнемеловых образованиях.

Согласно данным бурения можно предположить, что разрез данного ССК сложен толщей чередования песчаников, алевролитов и глинистых пород. В верхах эоценовой части разреза могут быть развиты мергели и известковистые глины.

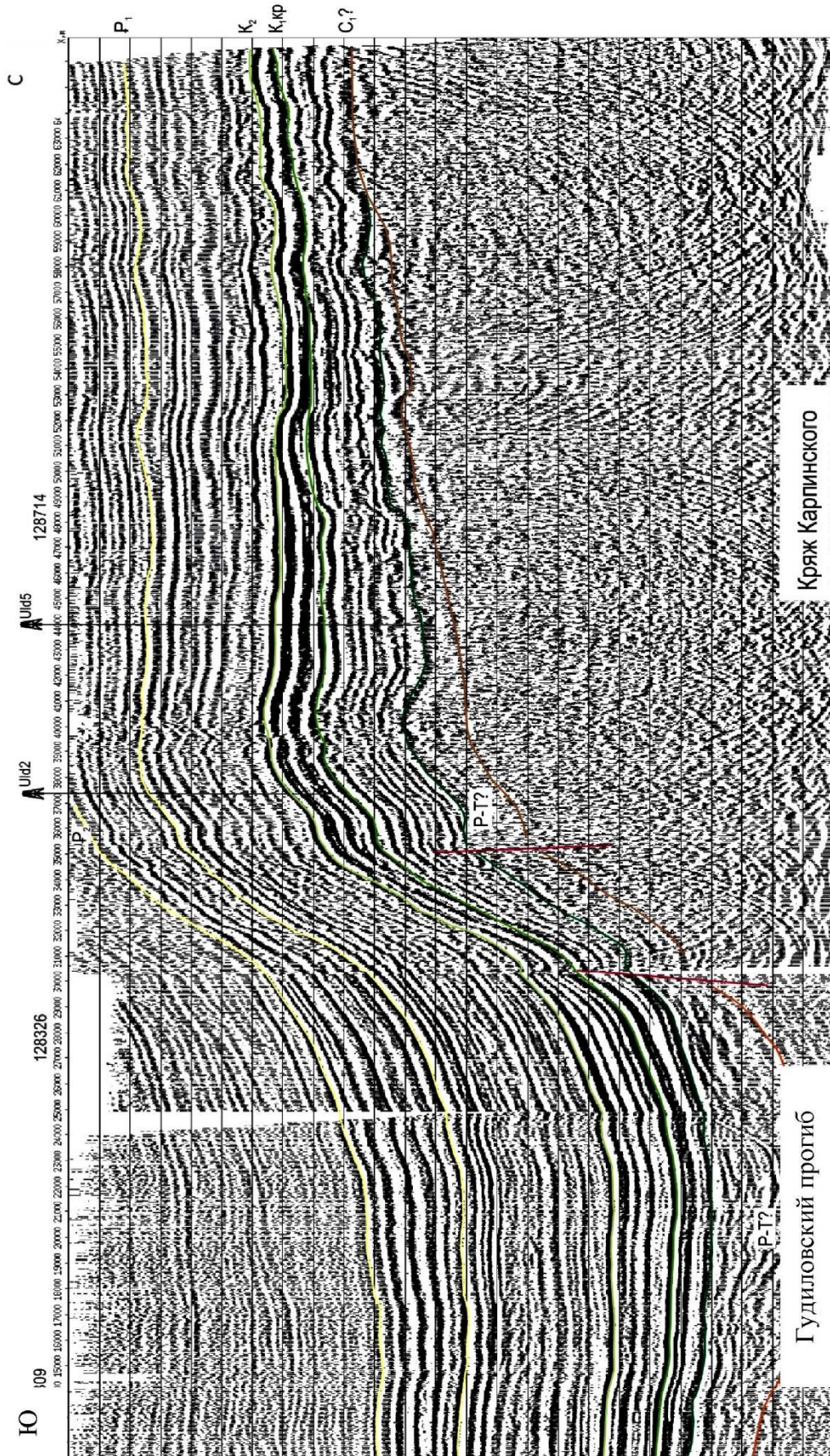


Рисунок 1 – Сейсмостратиграфический разрез Ремонтненского блока кряжа Карпинского



Волновая картина комплекса представлена серией меняющихся по разрезу высоко-средне- и низкоамплитудных отражений.

Границами этого комплекса являются отражающие горизонты K_2 (подошва) и F (кровля).

Майкопский комплекс – СК5 представлен преимущественно низкоамплитудной сейсмофазией, отвечающей согласно данным бурения, глинистым отложениям. Верхняя граница комплекса по данным бурения не установлена. Наличие динамически выраженных отражений в низах комплекса можно объяснить появлением отдельных пластов и пачек песчаников, подобных вскрытым на Элистинской площади.

Структурные построения выполнены по отражающим горизонтам Pz , K_1 , K_2 Согласно выполненным структурным построениям и глубинным разрезам в пределах Северо-Воробьевской площади мощности изученных сейсморазведкой комплексов составляют:

- нижнемеловые отложения – 250–600 м;
- верхнемеловые отложения – 170–230 м;
- палеоцен – эоценовые отложения – 600–700 м;
- майкопские отложения – ~200м.

В пределах центрального участка Северо-Воробьевской площади, обособляется ряд локальных поднятий: Северо-Воробьевское-центральное, Северо-Воробьевское-северное, Северо-Воробьевское-западное, Северо-Воробьевское-восточное. Эти локальные объекты прослеживаются по поверхности трех комплексов: от палеозоя до верхнего мела включительно.

Структурный план Северо-Воробьевского участка на уровне горизонта Pz , полученный в пределах изучаемой площади, позволил закартировать ряд локальных объектов, которые, по-видимому, связаны с положительными формами – останцами – эрозионной поверхности палеозоя.

Структурный план палеозоя контролируется тектоническим нарушением, прослеживаемым через весь участок с северо-запада на юго-восток в нижней части планшета. Это нарушение имеет ширину от 300 метров до 1,5 км и маркирует зону сочленения северного борта Гудиловского прогиба и южного склона Цаганакской моноклинали кряжа Карпинского. В центральной части планшета выделяется ряд мелких блоков, разделенных между собой малоамплитудными нарушениями сбросового типа.

Структурный план, отображающий строение кровли нижнего мелового комплекса, иллюстрирует более спокойное поведение указанной поверхности, что проявляется в практически полном отсутствии крупных тектонических нарушений (за исключением основного).

Несмотря на значительный перерыв в осадконакоплении, выделенные ранее выступы эрозионной поверхности палеозоя находят свое отображение в строении вышележащего нижнемелового комплекса.

Наиболее крупным локальным объектом является брахиантиклинальная складка северо-западного простирания, свод которой смещен в южном направлении относительно поднятия Северо-Воробьевское – центральное, выделенного в палеозое.

Поднятие Северо-Воробьевское – центральное по отражающему горизонту K_2 представлено полускладкой, ограниченной с юга основным тектоническим нарушением. К западу от указанной полускладки расположено поднятие Северо-Воробьевское – западное, замыкание которого, как и по горизонту K_1 , достаточно условно. В северной части планшета локализуется небольшой по размерам свод, южное крыло которого осложнено тектоническим нарушением. Апикальная часть этого свода смещена к юго-востоку от восточной периклинали поднятия Северо-Воробьевское – северное. В южной части планшета, к югу от основного нарушения локализуется высокоамплитудное осложнение типа полускладки, размеры которой по изогипсе – 1100 м составляют 7,0×0,8 км, амплитуда ~150м, площадь ~5,6 км².

В пределах нижнемелового комплекса выделено два перспективных объекта, связанных со структурно-тектонической (поднятие Северо-Воробьевское-центральное, объект № 1) и со структурной ловушкой (поднятие Северо-Воробьевское – восточное, объект № 2).

Объекты 1 и 2, с которыми связаны основные прогнозные ресурсы УВ, представляют собой структурные ловушки, экранированные перекрытые глинистыми отложениями нижнего и верхнего мела (объекты 1 и 2).

По сейсмическому горизонту K_1 поднятие Северо-Воробьевское-центральное (перспективный объект №1) представляет собой представляет брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, свод которой смещен в южном направлении относительно аналогичного поднятия, выявленного в палеозое. По замкнутой изогипсе –1175 м размеры этой складки составляют 7,5×2,8 км, амплитуда – 25–30 м; площадь ~21,0 км² (рис.2).

Объект № 2 (поднятие Северо-Воробьевское-восточное) характеризуется меньшими размерами. Этот объект расположен несколько южнее поднятия Северо-Воробьевское–северное, представляет собою небольшой положительный свод, размеры которого по замкнутой изогипсе – 1175 м составляют 3,7×2,1 км. В плане указанный свод примерно совпадает с опущенным южным блоком поднятия Северо-Воробьевское–северное, выделенного в палеозое. Площадь объекта № 2 равна ~7,8 км² (рис. 2).

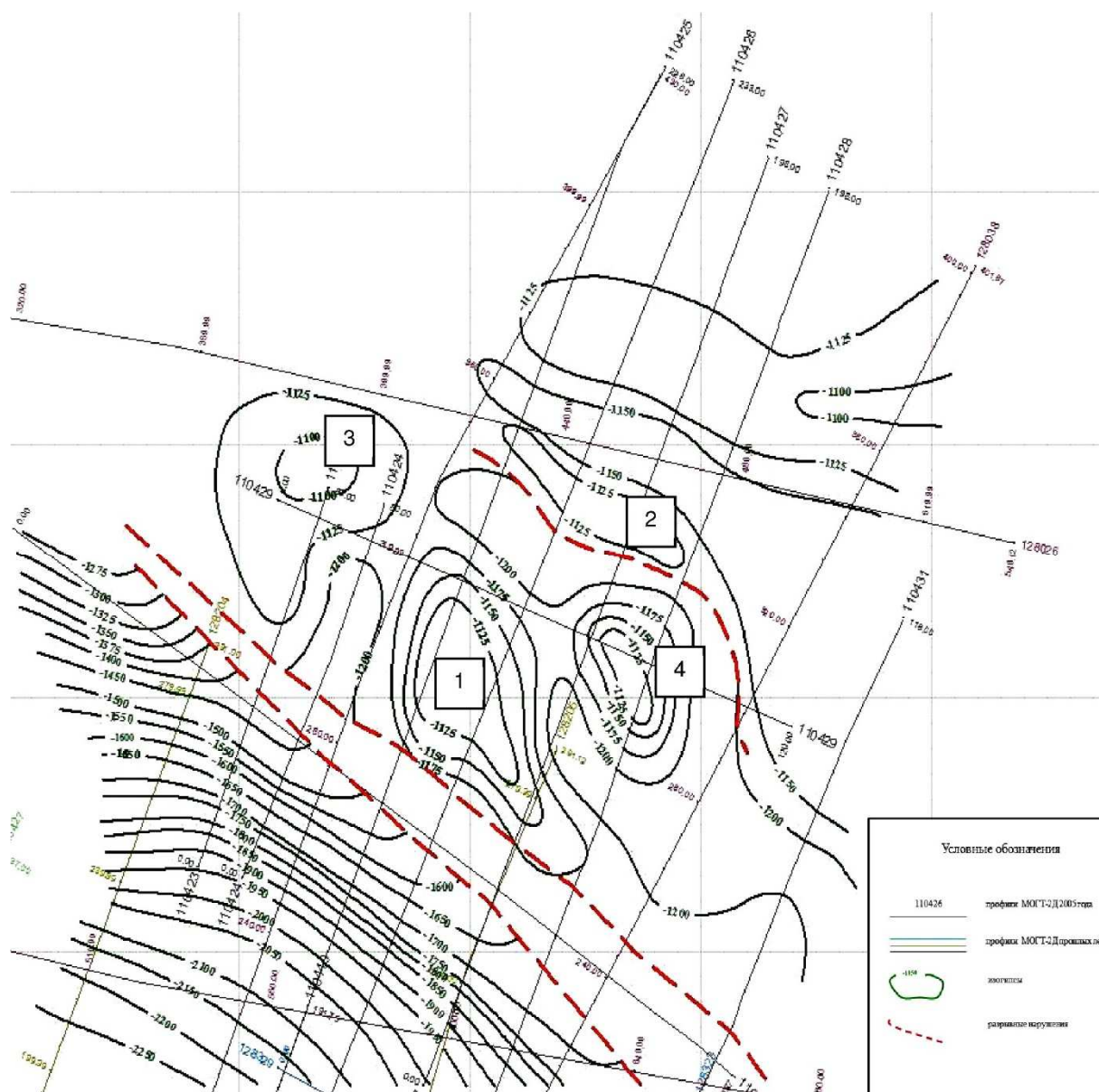


Рисунок 2 – Структурная карта по отражающему горизонту К₁ (кровля нижнемелового комплекса):
 1 – поднятие Северо-Воробьевское центральное; 2 – поднятие Северо-Воробьевское западное;
 3 – поднятие Северо-Воробьевское северное; 4 – поднятие Северо-Воробьевское восточное

Ввиду отсутствия в пределах Северо-Воробьевской площади глубоких скважин, прогнозный литологический состав нижнемеловых отложений оценивался, исходя из общности процессов осадконакопления в нижнемеловое время на ближайших сопредельных площадях – Белоглинской (~32 км западнее) и Ики-Бурульской (~35 км юго-восточнее), освещенных данными бурения.

В процессе сейсмостратиграфического анализа, изучения геолого-геофизических материалов и данных бурения по сопредельным площадям было установлено, что в пределах Северо-Воробьевской площади литологический состав нижнемеловых отложений аналогичен разрезу, вскрытому скважинами Белоглинская-3 и Ики-Бурульская-4, т.е. представлен чередованием пластов песчано-алевролитового и глинистого состава.

Для уточнения литологической характеристики изучаемого разреза был выполнен подбор глубинной пластовой модели, а также детальный анализ материалов сканирования скоростей.

Сопоставление карт средних скоростей, полученных для различных отражающих горизонтов – К₂, К₁, Pz, позволяет отчетливо выделить в центральной части Северо-Воробьевской площади область пониженных значений скоростей (~75–100 м/с) в нижнемеловом интервале разреза (рис. 3).

С целью выявления признаков нефтегазоносности изучаемого разреза использовались также материалы параметрического анализа, которые представлены в виде разрезов дисперсии, энтропии, средневзвешенной частоты и т.д., а также в виде карты амплитудных аномалий (рис. 4).

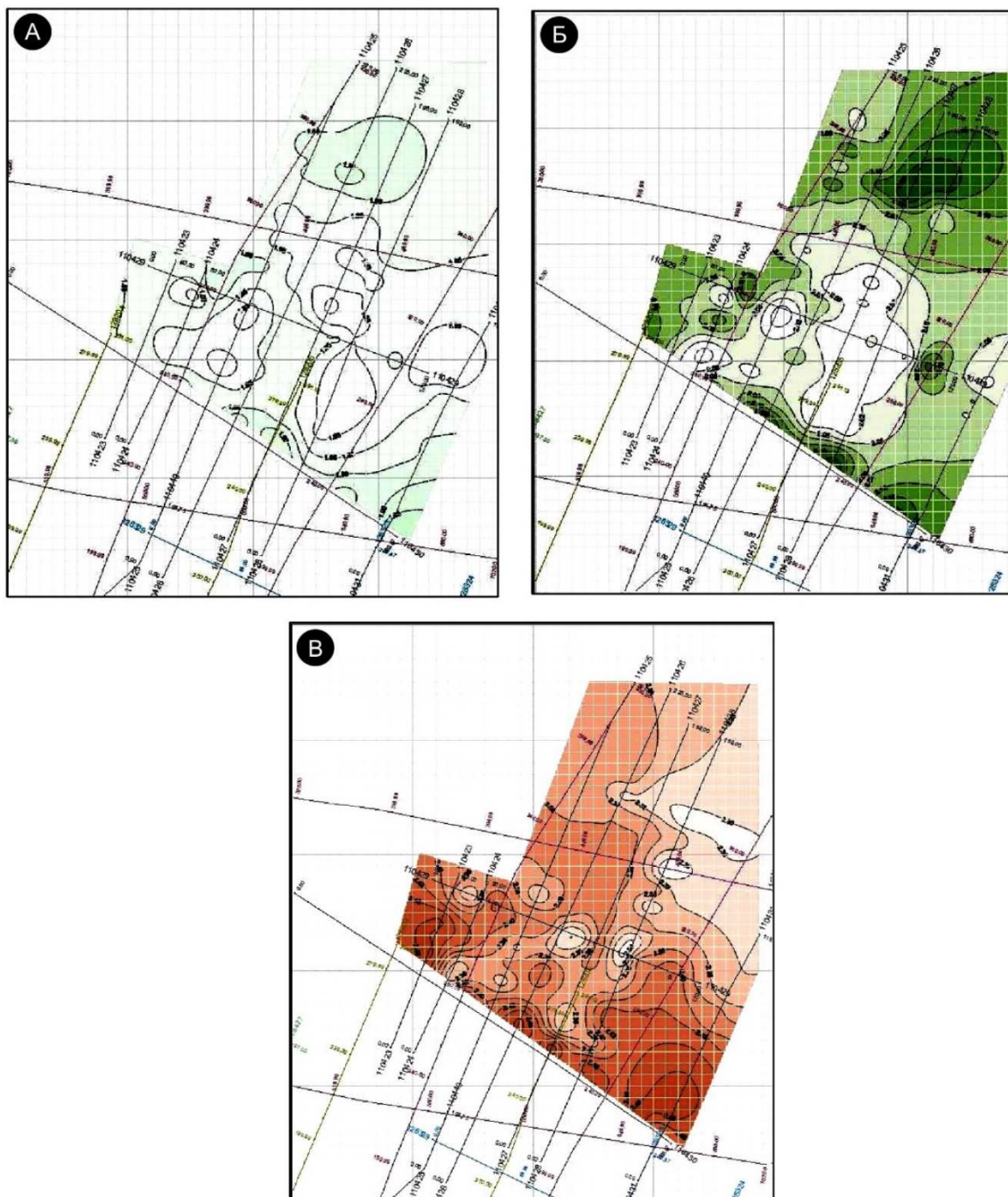


Рисунок 3 – Карты средних скоростей, полученные по кровле верхнего мела (А), нижнего мела (Б) и поверхности палеозоя (В). Северо-Воробьевская площадь

Для прогноза УВ-насыщения разреза и выбора первоочередных объектов, помимо сейсмических данных, использовались материалы электроразведки, полученные на Северо-Северо-Воробьевском участке (рис. 5).

Выполненный комплексный параметрический анализ волновых полей свидетельствует о наличии достаточно обширной области аномалии повышенных амплитуд в центральной части планшета. В плане контур наблюдаемой аномалии практически полностью совпадает с положением объектов № 1 и № 2, а также с положительной аномалией ВП (рис. 6).

Увеличение амплитуд отражений продольных волн и одновременное уменьшение скоростей их распространения в терригенном разрезе на глубинах 1,0–1,5 км с высокой степенью вероятности свидетельствуют о возможном газонасыщении разреза.

В пределах Северо-Воробьевской площади закартирован ряд тектонических нарушений, осложняющих структурные планы палеозоя, нижнего мела и верхнемелового комплекса. Эти нарушения, в основном, являются малоамплитудными (~15–25 м) и выступают в качестве тектонических экранов для выде-



ляемых локальных объектов. Исключением служит основное тектоническое нарушение в южной части планшета, амплитуда которого по отражающему горизонту Pz составляет ~100 метров. Отмеченные нарушения, отчетливо проявляются на временных разрезах, осложняют строение палеозойского комплекса и затухают в вышележащих отложениях.

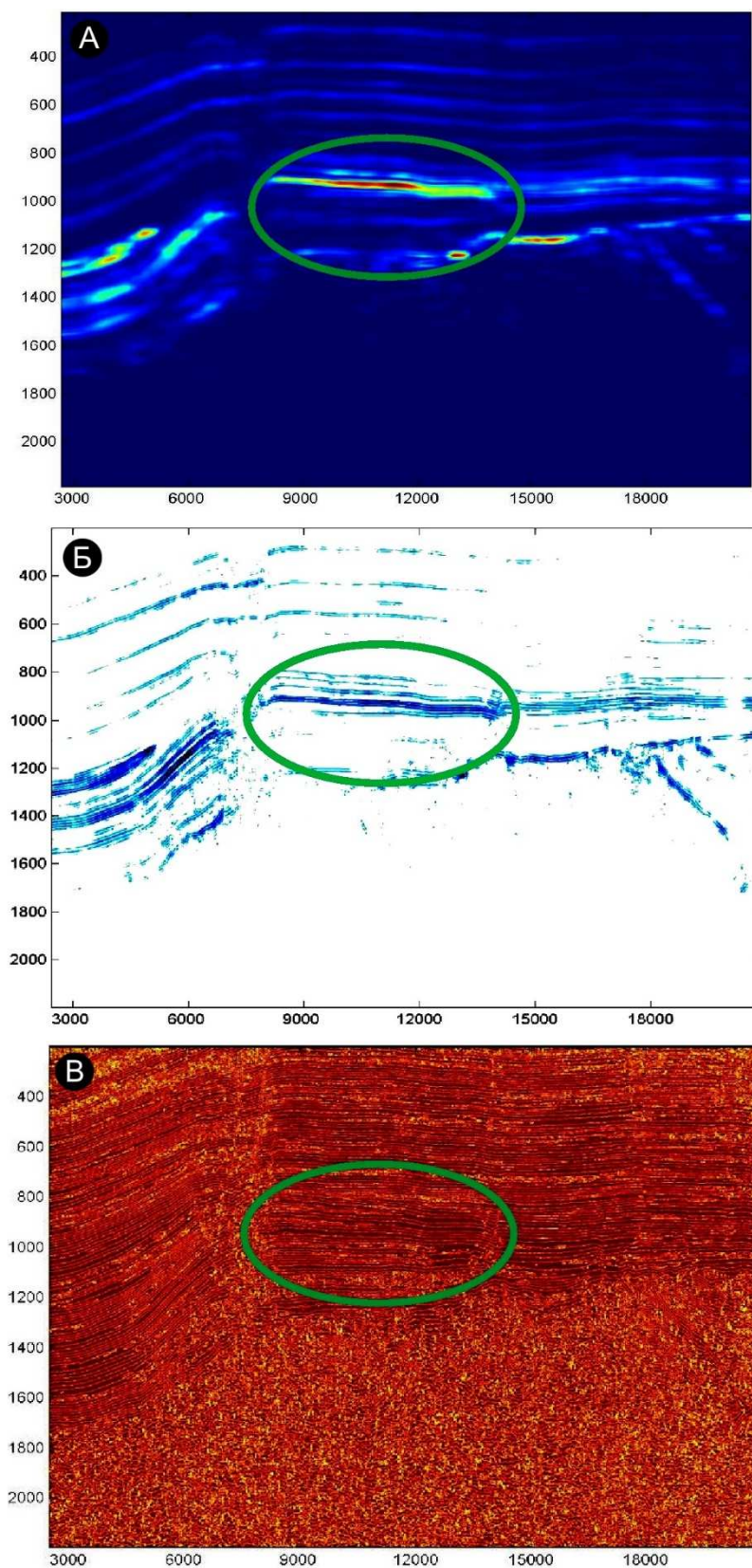


Рисунок 4 – Отображение объекта №1 в параметрических разрезах: А – поле дисперсии в большом окне; Б – поле дисперсии в малом окне; В – поле энтропии

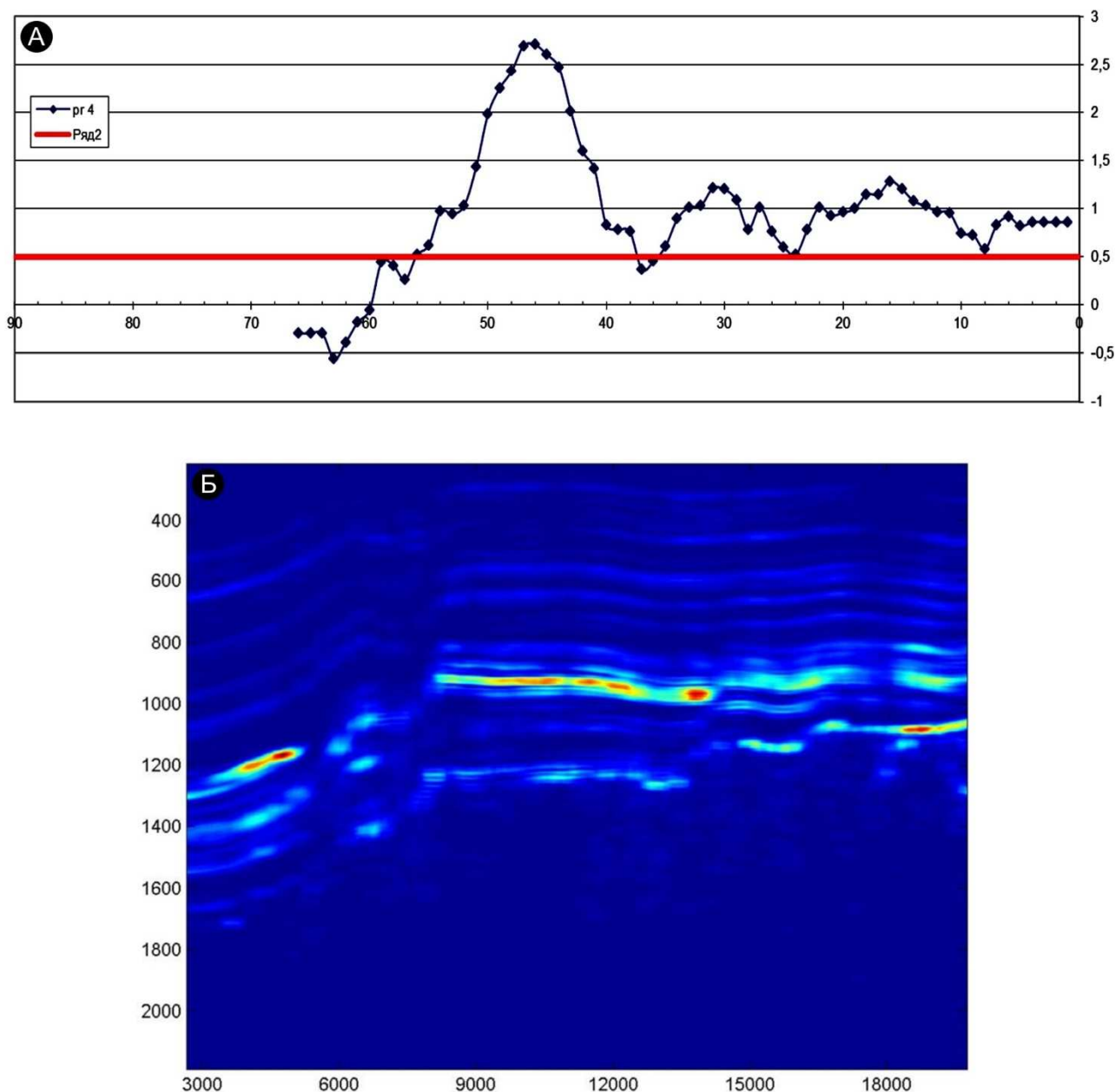


Рисунок 5 – Наблюденная кривая ВП (А) и разрез дисперсии амплитуд (Б), полученные по одному из профилей в центральной части Северо – Воробьевской площади

Таким образом, результаты прогноза продуктивности Северо-Воробьевской площади сводятся к следующему – в пределах участка исследования прогнозируются газовые залежи в отложениях нижнего мела – перспективные объекты № 1 и № 2. При этом предполагается, что коллекторские пласты представлены песчано-алевролитовыми породами. Глубина предполагаемых газовых залежей не превышает 1800 м.

Нефтегазоперспективность объектов нижнемелового возраста (объекты № 1 и № 2) прогнозируется, исходя из того, что указанный комплекс является регионально нефтегазонасыщенным в пределах Бузгинского и Промысловского блоков, сопредельных с Ремонтненским блоком. Примером аналога может служить Ики-Бурульское газовое месторождение, расположенное в 90 км от изучаемой площади и содержащее газовую залежь в терригенных коллекторах нижнего мела [3].

Суммарные прогнозные ресурсы (по объектам 1 и 2) составляют ~12,0 млрд куб. м газа.

На основе полученных результатов рекомендуется бурение первой поисковой скважины № 1 глубиной 1800 м в центральной части площади поднятия Северо-Воробьевское центральное.

В зависимости от результатов бурения первой поисковой скважины рекомендуется пробурить вторую поисковую скважину № 2 в восточной части площади – поднятия Северо-Воробьевское восточное.

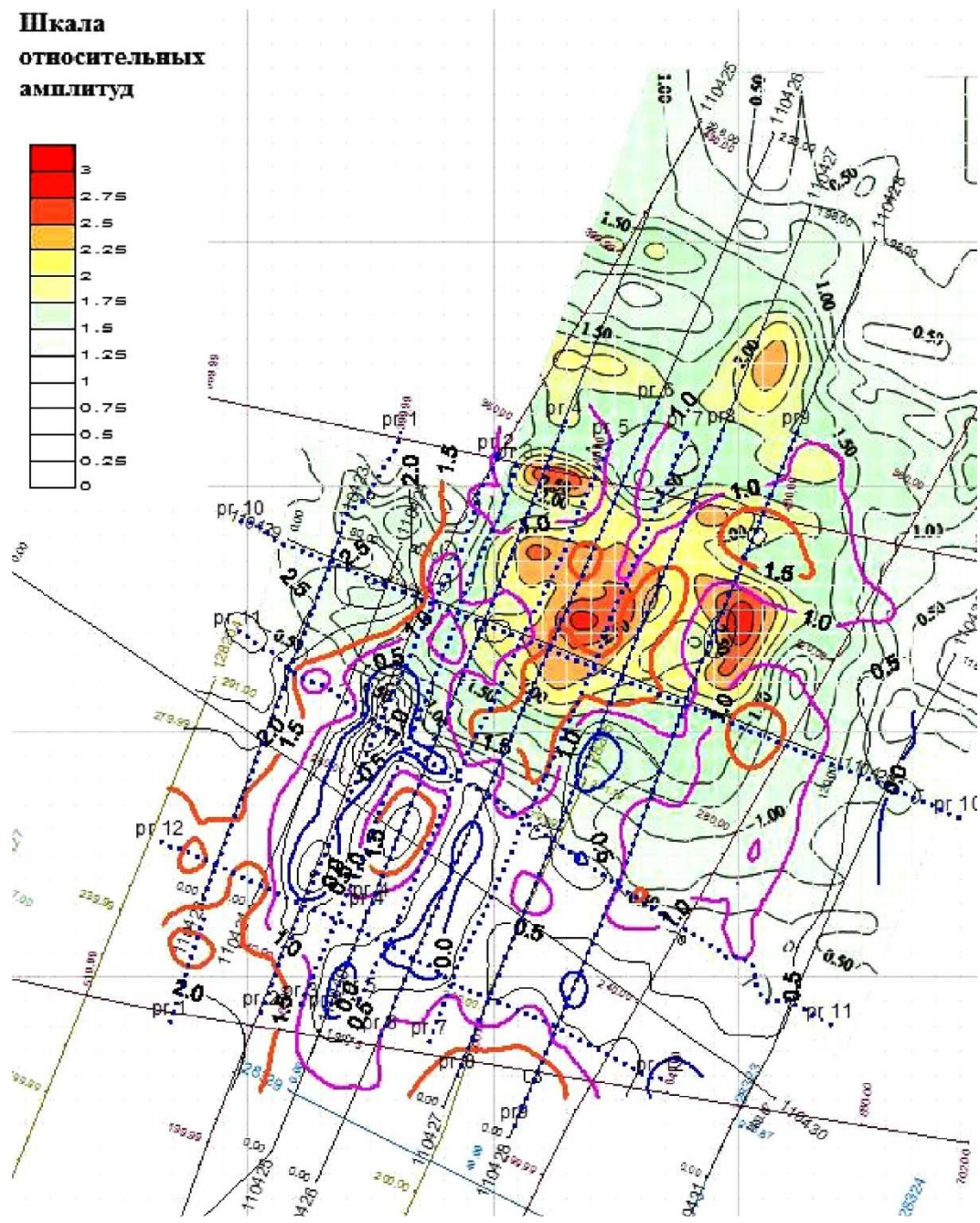


Рисунок 6 – Карта амплитудной аномалии (кровля нижнего мела), совмещенная с картой изолиний поля ВП. Северо-Воробьевская площадь

Литература

1. Летавин А.И. Тектоника и нефтегазоносность Северного Кавказа. – М. : Недра, 1987.
2. Мирчинк М.Ф., Крылов Н.А., Летавин А.И. Тектоника Предкавказья. – М. : Гостоптехиздат, 1963.
3. Нефтяные и газовые месторождения СССР. – М. : Недра, 1987.

References

1. Letavin A.I. Tectonics and the oil and gas and oil and gas of the North Caucasus. – M. : Nedra, 1987.
2. Mirchink M.F., Krylov N.A., Letavin A.I. Tectonics Precaucasia. – M. : Gostoptechizdat, 1963.
3. Oil and gas fields of the USSR. – M. : Nedra, 1987.



УДК 553.98.061

ОСВОЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ – НОВОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ



THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESOURCES IN NON-ANTICLINAL TRAPS IS A NEW AREA OF EXPLORATION

Шустер Владимир Львович

доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН
tshuster@mail.ru

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

Аннотация. В статье обосновывается геолого-экономическая целесообразность и необходимость, а также проблемы прогноза и поиска залежей нефти и газа в сложнопостроенных поисковых объектах – неантиклинальных, комбинированных ловушках.

Annotation. The article substantiates the geological and economic feasibility and necessity, as well as the problems of forecasting and searching for oil and gas deposits in complex search facilities – non-anticlinal, combined traps.

Ключевые слова: залежи нефти и газа, неантиклинальные ловушки, критерии прогноза, методы поиска.

Keywords: oil and gas deposits, non-anticlinal traps, forecast criteria, search methods.

На современном этапе геологоразведочных работ (ГРП) на нефть и газ в России и в зарубежных странах существенно усложняется процесс поисков, разведки и разработки месторождений углеводородов (УВ).

Это связано с двумя тенденциями развития геологоразведочного процесса.

Первая мировая тенденция – увеличение глубин поисковых объектов и связанное с этим усложнение геологического строения изучаемых разведочных площадей и месторождений УВ: существенное изменение по сравнению с верхним этажом литолого-фациального состава пород и их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), усложнением типов пустотного пространства с порового на трещинно-каверновый, увеличения с глубиной тектонической активности и её влияния на строение разреза (уплотнение пород, разрывные нарушения) и связанное с этими процессами усложнение строения залежей УВ и содержащих их ловушек. С глубиной возрастает роль (и количество) неантиклинальных, комбинированных резервуаров.

Вторая тенденция (тренд) связана с тем, что фонд антиклинальных ловушек во многих осадочных бассейнах мира и России практически полностью оплодотворен. Открыты крупные и средние по запасам месторождения нефти и газа. Остались неизученными мелкие малоамплитудные антиклинальные ловушки, рентабельность освоения которых рядом специалистов ставится под сомнение.

В то же время специальные, целенаправленные поисково-разведочные работы по поиску нефтегазовых скоплений УВ в неантиклинальных ловушках или не проводятся, или проводятся в ограниченных объемах.

Хотя, как показывает мировой опыт, помимо значительного числа открытых залежей УВ в неантиклинальных ловушках с небольшими запасами, открыты также крупные и гигантские месторождения, такие как Боливар-Коустал (4,1 млрд т нефти) в Венесуэле, Ист-Техас (0,8 млрд т нефти) в США, Хьюгтон (1,1 трлн м³ газа) в Мексике [1], а также в России – газовые, газоконденсатные гиганты и крупные по запасам скопления на севере Западной Сибири: Уренгой, Бованенковское, Новопортовское и др.

Согласно прогнозной оценке, доля ресурсов нефти и газа в неантиклинальных комбинированных ловушках Западной Сибири (РФ) составляет более 50 % от объемов ресурсов этого региона.

По данным Dolson et al. [2] мировая добыча нефти и газа в неантиклинальных ловушках за последние десять лет составляет 10 % от общемировой добычи УВ.

На сегодня уже накоплен значительный научный и производственный опыт поисков и разведки скоплений нефти и газа в сложнопостроенных резервуарах – неантиклинальных, комбинированных ловушках.

Однако, до настоящего времени не решены многие принципиальные вопросы прогноза и поиска неантиклинальных ловушек [3].

Так, до сих пор нет единообразного толкования типов ловушек, отсутствует общепринятая унифицированная классификация неантиклинальных ловушек, также как и единообразных принципов их классификации. В опубликованных материалах предлагаются разнообразные виды классификаций:



генетические, морфологические, по типам экранов, по запасам УВ и др. Все это затрудняет выработку комплекса критериев прогноза и поиска неантиклинальных ловушек и создание универсальной методики прогнозирования и поиска подобных ловушек.

Сегодня по мнению ряда ученых [1, 2, 4, 5, 6], главный вопрос ни где искать залежи нефти и газа в неантиклинальных ловушках, а как, с помощью каких методов, на основе каких критериев, технологий и технических средств?

Совершенно очевидно, что те методы и технологии, которые успешно использовались для открытия месторождений УВ в антиклинальных ловушках, для новых сложнопостроенных объектов поиска и разведки должны усовершенствоваться и вновь создаваться.

Уже сегодня, наряду с ранее широко используемыми технологиями сейсморазведки и анализа данных бурения для прогноза антиклинальных ловушек, при прогнозе и поисках сложнопостроенных резервуаров, в том числе, неантиклинальных ловушек применяются новые методы анализа материалов сейсморазведки, ГИС и керна.

Эти исследования позволяют на ранних этапах и стадиях ГРП уточнять детали строения перспективных объектов, детально изучать литофациальный характер разреза – выявлять зоны замещения и выклинивания пород-коллекторов, характер несогласного залегания отложений, кроме того, картировать малоамплитудные нарушения – экраны и др.

Заключение

Мировой и российский опыт поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа за последние 10 лет показывает, что всё большее значение в добыче и приросте запасов УВ приобретают ГРП в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках.

Главной задачей по изучению неантиклинальных ловушек, в настоящее время, является выработка универсальных критериев прогноза и общепринятой методики для их прогноза и поисков.

В каждом регионе (осадочном бассейне) и критерии, и методики будут уточняться в связи со спецификой геологического строения изучаемого объекта.

Доклад подготовлен в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. Алексин А.Г. [и др.]. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложнокранированного типа, в 2-х частях. – М. : ВНИОЭНГ, 1992. – С. 220–227.
2. John Dolson, Zhiyong He and Brian W. Horn. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. – Search and Discovery Article#60054(2018)
3. Шустер В.Л., Пуанова С.А. Углеводородные скопления в нетрадиционных ловушках глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири – резерв прироста ресурсов нефти и газа. – Изд. «Перо», 2019. – С. 544–548.
4. Гусейнов А.А. [и др.]. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. – М. : Недра, 1988. – 213 с.
5. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2011.pdf
6. Поляков А.А., Колосов В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf

References

1. Alexin A.G. [et al.]. Methodology of searching for oil and gas deposits in the traps of complex shielded thi-pa, in 2 parts. – M. : VNIОENG, 1992. – P. 220–227.
2. John Dolson, Zhiyong He and Brian W. Horn. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. – Search and Discovery Article#60054(2018)
3. Shuster V.L., Punanova S.A. Hydrocarbon accumulations in unconventional traps of deep-lying deposits of the North of Western Siberia – reserve of oil and gas resources growth. – «Feather» Publishing House, 2019. – P. 544–548.
4. Guseinov A.A. [et al.]. Methods of forecasting and search of lithologic, stratigraphic and com-bin traps of oil and gas. – M. : Nedra, 1988. – 213 p.
5. Windows N.S. Non-anticlinal traps and their examples in oil and gas provinces // Petroleum geology. Theory and Practice. – 2012. – Vol. 7. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2011.pdf
6. Poliakov A.A., Kolosov V.N., Fonchikova M.N. To a question about the oil and gas deposits classification // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2015. – Vol. 10. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf



УДК 553.98.061

К ВОПРОСУ О МЕТОДИЧЕСКОМ ПОДХОДЕ К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧИ ПРОГНОЗА И ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ



TO THE QUESTION OF A METHODOLOGICAL APPROACH TO SOLVING THE PROBLEM OF FORECASTING AND SEARCHING FOR OIL AND GAS DEPOSITS IN NON-ANTICLINAL TRAPS

Шустер Владимир Львович

доктор геолого-минералогических наук,
главный научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН
tshuster@mail.ru

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

Аннотация. В статье критически проанализированы существующие методики прогноза и поиска залежей УВ в неантиклинальных ловушках. Предложен методический подход к решению поставленной задачи, заключающийся в стадийности (этапности) накопления геолого-геофизического материала, с последовательной оценкой благоприятных геологических условий для формирования различных типов неантиклинальных ловушек.

Предложен комплекс исследований геолого-геофизических данных и набор критериев прогноза и поиска сложнопостроенных залежей нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам.

Ключевые слова: неантиклинальные ловушки, залежи нефти и газа, критерии прогноза, комплекс исследований.

Annotation. The article critically analyzes the existing methods for forecasting and searching for hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps. A methodological approach to solving the problem is proposed, which consists in the staged (staged) accumulation of geological and geophysical data, with a consistent assessment of favorable geological conditions for the forming of various types of non-anticlinal traps.

A set of studies of geological and geophysical data and a set of criteria for predicting and searching for complex oil and gas deposits confined to non-anticlinal traps are proposed.

Keywords: non-anticlinal traps, oil and gas deposits, forecast criteria, set of studies.

Н а сегодня главной задачей нефтегазового комплекса России является восполнение добычи нефти и газа приростом запасов и ресурсов УВ.

Одно из направлений решения этой проблемы, наряду с приростом запасов УВ на новых территориях и в глубокозалегающих отложениях «старых» регионов, – это поиски и разведка месторождений нефти и газа в сложнопостроенных резервуарах, в частности, в неантиклинальных ловушках.

Актуальность изучения неантиклинальных ловушек на современном этапе обоснована, во-первых, резким сокращением (в связи с разведанностью) числа антиклинальных объектов. Во-вторых, со значительной накопленной добычи нефти и газа, в последнее десятилетие, в неантиклинальных ловушках разного типа в мире и России [1]. В-третьих, с необходимостью детального изучения существующих залежей нефти и газа, приуроченных к сложнопостроенным ловушкам, с целью максимального извлечения остаточных запасов, в первую очередь, нефти на крупных и гигантских месторождениях на заключительном этапе разработки.

Изучение залежей УВ, приуроченных к неантиклинальным ловушкам, проводится, начиная с середины XX века. Это работы И.О. Брода, Н.Б. Вассоевича, М.Ф. Мирчинка, В.Б. Оленина, Г.А. Габриэлянца, А.И. Леворсена и др. На следующем этапе, значительный вклад в решение этой проблемы внесен А.Г. Алексиним и др. [2], А.А. Гусейновым и др. [3], А.А. Окновой [4], А.А. Поляковым и др. [5], J. Dolson at all [1] и другими исследователями.

Авторы этих работ внесли значительный вклад в поисково-разведочный процесс. Были открыты многочисленные мелкие по запасам УВ, крупные и гигантские скопления нефти и газа в неантиклинальных ловушках в России (Западная Сибирь и Волго-Уральская провинция), в США, Мексике, Венесуэле и других странах [1, 2, 3, 6].

Большинство подобных залежей, в неантиклинальных ловушках, было открыто не «по прогнозу», а в результате детальных геолого-поисковых работ (сейсморазведки МОВ ОГТ 2Д, 3Д и бурения) и специального комплекса исследований.

К настоящему времени, созданы многочисленные классификации неантиклинальных ловушек, основанные, как правило, на генетическом или морфологическом принципах. А.А.Поляковым др. [5] использован смешанный генетико-морфологический принцип. Нет однозначного толкования типов ловушек. В некоторых классификациях отсутствуют такие типы ловушек как тектонически-экранированные, в других – этот тип заменяется, или включается в стратиграфический тип [1].



Как правило, в опубликованных работах в классификациях не упомянуты новые типы ловушек, такие как гидрогеологические, геохимические, зафиксированные в «новом» типе пород – баженитах и сланцах. Отсутствуют критерии прогноза и поиска неантиклинальных ловушек. Не предлагается комплекс исследований, методик и способов проведения геолого-поисковых работ для конкретного типа ловушки.

Для эффективного прогноза и поиска залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках необходимо создать унифицированную методику проведения поисково-разведочных работ для решения именно этой конкретной задачи. Подобная методика для антиклинальных ловушек – «Этапы и стадии геологоразведочных работ» была создана в 1983г. и успешно используется долгие годы.

Новую методику необходимо подготовить и, после широкого обсуждения геологической общественностью, утвердить регламентирующими органами. Она должна стать обязательной при проведении ГРП.

Методика должна содержать унифицированную классификацию неантиклинальных ловушек, общепринятую для РФ и используемую в государственных органах, в том числе, при утверждении подсчетов запасов УВ в Государственной комиссии по запасам (ГКЗ).

При формировании задач по прогнозу и поиску ловушек, комплексов работ и исследований целесообразно разбить планируемые работы на этапы.

На региональном этапе ГРП для решения основной задачи – выделения зон нефтегазоаккумуляции (ЗНГА) в нефтегазоносных областях (НГО) и картирования в их пределах перспективных участков с благоприятными условиями для формирования неантиклинальных ловушек, необходимо выявить в региональные флюидоупоры, стратиграфические несогласия, разрывные нарушения, зоны сжатия (субдукционно-обдукционный геодинамический режим) или растяжения (рифтогенный режим). Комплекс работ на региональном этапе должен включать региональные геофизические работы (в т.ч. региональные сейсмические профили), космическую съемку, аэрофотосъемку, а также бурение опорных, параметрических и поисково-оценочных скважин. Методы исследования: комплексный анализ геолого-геофизических данных, бассейновый анализ, анализ сейсмофакций и др.

Критерии прогноза ловушек на региональном этапе – это региональные флюидоупоры, разрывные нарушения, границы зон выклинивания и фациального замещения пород-коллекторов, региональные стратиграфические несогласия.

В работе [3] такой прогноз называется региональным, в отличие от последующих прогнозов на поисковом и разведочном этапах, называемым локальным прогнозом.

На поисковом этапе ГРП ставится задача картирования перспективных объектов, качественно-количественная оценка разреза, выявление особенностей строения разреза на конкретном объекте: разрывных нарушений, зон выклинивания и замещения – коллекторов на плотные породы, зон несогласия и, в заключение, прогноз типа ловушки.

Планируются площадные сейсморазведочные работы МОВ ОГТ 2Д, 3Д и бурение поисковых скважин. Методы исследования: комплексный анализ геолого-геофизических, геохимических и гидрогеологических данных для выявления особенностей строения ловушки и прогноза её типа, а также для оценки генерационного потенциала разреза отложений.

Создание типовых «сейсмических образов» ловушек, для использования при последующем прогнозе типичных ловушек.

Критерии прогноза: разломы, зоны стратиграфического несогласия, выклинивания и фациального замещения пород – коллекторов.

На разведочном этапе ГРП ставится задача уточнения деталей строения ловушки, её границ, характерных особенностей экрана. Окончательное установление типа или типов ловушки, в тех случаях, когда это комбинированная ловушка.

Планируется проведение бурения разведочных (возможно, поисково-разведочных) скважин; в случае необходимости (для уточнения деталей строения) дополнительные сейсморазведочные работы 2Д, 3Д на сложных участках залежи УВ, в ряде случаев, в комплексе с электроразведкой и другими методами.

Используется широкий набор исследований. На базе комплексного изучения материалов ГИС, керна, сейсморазведки проводятся различные виды анализов: литолого-фациальный, палеоструктурный, палеогеографический, палеогеоморфологический и др., позволяющие уточнить тип и характер ловушки, её генезис и строение. Для этого необходимо использовать современные программные комплексы.

Критерии, уточняющие строение и тип ловушки, – это малоамплитудные, не выявленные сейсморазведкой разломы, определенные по данным ГИС; границы литоло-фациального замещения и выклинивания, установленные по керну и материалам ГИС; анализ типов трещин и ФЕС пород (по данным ГИС и керну), позволяющий установить зональность в строении и нефтегазоносности залежи.

На этапе разработки месторождений ставится задача уточнения детального строения и модели ловушки, необходимых условий для максимально возможного и эффективного извлечения нефти (газа) из скважин, для оптимального выбора местоположения горизонтальных эксплуатационных скважин и интервалов разреза для проведения гидроразрыва пласта.



Планируется бурение эксплуатационных скважин, в том числе горизонтальных, в ряде случаев, со 100 % отбором керна в целевом интервале, с расширенным комплексом ГИС и, главное, что относится к исследовательским работам, специальное комплексное изучение современными методами керна, материалов ГИС и сейсморазведки, с обработкой данных с помощью программных комплексов (Petrel и др.).

Результат этапа заключается в создании концептуальной модели залежи УВ (и ловушки), на основе которой прогнозируются зоны и участки остаточных запасов нефти (газа), точки заложения проектных горизонтальных эксплуатационных скважин, интервалы гидроразрыва в скважинах.

Заключение

Таковы предложения по методическому подходу к созданию универсальной методики прогноза и поиска залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках.

В каждом осадочном бассейне (регионе) «универсальная» методика будет корректироваться, дополняться в соответствии с геологическими особенностями строения и нефтегазоносности конкретного региона.

Предложенный вариант «методики» необходимо обсудить, дополнить и скорректировать.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. John Dolson, Zhiyong He and Brian W. Horn. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. – Search and Discovery Article#60054(2018).
2. Алексин А.Г. [и др.]. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа, в 2-х частях. – М. : ВНИИОЭНГ, 1992. – С. 220–227.
3. Гусейнов А.А. [и др.]. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. – М. : Недра, 1988. – 213 с.
4. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2011.pdf
5. Поляков А.А., Колосов В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf
6. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири // Георесурсы. – 2020. – № 1. – С. 29–35. – DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.29-35>

Literature

1. John Dolson, Zhiyong He and Brian W. Horn. Advances and Perspectives on Stratigraphic Trap Exploration-Making the Subtle Trap Obvious. – Search and Discovery Article#60054(2018).
2. Alexin A.G. [et al.]. Methodology of searching for oil and gas deposits in the traps of complex shielded thi-pa, in 2 parts. – М. : VNI OENG, 1992. – P. 220–227.
3. Huseynov A.A. [et al.]. Methods of forecasting and searching for lithological, stratigraphic and combi traps of oil and gas. – М. : Nedra, 1988. – 213 p.
4. Windows N.S. Non-anticlinal traps and their examples in oil and gas provinces // Oil and gas geology. Theory and Practice. – 2012. – Vol. 7. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/10/10_2011.pdf
5. Poliakov A.A., Kolosov V.N., Fonchikova M.N. To a question on classification of the oil and gas deposits // Petroleum geology. Theory and practice. – 2015. – Vol. 10. – № 1. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/6/7_2015.pdf
6. Schuester V.L., Jublo A.D., Snip O.A. Deposits of hydrocarbons in the non-anticlinal traps of the Yamal Peninsula of Western Siberia // Georesources. – 2020. – № 1. – P. 29–35. – DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.29-35>



УДК 622.235.535.2.622.235.4

РАЗРУШЕНИЕ МАССИВОВ ГОРНОЙ ПОРОДЫ С НЕОДНОРОДНОЙ ПРОЧНОСТНОЙ СТРУКТУРОЙ



EXPLOSIVE DESTRUCTION OF MOUNTAIN BREED WITH HETEROGENEOUS STRUCTURE

Эквист Борис Владимирович

доктор технических наук, доцент, профессор,
Национальный исследовательский
технологический университет «МИСиС»
borisekwist@mail.ru

Аннотация. Предложен метод оптимизации параметров буровзрывных работ с учетом физико-технических свойств горных пород в пределах взрываемого блока, с целью улучшения качества взрыва на карьерах со сложной геологической структурой. Изложены результаты лабораторных экспериментов, подтверждающие улучшение качества дробления образцов пород взрывом зарядов с переменными замедлениями и расположением, в зависимости от прочностных свойств образцов, относительно взрывов зарядов с неизменными параметрами. Предлагаемый способ может быть применен совместно с георадиолокационными просвечиваниями массива георадарами. Взрывное разрушение сложноструктурных массивов имеет ряд особенностей, связанных с изменением прочностных свойств, в пределах взрываемого блока. Для оптимизации эффективности дробления массивов со сложной геологической структурой требуется оценка физико-технических свойств пород и определение координат их залегания с различными прочностными свойствами в пределах взрываемого блока. Для оперативной оценки физико-технических свойств взрываемых пород подходит метод георадиолокации поверхностного слоя с применением георадаров. Результаты данного метода описаны в данной статье.

Ключевые слова: сложноструктурные массивы, георадар, георадиолокация, градиент, прочностные свойства пород, параметры буровзрывных работ, результаты взрывов.

Ekvist Boris Vladimirovich

Doctor of technical sciences,
associate Professor, Professor,
National Research
MISIS University of Technology
borisekwist@mail.ru

Annotation. The method of optimization of parameters of drillings and blasting Offers taking into account properties of mountain breeds within the limits of the blown-up block, with the purpose of improvement of quality of explosion on careers with a difficult geological structure. The results of laboratory experiments are expounded, confirmative an improvement quality of crushing of standards of breeds by the explosion of charges with variable decelerations and location, depending on properties of standards, in relation to the explosions of charges with unchanging parameters. The offered method can be applied together with the georadio-location x-raying of array of georadr. Explosion destroyed. For optimization of efficiency of crushing of arrays with a difficult geological structure the estimation of properties of breeds and determination of coordinates of their bedding are required with different heterogeneous properties within the limits of the blown-up block. For the operative estimation of properties of the blown up breeds the method of the georadio-location x-raying of superficial layer befits with the use of georadr. The results of this method are described in this article.

Keywords: heterogeneous arrays, georadr, georadio-location, a gradient, is properties of breeds, parameters of drillings and blasting, results of explosions.

Метод радиолокации с применением георадаров серии «Око-2» разработка группы компаний «ЛОГИС-ГЕОТЕХ» с антенными блоками АБ-90 с глубиной зондирования до 16 м и разрешающей способностью 0,5 м по глубине и АБ-150 с глубиной зондирования 12 м и разрешающей способностью 0,35 м по глубине позволяет локализовать структуру взрываемых пород. Это обеспечит более качественное дробление взорванной горной массы. При плавном изменении крепости и трещиноватости горной породы параметры буровзрывных работ (БВР) (расстояние между зарядами, замедления, удельный расход ВВ и др.) изменяются плавно, при скачкообразном – скачкообразно.

Известно, что прочностные характеристики пород влияют на расположение зарядов на взрываемом блоке и замедления между их взрывами. Например, если крепость взрываемых пород уменьшается, то согласно существующим рекомендациям, замедления между взрывами возрастают, а расстояния увеличиваются [3, 4, 5]. На результаты взрыва влияют также и другие параметры среды: вязкость, трещиноватость, обводненность и др.

Получение полевой информации при георадарной съемке производится при перемещении блока антенн георадара по заданному маршруту на взрываемом блоке. При передвижении антенны георадара вдоль профиля регистрируется дифракционная картина по глубине и перемещению антенн по блоку, и формируется непрерывный временной разрез изучаемой среды. Дифракционная картина представляет собой условный, в виде волновой картины, разрез изучаемой среды (рис. 1).

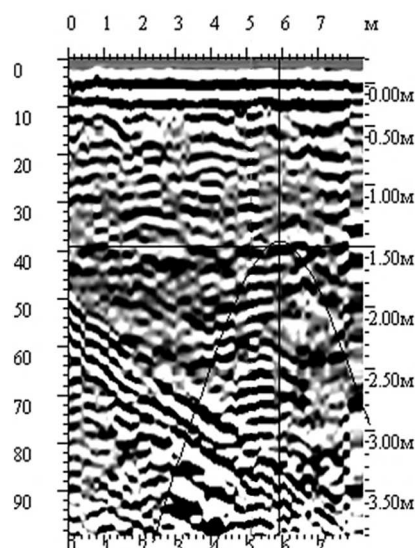


Рисунок 1 – Пример дифракционной картины, полученной с помощью георадара серии «Око» с приёмной антенной АБ-400

Основными параметрами, определяющими методику съемки, и соответственно выбор антенных блоков являются: необходимая глубина исследования и размер структурных элементов (слоев или локальных объектов) которые необходимо выявить. В соответствии с этими величинами выбираются антенные блоки с определенной глубиной зондирования и разрешающей способностью [1, 2, 6].

Глубина зондирования – максимальная глубина отражающего объекта. Например, если задача состоит в определении местоположения объекта, расположенного приблизительно на глубине 3 м, обнаружить его возможно с помощью антенн, глубина зондирования которых превышает заданную глубину.

Так же существует понятие разрешающей способности. Разрешающей способностью называют минимальное расстояние по глубине, на котором могут быть различимы два отражающих объекта или их детали. В практическом значении, для успешного решения задачи необходимо, чтобы толщина слоев превышала значение разрешающей способности по глубине для выбранной антенны.

Широкое распространение в России получили георадары компании «ЛОГИС» серии «ОКО». Они характеризуются широким спектром предоставляемого основного и вспомогательного оборудования.

Антенный блок, включает в свой состав приёмно-передающие антенны, передающие и приёмные устройства и системы обработки информации. Тип антенного блока определяет глубину зондирования и разрешающую способность георадара. Прибор может комплектоваться несколькими антенными блоками для выполнения разных задач. Блок обработки, управления и индикации, как правило, ноутбуки различных типов с операционной системой Windows.

Телескопическая штанга, служит для перемещения георадара. Датчик перемещения, позволяет осуществлять точную привязку по расстоянию на местности. Измеритель пути, позволяет определять расстояние на местности. Соединительные оптические кабели, служат для передачи информации и сигналов и позволяют повысить качество радиолокационного сигнала.

Антенные блоки георадара «Око-2» – сменные, состоят из приемного и передающего блоков. Обработка данных георадиолокации, полученных при помощи георадара, осуществляется при помощи программы «GeoScan 32».

Сущность обработки состоит, прежде всего, в выделении полезного сигнала на фоне помех и шума и расшифровки дифракционных снимков. С помощью разнообразных приемов преобразования сигналов помехи ослабляются или удаляются с записи, а полезные сигналы выделяются.

В процессе интерпретации дифракционных снимков выделяются границы слоев в обследуемой толще. Для определения мощностей полученных слоев необходимо знать свойства слагающих их пород [3, 5, 7].

Для того чтобы указанный способ был реализован в промышленности, он должен давать существенный экономический эффект и быть достаточно технологичным. Особенно это важно для месторождений, где резко выражены различия в прочностных свойствах горных пород, слагающих массивы.

Заключение

На основе вышеизложенного можно сформулировать способ работы с георадаром, включающий следующие основные операции:

– в соответствии с необходимой глубиной исследований и размером структурных элементов выбирается антенный блок с определенной глубиной зондирования и разрешающей способностью;



- при перемещении антенного блока георадара вдоль профиля производится георадарная съемка;
- при проведении георадарной съемки производится замер длины выполненного профиля измерительным колесом;
- при использовании геологической информации о существующих на данном месторождении породах производится привязка полученных дифракционных снимков к строению взрываемого блока;
- на основе полученных данных о геологическом строении блока, производят выбор параметров БВР в зависимости от прочностных характеристик участков взрываемого блока, при этом параметры БВР для разных по крепости пород выбираются как для блоков пород с разными свойствами [8, 9, 10, 11, 12].

Литература

1. Семейкин Н.П. [и др.]. Геофизические приборы нового поколения // ГИАБ. – 2008. – № 12. – С. 203–210.
2. Кулижников А.М., Бурда С.Н., Белозеров А.А. Применение георадаров для разведки и оценки запасов дорожно-строительных материалов. – М. : Горный журнал. – 2004. – № 3. – С. 86–87.
3. Совмен В.К. [и др.]. Сейсмическая безопасность при взрывных работах. – М. : Горная книга, 2012. – 228 с.
4. Кутузов Б.Н. Методы ведения взрывных работ : учебник для вузов. – М.: Горная книга, 2009. – Ч. 1: Разрушение горных пород взрывом. – 2-е изд., стер. – 471 с.
5. Gorokhov N.L. The mathematical formulation and numerical implementation of dynamic problems of geomechanics using finite element method // Scientific Reports on Resource Issues. – International University of Resources Frierberg, 2011. – Vol. 1. – P. 205–211.
6. Эквист Б.В., Коротков В.Л. Применение георадиолокации для детализации взрываемых массивов // Norwegian Journal of the international Science. – 2018. – № 17. – Vol. 1. – P. 58–67. – ISSN 3453-9875
7. Mehdi Hosseini, Mehdi Seifi Baghikhani. Analysing the Ground Vibration Due to Blasting at AlvandQoly Limestone Mine // International Journal of Mining Engineering and Mineral Processing. – 2013. – № 2 (2). – P. 17–23. – DOI: 10.5923/j.mining.20130202.01
8. Chan Kuang Hiyeu, Nguyen Din Ahn, Nkhy Van Fuk, Belin V.A. Pilot studies of influence of diameter of explosive wells on seismic action of explosions on Nuybeo coal mine. Explosive technologies / conference materials. – Hanoi, Vietnam, 2015. – P. 252–255.
9. Аленичев И.А. Корректировка удельного расхода взрывчатого вещества // ГИАБ. – 2016. – № 7. – С. 364–373.
10. Казаков Н.Н., Шляпин А.В., Лапиков И.Н. Дробление породы в верхнем слое карьерного уступа, с учетом трещиноватости горных пород // Сборник «Взрывное дело». – Изд. МВК по взрывному делу, 2015. – № 114/71. – С. 56–70.
11. Hudaverdi T., Kulatilake P., Kuzu S. Prediction of blast fragmentation using multivariate analysis procedures // Int. J. Anal. Meth. Geomech. – 2010. – P. 957. – DOI 10.1002
12. Самсонов Б.Г. Основы объективного мониторинга геологической среды на предприятиях по разведке, добычи и использованию атомного сырья. – М. : Центр содействия социально- экологическим инициативам атомной отрасли, 2010. – 120 с.

References

1. Semeykin N.P. [et al.]. Geophysical instruments of new generation // GIAB. – 2008. – № 12. – P. 203–210.
2. Kulizhnikov A.M., Burda S.N., Belozarov A.A. GPR application for the exploration and estimation of the road-building materials reserves. – M. : Gornyj Zhurnal. – 2004. – № 3. – P. 86–87.
3. Sovmen V.K. [et al.]. Seismic safety at explosion works. – M. : Mining Book, 2012. – 228 p.
4. Kutuzov B.N. Methods of blasting: a textbook for universities. – M. : Mining Book, 2009. – Part 1: The destruction of rocks by explosion. – 2nd ed., er. – 471 p.
5. Gorokhov N.L. The mathematical and numerical implementation of dynamic problems of geo-mechanics using finite element method / Scientific Reports on Resource Issues. – International University of Resources Frierberg, 2011. – Vol. 1. – P. 205–211.
6. Equist B.V., Korotkov V.L. Application of GPR for Details of Exploding Arrays // Norwegian Journal of the International Science. – 2018. – № 17. – Vol. 1. – P. 58–67. – ISSN 3453-9875
7. Mehdi Hosseini, Mehdi Seifi Baghikhani. Analysing the Ground Vibration Due to Blasting at AlvandQoly Limestone Mine // International Journal of Mining Engineering and Mineral Processing. – 2013. – № 2 (2). – P. 17–23. – DOI: 10.5923/j.mining.20130202.01
8. Chan Kuang Hiyeu, Nguyen Din Ahn, Nkhy Van Fuk, Belin V.A. Pilot studies of influence of diameter of explosive wells on seismic action of explosions on Nuybeo coal mine. Explosive technologies / conference materials. – Hanoi, Vietnam, 2015. – P. 252–255.
9. Alenichev I.A. Correction of a specific explosive consumption (in Russian) // GIAB. – 2016. – № 7. – P. 364–373.
10. Kazakov N.N., Shlyapin A.V., Lapikov I.N. Rock crushing in the upper layer of a career ledge, with account of the rock fractures // Collection «Blasting business». – Published by MVK on Explosives, 2015. – № 114/71. – P. 56–70.
11. Hudaverdi T., Kulatilake P., Kuzu S. Prediction of blast fragmentation using multivariate analysis procedures // Int. J. Anal. Meth. Geomech. – 2010. – P. 957. – DOI 10.1002
12. Samsonov B.G. Basics of Objective Monitoring of Geological Environment at the Enterprises on Exploration, Production and Use of Nuclear Raw Materials. – M. : Centre for Assistance to Social and Environmental Initiatives of Nuclear Industry, 2010. – 120 p.



УДК 550.8:553.98

МЕТОДЫ ЧАСТОТНО-РЕЗОНАНСНОЙ ОБРАБОТКИ СПУТНИКОВЫХ СНИМКОВ И ФОТОСНИМКОВ: РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ НА УЧАСТКАХ БУРЕНИЯ СКВАЖИН



METHODS OF FREQUENCY-RESONANCE PROCESSING OF SATELLITE IMAGES AND PHOTO IMAGES: RESULTS OF APPROBATION AT WELL DRILLING SITES

Якимчук Николай Андреевич

член корреспондент НАН Украины,
доктор физико-математических наук,
профессор, директор,
Институт прикладных проблем экологии,
геофизики и геохимии
yakymchuk@gmail.com

Корчагин Игнат Николаевич

доктор физико-математических наук,
профессор, ведущий научный сотрудник,
Институт геофизики им. С.И. Субботина НАНУ
korchagin.i.n@gmail.com

Аннотация. Представлены материалы апробации мобильных прямопоисковых методов на участках бурения скважин в различных регионах мира: шельф Аляски, Перу, Анголы и Уругвая, Северное и Баренцево моря, участки в Таджикистане, ОАЭ, бассейне Тарим (Китай) и Англии. Выполненные исследования подтвердили целесообразность проведения дополнительных работ с применением прямопоисковых методов при выборе площадок для их заложения.

Разрабатываемая мобильная и малозатратная технология включает модифицированные методы частотно-резонансной обработки и декодирования спутниковых снимков и фотографий, вертикального электрорезонансного зондирования (сканирования) разреза, а также методику интегральной оценки перспектив нефтегазоносности и рудоносности крупных поисковых блоков и лицензионных участков. Отдельные методы этой прямопоисковой технологии базируются на принципах «вещественной» парадигмы геофизических исследований, сущность которой состоит в поиске конкретного (искомого в каждом конкретном случае) вещества – нефти, газа, газоконденсата, золота, цинка, урана, и т.д.

В пределах глубинных каналов (вулканов), заполненных осадочными породами 1–6 групп, практически всегда регистрируются сигналы (отклики) на резонансных частотах углеводородов (УВ) и во многих случаях янтаря. Сигналы на частотах нефти, конденсата и газа также регистрируются достаточно часто в вулканах, заполненных известняками. В вулканических комплексах, заполненных осадочными породами 8–10-ой групп (доломиты, мергели, кремнистые породы), отклики на частотах нефти, конденсата и газа ни разу не зарегистрированы. На многих участках обследования, в контурах фиксации откликов от УВ подтверждено существование границы 57 км, в районе которой происходит синтез нефти, конденсата, газа и янтаря из мигрирующих снизу водорода и углерода. На открытом месторождении Jebel Ali в ОАЭ сканированием в разрезе выделены перспективные на газ интервалы (с интенсивными откликами на частотах газа) в глубоко залегающих интервалах раз-

Yakimchuk Nikolay Andreyevich

Member of the Correspondent of the National Academy of Sciences of Ukraine,
Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Professor, director,
Institute of Applied Environmental Problems, geophysicists and geochemists
yakymchuk@gmail.com

Korchagin Ignat Nikolaevich

Doctor of Physical and Mathematical Sciences,
Professor, Leading researcher,
Institute of Geophysics. S.I. Subbotin NASU
korchagin.i.n@gmail.com

Annotation. The materials of mobile direct-prospecting methods testing at well drilling sites in various regions of the world are presented: the offshore of Alaska, Peru, Angola and Uruguay, the North and Barents Seas, sites in Tajikistan, the United Arab Emirates, the Tarim Basin (China) and England. The performed studies have confirmed the feasibility of additional works conducting with using direct-prospecting methods when choosing sites for their laying.

The developed mobile and low-cost technology includes modified methods of frequency-resonance processing and decoding of satellite images and photo images, vertical electric-resonance sounding (scanning) of a cross-section, as well as a method of integrated assessment of the prospects of oil and gas potential of large prospecting blocks and license areas. Separate methods of this direct-prospecting technology are based on the principles of the «substance» paradigm of geophysical research, the essence of which is to search for a specific substance – oil, gas, gas condensate, gold, zinc, etc.

Within deep channels (volcanoes), filled with sedimentary rocks of 1-6 groups, signals (responses) are almost always recorded at the resonant frequencies of hydrocarbons (HC) and, in many cases, amber. Signals at the frequencies of oil, condensate and gas are also recorded quite often in volcanoes, filled with limestone. In volcanic complexes filled with sedimentary rocks of 8–10 groups (dolomites, marls, siliceous rocks), responses at frequencies of oil, condensate, and gas have never been recorded. In many areas of the survey, in the contours of responses from the HC recording, the existence of a 57 km boundary was confirmed, in the region of which oil, condensate, gas and amber are synthesized from hydrogen and carbon migrating from below. At the open gas field Jebel Ali in the UAE, by the cross-section scanning promising gas intervals (with in-



реза. Это позволяет предположить, что общие объемы газа на месторождении могут быть существенно больше официально заявленных.

В целом, результаты проведенных экспериментальных исследований с использованием разработанных прямопоисковых методов свидетельствуют об их работоспособности и эффективности. Целесообразность проведения дальнейших исследований в этом направлении (использовании частотно-резонансного принципа регистрации полезных сигналов для разработки малозатратных и мобильных методов «прямых» поисков горючих и рудных полезных ископаемых) не вызывает сомнений. Мобильный метод интегральной оценки перспектив нефтегазоносности и рудоносности предоставляет возможность существенным образом ускорить и оптимизировать геологоразведочный процесс на горючие и рудные полезные ископаемые. Апробированная мобильная технология частотно-резонансной обработки спутниковых снимков и фотоснимков рекомендуется для практического применения в различных регионах земного шара с целью предварительной оценки перспектив нефтегазоносности и рудоносности слабоизученных и неизученных поисковых блоков и локальных участков.

Ключевые слова: прямые поиски, вертикальный канал, вулкан, глубинное строение, разрез, нефть, газ, водород, янтарь, соль, химические элементы, спутниковые данные, мобильная технология, аномалия, обработка данных ДЗЗ, интерпретация, вертикальное зондирование.

tense responses at gas frequencies) in deep-lying horizons of the cross-section were revealed. This suggests that the total gas volumes on the field may be significantly larger than officially declared.

In general, the results of experimental studies using the developed direct-prospecting methods indicate their performance and effectiveness. The feasibility of further research in this direction (using the frequency-resonance principle of useful signals registering to develop low-cost and mobile methods of «direct» searches for minerals of different type) is not in doubt. The mobile method of integrated assessment of the prospects of oil and gas and ore availability provides an opportunity to significantly accelerate and optimize the geological exploration process for combustible and ore minerals. The proven mobile technology of frequency-resonance processing of satellite images and photographs is recommended for practical use in various regions of the globe in order to preliminary assess the prospects of hydrocarbons and ore potential of poorly studied and unexplored prospecting blocks and local areas.

Keywords: direct prospecting, vertical channel, volcano, deep structure, cross-section, oil, gas, hydrogen, amber, salt, chemical elements, satellite data, mobile technology, anomaly, remote sensing data processing, interpretation, vertical sounding.

Введение

На протяжении многих лет авторы целенаправленно проводят исследования в рамках проблемы разработки мобильных и малозатратных методов и технологий «прямых» поисков и разведки рудных и горючих полезных ископаемых, а также воды [7–8, 11]. В 2018 г. началось тестирование модифицированных частотно-резонансных методов обработки спутниковых снимков и фотоснимков, а также разработанной на их основе методики оперативной интегральной оценки перспектив нефтегазоносности (рудоносности, водоносности) крупных поисковых блоков и локальных участков [12–19]. Эти мобильные прямопоисковые методы прошли широкую апробацию при проведении геофизических исследований в Украинской морской антарктической экспедиции в ноябре-декабре 2018 г. [12]. Полученные в экспедиции результаты продемонстрировали их работоспособность и эффективность, а также возможность (и целесообразность) использования при решении разнообразных геолого-геофизических, гидрологических и инженерно-геологических задач. В 2019 г. апробация разработанных мобильных методов целенаправленно продолжалась в различных районах земного шара. В настоящей статье приводятся некоторые дополнительные материалы, полученные в процессе апробации мобильных методов на локальных участках бурения поисковых скважин на нефть и газ.

Методы исследований

Экспериментальные исследования рекогносцировочного характера на участках бурения скважин и некоторых площадях проведены с использованием технологии частотно-резонансной обработки и декодирования спутниковых снимков и фотоснимков и методики интегральной оценки перспектив нефтегазоносности локальных участков и крупных блоков [12–13]. В модифицированных методах этой технологии целенаправленно применяются базы (наборы, коллекции) химических элементов, минералов, образцов нефти и конденсата, а также осадочных, магматических и метаморфических пород, резонансные частоты которых используются в процессе обработки спутниковых снимков. Коллекция образцов нефти в используемой базе включает 117 экземпляров, газоконденсата – 15 образцов (рис. 1).

База осадочных пород состоит из 12 групп: 1) псефиты, конгломераты мономинеральные (22 образца); 2) псаммиты (18); 3) алевроиты, аргиллиты, глины (6); 4) аргиллиты каолининовые (6); 5) глины каолининовые (10); 6) осадочно-вулканокластические породы (9); 7) известняки (24); 8) доломиты (11); 9) мергели (10); 10) кремнистые породы (13); 11) соль (3); 12) уголь (3).

Коллекция фотоснимков магматических и метаморфических пород включает 18 групп: 1) граниты и риолиты (29 образцов); 2) гранодиориты и дациты (7); 3) сиениты и трахиты (18); 4) диориты и



При проведении исследований на локальных участках или в пределах крупных блоков (а также их более мелких фрагментов) выполняется следующая последовательность действий.

1. На начальном шаге работ с использованием имеющихся частот образцов углеводородов (нефти, газоконденсата и газа) устанавливается наличие (или отсутствие) в пределах блока (участка, локальной площадки) обследования возможных скоплений нефти, газа и конденсата. На этом же шаге обработки снимков оценивается наличие в разрезе некоторых других минералов и химических элементов – янтаря, угля, воды, сланцевого газа, газогидратов, углерода, водорода, кислорода.

2. Определяются группы осадочных пород, которые присутствуют в разрезе обследуемого участка.

3. Устанавливаются присутствующие в разрезе группы магматических и метаморфических пород.

4. С применением методики вертикального зондирования (сканирования) разреза проводится определение глубин залегания установленных в пределах участков обследования групп осадочных, а также магматических и метаморфических пород.

5. Оцениваются глубины залегания (интервалы наличия) и мощности отдельных типов флюидов и минералов, присутствие которых в разрезе было установлено на начальных шагах обработки снимков.

Для демонстрации потенциальных возможностей используемой прямопоисковой технологии неоднократно проводилось обследование локальных участков (зон) расположения пробуренных, находящихся в процессе бурения и проектных скважин. Исследования в этом направлении продолжают с целью установления возможных причин отрицательных результатов бурения.

Самая дорогая скважина на шельфе Аляски

Информация о самой дорогой в истории нефтяной промышленности «сухой» разведочной скважины Муклук на шельфе Аляски приводится во многих документах и статьях, в том числе и в [10, 39].

Спутниковый снимок Северного склона Аляски представлен на рис. 2. Маркером с символом М показано положение скважины Муклук (координаты точки: 70.683342° N, 150.919968° W или 70°41'0.031" N, 150°55'11.885" W). Маркерами с символами К и Р обозначены точки в пределах нефтяных месторождений Купарук-Ривер и Прадхо-Бей. Координаты этих точек заимствованы из сайтов Wikipedia.

В процессе проведения исследований выполнена частотно-резонансная обработка спутниковых снимков локальных участков территории, центры которых обозначены маркерами (рис. 3).

Участок расположения скважины Муклук. При частотно-резонансной обработке спутникового снимка участка расположения скважины Муклук (рис. 3а) отклики (сигналы) на частотах углеводородов (нефти, конденсата и газа) не зафиксированы. Не получены также отклики от янтаря, горючего сланца, газогидратов, льда, угля, антрацита, водорода, воды, воды «мертвой», соли калий-магниевого, соли натрий-хлористой.



Рисунок 2 – Спутниковый снимок Северного склона Аляски; маркерами обозначены (слева направо) центры следующих локальных участков обработки: М) скважины Муклук; К) нефтяного месторождения Купарук-Ривер; Р) нефтяного месторождения Прадхо-Бей



С поверхности зафиксированы отклики от 9 и 10 групп осадочных пород, от всех групп магматических пород сигналы не получены.

На поверхности 50 км получены отклики из нижней части разреза только от 10 группы осадочных пород (кремнистые породы). Фиксацией откликов на различных глубинах (50, 150, 250, 350, 450, 550, 470 км) корень канала (вулкана), заполненного породами 10-ой группы, установлен на глубине 470 км.

Отметим еще раз, что в вулканических постройках, заполненных породами такого типа (кремнистыми), отклики на частотах УВ ранее ни разу не фиксировались.

Участок нефтяного месторождения Купарук-Ривер. При обработке спутникового снимка локального участка месторождения (рис. 3б) с поверхности зафиксированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата (очень слабый), газа (слабый) и янтаря. Отклики от горючего сланца, газогидратов, льда, угля, антрацита, водорода, воды, «мертвой» воды, соли калий-магниевого, соли натрий-хлористой не получены.

Зафиксированы сигналы от 1 (слабый), 2 (слабый), 3, 4, 5 (слабый), 6 (слабый) и 10 групп осадочных пород, а также 1 (граниты) и 11 (кимберлиты) групп магматических. Отклики от алмазов отсутствовали.

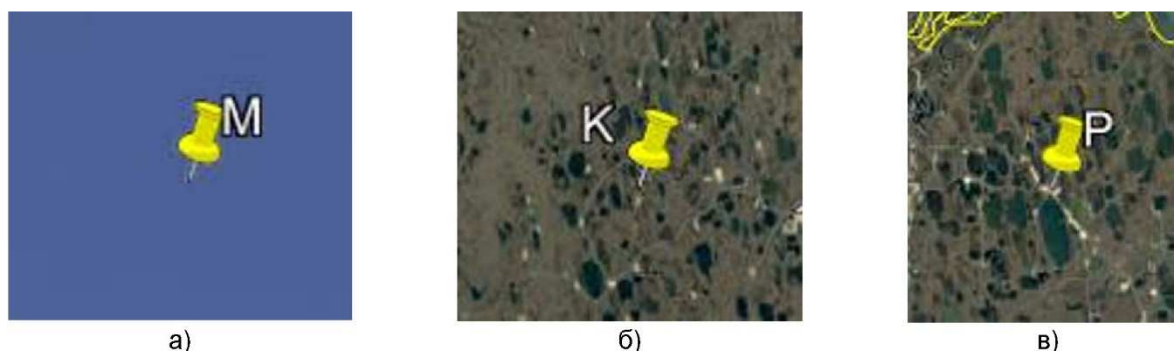


Рисунок 3 – Спутниковые снимки локальных участков расположения скважины Муклук (а), нефтяного месторождения Купарук-Ривер (б) и нефтяного месторождения Прадхо-Бей (в)

На поверхностях 5, 6, 10 и 50 км отклики из нижней части разреза от 1–5 групп осадочных пород отсутствовали. Сигналы от этих групп пород зафиксированы на поверхности 5 км из верхней части разреза. Отклики от 10-ой группы осадочных пород фиксируются из интервала 4–5 км до интервала 20–21 км. Сигналы от 1-ой группы магматических пород зарегистрированы с 20–21 км до 23–24 км. Отклики от 11-ой группы магматических пород прослежены в интервале 23–24 км – 195–196 км.

Участок обследования на рис. 6б расположен вне центральной части вулкана, заполненного осадочными породами. В вулканических комплексах, заполненных осадочными породами 1–6 групп практически всегда фиксируются сигналы на частотах углеводородов (нефти, газа, конденсата) и янтаря.

Участок нефтяного месторождения Прадхо-Бей. В процессе обработки спутникового снимка локального участка месторождения (рис. 3в) с поверхности зафиксированы отклики на резонансных частотах нефти, конденсата, газа. Отклики от янтаря, горючего сланца, газогидратов, льда, угля, антрацита, водорода, воды, «мертвой» воды, соли калий-магниевого, соли натрий-хлористой не получены.

С поверхности зарегистрированы отклики от 7 и 10 групп осадочных пород, а также 1 и 11 групп магматических. Отклики от 7-ой группы осадочных пород (карбонаты, известняки) фиксировались до глубин 4–5 км, десятой группы – в интервале 5–18 км.

Сигналы от 1-ой группы магматических пород получены из интервала глубин 19–25 км, а 11-ой группы – из интервала 26–195 км.

Участок обследования на рисунке 6в расположен вне центральной части вулкана, заполненного осадочными породами 7-ой группы (карбонаты, известняки). В вулканических комплексах, заполненных известняками, практически всегда фиксируются сигналы на частотах углеводородов (нефти, газа, конденсата), отклики от янтаря в пределах таких каналов (вулканов) отсутствуют.

Основные выводы: в вулканах, заполненных осадочными породами 10-й группы (кремнистые породы), сигналы на частотах УВ ни разу не фиксировались. В вулканах осадочных пород 1–6 групп, а также 7-ой группы (известняки), сигналы на частотах УВ фиксируются практически всегда.

Участок бурения скважины на шельфе Перу

Информация о бурении поисковой скважины Magina-1 в пределах Блока Z-38 (рис. 4) на шельфе Перу приводится в документе на сайте [24]. Положение скважины в пределах Блока Z-38 показано на рисунке 5 [41]. Координаты скважины (точки на рис. 5) – 3°36'56.988" S, 81°0'47.988" W – определены по положению бурового судна.



Отметим сначала, что экспериментальные исследования на участке проведены до завершения бурения скважины.

На первом этапе работ проведена частотно-резонансная обработка локального участка в районе точки бурения, обозначенного на рис. 5 прямоугольным контуром. С поверхности при обработке этого фрагмента снимка отклики (сигналы) на частотах нефти, конденсата и газа не зафиксированы! Не получены также сигналы от янтаря, горючего сланца, газогидратов, льда, воды, «мертвой воды», угля, водорода, соли калий-магниево-натриевой, соли натрия хлористой, бурого угля, антрацита.

Зафиксированы отклики только от 10-й группы осадочных пород (кремнистые породы). Сигналы от всех групп магматических пород не зафиксированы.

Фиксацией откликов на различных глубинах (50, 150, 250, 350, 450, 550, 470 км) корень канала (вулкана), заполненного кремнистыми породами определен на глубине 470 км.

Оперативно проведенные исследования (измерения сигналов на частотах УВ) позволили сделать вывод, что вероятность получения коммерческих притоков нефти, конденсата и газа в скважине Marina-1 после завершения ее бурения близка к нулю!

На втором этапе работ выполнена интегральная оценка перспектив нефтегазоносности более крупного блока – обработан спутниковый снимок на рисунке 5.

При обработке этого снимка с поверхности зафиксированы отклики от нефти (очень слабые), конденсата (сильнее), газа (сильнее), янтаря, горючего сланца. Не получены сигналы от брекчии аргиллитовой, газогидратов, льда, угля, бурого угля, антрацита, водорода, воды, «мертвой» воды, железной руды, алмазов, соли калий-магниево-натриевой, соли натрия хлористой.

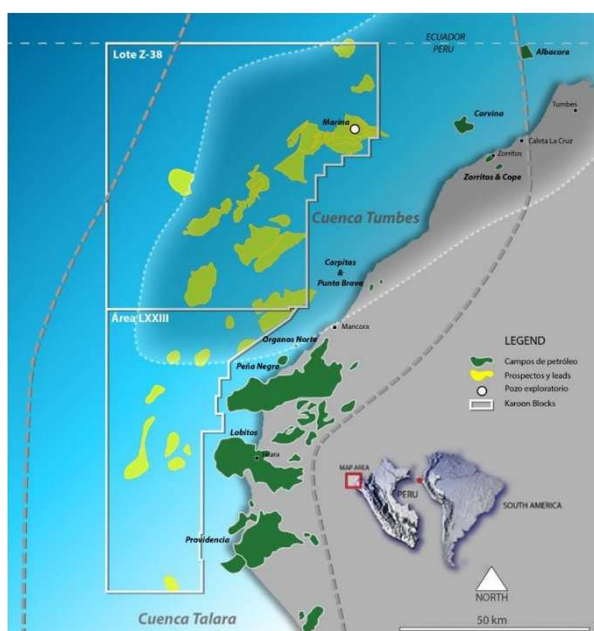


Рисунок 4 – Карта-схема расположения блока Z-38 и поисковой скважины Marina-1 в бассейне Tumbes на шельфе Перу [41]



Рисунок 5 – Спутниковые снимки участка бурения поисковой скважины Marina-1 (Block Z-38) на шельфе Перу: положение скважины обозначено маркером

Зафиксированы отклики от 1 (слабый), 2, 3, 4, 5, 7 и 10 групп осадочных пород. Сигналы от всех групп магматических пород не получены.

Сигналы от 2-ой группы осадочных пород зафиксированы на поверхности 4 км, на поверхности 5 км сигналы отсутствовали.

На поверхности 5 км из верхней части разреза фиксировались отклики от 1-5 групп осадочных пород, от 6-7 групп сигналы не получены.

Отклики от 7-ой группы осадочных пород (известняки) фиксировались из нижней части разреза на поверхностях 5, 7, 9 и 10 км, на глубинах 11 и 12 км сигналы отсутствовали.

Фиксацией откликов на различных глубинах (50, 150, 250, 350, 450, 550, 470 км) корень канала (вулкана), заполненного кремнистыми породами определен на глубине 470 км.

Дальнейшие исследования в пределах Блока Z-38 не проводились.

Официальная информация о результатах бурения скважины Marina-1 появилась на сайтах Интернета 17 февраля 2020 г. [37]. *Промышленные притоки флюидов в скважине не получены – прогноз по результатам частотно-резонансной обработки спутникового снимка площадки бурения подтвержден бурением.*



Поисковые блоки на шельфе Анголы

Информация о планируемом бурении двух поисковых скважин в пределах блоков 48 и 32 на шельфе Анголы представлена в документе [40]. Отметим также, что скважина в пределах блока 48 будет самой глубоководной в мире.

Используя карту-схему расположения лицензионных блоков на шельфе Анголы (рис. 6) подготовлены спутниковые снимки двух блоков для последующей обработки (рис. 7).

Блок 48. При частотно-резонансной обработке снимка блока (рис. 7а) с поверхности не зарегистрированы отклики от углеводородов (нефть, конденсат, газ), водорода, мертвой воды, соли калий-магниевой; получены сигналы от воды и соли.

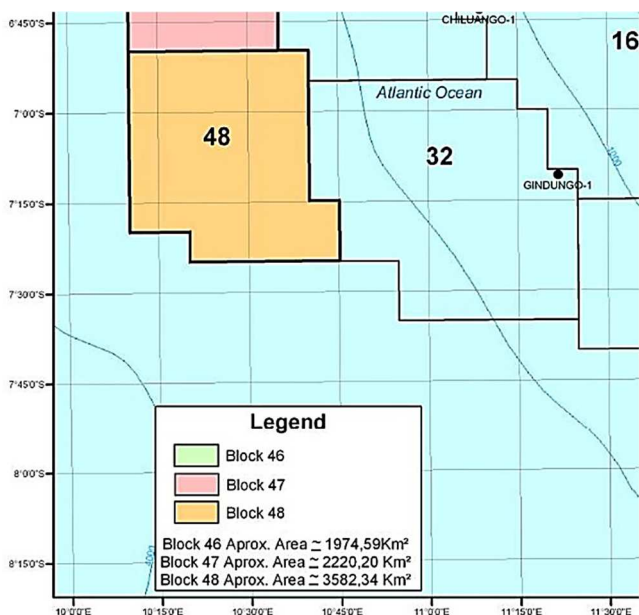


Рисунок 6 – Карта-схема расположения поисковых блоков 48 и 32 на шельфе Анголы



а)



б)

Рисунок 7 – Спутниковые снимки поисковых блоков 48 (а) и 32 (б) на шельфе Анголы

Зафиксирован интенсивный сигнал только от 8-ой группы осадочных пород (доломиты), отклики от магматических пород не зарегистрированы.

На поверхности 5 км отклики от соли получены из верхней части разреза, из нижней части сигналы отсутствовали.

Фиксацией откликов на различных глубинах (5, 50, 150, 250, 350, 450, 550, 400, 470 км), корень канала (вулкана), заполненного доломитами, определен на глубине 470 км.

Блок 32. При обработке снимка блока (рис. 7б) с поверхности зафиксированы сигналы от нефти (слабый), конденсата, газа, янтаря, горючего сланца, брекчии аргиллитовой, угля, антрацита, воды, мертвой воды; отклики не получены от горючего сланца, льда, водорода, бурого угля, железной руды, алмазов, соли и соли калий-магниевой.

Зарегистрированы сигналы от 1, 2, 3, 4, 5 и 6 групп осадочных пород, от магматических пород отклики отсутствовали.

Фиксацией откликов от 2-ой группы осадочных пород на различных глубинах (5, 50, 150, 250, 450, 550, 470 км) корень вулкана осадочных пород определен на глубине 470 км.

Отклики на частотах нефти, конденсата, газа и янтаря зафиксированы на поверхностях 56(57) км.

Сигналы от воды получены на поверхностях 56, 60, 68 и 69 км, от мертвой воды – на поверхностях 56 и 59 км, а на 60 км откликов уже не было.



Основной вывод: в вулканах, заполненных доломитами, сигналы на частотах УВ ни разу не фиксировались. При разбуривании обнаруженных сейсмическими исследованиями структур в пределах блока 48 вероятность получения коммерческих притоков флюидов будет очень низкой. В вулканах, заполненных осадочными породами 1-6 групп, сигналы на частотах УВ, а также янтаря фиксируются практически всегда.

Пустая скважина на шельфе Уругвая

В документе [40] также отмечается, что ранее самой глубоководной была пробуренная скважина Raya-1 в пределах Блока 14 на шельфе Уругвая. Промышленных притоков углеводородов в скважине не получено.

Положение Блока 14 и пустой скважины Raya-1 показано на рисунке 8 [21, 42], подготовленный для обработки спутниковый снимок блока – на рисунке 9.

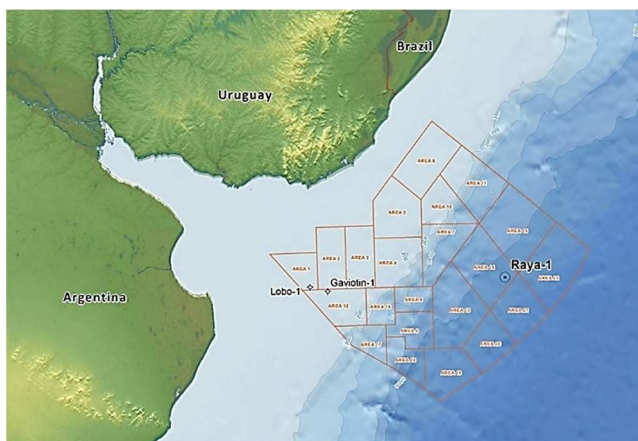


Рисунок 8 – Карта-схема расположения поискового блока 14 и пробуренной скважины Raya-1 на шельфе Уругвая [21]



Рисунок 9 – Спутниковый снимок поискового блока 14 на шельфе Уругвая и положение пробуренной скважины Raya-1 на шельфе Уругвая

В процессе частотно-резонансной обработки снимка (рис. 9) с поверхности не зафиксированы отклики от нефти, конденсата, газа, янтаря, водорода, воды, соли, от мертвой воды сигналы получены.

Зарегистрированы интенсивные сигналы только от 8-ой группы осадочных пород (доломиты), отклики от магматических пород не зарегистрированы.

Фиксацией откликов на различных глубинах (69, 60, 150, 250, 350, 450, 550, 470 км), корень канала (вулкана), заполненного доломитами, определен на глубине 470 км. Из верхней части разреза отклики от доломитов не получены на поверхности 3 км, а на поверхности 4 км зафиксированы.

Основной вывод: в вулканах, заполненных доломитами, сигналы на частотах УВ в очередной раз не зафиксированы.

Участки обследования в Северном море

Сведения о пробуренных скважинах в Северном море (в том числе и координаты) можно найти на сайтах Интернета.

Скважина 6508/1-3. Информация о результатах бурения сухой скважины 6508/1-3 в Северном море приведена на сайте [22]. Координаты скважины – 65°58'25.73"N, 08°09'49.06"E. Положение скважины на спутниковом снимке показано на рис. 10а. Проведена частотно-резонансная обработка небольшого фрагмента этого снимка в районе маркера.

В процессе обработки локального фрагмента снимка отклики от нефти, конденсата и газа не зафиксированы. Получены сигналы от 8-ой группы осадочных пород (доломиты). Корень глубинного канала (вулкана), заполненного этими породами определен на глубине 194 км (слой пластического состояния пород).

Отметим также, что на глубине 69 км зафиксированы также отклики от воды; сигналы от льда на этой поверхности отсутствовали с верхней и нижней частей разреза.

Скважина 16/5-7. Сведения о сухой скважине 16/5-7 в Северном море заимствованы с сайта [26]. Координаты скважины – 58°42'12.13"N, 02°31'08.81"E, ее положение на снимке показано на рис. 10б.

При частотно-резонансной обработке фрагмента этого снимка в районе скважины отклики от нефти, конденсата и газа не зарегистрированы. Как и на предыдущем участке, в районе скважины установлено наличие вулкана с корнем на 194 км, заполненного осадочными породами 8-ой группы (доломиты). Здесь также получены отклики от воды на поверхности 69 км.



Рисунок 10 – Положение пробуренных скважин в Северном море на спутниковых снимках

Скважина 32/4-3 S. Информация о проектной скважине 32/4-3 S представлена на сайте [27], ее координаты – 60°30'37,36"N, 04°09'18,03"E. Положение скважины в Северном море показано на рисунке 10в. На момент обработки фрагмента снимка бурение скважины еще не проводилось.

В процессе частотно-резонансной обработки фрагмента снимка на рис. 10в отклики от нефти, конденсата и газа не зарегистрированы. Получены сигналы от 9-ой группы осадочных пород (мергели). Корень вулкана, заполненного этими породами, зафиксирован на глубине 194 км. На этом участке также получены отклики от воды на поверхности 69 км.

Результаты бурения скважины 32/4-3 S приведены в информационном сообщении [25]. Как и следовало из результатов частотно-резонансной обработки спутникового снимка участка расположения скважины, она оказалась сухой.

Поисковый блок на шельфе Дании. В информационном сообщении [31] приводятся сведения о проекте переинтерпретации сейсмических материалов 3Д в пределах поискового блока на шельфе Дании. С использованием схемы расположения блока в Северном море, подготовлен спутниковый снимок этого района (рис. 11). Участок обработки обозначен на этом снимке прямоугольным контуром.



Рисунок 11 – Спутниковый снимок участка переинтерпретации сейсмических материалов на шельфе Дании в Северном море

При частотно-резонансной обработке фрагмента снимка на рис. 11 отклики от нефти, конденсата, газа, газогидратов, и янтаря не зарегистрированы. Получены сигналы только от 9-ой группы осадочных пород (мергели). Фиксацией откликов на различных глубинах корень вулкана, заполненного мергелями, определен на глубине 470 км.

Сигналы от воды в пределах блока также зафиксированы на поверхности 69 км.



Продуктивная скважина в Баренцевом море

20 августа 2019 г. на сайте [35] появилась информация об обнаружении скважиной 7324/6-1 (Sputnik) месторождения легкой нефти в Баренцевом море. Местоположение скважины в пределах блока PL 855 показано на рисунке (рис. 12) в документе сайта [35]. Координаты скважины (73°39'07.05"N, 24°58'35.39"E) заимствованы с сайта [36]. С их использованием подготовлен спутниковый снимок локального участка бурения (рис. 13) для последующей обработки.

В процессе частотно-резонансной обработки этого снимка получены отклики на частотах нефти, конденсата, газа (сильный), янтаря, угля и сланцевого газа.

Зафиксированы отклики от 1–6 групп осадочных пород – установлено наличие вулкана (канала) этих пород.

Отклики на частотах нефти, конденсата, газа и янтаря фиксировались при сканировании разреза до 57 км.

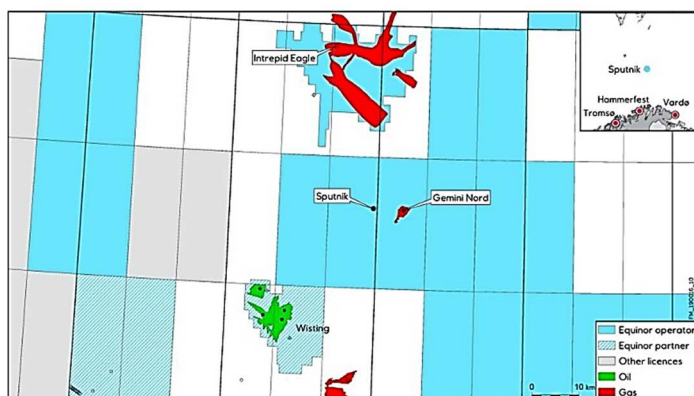


Рисунок 12 – Положение скважины 7324/6-1 «Sputnik» в пределах блока PL 855.



Рисунок 13 – Спутниковый снимок участка расположения скважины «Sputnik»

Участок бурения скважины в Таджикистане. На рисунке 14 показан фотоснимок монтажа скважины, пробуренной компанией «Газпром» в Таджикистане [9]. При частотно-резонансной обработке это снимка получены очень слабые сигналы от нефти, от конденсата и газа отклики не зарегистрированы.

На участке зафиксированы отклики только от 10-ой группы осадочных пород (кремнистые), сигналы от магматических пород отсутствовали. Фиксацией откликов на различных глубинах (50, 150, 450, 550, 470 км) корень вулкана кремнистых пород определен на глубине 470 км.

Дополнительно на поверхности 1.5 км из верхней части разреза получены отклики от 1-6 групп осадочных пород, а также от нефти. От других пород и конденсата, газа и янтаря сигналы не получены на этой поверхности из верхней части разреза.

Основной вывод: в вулканах, заполненных осадочными породами 10-й группы (кремнистые породы), сигналы на частотах УВ ни разу не фиксировались.



Рисунок 14 – Фотоснимок площадки монтажа скважины, пробуренной компанией «Газпром» в Таджикистане [9]



Рисунок 15 – Вид с воздуха на газовое месторождение Джебель-Али [32]

Газовое месторождение Jebel Ali (ОАЭ)

В документе [32] приводится информация об открытии в ОАЭ крупного газового месторождения Jebel Ali на границе между Abu Dhabi и Dubai.



Используемый для обработки фотоснимок участка расположения одной из скважин представлен на рисунке 15 [20].

В процессе частотно-резонансной обработки фотоснимка участка расположения скважины (рис. 15) с поверхности зарегистрированы отклики на частотах нефти (слабый), конденсата (сильнее), газа (сильный), янтаря и горючего сланца. Не получены сигналы от газогидратов, льда, угля, антрацита, водорода, бурого угля, соли калий-магниевого, воды; от мертвой воды отклики зафиксированы.

Зарегистрированы отклики от 1–6 групп осадочных пород, от магматических пород сигналы отсутствовали.

Фиксацией откликов от 2-ой группы пород на различных глубинах (50, 150, 250, 350, 450, 550, 470 км) корень канала (вулкана), заполненного осадочными породами 1–6 групп, зафиксирован на глубине 470 км.

Сканированием разреза с поверхности, с шагами 10 и 50 см отклики на частотах газа зафиксированы из следующих интервалов разреза: 1) 480–775 м; 2) 880–950 м; переход на шаг 1 м с 1 км; 3) 1550–(интенсивный)–2100 м; 4) 4730–5500–(сильный)–5770 м; 5) 9375–9600–(интенсивный)–10250 м; переход на шаг 5 м; 6) 11550–14380 м (до 15 км прослежено).

На поверхности 57 км зафиксированы сигналы от нефти (очень слабый), конденсата, газа и янтаря.

На поверхности 59 км отклики от воды отсутствовали, а от мертвой зафиксированы. А уже на поверхности 59.1 отклики от мертвой воды также отсутствовали.

Участки бурения глубоких скважин (бассейн Tarim, северо-запад Китая)

Продуктивная скважина Bozi № 9. Информация о продуктивной скважине Bozi № 9 (7,880 м) в бассейне Тарим приводится в информационных документах [23, 33]. Для проведения экспериментальных исследований был использован небольшой фрагмент фотоснимка участка со скважиной (рис. 16), заимствованного из документа [33].

При частотно-резонансной обработке фрагмента фотоснимка зафиксированы отклики от нефти (слабый), конденсата, газа, янтаря, горючего сланца (сильный), газогидратов (сильный), льда, угля, антрацита и воды; сигналы от водорода, бурого угля и соли не получены.

Фиксацией откликов на различных глубинах установлено наличие глубинного канала (вулкана) с корнем на отметке 470 км, заполненного осадочными породами 1–6 групп; отклики от магматических и метаморфических пород не зафиксированы.

Сигналы от нефти, конденсата, газа и янтаря зарегистрированы также на глубине (поверхности) 57 км. Отклики от воды получены на глубинах 57 км, 68 км и 69 км.

При сканировании разреза с поверхности с шагом 1 м отклики от нефти получены в следующих интервалах разреза: 1) 770–910 м; 2) 1785–(сильный)–2060 м; 3) 2645–2720 м (слабый); 4) 3090–(сильный)–3650 м (сильный); 5) 4245–4309 м (слабый); 6) 4935–5025 м (слабый); 7) 5856–6370 м; 8) 6993–(сильный)–7780 м; 9) 8215–(сильный) (очень сильный)–8800; 10) 9155–9375 (слабый); 11) 9910–(сильный)–10275; 12) 10895–(сильный) (очень сильный)–12830 м; 13) 13755–13900 м; 14) 14620–14850 м; (прослежено до 15 км).

На поверхности (глубине) 15 км из верхней и нижней частей разреза получены отклики от нефти, конденсата, газа, янтаря, горючего сланца, газогидратов (сильный), льда, угля, антрацита и воды.

Глубокая скважина № 1. Информация о самой глубокой скважине № 1 (8,882 м) в бассейне Тарим приводится в документе [38]. Обработан небольшой фрагмент фотоснимка участка со скважиной (рис. 17), заимствованного из документа [38].

В процессе частотно-резонансной обработки фрагмента фотоснимка отклики от нефти, конденсата, янтаря, горючих сланцев, газогидратов, угля и антрацита не получены. Зафиксированы сигналы от газа (слабые), воды и 8 (доломиты) и 11 (соль) групп осадочных пород. Отклики от магматических пород отсутствовали.



Рисунок 16 – Фотоснимок участка бурения скважины Bozi № 9 (Tarim Basin, Китай) [33]



Рисунок 17 – Фотоснимок участка бурения самой глубокой скважины № 1 (Tarim Basin) [38]



Корень канала (вулкана), заполненного доломитами, установлен на глубине 470 км.

Фиксацией откликов на различных глубинах установлено, что соль находится в интервале 2–9 км, а пласты газа расположены в соли.

Сканированием разреза с 2 км с шагом 50 см сигналы от газа получены из интервала 2440–2710 м. Для уточнения значений интервала дополнительно проведено сканирование с 2440 м с шагом 10 см. В результате, получены следующие уточненные интервалы откликов от газа: 1) 2455–2470 м; 2) 2495–2500 м; 3) 2562–2570 м; 4) 2635–2662 м; 5) 2698–2711 м.

Фиксацией откликов на различных глубинах и сканированием разреза с шагом 1 м с поверхности 3 км отклики от воды получены из интервала 3240–3370 м.

Участок добычи сланцевого газа в Англии

В начале октября на сайтах Интернета появилась информация о прекращении компанией Cuadrilla Resources [29] проведения гидроразрывов пласта (фрекинга) в скважине на Preston New Road (Lancashire, England) [28]. Основная причина сложившейся ситуации – землетрясение после проведения серии гидроразрывов в августе 2019 г.

В связи с этим, целесообразным стало решение провести обработку фотоснимка и спутникового снимка участка расположения скважины. Фотоснимок для обработки (рис. 18) был заимствован из информационного сообщения [28], а спутниковый снимок (рис. 19) с сайта компании Cuadrilla Resources [29].

Анализ спутникового снимка участка (рис. 19) показывает, что в его пределах фиксируются локальные участки (затемненные зоны) видимой водородной дегазации.

На начальном этапе осуществлялось только определение наличия (отсутствия) нефти, конденсата, газа и янтаря в разрезе участка обследования.

При обработке фотоснимка участка расположения скважины (рис. 18) зафиксированы отклики от нефти, конденсата, газа, сланцевого газа, янтаря, а также 1–6 групп осадочных пород. Корень канала (вулкана) осадочных пород установлен на глубине 470 км.

Сигналы от нефти, конденсата, газа и янтаря фиксировались до 57 км.



Рисунок 18 – Фотоснимок скважины на участке Preston New Road (Lancashire, England) [28]



Рисунок 19 – Спутниковый снимок скважины на участке Preston New Road (Lancashire, England) [29]

В процессе обработки спутникового снимка участка расположения скважины (рис. 19) зафиксированы отклики от нефти, конденсата, газа, сланцевого газа, янтаря, каменного угля, антрацита, водорода. Сигналы получены также от 1–6 групп осадочных пород. Корень канала (вулкана) осадочных пород определен на глубине 470 км.

Зарегистрированы также отклики от базальтов, они фиксировались до 95 км.

Обращаем внимание на следующее обстоятельство. При обработке спутникового снимка участка зафиксированы отклики от водорода и базальтов (6 группа магматических пород). Это указывает на то, что затемненные участки на снимке (рис. 19) в действительности являются локальными зонами водородной дегазации.

Учитывая это, снимки восьми таких локальных зон, обозначенных на рисунке 19 прямоугольными контурами, были обработаны отдельно. В результате, в пределах каждой из этих зон зафиксированы отклики от водорода и базальтов. Сигналы от базальтов фиксировались при этом до 95 км.



В заключение к этому разделу отметим, что на всех обследованных ранее участках добычи сланцевого газа обнаружены глубинные каналы миграции флюидов, химических элементов и минерального вещества, заполненные 1–6 группами осадочных пород.

Участок расположения скважины Чумпаловская-1

Использованы материалы из презентации [5]. Проведена частотно-резонансная обработка снимка на рисунке 20. Положение скважины на рисунке обозначено маркером.

С поверхности на участке обследования зарегистрированы отклики (сигналы) на резонансных частотах нефти, конденсата, газа, янтаря и угля, а также 1, 2, 3 (сильный), 4, 5 и 6 групп осадочных пород. Отклики от используемых наборов магматических пород не зарегистрированы.



Рисунок 20 – Спутниковый снимок участка расположения скважины Чумпаловская 1

Фиксацией откликов от 1-ой группы осадочных пород на различных глубинах в пределах обследованного участка установлено наличие глубинного канала, заполненного осадочными породами, с корнем на глубине 470 км.

Фиксацией откликов на разных глубинах от нефти, определено, что первые сигналы на частотах нефти могут быть получены из интервала глубин 4–5 км.

Сканирование разреза с целью определения интервалов откликов на резонансных частотах нефти: с 4000 м, шаг 1м: 1) 4750–5840 м; 2) 6275–6450 м; 3) 7750–8900 м; 4) 9770–9940 м; переход на шаг 5 м; 5) 10300–126000 м (прослежено до 15 км).

Определение интервалов откликов на частотах конденсата и газа не проводилось.

Результаты обследования участков бурения скважин в других регионах

Отметим еще, что авторы проводят (и будут проводить в дальнейшем) целенаправленное обследование участков бурения поисковых скважин в различных регионах мира, если в информационных сообщениях имеются сведения (координаты) об их расположении. В статье [15], в частности, приводятся результаты таких экспериментальных работ такого характера на участках расположения следующих скважин:

1. Поисковая скважина Мария-1 на Западно-Черноморском участке в Черном море.
2. Дополнительное обследование локального участка бурения скважины Мельник-1 на блоке Хан Аспарух в Черном море.
3. Локальный участок бурения поисковой скважины (координаты: 57°10.644'N, 001°07.066'E) в Северном море.
4. Район расположения скважины Brulpadda-1AX на шельфе ЮАР.
5. Участок бурения скважины на блоке Силистар (1-14 Хан Кубрат) на шельфе Болгарии в Черном море.
6. Участок расположения пробуренной скважины (координаты: 6°19'4.8"S, 10°53'33"E) на шельфе Анголы.
7. Участок расположения скважины Кекра-1 (координаты: 22°30'17"N, 66°6'49"E) на шельфе Пакистана: притоков УВ в скважине не получено.

Обратим внимание на следующее. В информационных сообщениях по скважине Кекра-1 отмечается, что стоимость бурения скважины составила 100 млн дол. США и еще 100 млн потрачено на операции по цементированию и бурению дополнительного ствола, чтобы достичь проектной глубины!



Выводы и заключение

Проведенные экспериментальные исследования с целью дополнительной апробации мобильных прямопоисковых методов на локальных участках расположения пробуренных скважин можно считать продолжением ранее выполненных работ, результаты которых представлены в опубликованных материалах [12–19]. Сформулированные в этих публикациях выводы справедливы в целом и по отношению материалам настоящей статьи.

Еще раз обратим внимание на отличительную особенность прямопоисковых частотно-резонансных методов. В отличие от классических геофизических, используемые методы позволяют наполнять изучаемый разрез соответствующими комплексами осадочных, метаморфических и магматических пород, а также определять интервалы разреза, перспективные на обнаружение горючих и рудных полезных ископаемых, сразу, в процессе проведения измерений (регистрации сигналов) разработанными аппаратурно-измерительными устройствами (т.е. без дополнительных этапов моделирования и геологической интерпретации результатов геофизических измерений). В настоящей статье, а также в других опубликованных материалах акцент делается на представление результатов измерений.

В поисковом-разведочном процессе на нефть и газ основная часть ресурсов уходит на бурение скважин. К сожалению, коэффициент успешности бурения поисковых скважин невысокий. Согласно [2, 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.

Выполненные исследования на участках бурения поисковых скважин на нефть и газ на суше и шельфе в различных регионах мира подтвердили целесообразность проведения дополнительных работ с применением прямопоисковых методов при выборе площадок для их заложения.

На целесообразность применения прямопоисковых технологий в настоящее время обращают внимание и другие исследователи. Так, авторы статьи [6, с. 36] констатируют: «Эффективность поисковых работ на нефть и газ на суше Украины составляет примерно 30 %, а на Черноморском шельфе – еще ниже. Если проблема коллекторов в карбонатных и терригенных комплексах иногда решается геофизическим прогнозированием разуплотненных зон в разрезе, то для разбраковки этих объектов на нефтегазонасыщенные и «пустые» (водоносные) надежных традиционных методов нет. Поэтому эффективность поисковых работ на нефть и газ довольно низкая.

Из-за этого заслуживают внедрения новейшие нетрадиционные методы прогнозирования скоплений углеводородов в ловушках разного типа, в том числе метод электрофизического прогнозирования нефтегазонасыщенности, методы дистанционного зондирования и другие современные геофизические технологии, эффективность использования которых подтвердило дальнейшее поисковое бурение».

В статье [3, с. 193], посвященной проблемам «синклинальной» нефти, Карпов В.А. отмечает: «Следует признать, что достигнутая за многие годы успешность ГРП на УВ, уже не может быть увеличена путем совершенствования методики, внедрения различных инноваций, если продолжать разбуривать положительные структуры, если не перейти к картированию непосредственно скоплений УВ, независимо от структурной характеристики, к использованию различных технологий «прямых» методов». В другой своей статье [4, с. 141] он утверждает: «Представляется, что и «синклинальное» направление ожидает подобная судьба: рано или поздно им займутся все компании. И это случится тогда, когда от поиска структур они (компании) перейдут к поиску нефти, к прямому поиску нефти».

Согласно материалам Rystad Energy [30, 34] за последние три года в мире было пробурено 95 «импактных» (особо важных) скважин, причем 40 из них привели к открытиям скоплений УВ. Успешность бурения по данным Rystad Energy составляет 42 %. В 2019 г. показатель успешности по результатам бурения 35 «импактных» скважин составил 31 %! К приведенному выше добавим, что Rystad Energy классифицирует скважины как «импактные» путем оценки ряда ключевых факторов, включая размер перспективной структуры, могут ли они открыть новые залежи углеводородов в приграничных или новых бассейнах, а также их значение для оператора.

На рисунке 21 представлена карта-схема расположения 30 «импактных» скважин [34], которые будут пробурены в 2020 г. На участках расположения некоторых из них (Средиземное море, шельф Новой Зеландии) рекогносцировочные исследования уже проведены. Целесообразным также представляется проведение исследований рекогносцировочного характера на площадках бурения всех скважин на рисунке 21 с целью установления основных критериев успешности бурения.

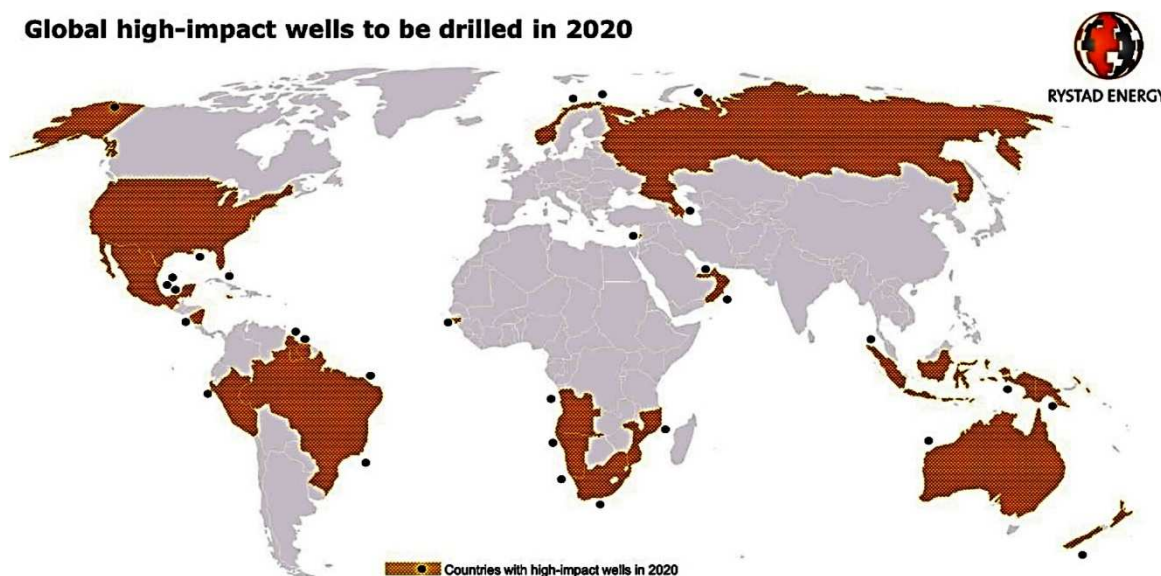
Результаты выполненных экспериментальных исследований в различных регионах позволяют в достаточной степени обосновано констатировать следующее.

1. В пределах глубинных каналов (вулканов), заполненных осадочными породами 1–6 групп, практически всегда регистрируются сигналы (отклики) на резонансных частотах углеводородов. В очень многих случаях в контурах таких каналов фиксируются также отклики на резонансных частотах янтаря.

2. В вулканах, заполненных 7-ой группой осадочных пород (карбонаты, известняки), сигналы на частотах нефти, конденсата и газа также регистрируются практически всегда. Однако отклики от янтаря в этих вулканах не регистрируются.



Global high-impact wells to be drilled in 2020



Source: RystadEnergy ECube, research and analysis

Рисунок 21 – Карта-схема расположения 30 «импактных» скважин, которые будут пробурены в 2020 г. [34]

3. В вулканических комплексах, заполненных осадочными породами 8-ой группы (доломиты), 9-ой группы (мергели) и 10-ой группы (кремнистые породы) отклики на частотах нефти, конденсата и газа не зарегистрированы ни разу!

4. На обследованных участках, в пределах которых зафиксированы сигналы от углеводородов, подтверждено существование границы на 57 км, в районе которой происходит синтез нефти, конденсата, газа и янтаря из мигрирующих снизу водорода и углерода.

5. Получены дополнительные материалы, свидетельствующие о синтезе воды на глубине 69 км в вулканических комплексах определенного типа.

6. Для обнаружения локальных участков возможного скопления углеводородов в пределах крупных блоков необходимо проводить детальные площадные исследования.

7. Для определения центральных частей каналов (вулканов), заполненных осадочными породами 1–6 групп (месторождение Купарук-Ривер) и 7-ой группы (месторождение Прадхо-Бей), необходимо обработать спутниковые снимки более крупных участков территории, в районах расположения нефтяных месторождений.

8. В информационных сообщениях о месторождении Jebel Ali в ОАЭ [32] подчеркивается, что добыча газа будет осуществляться с неглубоко залегающих горизонтов разреза. При проведении работ сканированием в разрезе выделены перспективные на газ интервалы (с интенсивными откликами на частотах газа) и в глубоко залегающих интервалах разреза. В связи с этим можно предположить, что общие объемы газа на открытом месторождении могут быть существенно больше заявленных. Фиксация корня канала (вулкана), заполненного осадочными породами на глубине 470 км показывает, что участок расположения скважины находится, скорее всего, в центральной зоне обнаруженного канала.

9. Результаты рекогносцировочного обследования Блока 48 на шельфе Анголы (глубоководная часть) позволяют сделать вывод, что в запроектированной для бурения поисковой скважине вероятность получения в ней промышленных (коммерческих) притоков УВ близка к нулю! В рядом расположенном Блоке 32 обнаружен вулкан осадочных пород и зарегистрированы отклики на резонансных частотах УВ. И если запроектированная в этом блоке скважина попадет в контур аномальной зоны, то вероятность получения в ней притоков УВ (в том числе и в коммерческих объемах) будет очень высокой. Для выделения (локализации) перспективных зон на этом блоке необходимо провести площадные исследования детального характера. Обратим также внимание на то, что Блоки 48 и 32 на шельфе Анголы расположены рядом, а в их пределах фиксируются совершенно разные вулканические комплексы.

10. Запроектированная скважина в пределах Блока 48 будет самой глубоководной в мире. До этого такой считалась скважина Райя-1, пробуренная в пределах Блока 14 на шельфе Уругвая. К сожалению, эта скважина оказалась сухой. И интересно то, что в пределах этого блока также установлено наличие вулкана, заполненного доломитами с корнем на глубине 470 км. Практически имеем здесь аналогичную ситуацию с Блоком 48 в глубоководной части шельфа Анголы. Эти результаты существенным образом повышают вероятность того, что скважина в пределах Блока 48 на шельфе Анголы не будет продуктивной!

11. На обследованных участках добычи сланцевого газа обнаружены вертикальные каналы (вулканы), заполненные осадочными породами, в пределах которых могут быть выявлены скопления нефти, конденсата и газа в традиционных коллекторах в глубинных горизонтах разреза.



В пределах перспективных на обнаружение углеводородов участков и блоков, выделенных на этапе интегральной оценки их нефтегазоносности, могут быть проведены детальные исследования с использованием частотно-резонансных методов обработки спутниковых снимков. Исследования детального характера позволяют [18]:

- а) обнаружить и локализовать в пределах блоков и участков локальные аномальные зоны фиксации откликов (сигналов) на резонансных частотах нефти, конденсата, газа;
- б) в пределах закартированных аномальных зон с использованием методики вертикального сканирования разреза определить (и уточнить с использованием более мелкого шага сканирования) глубины интервалов откликов на резонансных частотах нефти, газа и конденсата;
- в) в интервалах откликов на частотах УВ определить типы пород-коллекторов;
- г) установить какие типы пород являются покрывками для обнаруженных интервалов откликов на резонансных частотах нефти, конденсата и газа;
- д) определить типы нефти и конденсата, от которых фиксируются сигналы (отклики) и интервалах разреза (в частотно-резонансных методах традиционно используются 117 образцов нефти и 15 образцов газоконденсата).

На настоящей момент результаты многочисленных экспериментальных исследований, представленных выше, а также в статьях и докладах [12–19], можно резюмировать следующим образом.

1. Проведенные экспериментальные исследования рекогносцировочного характера предоставили дополнительные свидетельства в пользу глубинного (эндогенного) происхождения нефти, конденсата, газа и янтаря в процессе водородной дегазации Земли. На участках обследования, в которых фиксируются отклики от УВ, в пределах (в центральных частях, скорее всего) каналов (вулканов) глубинной миграции флюидов, минерального вещества и химических элементов практически всегда фиксируется граница 57 км. Ниже этой границы регистрируются отклики на частотах водорода и углерода, выше – нефти, конденсата, газа и янтаря (только в каналах определенного типа) [12-19]. Дополнительные сведения по проблеме минерального синтеза углеводородов представлены также в тезисах докладов VII-ых Кудрявцевских Чтений (7КЧ) на сайте <http://conference.deerpoil.ru/index.php/materials>.

2. Результаты исследований в различных регионах мира позволяют сделать вывод, что участки добычи и находок янтаря следуют считать перспективными для поисков УВ [12, 18].

3. Обследование участков расположения месторождений соли показало, что в их пределах также регистрируются сигналы на частотах углеводородов [18].

4. В процессе проведения апробации прямопоисковых методов отклики от УВ неоднократно фиксировались также в угольных бассейнах из горизонтов разреза, залегающих ниже угленосных пластов (в том числе и на достаточно больших глубинах) [18].

5. Практически на всех обследованных участках видимой водородной дегазации зарегистрированы отклики от базальтов. В обнаруженных базальтовых каналах с корнями на различных глубинах повсеместно (практически во всем интервале регистрации базальтов) фиксируются сигналы на частотах водорода [15, 17].

6. На отдельных участках Украинского щита (УЩ) из интервала между верхним и нижним слоями гранитов фиксируются сигналы от осадочных и метаморфических пород, а также нефти, конденсата, газа и янтаря [16]. При проведении зондирований вдоль профиля в северной части УЩ обнаружен участок, схожий по строению с фрагментом площади в пределах месторождения Белый Тигр на шельфе Вьетнама. Сигналы от УВ в пределах этого участка фиксировались до 57 км. Отметим также, что сканированием разреза наличие двух интервалов гранитов установлено также на отдельном участке Воронежского кристаллического массива и в пределах Ромашкинского месторождения в Татарстане.

7. В последнее время на некоторых участках отклики от УВ фиксировались из интервалов нахождения ультрамафических пород.

8. На суше и в морских акваториях обнаружены многочисленные участки (площади) расположения глубинных каналов, заполненных осадочными и магматическими породами разных типов, в пределах которых на границе примерно 69 км идет формирование воды!

9. Результаты проведенных исследований можно считать таковыми, что свидетельствуют в пользу концепции растущей (расширяющейся) Земли.

В своих публикациях авторы уже отмечали о «настороженном» отношении специалистов-практиков и научных сотрудников к разрабатываемым прямопоисковым методам (базирующимся на обработке и интерпретации данных дистанционного зондирования Земли, в первую очередь). Здесь есть повод с удовлетворением отметить, что экспериментальные работы по проблеме создания мобильных и малозатратных прямопоисковых методов и технологий проводятся и в других регионах. Целесообразность проведения исследований в этом направлении убедительно подчеркивается в небольшом фрагменте из доклада Н.М. Андреева на 7КЧ [1]:

«По мнению автора, спор о происхождении углеводородов сегодня уже не имеет никакого смысла. Результаты исследований биогеофизическим методом (БГФ) десятков месторождений углеводородов, и сотен с помощью недавно разработанной спинорно-голографической технологии ди-



станционного зондирования космоснимков (СГТ ДЗ) не оставляют ни одного шанса органической гипотезе. По крайней мере, если речь идёт о масштабах месторождений. Эти исследования чётко и однозначно указывают на глубинный характер формирования УВ. Поэтому этот вопрос здесь даже не будет обсуждаться. Нет смысла также тратить время на доказательства реальности БГФ метода, а теперь уже и в варианте СГТ ДЗ, с его поистине фантастическими возможностями и эффективностью. В своих докладах на первых трёх Кудрявцевских чтениях автор безуспешно пытался привлечь внимание специалистов на удивительные результаты применения БГФ метода. Но осознав, что при сегодняшнем уровне общественного сознания бесполезно ожидать от него понимания в этой теме (по словам одного геолога, коллеги ещё лет 50 её не поймут), стал просто использовать эти технологии при решении своих различных производственных задач.

А в свободное время заниматься изучением открывшихся возможностей, формированием новых поисковых подходов и созданием собственной, теперь уже огромной, базы данных месторождений различных полезных ископаемых на всех континентах. В ходе проведения различных исследований стало очевидным, что месторождения углеводородные и рудные тесно взаимосвязаны между собой, и данные технологии не менее эффективно позволяют заниматься также и поисками рудных месторождений».

В заключение, еще раз отметим, что результаты частотно-резонансной обработки спутниковых снимков локальных участков бурения поисковых скважин на шельфе и суше в различных регионах мира достаточно убедительно свидетельствуют о целесообразности применения разработанных методов (в комплексе с традиционно используемыми) для выбора оптимальных мест заложения поисковых и разведочных скважин. Супер-оперативный метод интегральной оценки перспектив нефтегазоносности и рудоносности предоставляет возможным образом ускорить и оптимизировать геологоразведочный процесс на горючие и рудные полезные ископаемые. Апробированная мобильная технология частотно-резонансной обработки спутниковых снимков и фотоснимков рекомендуется для использования на территории Украины (а также в других регионах мира) с целью предварительной оценки перспектив нефтегазоносности и рудоносности слабоизученных и неизученных поисковых блоков и локальных участков.

Литература

1. Андреев Н.М. Нефтепоисковая технология СГТ ДЗ как инструмент изучения механизма формирования и прогнозирования активности вулканов / VII-е Кудрявцевские Чтения – Всероссийская конференция по глубинному генезису нефти и газа; Москва, ЦГЭ, 21–23 октября 2019; Тезисы докладов. – 5 с. – URL: <http://conference.deerpol.ru/index.php/materials> (дата обращения: 05.11.2019).
2. Запивалов Н.П. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти // Георесурсы. – 2013. – № 3 (53). – С. 3–5
3. Карпов В.А. К проблеме «синклиальной» нефти // Недропользование XXI век. – 2019. – № 3. – С. 186–195.
4. Карпов В.А. Поиск «синклиальной» нефти – неизбежное направление ГПП // Недропользование XXI век. – 2019. – № 5. – С. 138–142.
5. Корчагин О.А. [и др.]. Предварительные результаты изучения высокоуглеродистых отложений палеогена северо-западной части Терско-Каспийского прогиба (по данным бурения параметрической скважины Чумпаловская; Презентация. – октябрь 2018 г. – URL: https://www.researchgate.net/publication/332573782_Predvaritelnye_rezultaty_izucenia_vysokouglerodistykh_otlozenij_paleogena_severo-zapadnoj_casti_Tersko-Kaspijskogo_progiba_po_dannym_burenia_parametricheskoj_skvaziny_Cumpalovskaa_1_2_Korcagin_OA_Gorbac (дата обращения: 07.08.2019).
6. Кривошеев В.Т., Макогон В.В., Иванова Є.З. Основной резерв прискореного ефективного відкриття родовищ нафти й газу в Україні // Мінеральні ресурси України. – 2019. – № 1. – С. 31–37.
7. Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Новые возможности оперативной оценки перспектив нефтегазоносности разведочных площадей, труднодоступных и удаленных территорий, лицензионных блоков // Геоинформатика. – 2010. – № 3. – С. 22–43.
8. 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.
9. Объёмы буровых работ «Газпрома» расстроили Таджикистан. – URL: <https://www.fergananews.com/news.php?id=31347> (дата обращения: 05.02.2020).
10. Самая дорогая в истории нефтяной промышленности «сухая» разведочная скважина. – URL: <https://www.yarplakal.com/forum3/topic1898493.html> (дата обращения: 05.02.2020).
11. Якимчук М.А. Електричне поле і його роль у житті Землі // Геоінформатика. – 2014. – № 3. – С. 10–20.
12. Якимчук Н.А. [и др.]. Геофизические исследования в Украинской морской антарктической экспедиции 2018 г.: мобильная измерительная аппаратура, инновационные прямопоисковые методы, новые результаты // Геоинформатика. – 2019. – № 1. – С. 5–27.
13. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Интегральная оценка структуры некоторых вулканов и кимберлитовых трубок Земли // Геоинформатика. – 2019. – № 1. – С. 28–38.
14. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Украинский щит: новые данные о глубинном строении и перспективах обнаружения залежей нефти, газоконденсата, газа и водорода // Геоинформатика. – 2019. – № 2. – С. 5–18.
15. Якимчук Н.А., Левашов С.П., Корчагин И.Н. Прямопоисковая мобильная технология: результаты апробации при поисках скоплений водорода и каналов миграции глубинных флюидов, минерального вещества и химических элементов // Геоинформатика. – 2019. – № 2. – С. 19–42.



16. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Особенности глубинного строения и перспективы нефтегазоносности отдельных блоков Украинского щита по результатам частотно-резонансного зондирования разреза // Геоинформатика. – 2019. – № 3. – С. 5–18.
17. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Применение мобильных частотно-резонансных методов обработки спутниковых снимков и фотоснимков при поисках скоплений водорода // Геоинформатика. – 2019. – № 3. – С. 19–28.
18. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ: результаты практической апробации при поисках полезных ископаемых в различных регионах земного шара // Геоинформатика. – 2019. – Ч. I. – № 3. – С. 29–51.
19. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Технология частотно-резонансной обработки данных ДЗЗ: результаты практической апробации при поисках полезных ископаемых в различных регионах земного шара // Геоинформатика. – 2019. – Ч. II. – № 4. – С. 30–58.
20. Якимчук Н.А., Корчагин И.Н. Изучение внутренней структуры вулканических комплексов разного типа по результатам частотно-резонансной обработки спутниковых снимков и фотоснимков // Геоинформатика. – 2019. – № 4. – С. 5–18.
21. An aerial view of the Jebel Ali gas field. – URL: <https://www.gulftoday.ae/news/2020/02/03/gas-reserves-discovered-near-jebel-ali> (дата обращения: 05.02.2020).
22. Are you evaluating the Hydrocarbon Potential Offshore Uruguay? – URL: <https://www.linkedin.com/pulse/you-evaluating-hydrocarbon-potential-offshore-uruguay-thomas-graf> (дата обращения: 15.02.2020).
23. Capricorn Norge Strikes Out Southeast of Norne Field. – URL: <https://www.oilandgaspeople.com/news/18991/capricorn-norge-strikes-out-southeast-of-norne-field/> (дата обращения: 05.10.2019).
24. Discovery of 100 billion Square Grade large Gas Field in Tarim Oilfield. – URL: <http://www.chinainewsportal.com/news/2019/1004/0730/5d96915f3b07d51b7754f817> (дата обращения: 15.10.2019).
25. Drilling Underway at Offshore Peru Prospect. – URL: https://www.rigzone.com/news/drilling_underway_at_offshore_peru_prospect-29-jan-2020-160917-article/ (дата обращения: 01.02.2020).
26. Dry well near the Troll field in the North Sea – well 32/4-3 S. – URL: <https://www.npd.no/en/facts/news/Exploration-drilling-results/2019/Dry-well-near-the-Troll-field-in-the-North-Sea-well-32-4-3-S/> (дата обращения: 15.01.2020).
27. Equinor Drills Dry Norwegian Well West of Johan Sverdrup. – URL: <https://www.oilandgaspeople.com/news/19004/equinor-drills-dry-norwegian-well-west-of-johan-sverdrup/> (дата обращения: 15.11.2019).
28. Equinor Gains Consent to Use West Hercules Rig on Gladshheim. – URL: <https://www.oilandgaspeople.com/news/19011/equinor-gains-consent-to-use-west-hercules-rig-on-gladshheim/> (дата обращения: 15.11.2019).
29. Fracking equipment removed from Cuadrilla site after operations suspended: 'Work at this site could soon be at an end'. – URL: <https://www.independent.co.uk/environment/fracking-cuadrilla-lancashire-preston-new-road-suspended-equipment-removed-a9126671.html> (дата обращения: 15.10.2019).
30. URL: <https://cuadrillaresources.com/our-sites/lancashire/> (дата обращения: 15.10.2019).
31. Impact Top 30 High Wells in 2020. – URL: https://www.rigzone.com/news/top_30_high_impact_wells_in_2020-7-feb-2020-161025-article/?utm_campaign=DAILY_2020_02_10&utm_source=GLOBAL_ENG&utm_medium=EM_NW_F1 (дата обращения: 15.02.2020).
32. ION Geophysical Corporation has started a new 3D multi-client reimaging program offshore Denmark. – URL: <https://subseaworldnews.com/2019/07/31/ion-in-new-3d-reimaging-program-offshore-denmark/?uid=6405> (дата обращения: 05.08.2019).
33. Jebel Ali gas reservoir discovery the 'largest in 15 years'. – URL: <https://www.thenational.ae/business/energy/jebel-ali-gas-reservoir-discovery-the-largest-in-15-years-1.973533> (дата обращения: 05.02.2020).
34. Large gas field discovered in Xinjiang's Tarim Basin. – URL: <https://news.cgtn.com/news/2019-10-04/Large-gas-field-discovered-in-Xinjiang-s-Tarim-Basin-Kw7ll5jqbm/index.html> (дата обращения: 06.10.2019).
35. Most of world's top 30 high-impact wells for 2020 seen in Africa and The Americas. – URL: <https://www.rystadenergy.com/> (дата обращения: 15.02.2020).
36. New light oil discovery in the Barents Sea. – URL: <https://www.equinor.com/en/news/2019-08-oil-discovery-barents.html> (дата обращения: 20.08.2019).
37. Norway: Equinor given consent to drill exploration well 7324/6-1 in PL 855. – URL: <https://www.energy-pedia.com/news/norway/equinor-given-consent-to-drill-exploration-well-7324-6-1-in-pl-855-176570> (дата обращения: 20.08.2019).
38. Offshore Peru well finds no hydrocarbons. – URL: <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/14167921/offshore-peru-marina1-exploration-well-finds-no-hydrocarbons> (дата обращения: 19.02.2020).
39. PetroChina reaches new depths in onshore drilling in Asia. – URL: <http://www.chinadaily.com.cn/a/201907/29/WS5d3ebcb3a310d8305640196b.html> (дата обращения: 06.10.2019).
40. Sohio abandons \$1.5 billion Mukluk well. – URL: <https://www.upi.com/Archives/1984/01/20/Sohio-abandons-15-billion-Mukluk-well/8135443422800/> (дата обращения: 05.02.2020).
41. Total to Drill World's Deepest Offshore Well in Angola. – URL: https://www.rigzone.com/news/total_to_drill_worlds_deepest_offshore_well_in_angola-15-jan-2020-160808-article/?utm_campaign=DAILY_2020_01_16&utm_source=GLOBAL_ENG&utm_medium=EM_NW_F3 (дата обращения: 19.01.2020).
42. Tumbes basin. – URL: <https://operacioneskaroon.com.pe/en/projects-in-peru/tumbes-basin/> (дата обращения: 05.01.2020).
43. Uruguay Seeks Future as Oil Producer in Ultra-Deep Waters. – URL: <http://www.ipsnews.net/2016/06/uruguay-seeks-future-as-oil-producer-in-ultra-deep-waters/> (дата обращения: 15.01.2020).

References

1. Andreev N.M. Oil-Research Technology of SST remote sensing as a tool to study the mechanism of formation and prediction of volcanic activity / VII Kudryavtsev Readings – All-Russian Conference on Deep Genesis of Oil and Gas; Moscow, CEE, October 21–23, 2019; Abstracts. – 5 p. – URL: <http://conference.deepoil.ru/index.php/materials> (date of address: 05.11.2019).



2. Zapivalov N.P. Geological and ecological risks in oil exploration and production // *Georesources*. – 2013. – № 3 (53). – P. 3–5
3. Karpov V.A. To the «sinclinal» oil problem (in Russian) // *Subsoil use of the XXI century*. – 2019. – № 3. – P. 186–195.
4. Karpov, V.A. Search of the «sinclinal» oil – inevitable direction of geological exploration // *Subsoil use of the XXI century*. – 2019. – № 5. – P. 138–142.
5. Korchagin O.A. [et al.]. Preliminary results of the study of high-carbon deposits of the paleo-gene of the north-western part of the Tersk-Caspian Trough (according to the drilling of the Chum Palovskaya parametric well; Presentation. – October 2018; Presentation. – URL: https://www.researchgate.net/publication/332573782_Predvaritelnye_rezultaty_izucenia_vysokouglerodistyh_otlozenij_paleogena_severo-zapadnoj_casti_Tersko-Kaspijskogo_progiba_po_dannym_burenia_parametricheskoy_skvaziny_Cumpalovskaa_1_2_Korcagin_OA_Gorbac (date of address: 07.08.2019).
6. Krivosheev V.T., Makogon V.V. Ivanova E.Z. Basic reserve of unfortunate effective vidkritty of oil gas properties in Ukraine // *Mineralni resource of Ukraine*. – 2019. – № 1. – P. 31–37.
7. Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. New possibilities of an operative estimation of the oil-and-gas bearing capacity prospects of the exploration areas, hardly accessible and remote territories, the license blocks // *Geoinformatics*. – 2010. – № 3. – P. 22–43.
8. Levashov S.P., Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Frequency resonance principle, the mobile geoelectric technology: a new paradigm of geophysical research // *Geophysical journal*. – 2012. – Vol. 34. – № 4. – P. 167–176.
9. The volume of Gazprom's drilling operations upset Tajikistan. – URL: <https://www.fergananews.com/news.php?id=31347> (circulation date: 05.02.2020).
10. The most expensive «dry» exploration well in the history of oil industry. – URL: <https://www.yaplakal.com/forum3/topic1898493.html> (circulation date: 05.02.2020).
11. Yakimchuk M.A. Electric field and yoga role in life of Earth // *Geoinformatics*. – 2014. – № 3. – P. 10–20.
12. Yakimchuk N.A. [et al.]. Geophysical research in Ukrainian Marine Antarctic Expedition 2018: mobile measuring equipment, innovative direct search methods, new results // *Geoinformatics*. – 2019. – № 1. – P. 5–27.
13. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Integral estimation of some volcanoes and the Earth kimberlite pipes structure // *Geoinformatics*. – 2019. – № 1. – P. 28–38.
14. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Ukrainian shield: new data on the deep structure and prospects of the oil, gas-condensate, gas and hydrogen deposits detection // *Geoinformatics*. – 2019. – № 2. – P. 5–18.
15. Yakimchuk N.A., Levashov S.P., Korchagin I.N. Direct search mobile technology: results of approbation at search of the hydrogen accumulations and migration channels of the deep fluids, mineral substance and chemical elements // *Geoinformatics*. – 2019. – № 2. – P. 19–42.
16. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Peculiarities of the deep structure and prospects of the oil and gas bearing capacity of the separate blocks of the Ukrainian shield by results of the frequency resonance sounding of the section // *Geoinformatika*. – 2019. – № 3. – P. 5–18.
17. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Application of the mobile frequency resonance methods for the satellite images and the photos processing at the hydrogen accumulations search // *Geoinformatics*. – 2019. – № 3. – P. 19–28.
18. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Technology of the frequency resonance processing of the remote sensing data: results of the practical approbation at the minerals prospecting in different regions of the Earth globe // *Geoinformatics*. – 2019. – Part I. – № 3. – P. 29–51.
19. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Technology of the frequency resonance processing of the remote sensing data: results of the practical approbation at the mineral prospecting in different regions of the globe // *Geoinformatics*. – 2019. – Part II. – № 4. – P. 30–58.
20. Yakimchuk N.A., Korchagin I.N. Investigation of the internal structure of the volcanic complexes of different types according to the results of the frequency resonance processing of the satellite images and the photos // *Geoinformatics*. – 2019. – № 4. – P. 5–18.
21. An aerial view of the Jebel Ali gas field. – URL: <https://www.gulftoday.ae/news/2020/02/03/gas-reserves-discovered-near-jebel-ali> (дата обращения: 05.02.2020).
22. Are you evaluating the Hydrocarbon Potential Offshore Uruguay? – URL: <https://www.linkedin.com/pulse/you-evaluating-hydrocarbon-potential-offshore-uruguay-thomas-graf> (дата обращения: 15.02.2020).
23. Capricorn Norge Strikes Out Southeast of Norne Field. – URL: <https://www.oilandgaspeople.com/news/18991/capricorn-norge-strikes-out-southeast-of-norne-field/> (дата обращения: 05.10.2019).
24. Discovery of 100 billion Square Grade large Gas Field in Tarim Oilfield. – URL: <http://www.chinanewsportal.com/news/2019/1004/0730/5d96915f3b07d51b7754f817> (дата обращения: 15.10.2019).
25. 24. Drilling Underway at Offshore Peru Prospect. – URL: https://www.rigzone.com/news/drilling_underway_at_offshore_peru_prospect-29-jan-2020-160917-article/ (дата обращения: 01.02.2020).
26. Dry well near the Troll field in the North Sea – well 32/4-3 S. – URL: <https://www.npd.no/en/facts/news/Exploration-drilling-results/2019/Dry-well-near-the-Troll-field-in-the-North-Sea-well-32-4-3-S/> (дата обращения: 15.01.2020).
27. Equinor Drills Dry Norwegian Well West of Johan Sverdrup. – URL: <https://www.oilandgaspeople.com/news/19004/equinor-drills-dry-norwegian-well-west-of-johan-sverdrup/> (дата обращения: 15.11.2019).
28. Equinor Gains Consent to Use West Hercules Rig on Gladshheim. – URL: <https://www.oilandgaspeople.com/news/19011/equinor-gains-consent-to-use-west-hercules-rig-on-gladshheim/> (дата обращения: 15.11.2019).
29. Fracking equipment removed from Cuadrilla site after operations suspended: 'Work at this site could soon be at an end'. – URL: <https://www.independent.co.uk/environment/fracking-cuadrilla-lancashire-preston-new-road-suspended-equipment-removed-a9126671.html> (дата обращения: 15.10.2019).
30. URL: <https://cuadrillaresources.com/our-sites/lancashire/> (дата обращения: 15.10.2019).
31. Impact Top 30 High Wells in 2020. – URL: https://www.rigzone.com/news/top_30_high_impact_wells_in_2020-7-feb-2020-161025-article/?utm_campaign=DAILY_2020_02_10&utm_source=GLOBAL_ENG&utm_medium=EM_NW_F1 (дата обращения: 15.02.2020).



32. ION Geophysical Corporation has started a new 3D multi-client reimagining program offshore Denmark. – URL: <https://subseaworldnews.com/2019/07/31/ion-in-new-3d-reimagining-program-offshore-denmark/?uid=6405> (дата обращения: 05.08.2019).
33. Jebel Ali gas reservoir discovery the 'largest in 15 years'. – URL: <https://www.thenational.ae/business/energy/jebel-ali-gas-reservoir-discovery-the-largest-in-15-years-1.973533> (дата обращения: 05.02.2020).
34. Large gas field discovered in Xinjiang's Tarim Basin. – URL: <https://news.cgtn.com/news/2019-10-04/Large-gas-field-discovered-in-Xinjiang-s-Tarim-Basin-Kw71l5jqbm/index.html> (дата обращения: 06.10.2019).
35. Most of world's top 30 high-impact wells for 2020 seen in Africa and The Americas. – URL: <https://www.rystadenergy.com/> (дата обращения: 15.02.2020).
36. New light oil discovery in the Barents Sea. – URL: <https://www.equinor.com/en/news/2019-08-oil-discovery-barents.html> (дата обращения: 20.08.2019).
37. Norway: Equinor given consent to drill exploration well 7324/6-1 in PL 855. – URL: <https://www.energy-pedia.com/news/norway/equinor-given-consent-to-drill-exploration-well-7324-6-1-in-pl-855-176570> (дата обращения: 20.08.2019).
38. Offshore Peru well finds no hydrocarbons. – URL: <https://www.offshore-mag.com/drilling-completion/article/14167921/offshore-peru-marina1-exploration-well-finds-no-hydrocarbons> (дата обращения: 19.02.2020).
39. PetroChina reaches new depths in onshore drilling in Asia. – URL: <http://www.chinadaily.com.cn/a/201907/29/WS5d3ebcb3a310d8305640196b.html> (дата обращения: 06.10.2019).
40. Sohio abandons \$1.5 billion Mukluk well. – URL: <https://www.upi.com/Archives/1984/01/20/Sohio-abandons-15-billion-Mukluk-well/8135443422800/> (дата обращения: 05.02.2020).
41. Total to Drill World's Deepest Offshore Well in Angola. – URL: https://www.rigzone.com/news/total_to_drill_worlds_deepest_offshore_well_in_angola-15-jan-2020-160808-article/?utm_campaign=DAILY_2020_01_16&utm_source=GLOBAL_ENG&utm_medium=EM_NW_F3 (дата обращения: 19.01.2020).
42. Tumbes basin. – URL: <https://operacioneskaroon.com.pe/en/projects-in-peru/tumbes-basin/> (дата обращения: 05.01.2020).
43. Uruguay Seeks Future as Oil Producer in Ultra-Deep Waters. – URL: <http://www.ipsnews.net/2016/06/uruguay-seeks-future-as-oil-producer-in-ultra-deep-waters/> (дата обращения: 15.01.2020).

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы IV Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2020 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 – М.Б. Жаренко
Дизайн обложки – М.Н. Гусева**

Сдано в набор 01.04.2020
Подписано в печать 05.04.2020.
Формат 60 x 84^{1/8}. Бумага офсетная. Печать riso.
Печ. л. 15,7
Изд. № 1095. Тираж 500 экз. Заказ № 2159

ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350010, 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