

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

Материалы III Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2019 г.)



*Памяти доктора технических наук, профессора,
Заслуженного деятеля науки и техники РФ,
Заслуженного изобретателя РФ,
академика Международной и Российской инженерных академий,
Анатолия Ивановича Булатова
посвящается*

READINGS OF A.I. BULATOV

Materials of III International
scientific and practical conference
(on March 31, 2019)



*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 Lieders» (Japan) по странам Юго-Восточной и Центральной Азии, учёный секретарь экспертной комиссии ВАК Республики Узбекистан по естественным наукам, эксперт Госкомитета Республики Узбекистан по науке и инновационным технологиям, почётный профессор Каракалпакского государственного университета имени Бердак.

MUKHAMEDGALIYEV Bakhtiyor Abdukadirovich

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

МУХАМЕТШИН Рустам Закиевич

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

MUKHAMETSHIN Rustam Zakiyevich

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

СИМОНЯНЦ Сергей Липаритович

доктор технических наук, профессор, профессор кафедры бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, действительный член (академик) Российской академии естественных наук (РАЕН), действительный член академии технологических наук РФ, член диссертационного совета Д 212.200.15 на базе Российского государственного университета (национальный исследовательский университет) нефти и газа имени И.М. Губкина, член Экспертного совета по проблемам нефти и газа ВАК при Минобрнауки России, Лауреат премии имени академика И.М. Губкина (1989), Почётный нефтяник (1998), Почётный работник топливно-энергетического комплекса (2000), Почётная серебряная медаль В.И. Вернадского, РАЕН (2010), награждён медалью «В память 850-летия Москвы» (1997), член редакционных советов научно-технических журналов «Вестник Ассоциации буровых подрядчиков» и «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море».

SIMONYANTS Sergey Liparitovich

Doctor of Technical Sciences, Professor, Professor of Department of drilling of oil and gas wells of RGU of oil and gas named after I.M. Gubkin, Full Member (Academician) of the Russian Academy of Natural Sciences (RANS), Full Member of Academy of Technological Sciences of the Russian Federation, Member of dissertation council D 212.200.15 on the basis of the Russian state university (the national research university) of oil and gas of I.M. Gubkin, Member of Advisory Council on problems of oil and gas of VAK at the Ministry of Education and Science of the Russian Federation, Winner of an Award of a named after academician I.M. Gubkina (1989), Honourable Oil Industry Worker (1998), Honorary Worker of fuel and energy complex (2000), Honourable Silver Medal of V.I. Vernadsky, Russian Academy of Natural Sciences (2010), Awarded with a medal «In Commemoration of the 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.

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы III Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2019 г.)**

Зарегистрировано в Национальном агентстве ISSN
Российской Федерации 27.07.2017

ISSN 2587-8913

В 5 ТОМАХ

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

Сборник статей

Краснодар
2019

УДК 622.1+622.323
ББК 33.1+33.36
Б90

Б90 Булатовские чтения : материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 г.) : в 5 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. – 2019. – 170 с.

Сборник содержит материалы III Международной научно-практической конференции «Булатовские чтения», проведенной в г. Краснодаре 31 марта 2019 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 5 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, 2019
© ООО «Издательский Дом – Юг», 2019

READINGS OF A.I. BULATOV

**Materials of III International
scientific and practical conference
(on March 31, 2019)**

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

ISSN 2587-8913

IN 5 VOL.

**VOLUME 1:
FORECAST, SEARCH AND INVESTIGATION OF OIL AND GAS FIELDS.
OIL AND GAS GEOLOGY.
PROSPECTING AND TRADE GEOPHYSICS**

Conference bulletin

Krasnodar
2019

UDC 622.1+622.323
BBC 33.1+33.36
Б90

Б90 **Readings of A.I. Bulatov** : Materials of III International scientific and practical conference (On March 31, 2019) : in 5 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. – 2019. – 170 p.

The Conference bulletin contains materials of the III International scientific and practical conference «Readings of A.I. Bulatov» held in Krasnodar on March 31, 2019 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, 2019
© LLC «Publishing House – South», 2019



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	6
Велиев Р.В. About petrophysical characteristics and oil and gas bearing capacity of reservoir rocks in deep layers of south Caspian basin (in the example of Umid&Babek structures)	18
Veliyev R.V. About petrophysical characteristics and oil and gas bearing capacity of reservoir rocks in deep layers of south Caspian basin (in the example of Umid&Babek structures)	
Ахвердиев А.Т., Керимова Н.Т., Нариманов Н.Т., Каграманов К.Н., Самедова Р.А. Происхождение глобальных глубинных разломов и их значение в дегазации Земли	24
Akhverdiyev A.T., Kerimov N.T., Narimanov N.T., Gakhramanov G.N., Samedova R.A. Origin of global deep breaks and their value in decontamination of the Earth	
Ахвердиев А.Т., Керимова Н.Т., Нариманов Н.Т., Каграманов К.Н., Самедова Р.А. Геотектонические условия формирования нефтяных месторождений и проблемы происхождения нефти	31
Akhverdiyev A.T., Kerimov N.T., Narimanov N.T., Gakhramanov G.N., Samedova R.A. Geotectonic conditions of formation oil fields and problem origin of oil	
Аюпова Е.Н., Файрузова Л.А. Геолого-разведочные работы по открытию залежей нефти и газа на Ишимбайском месторождении	40
Ayupova E.N., Fayruzova L.A. Field exploration work on the discovery of deposits of oil and gas in the Ishimbay field	
Береснев А.П., Зоев И.В., Марков Н.Г. Сверточные нейронные сети для семантической сегментации изображений земной поверхности	46
Beresnev A.P., Zoev I.V., Markov N.G. Convolution neural networks for semantic segmentation on images of earth surface	
Боровский М.Я., Богатов В.И., Борисов А.С., Успенский Б.В. Инновационные геофизические исследования в проблемах освоения углеводородов сланцевых формаций	52
Borovskiy M.Ya., Bogatov V.I., Borisov A.S., Uspenskiy B.V. Innovative geophysical research in the problems of hydrocarbon development of shale formations	
Гуленко В.И., Захарченко Е.И. Расчет суммарного сигнала группы пневматических источников в дальней зоне	60
Gulenko V.I., Zakharchenko E.I. Calculation of the total signal of the group of pneumatic sources in the far zone	
Дюдьбина А.А., Вахитова Г.Р. Поиск пропущенных продуктивных коллекторов на основе уточнения петрофизической модели	67
Dyudbina A.A., Vakhitova G.R. Search for missing productive reservoirs based on refinement of the petrophysical model	



Ефимов В.И.	
Перспективы нефтегазоносности приосевой части Западно-Кубанского прогиба	71
Efimov V.I.	
Prospects of oil and gas potential of the near-axis part of the West Kuban deflection	
Захарченко Е.И., Рудомаха Н.Н., Захарченко Ю.И.	
Инженерно-геофизические изыскания в районе перевалочного комплекса порта Тамань	74
Zakharchenko E.I., Rudomakha N.N., Zakharchenko Yu.I.	
Engineering geophysical surveys around the transshipment complex of the port of Taman	
Искендеров М.М.	
Опыт изучения меловых отложений	
на площадях Евлах-Агджабединского прогиба по данным ГИС	81
Iskenderov M.M.	
Experience of studying of the cretaceous sediments in the Evlah-Agdjabedy trough according to well survey	
Кирпичёв В.Е.	
Газовые гидраты: природа возникновения,	
перспективы и методы разработки газогидратных месторождений	84
Kirpichyov V.E.	
Gas hydrates: nature of emergence, prospect and methods of development of gaseous-hydrate fields	
Куранов Ю.В.	
Перспективы нефтегазоносности территории Республики Калмыкия	
на основе новейших геолого-геофизических данных	88
Kuranov Yu.V.	
Prospects of oil and gas potential of the Republic of Kalmykia based on the latest geological and geophysical data	
Мехтиев Ф.Р. оглы	
Анализ алгоритма планирования добычи нефти	93
Mekhtiyev F.R.	
Analysis of the algorithm of planning of oil production	
Мухаметшин Р.З.	
Техногенез в пластовых системах: масштабы и динамика проявления	99
Mukhametshin R.Z.	
Technogenesis in formation systems: scale and dynamics of the manifestation	
Павленко М.В.	
Вибрационное воздействие на низкопроницаемые угольные пласты	
источниками наземного и шахтного исполнения	107
Pavlenko M.V.	
Vibration impact on low permeable coal seams by ground and mine sources	
Пуланова С.А.	
Корреляция нефтей на основе микроэлементных данных	110
Pulanova S.A.	
Correlation of oil based on trace element data	
Савенок О.В., Березовский Д.А., Кузов Г.В.	
Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях	114
Savenok O.V., Berezovskiy D.A., Kusov G.V.	
Regularities and changes in properties of oil and gas in deposits and fields	
Семендуев М.М., Шкирман Н.П.	
Использование гравиметрических данных для оптимизации буровых работ	
на нефть и газ на основе геодинамического подхода	
(на примере Чокракских отложений юго-восточной части Азовского моря)	120
Semenduyev M.M., Shkirman N.P.	
Using gravity data to optimize drilling for oil and gas on the basis of geodynamic approach (for example, Chokrak sediments of the South-Eastern part of the sea of Azov)	
Сулейманов Б.А. оглы, Сулейманов А.А. оглы, Аббасов Э.М. оглы, Баспаев Е.Т.	
Об эффекте проскальзывания при течении газоконденсатных систем в пористой среде	124
Suleymanov B.A., Suleymanov A.A., Abbasov E.M., Vaspayev E.T.	
The slipping effect in the flow of gas-condensate systems in porous media	



Султанов Л.А. оглы

Геологическое строение и результаты петрофизических исследований нефтегазоносных площадей месторождений северо-западной части Южно-Каспийской впадины .. 143

Sultanov L.A.

Geological structure and results petrophysical laughters of the oil-and-gas areas of the field of the Northwest part of the Southern Caspian hollow

Султанов Л.А. оглы, Бабаев М.С. оглы

Петрофизические особенности пород отложений плиоценовой толщи нефтегазоносного района Бакинского архипелага 146

Sultanov L.A., Babayev M.S.

Petrophysical features of breeds of deposits pliocene thickness of the oil-and-gas area Baku archipelago

Хайруллин А.Р., Вахитова Г.Р.

Восстановление петроупругих свойств горных пород по данным каротажных исследований скважин 151

Khayrullin A.R., Vahitova G.R.

Restoration of the petroelastic properties of rocks according to well log data

Шкирман Н.П., Киян А.П.

Методика интерпретации и определение параметров продуктивных коллекторов (на примере Ключевого месторождения) 156

Shkirman N.P., Kiyan A.P.

Technique of interpretation and determination of parameters productive collectors (for example Kluyshevoe deposits)

Шкирман Н.П., Шарапов В.К.

Петрофизические характеристики терригенных коллекторов и их использование для восстановления акустических свойств геологического разреза 160

Shkirman N.P., Sharapov V.K.

The petrophysical characteristics of clastic reservoirs and their application to restore the acoustic properties of the geological section

Шустер В.Л.

Проблемы освоения нефтегазовых ресурсов в глубокозалегающих отложениях севера Западной Сибири 163

Schuster V.L.

Problems of development of oil and gas resources in deep-laying deposits of the north of Western Siberia

Шустер В.Л., Пунанова С.А.

Использование геолого-математической программы «Выбор» для поиска перспективных направлений геолого-разведочных работ 166

Schuster V.L., Punanova S.A.

Using the geological-mathematical program «Choice» to search for promising areas of geological exploration

ВВЕДЕНИЕ

31 марта 2019 года в г. Краснодаре прошла III 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 технологичных разработок 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 организованным на его основе НПО «Бурение», в состав которого входили ВНИИБТ, ВНИИТнефть, ПФ ВНИИБТ, Андиганское КБ, ряд территориальных специализированных лабораторий, более 10 машиностроительных и ремонтных заводов и заводов по производству спецматериалов и химреагентов для бурения и эксплуатации скважин, ряда месторождений глин и утяжелителей с общей численностью работающих более тридцати тысяч человек.

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

**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 551

ABOUT PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS AND OIL AND GAS BEARING CAPACITY OF RESERVOIR ROCKS IN DEEP LAYERS OF SOUTH CASPIAN BASIN (in the example of Umid&Babek structures)

Велиев Расим Вели

заместитель начальника отдела Науки и техники,
Государственная Нефтяная Компания
Азербайджанской Республики (SOCAR)
rasim.veli@gmail.com

Аннотация. В статье говорится о наличии благоприятных условий для формирования месторождения углеводородов, аккумулируемых в глубоких пластах Южно-Каспийского бассейна, ниже предела пластической деформации на примере структур Умид-Бабек

Ключевые слова: глубинная миграция, коллекторские свойства, проходимость, пористость, геодинамическое напряжение, тектонически-активные разломы, термобарические условия и т.д.

Veliyev Rasim Veli

Deputy to Head of Science
and Technical Department,
State Oil Company
of the Republic of Azerbaijan (SOCAR)
rasim.veli@gmail.com

Annotation. The article states that there are favorable conditions for the formation of field by hydrocarbons accumulated in the deep layers in the South Caspian basin, below the PL in the example of Umid-Babek structures.

Keywords: Depth migration, collecting properties, permeability, porosity, geodynamic tension, tectonic active fracture zones, thermobaric conditions, etc.

In the capacity of richest hydrocarbon basin of the world, the Caspian region has become one of the activity centers, where oil and gas operations carried out in recent years. Our country has great and rich experience in the field of development of oil and gas potential of the Caspian basin. The basis of this is the fundamental scientific research undertaken and currently ongoing in the field of geology, geophysics of the Caspian basin and exploitation of the deposits and modern technologies created. All projects implemented in this direction are based on the geological model of the region [1, 2, 3]. The geological model forms the basis for carrying out relevant measures, applying exploitation, processing and transportation technology for geological model fundamental scientific research, assessment of hydrocarbon potential, search and exploration works, foreseeing and prevention of geological and ecological hazards.

The South Caspian basin has an exceptional place among the similar basins of the world for the complexity of its geological structure, richness of its hydrocarbon resources and geodynamic activity. It is enough to remind that in no other oil and gas basin of our planet, the thickness of sedimentary rock complex reach 24–26 kilometers like in the Caspian Sea. According to the hydrocarbon potential per sq. km, it is at a level comparable to the oil and gas regions of the Gulf of Mexico.

Exploration of oil and gas fields in the prospective structures in deep layers of the South Caspian basin is a very urgent problem and geological, geophysical and petrophysical researches widespread. From this standpoint, there emerged a necessity for the complex scientific analysis of the data obtained from deep layers in Azeri, Gunashli, Chirag, Shah Deniz, Umid, Babek and other areas.

The general gravimetric works in Umid structure, 40–45 km from the Bando Vance, located in the territory of Baku archipelago, in the Caspian Sea offshore area were carried out in 1951 and detailed works – in 1972 (Fig. 1). The geological formation of the structure was determined by the research conducted by seismic methods in 1953–1980, and deep exploration drilling was started in the field of Umid in 1981. Based on the data obtained, the petrophysical parameters of the sediments involved in the geological section of the field, the lithological composition of the rocks, oil and gas bearing capacity were clarified. Based on 2-dimensional (2D) seismic studies carried out in 1995–1999, the formation of Umid and Babek fields was determined.

In 2008–2012, the volume of seismic works in the direction of study of the tectonic framework of Pliocene sediments were increased and 103 km seismic profile was processed and interpreted on 16 profile in Umid-Babek field and relevant maps were elaborated. In 2012, 1300 sq. km 3-dimensional (3D) seismic exploration works were carried out by «Caspian Geophysical» LLC in the Babek-Umid field, and engineering-geological research works were performed on the upper part of the section required for conducting deep drilling works in Umid field. According to seismic and drilling data, the geological structure of the block was determined and as complicated with one high-amplitude longitudinal split toward the central vault axis of the upheaval and a few relatively low-amplitude cross splits around the vault (Fig. 2).

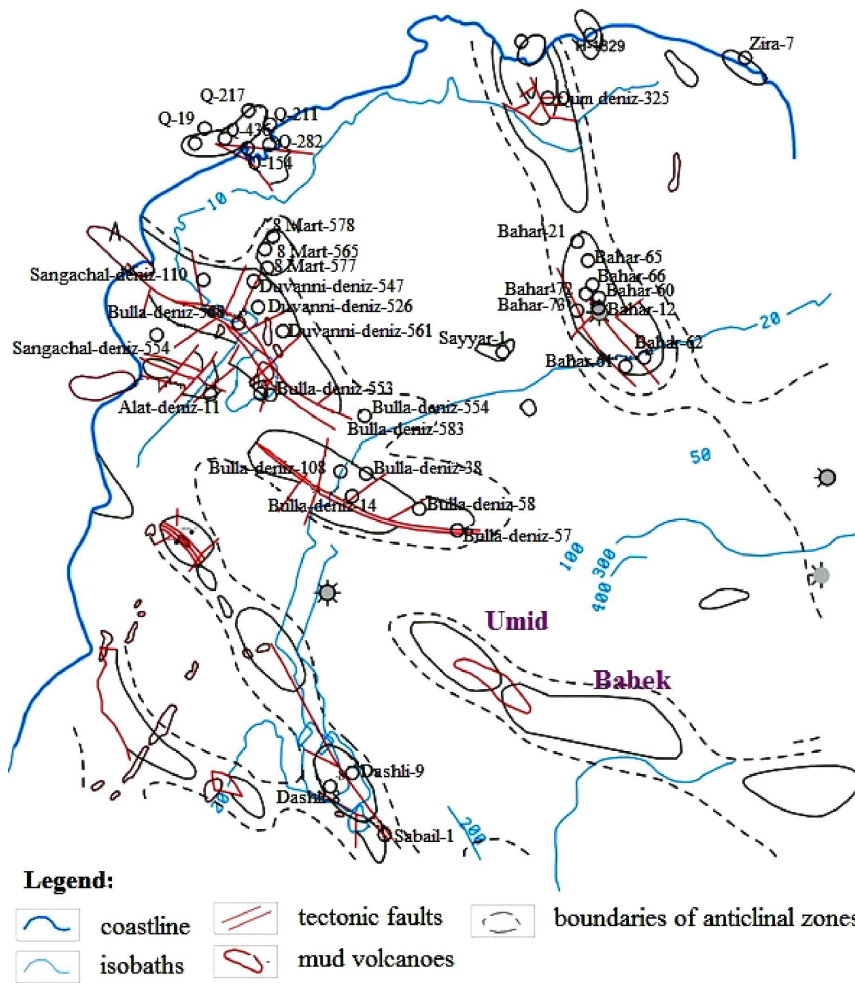


Figure 1 – Tectonic scheme of Umid-Babek block with surrounding structures and oil&gas fields

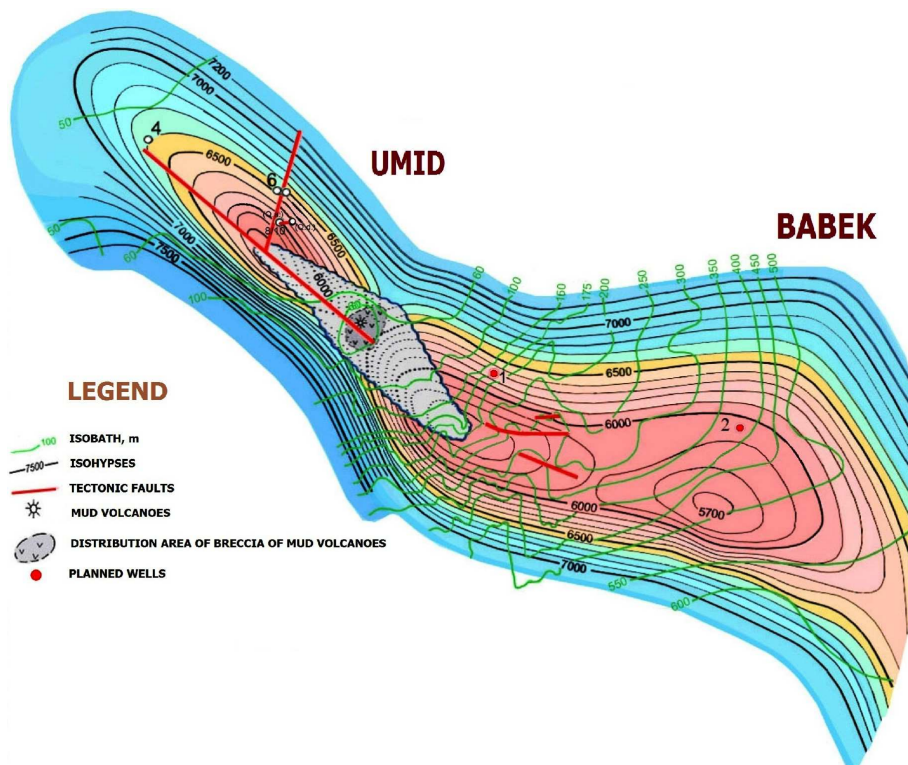


Figure 2 – Umid-Babek Perspective structures



In 2009 well № 8 with the design depth of 6.500 m was drilled in the north-east limb of Umid upheaval. The well encountered Zone V of the productive series (PS) within the range of 5.475–5.582 m, and Zone VII within the range of 5.923–6.006 m. The estimated specific resistivity (ESR) of Zones V and VII varies within the range of 10–12 and 30–32 ohm.m, respectively. WP curves are well-differentiated. When the bottom of the well was at 6.006 m, production casing was run into the well in order to perform testing in Zones V and VII; at the depth of 4.550 m gassing occurred in the well and the clay mortar flow was laid down. The clogging of the production casing was recorded and the well development was suspended for three years (Fig. 3).

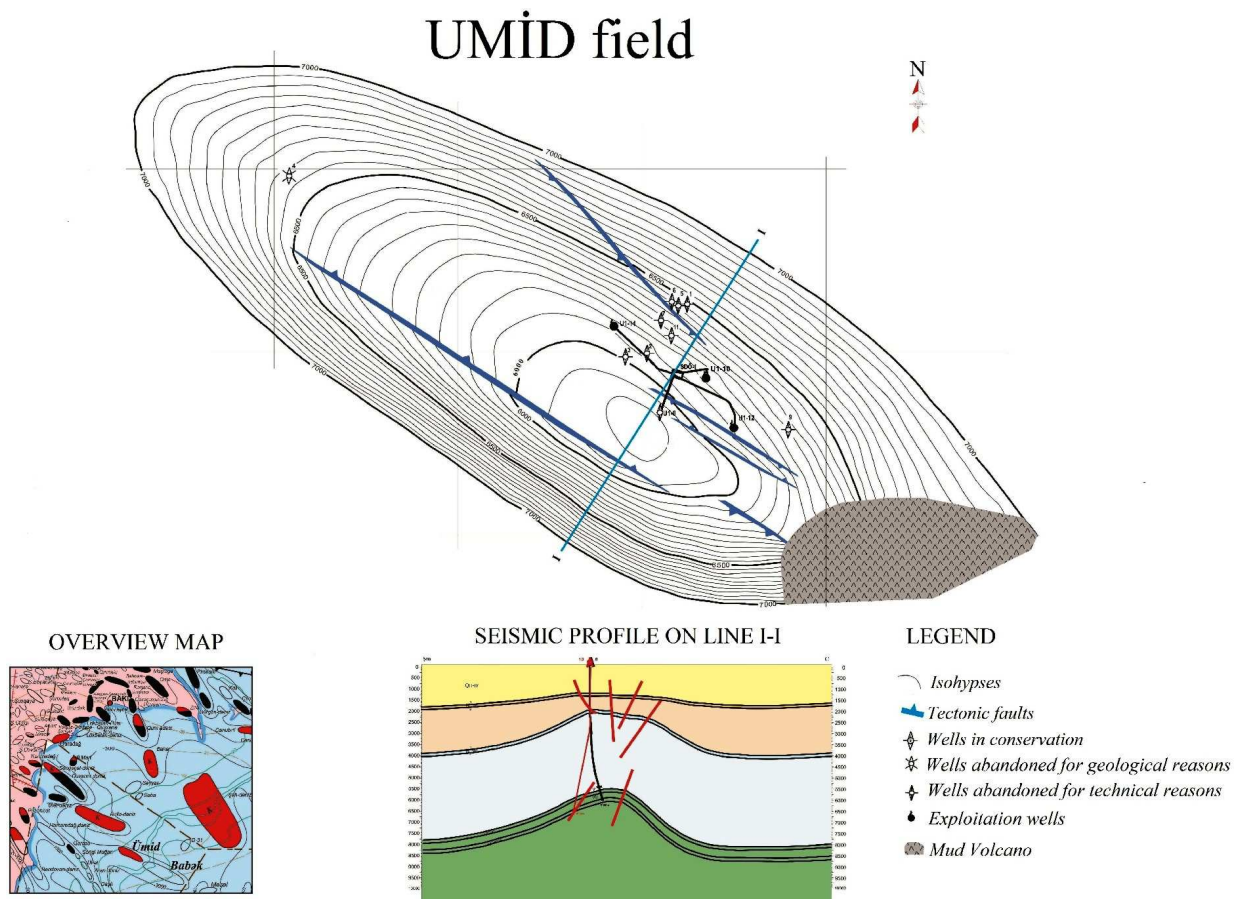


Figure 3 – Top boundary structural map of Zone VII of PS for Umid gascondensate field

The drilling of exploration well № 10 started on July 01, 2011 and was carried out up to a depth of 6.400 m. In the well Zone V was opened at 5.777–5.868 m and Zone VII at 6.248–6.364 m. Production casing was run until 6.400 m. On June 08, 2013 a sieve was opened in the well within the range of 6.356–6.336 m. The well started operation on Sept.19, 2012 and is currently operating.

The well № 12 was drilled to 6.309 m (until the upper part of Zone VII of PS); the production casing was run into the well and cemented. In 2014, testing operations were carried out in Zone VII and the well started operation with the high daily production of gas condensate. Currently, both wells produce 750–800 thousand m³ of gas and 100–110 tones of condensate daily [8].

During the analysis, the results of well logging data (WLD) of a drilled well at the field were compared with geological & geophysical data obtained at the neighboring fields Shah Deniz, Nakhichevan, Alat-Deniz, Zafar-Mashal and Bulla-Deniz fields.

Although the depth of the research was more than 5.000 m, vertical seismic profiling (VSP) works were conducted in the range of up to 2.400 m in one of the 12 wells drilled in the field – the well № 7. Oil, gas and condensate fields are associated with Zones V, VII and Zone VIII of the PS in Umid field. Presence of gas, gas-condensate fields such as Bulla-Deniz, Shah Deniz and Baharenables to highly assess the structure in terms of the oil and gas bearing capacity.

The complications in the data of the seismic research carried out in Umid field and deep layers of geological sections built, in the edges of the mud volcanoes and outer parts of the structure decrease compared to the upper layers. There emerged favorable conditions for migration of hydrocarbons and the structure for the possibility of the formation of gas and gas condensate fields are considered prospective in terms of oil and gas bearing capacity (Fig. 4).

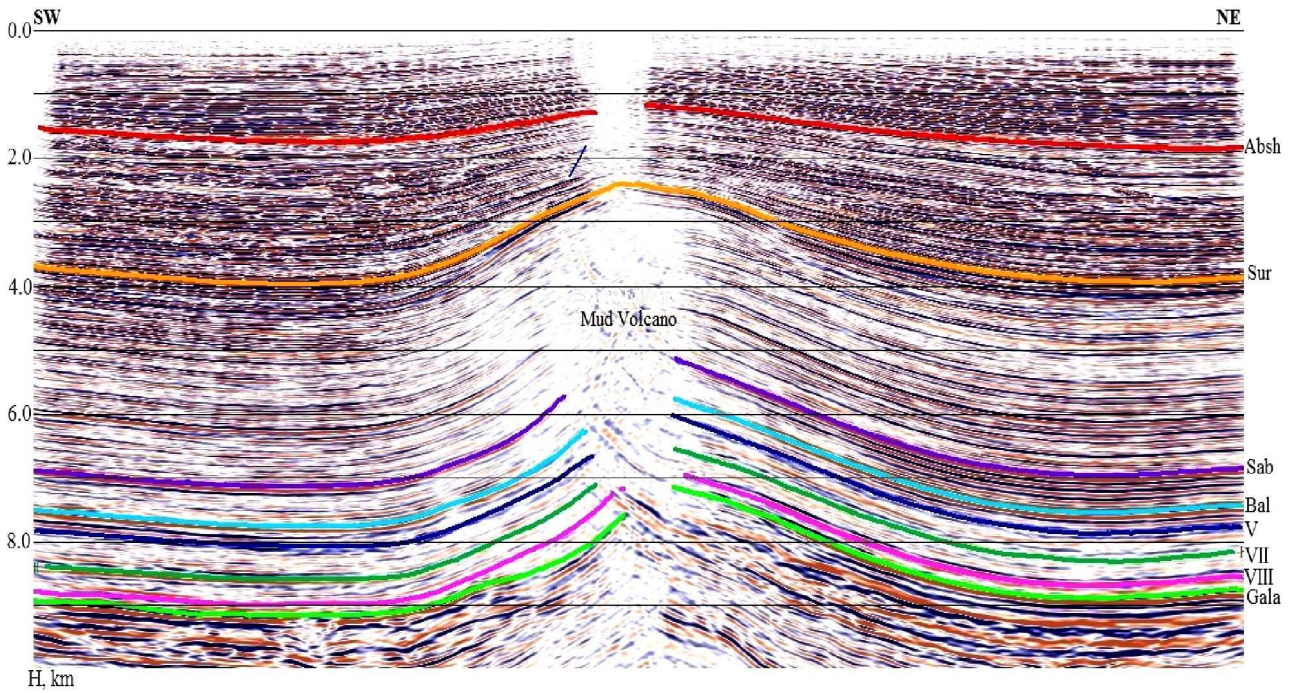


Figure 4 – Dynamic depth crossline 3340 in the Umid field

The amorphous mud mass created by the mud volcano located in the SW of Umid structure has a characteristic geometric shape and the fractures observed around it decline in deep layers (Fig. 5). The coverage of the mud volcano in the upper layers has been widened due to geodynamic tension occurred in the field. The shape of the structure in the deep layers does not change that much and the anticlinal form in the layers maintains its properties [5, 6]. It is clear from the model of geological section that there is a favorable condition for the diffusion of the liquid-gas clay solution to the environment by tectonic fractures (mostly vertical and close to it).

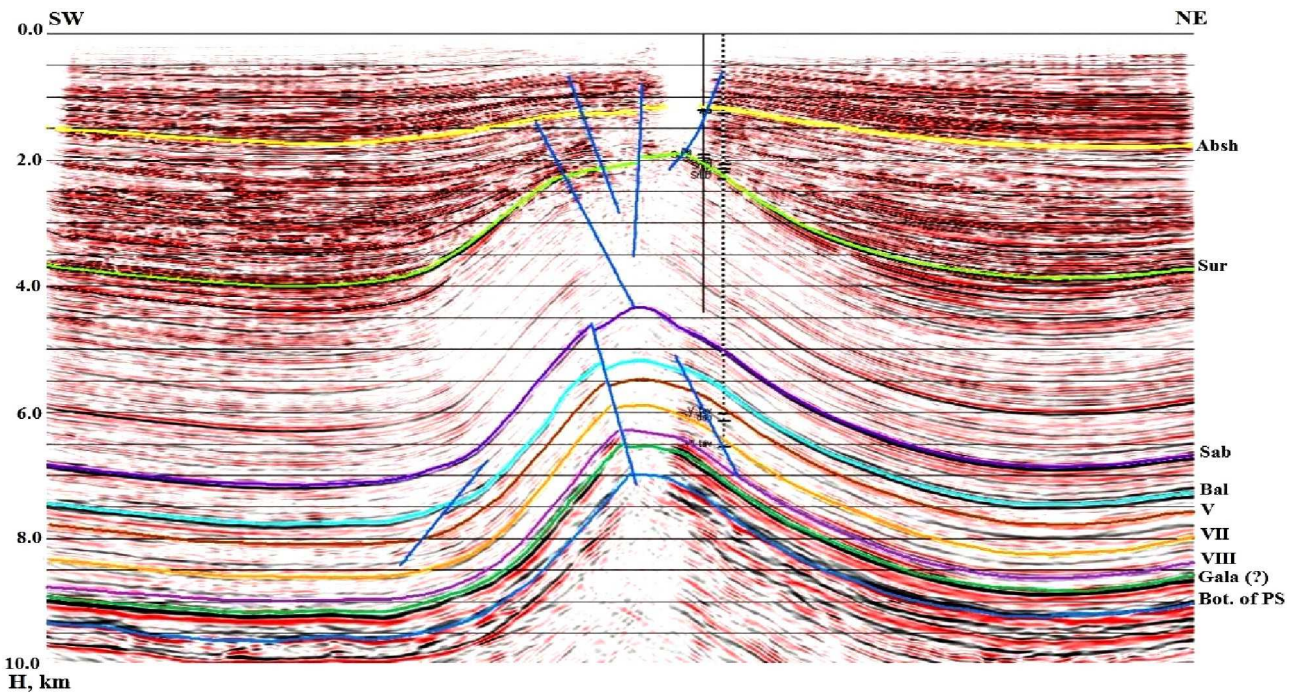


Figure 5 – Dynamic depth crossline 3060 in the Umid field

According to the WLD of the wells drilled in the field, non-observation of Abnormal High Formation Pressure (AHFP) and high ratio of clay bearing capacity of the layers identified based on WLD in the range shown are associated with the free diffusion of the gas fractions to the environment.



In the geological sections, the slope angle of the horizons in the arch and its surrounding parts in the structure within the sedimentary complex between the heel of the PS and the surface of the Cretaceous sediments is reduced from 30–35 °C to 10 °C degree towards the synclinal in the surrounding part of the arch in the SW wing and from 20–250 to 10 °C degree in the NE wing of the structure. Sharp reductions are observed from 43° to 10° degree of the slope angle of the layers beginning from the surrounding part of the arch in SW wing towards the NW wing of the structure. This tendency is disrupted in the NE of the field and here, the slope angles of the layers are 10–300. In the west of the field, the depth of layers is considerably reduced. Conversely, the depth of the layers in the well region № 12 is relatively small compared to the depth of the ones in the SW wing. The slope angles of the layers in the surrounding part of the southern wing of the structure increase to 450 [7].

The surface of the sediments lying under the PS in Umid field and the general structural plan in the PS sediments change in lower layers, and certain differences are observed in structural maps drawn on different horizons.

In the structural map on the surface of the sediments lying under the PL, Umid structure and the synclinals, which separate it from the neighbouring structures, are reflected. Umid structure is in the form of asymmetric anticlinal in the direction of north-west-south-east expressed in 7.000–7.900 m horizontals. The width of the structure is 3.5–4.0 km and is monitored at the distance of 19 km. It is reflected to the north-east wing with 7.000–8.700 m horizontals and lies at an angle of 16–24°. The south-west wing, shown with the 7.000–8.500 m horizontals, lies below the vertical angle (26–45°). The south-west wing of Umid structure descends to the south and joins to the synclinal separating it from Dashli-Aran structures. The deepest place of the synclinal is surrounded by the 9.600 m horizontal. The north-eastern wing of Umid structure passes to the Kichikdagh-Umid synclinal separating it from Bulla-Deniz structure. The aforesaid synclinal consists of two undulations. The western undulation is closed by 9.350–9.250 m horizontals, while eastern undulation was reflected in the research area by 9.500–9.250 m horizontals.

Zone VII (analogue of Pereriv suite) of the PS for the field is of particular importance in terms of oil and gas prospects.

Dynamic features of the seismic record were studied with well data and it was noted that the reservoir rocks of the PS were mainly composed of lentil-shaped sands of delta origin, aleurolites and sandstones.

According to regional correlations, the hydrocarbon saturation ratio is at 0.20 for Umid field, as in the fields located on the anticlinal line of Sangachal – Duvanny-Deniz – Khare-Zira Island – Babek. In other words, closed horizontal at 6.000 m is determined. According to the data obtained from the wells № 12 and 14, the minimum oil saturation thickness is 2 m, according to the data of regional correlation and wells drilled in Umid field, the average effective oil saturation thickness is 23 m, according to the geophysical research data of the wells № 4 and 6,2 m, the maximum effective oil saturation thickness is 35 m.

The total effective thicknesses, gas saturation percentage, porosity, layer pressure, temperature and other geological parameters of Zones V and VII which are gas and gas condensate objects of the main industrial significance in Umid field, are determined as a result of complex research works conducted in the wells drilled. It should be noted that the pressure, temperature, and other parameters of the layers are determined analogically to the data obtained from the wells drilled in Bulla-Deniz field.

In Zone V, the average effective thickness was 23.0 m, gas saturation – 76 %, porosity – 18 %, formation pressure – 80 MPa, temperature – 100 °C, density of gas – 0.680 kg/m³, density of condensate 815 kg/m³. As a result of the research conducted, the average effective thickness in Zone VII was determined 37.4 m, gas saturation – 77 %, porosity – 18 %, formation pressure – 100 MPa, temperature – 110 °C, density of gas – 0.680 kg/m³ and density of condensate – 815 kg/m³.

The mud volcano played a role on the gas saturation intervals of the geological section using the properties of the interval velocity cube drawn in the process of seismic data obtained, in the formation of gas field, as well as in the formation of screen in the periclinal of the SE of the structure and conditions established for the formation of fields [1].

The analysis of new data gives reasons to conclude the followings.

CONCLUSION

The article states that there are favorable conditions for the formation of field by hydrocarbons accumulated in the deep layers in the South Caspian basin, below the PL in the example of Umid-Babek structures. As a result of the geological evaluation, the surface of the sediments lying under Umid structure, the tectonic formation and dimensions on the different horizons of the PL are clarified, it is shown that the structure is complicated mainly by longitudinal large amplitude fractures and diametrical small amplitude fractures, the expansion area of mud volcano located in the south-eastern periclinal of the structure is reflected in maps and profiles. It is noted that there is a favorable petrophysical and lithological positive condition suitable to the wells drilled at the deep layers of Umid structure, in the fields of Shah Deniz, Bulla-Deniz and Alat-Deniz. The comparison of the data on the sections of the wells drilled in the surrounding areas and new drilled wells in Umid field gives reason to say that there are prospective objects in the deep layers.

**Литература:**

1. Юсубов Н.П., Кулиев И.С. Сейсмическая модель грязевулканической системы // АНХ. – 2011. – № 3. – С. 12–20.
2. Хаин В.Е. Современная геология: Проблемы и перспективы // Соросовский образовательный журнал. – 2005. – №1. – С. 66–73.
3. Хаин В.Е. Проблема происхождения и возраста Южно-Каспийской впадины и ее возможные решения // Геотектоника. – 2005. – № 1. – С. 40–44.
4. Гарагаш И.А., Дубовская А.В. Глубинное и разломноблоковое строение земной коры в геомеханической модели напряженно-деформированного состояния Каспийского региона / Пятое научные чтения памяти Ю.П. Булашевича. – Россия, г. Москва : Институт Физики Земли РАН, 2009. – С. 88–92.
5. Valiyev H.O. Geodynamic model, seismic activity of the south Caspian basin and perspective direction of oil and gas fields exploration // Seismoprog, Observ. Territ. – Azerb., 2016. – V. 13. – № 1. – P. 32–37.
6. Велиев Г.О. Вероятность наличия нефтегазовых месторождений в глубинных отложениях Южно-Каспийской впадины в активных геодинамических и термобарических условиях // Способы оптимизации геофизических исследований в активных геодинамических условиях на примере Южно-Каспийской впадины : Тезисы. – Баку : Nafta-Press, 2010. – С. 35.
7. Керимов К.М., Велиев Г.О. Глубинное строение и нефтегазоносность Южно-Каспийской мегавпадины. – Баку : Наука, 2003. – 240 с.
8. Юсубов Н.П., Гасымов Дж.Э. Отчет по оценке геологических результатов 3D сейсмических работ, проведенных на площади «Умид» НГР Бакинского архипелага. – Баку, 2013. – С. 59.

References:

1. Yusubov N.P., Kuliyeu I.S. Seismic model of a mud-volcanic system // ANH. – 2011. – № 3. – P. 12–20.
2. Hain V.E. Modern geology: Problems and prospects // Sorosovsky educational magazine. – 2005. – № 1. – P. 66–73.
3. Hain V.E. Problem of origin and age of the Southern Caspian hollow and its possible decisions // Geotectonics. – 2005. – № 1. – P. 40–44.
4. Garagash I.A., Dubovskaya A.V. The deep and break-block structure of crust in geomechanical model of a stress-strain state of the Caspian region / the Fifth scientific readings memory of Yu.P. Bulashevich. – Russia, M. : Institute of Physics of Earth of RAS, 2009. – P. 88–92.
5. Valiyev H.O. Geodynamic model, seismic activity of the south Caspian basin and perspective direction of oil and gas fields exploration // Seismoprog, Observ. Territ. – Azerb., 2016. – V. 13. – № 1. – P. 32–37.
6. Veliyev G.O. Probability of existence of oil and gas fields in deep deposits of the Southern Caspian hollow in active geodynamic and thermobaric conditions // Ways of optimization of geophysical surveys in active geodynamic conditions on the example of the Southern Caspian hollow : Theses. – Baku : «Nafta-Press», 2010. – P. 35.
7. Kerimov K.M., Veliyev G.O. Deep structure and oil-and-gas content of the Southern Caspian megahollow. – Baku : Nauka, 2003. – 240 p.
8. Yusubov N.P., Gasymov J.E. The report on assessment of geological results of the 3D seismic works which are carried out at NGR Square «Umid» of the Baku archipelago. – Baku, 2013. – P. 59.



УДК 551

ПРОИСХОЖДЕНИЕ ГЛОБАЛЬНЫХ ГЛУБИННЫХ РАЗЛОМОВ И ИХ ЗНАЧЕНИЕ В ДЕГАЗАЦИИ ЗЕМЛИ

ORIGIN OF GLOBAL DEEP BREAKS AND THEIR VALUE IN DECONTAMINATION OF THE EARTH

Ахвердиев А.Т.

кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник,
Институт Геологии и Геофизики
НАН Азербайджана
hhagverdiyev@mail.ru

Керимова Н.Т.

Институт Геологии и Геофизики
НАН Азербайджана

Нариманов Н.Т.

Нефтяная Академия Азербайджана

Каграманов К.Н.

кандидат геолого-минералогических наук,
Компания SOCAR

Самедова Р.А.

Институт Геологии и Геофизики
НАН Азербайджана

Аннотация. В статье с позиции концепции динамики эволюции земной коры (КДЭЗК) излагаются происхождение и условия формирования глобальных глубинных разломов и их закономерности распространения, а также значение их в дегазации Земли. Согласно этой концепции, при вращении Земли создаются геодинамические силы и все геологические процессы, в том числе: перемещение литосферных масс и их разрушения; образование глобальных глубинных разломов; внутриземные аномальные явления; вулканоплутонические процессы и землетрясения; формирования горно-складчатых систем и др.

Ключевые слова: тектоника, спрединг, магма, глубинные разломы, супердивергентная зона.

Akhverdiyev A.T.

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Leading researcher,
Institute of Geology and Geophysics
NAN of Azerbaijan
hhagverdiyev@mail.ru

Kerimov N.T.

Institute of Geology and Geophysics
NAN of Azerbaijan

Narimanov N.T.

Oil Academy Azerbaijan

Kagramanov K.N.

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
SOCAR company

Samedova R.A.

Institute of Geology and Geophysics
NAN of Azerbaijan

Annotation. The origin and distribution patterns of world networks, deep faults as well as their importance in the geological processes formation including volcano-plutonic, metamorphic processes and mineralization associated with them were considered in this article. Their distribution patterns in the Earth surface have been given. Their unique features from the perspective of the conception of Earth Crust dynamics evolution (CDEC) have been determined. Main genetic types of deep faults have been distinguished and characterized and their importance in the Earth Crust evolution and mineralization has been determined. The article focuses on Earth degazation nature and its role in formation of economic minerals from point of New geodynamic of the Earth Crust evolution based on Earth rotation. There is deep faults role in Earth degazation and geodynamic conditions of formation for economic mineral fields.

Keywords: tectonics, spreading, magma, deep breaks, superdivergent zone.

Введение

При перемещении литосферных масс по поверхности мантии создается сложное напряжение в структуре Земли, в том числе в ее коре. Это, в основном, связано с дифференциальным характером толщины земной коры. На основе закона изостазии наиболее мощные части их больше оседают на пластичной мантии, чем тонкие. Разрушение земной коры сопровождается образованием глубинных разломов, которые играют важное значение в дегазации Земли. При извержении вулканов выбрасывается огромное количество продуктов, которое также сопровождается выделением огромного количества газов. Выделение газов также происходит в процессе землетрясений. Газовые продукты в развитии Земли выражаются в различных формах. Часто они участвуют в развитии геологических



процессов в виде газовых эманаций. Эти газы также принимают участие в формировании эндогенных типов месторождений полезных ископаемых, где выделенные газы из мантии участвуют в процессах ассимиляции, дифференциации, контаминации и других процессах, которые происходят в промежуточных магматических камерах, расположенных в пределах различных генетических типов глубинных разломов.

Образование глубинных разломов

Глубинные разломы являются одним из важных структурных элементов земной коры. Происхождение и закономерности распространения их выяснены с позиции концепции эволюционной динамики земной коры (КЭДЗК). Согласно этой концепции, при вращении Земли вокруг своей оси образуются геодинамические силы, которые развиваются с определенными закономерностями, связанными с ротацией Земли. Эти силы направлены с запада на восток и с полюсов Земли к ее экватору, и взаимоотношения их создают также тангенциальные силы, которые в пределах Северного полушария Земли развиваются в юго-восточном, а на Южном полушарии – в северо-восточном направлении (рис. 1).

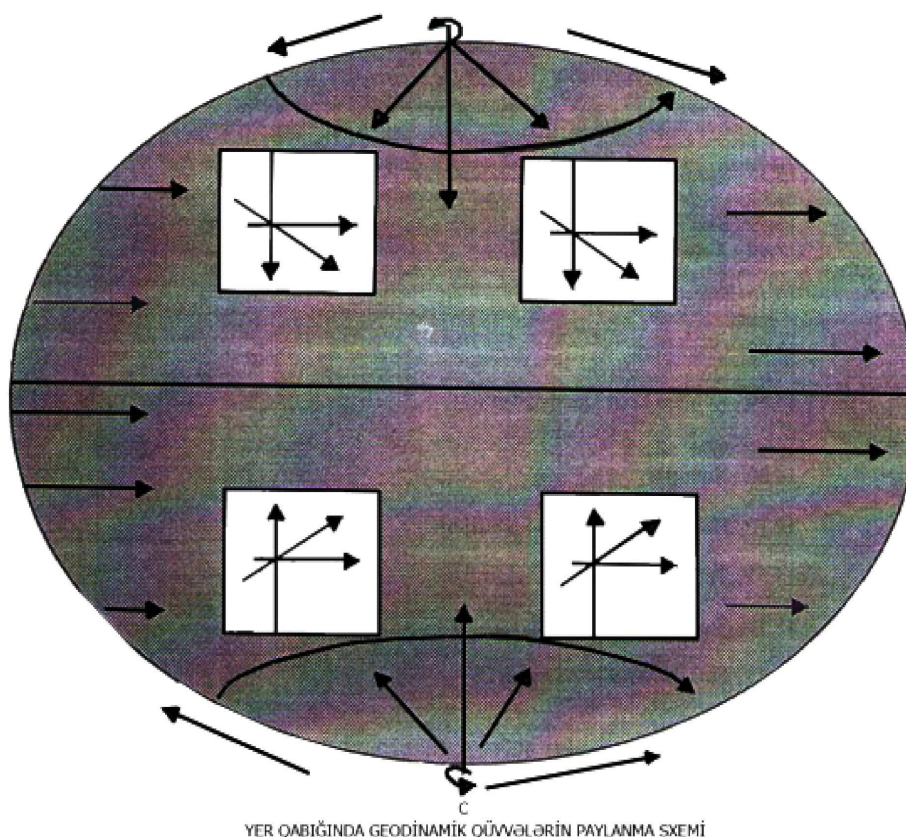


Рисунок 1 – Схема распространения геодинамических сил Земли

Все геологические процессы происходят под влиянием этих геодинамических сил. Под их влиянием литосферные массы перемещаются по верхней мантии. Перемещения происходят повсеместно по всей площади Земли. В результате этих перемещений в земной коре создаются сложные напряжения, чем обусловлены разрушения ее на отдельные геоблоки. Разрушения земной коры на отдельные геоблоки сопровождаются образованием глубинных разломов. Эти разломы часто достигают верхней мантии, вследствие чего по этим разломам из верхней мантии выделяется огромное количество газов. Эти газы выделяются из тех зон, где происходят интенсивные физико-химические фазовые превращения. Продукты этих фазовых превращений поднимаются на поверхность Земли в виде вулканоплутонических продуктов.

До формирования глубинные разломы находились в стационарном положении. Возбуждение или активизация их связана с образованием над ними разломов. Они, внедряясь в различные части Земной коры, участвуют в развитии геологических процессов, в том числе в рудообразовании и формировании нефтегазовых месторождений.

Газы из мантии выделяются тогда, когда между верхней мантией и земной корой происходит смещение масс, которое обуславливает образование физико-химических фазовых превращений. С



увеличением фазовых превращений до образования глубинных разломов, господствующих на данной области Земли, термодинамическое равновесие нарушается.

При этом во время дислокации литосферных масс создаются сложные напряжения в структуре земной коры, обуславливающие формирование различных зон напряжений типа дивергентных и конвергентных зон. Все это происходит в результате перемещения литосферных масс, выражающееся в формировании разнообразных морфоструктурных элементов в глобальном масштабе типа горно-складчатых систем; субдукционных и спрединговых зон; рифтогенных структур; островных дуг; желобов и других структурных элементов. Создание всех структурных элементов сопровождается образованием различных генетических типов глубинных разломов. В основном эти глубинные разломы снимают те напряжения земной коры, создаваемые перемещением литосферных масс, которые являются закономерным процессом развития земной коры. При дислокации литосферных масс создается сложный каркас структуры глубинного характера, который охватывает всю площадь Земли и играет важное значение в дегазации Земли в целом.

Значение глубинных разломов в дегазации Земли

С позиции КДЭЗК все эти процессы происходят под влиянием геодинамических сил, которые созданы при вращении Земли вокруг своей оси. В данной концепции выделяются в основном четыре генетические типы разломов глубинного характера развития: дивергентные, конвергентные, трансформные и коллизионные разломы. В распространении этих разломов наблюдается четкая закономерность, которая согласуется с закономерными распределениями геодинамических сил Земли. Дивергентные и конвергентные разломы развиваются вблизи экваториальных зон. Они располагаются субпараллельно к меридиональным дальше направления этих зон и могут изменяться только под влиянием тангенциальных сил (рис. 2). Это связано с тем, что вблизи полюсов геодинамические силы, направленные с полюсов Земли, преобладают над силами, направленными с запада на восток. Поэтому глубинные разломы, связанные как с дивергентными, так и с конвергентными процессами, в экваториальных зонах прослеживаются в субмеридиональных направлениях, а трансформные располагаются субперпендикулярно к ним.

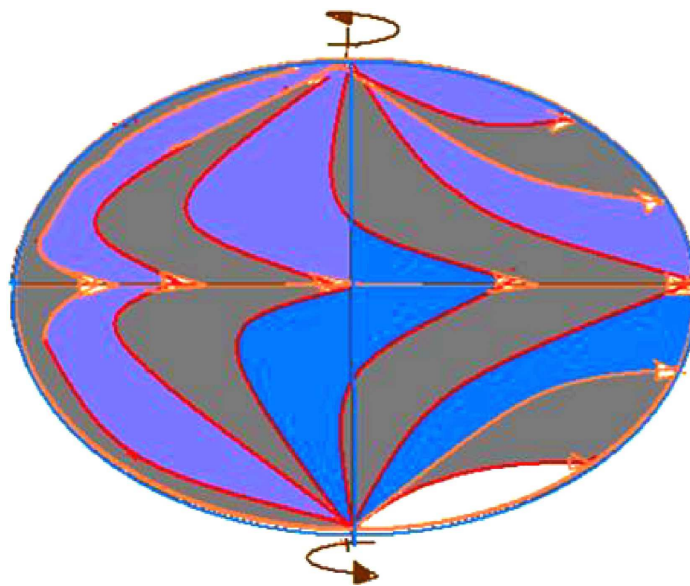


Рисунок 2 – Схема распространения тангенциальных сил в лике Земли

Эта закономерность нарушается только вблизи полярных зон. Эти разломы связаны с мантийными процессами, и дегазация верхней мантии происходит по этим разломам. Продукты дегазации в виде газообразных эманаций (ювенильные продукты) участвуют в дифференцированных, ассимиляционных и контаминационных процессах.

В период протекания этих процессов происходит выделение и скопление рудных компонентов, которые являются основным продуктом для формирования месторождений полезных ископаемых.

Ко второму типу глубинных разломов относятся все трансформные разломы, образование которых связано со сдвигом перемещающихся масс с запада на восток, которые в свою очередь создаются между перемещающихся литосферных эшелонов.

К третьему генетическому типу глубинных разломов относятся формировавшиеся в результате коллизии и дислокации межплитовые образования. Все указанные генетические типы разломов являются сквозь-мантийными. Поэтому во время их образования под ними происходит расщепление



мантийного вещества, а при расщеплении мантийного вещества выделяются газовые продукты, которые в целом служат дегазации Земли.

Процессы дегазации и их интенсивность довольно разнообразны, как по вещественному составу, так и по форме проявления. Основные виды проявления дегазации связаны с вулканическими процессами и землетрясениями, которые неравномерно распределены на лике Земли. Вулканические процессы наиболее интенсивно происходят вблизи экваториальных широтных полос Земли, чем вблизи полюсов. Это связано с закономерностями распределений геодинамических сил на ее площади. Так как при ротации Земли скорость дислокации масс связана с уменьшением ее радиуса от полюсов к экватору, они располагаются перпендикулярно к оси вращения Земли и закономерно увеличиваются, в соответствии с чем их длина в полюсах имеет минимальное значение, а вблизи экватора – максимальное значение.

Между интенсивностью дегазации Земли и распределением геодинамических сил имеется прямая зависимость, так как с динамикой эволюции геодинамических сил, управляемой ротацией Земли, связано развитие глобальных глубинных разломов, которые являются путями дегазации мантийного вещества на поверхность Земли. Во время вулканической деятельности выбрасывается огромное количество мантийных продуктов, которые по существу являются продуктами дегазации подкоровых веществ. Они по пути движения на поверхность Земли сопровождаются выделением газовой-жидких ювенильных продуктов, из которых в дальнейшем формируются различные генетические типы полезных ископаемых. Эти полезные ископаемые формируются в результате скопления рудного вещества в различных уровнях земной коры, некоторые из них в дальнейшем выходят на поверхность благодаря денудационным процессам.

Процесс дегазации по своей природе сложный и происходит в результате физико-химических фазовых превращений, с чем связаны образования астеносферы, плюмов, сутур и других аномальных явлений. Находясь в различных сферах Земли, они имеют различную интенсивность проявления, причем интенсивность их по глубине уменьшается. Наиболее интенсивные физико-химические фазовые превращения происходят в верхних разноуплотненных геосферах Земли, особенно между верхней мантией и литосферой.

Явления астеносферы особенно интенсивно проявляются в зонах глубинных разломов. Это связано с тем, что под этими зонами разломов нарушается изостатическое равновесие в верхней мантии и в данных участках земной коры. Здесь интенсивность физико-химических фазовых превращений нарастает, и по глубинным разломам происходят вулканоплутонические процессы. Отсюда логично следует думать о том, что долгое время укоренившееся в мыслях исследователей о природе астеносферных явлений представление – якобы они являются одним из геосфер Земли – теряет свое значение. Этот слой с позиции КДЭЗК является физико-химическим выражением оживленных зон фазовых превращений между земной корой и верхней мантией и в других межгеосферных участках Земли.

В последние годы сейсмологографическими методами установлено, что в разрезе Земли в пределах мантии и на больших глубинах имеются многочисленные участки с различными геометрическими формами (диапиры, плюмы, сутуры и другие образования), которые также связаны с различными межгеосферными процессами, обуславливающими перенос глубинных веществ к поверхности Земли по ослабленным зонам земной коры.

К таким зонам относятся все генетические типы глубинных разломов земной коры. Это те области, где располагаются рифтовые зоны, спрединговые сети, трансформные разломы, субдукционные зоны, желоба и др. Под этими зонами изменение термодинамических условий происходит за счет расщепления, т.е. разуплотнения подкоровых веществ, и увеличиваются их объемы из-за газофлюидных продуктов, выделенных из мантии, которые поднимаются из глубин в виде вулканоплутонических продуктов. Одновременно эти процессы сопровождаются сейсмическими проявлениями, которые также играют важную роль в дегазации Земли.

Все выше отмеченные структурные особенности развития земной коры и особенно их разломные структуры показывают, что изучение их закономерностей развития и других особенностей имеет важное научно-практическое значение, так как все эти процессы активно участвуют в происхождении и формировании основных видов полезных ископаемых.

Продукты дегазации Земли, в том числе магматические продукты, являются основным источником эндогенного рудообразования. Как отмечено, подъем магматических продуктов на поверхность Земли происходит в очень сложных формах, вместе с тем они представлены разнообразными процессами (дифференцированные, ассимиляционные, контаминационные и другие геологические процессы), непосредственно участвующими в формировании различных типов эндогенных рудных месторождений в различных геотектонических условиях.

Особенно крупные эндогенные типы рудных месторождений наблюдаются в конвергентных зонах типа субдукционных, рифтогенных и коллизионных зонах (М.А. Кашкай, А.В. Мамедов, Э.Ш. Шихалибейли, Г.А. Велиев А.Т. Ахвердиев и др.). Почти все эндогенные типы месторождений полезных ископаемых отмечены в субдукционных зонах, располагающихся в западных окраинах Северной и Южной Америки, в юго-западных зонах Африки, в Евразийском континенте – Урал, Казахстан, Сибирь, Индия и других регионах мира.



Дегазация Земли не ограничивается ролью участия их только в эндогенном рудообразовании, а также играет важную роль в других процессах, происходящих в различных геосферах Земли. То есть газы, являющиеся одним из основных составных частей вещества Земли с позиции КДЭЗК, и их эволюционный характер развития тесно связаны с геодинамическими силами Земли. До влияния геодинамических сил они находятся в стационарном положении, а после оживления играют ведущую роль в эволюции вещества Земли в целом.

Как было отмечено выше, газы в различных формах участвуют в образовании и преобразовании всех видов физико-химических превращений во всех сферах Земли и требуют своего дальнейшего исследования. Эта область науки имеет широкий профиль, и каждый исследователь, занимающийся в сфере естественных наук, может найти свой объект исследований.

Признание позиции КДЭЗК в каждом направлении приведет к интересным научным результатам.

Принятие во внимание геодинамических сил в геотектонике позволит выяснить природу многочисленных геотектонических процессов, имеющих важное научно-практическое значение.

С позиции данной концепции нами сделана попытка анализа вопроса происхождения нефти и механизма формирования ее месторождений. Выяснение природы многочисленных глобальных геодинамических процессов (в том числе субдукционных, рифтогенных, спрединговых, желобов, остроудужных систем, вулканоплутонических и других процессов) и их рудообразующих способностей позволяет предполагать, можно ли объяснить происхождение нефти и механизм формирования нефтяных месторождений на основе фактов и логических рассуждений, чтобы добиться решения этой проблемы.

Приходилось анализировать существующие данные и выявить закономерности распространения известных нефтяных месторождений в структуре Земли. Выяснилось, что самые богатые эндогенные месторождения формировались в тех континентах, где мощность их большая. Вторым условием является то, что эти континенты до стабилизации преодолели длинный путь раздроблением тектонических элементов, и там наблюдаются следы развития сложных и разнообразных палеотектонических процессов, представленных сложными типами разломной сети. Продукты сложнопостроенных вулканоплутонических процессов, по всей вероятности, связаны глубинными разломами, в основном дивергентного и конвергентного характера (Северо- и Южно-Американские континенты и Африка). Такие типы распространены как в пределах рифтовых зон континентов, так и в древних и сравнительно молодых коллизионных зонах (Альп-Гималайских коллизионных зонах, в том числе его Кавказский сегмент). Что касается нефтегазовых месторождений, то, судя по их формированию, значение геотектонических условий неоспоримо, но с позиции КДЭЗК требуется выяснение механизма образования.

Принятие во внимание закономерностей распространения геодинамических сил позволит выяснить роль глубинных разломов в формировании нефтяных месторождений и их природы. Одновременно надо выяснить природу тех процессов в пределах отдельных типов глобальных структур земной коры, которые важны для учета определенных факторов, связанных непосредственным формированием тех или иных типов эндогенных месторождений. С позиции КДЭЗК сначала необходимо выяснить, какие факторы необходимы для формирования того или иного типа месторождений, и изучить физико-химические характеристики предполагаемых месторождений. Далее делаются предпосылки, существуют ли соответствующие геотектонические условия для формирования месторождений полезных ископаемых.

Теперь с этой позиции, анализируя закономерности распространения нефтяных месторождений, видно, что основные богатые нефтяные месторождения мира сосредоточены вдоль супердивергентных зон (см. карту мировых месторождений мира), которые по современным представлениям являются ореолом выделения газовых продуктов. Этот грандиозный факт заставляет думать, что выделенные газы из мантии Земли не только участвуют в образовании эндогенных месторождений, но одновременно участвуют в формировании нефтегазовых месторождений.

Также отметим, что выделение газов происходит во всех дивергентных зонах, однако нефтяные месторождения развиты в тех дивергентных зонах, которые представлены рифтогенными разломами, характерными для мощных континентальных типов земной коры. Этот факт еще раз подтверждает, что для формирования нефтегазовых месторождений существует два главных фактора: 1) благоприятные геотектонические условия, т.е. мощная земная кора с богатыми органическими веществами; 2) активный дивергентный разлом, который бы мог обеспечить газовыми эманациями, которые в свою очередь необходимы для образования нефтегазовых месторождений. Отсутствие одного из этих факторов затрудняет формирование нефтегазовых месторождений. Именно в спрединговых зонах газ есть, а органическое вещество отсутствует. Поэтому там не могут образоваться нефтегазовые месторождения. Есть такие мощные типы земной коры, где отсутствуют мантийные газы, там тоже нет нефтегазовых месторождений (например, Европейские платформы: Украина, Германия, Франция и др.).

Таким образом, с позиции КДЭЗК для образования самой нефти и нефтяных залежей необходимы органические вещества и газы, которые совместно участвуют в образовании нефти. Отсутствие одного из них препятствует формированию нефтяных месторождений. Значит, одним выделением мантийных газов не могут быть созданы крупные нефтегазовые месторождения, и для этого еще нужны



благоприятные геотектонические условия, т.е. мощные осадочные породы с богатыми органическими веществами.

С позиции КДЭЗК самые благоприятные условия для формирования крупных нефтяных месторождений – это мощная континентальная земная кора с богатыми органическими веществами и зоны растяжений рифтового типа. Эти условия необходимы для формирования крупных нефтегазовых месторождений. Основными аргументами этой мысли могут быть выяснение главных особенностей суперзон, располагающихся в пределах океанических бассейнов. Одна из характерных зон растяжений проходит по Средне-Атлантическому океаническому хребту (СОХ), где не имеется нефтяных месторождений в связи с отсутствием там земной коры с богатыми органическими веществами, являющимися одним из важных геотектонических условий для формирования нефтяных месторождений.

Такие же зоны растяжения наблюдаются в Тихом океане, в пределах Индийского океана и прослеживаются в северном направлении. В пределах Евразийского континента они расчленяются на несколько ветвей. Одна из них (западная ветвь) в субмеридиональных направлениях развивается в северном направлении, где в подступе к континенту расчленяется – по Красноморскому и Персидскому заливам. Богатые нефтяные месторождения Персидского залива, Каспийского моря, Мангышлака и др. с позиции КДЭЗК связаны с супердивергентными зонами.

Все отмеченные факты свидетельствуют о том, что в формировании месторождений полезных ископаемых, а также нефтегазовых, дегазация Земли имеет исключительно важное значение. Земля, в том числе ее кора, находится вечно в движении – это ее жизнь. Она дышит через глубокие разломы источником питания, которым являются подкоровые оживленные участки – астеносфера, плюмы, сутуры и другие зоны мантии, где происходят физико-химические фазовые превращения.

По совокупности источников всех геологических процессов является вращение Земли вокруг своей оси. А сама Земля и ее жизнь связана с Всемирным притяжением, которое по существу является «божьей силой» Света.

Заключение

Вышеизложенное одновременно указывает на то, что образование астеносферы, плюмов, сутур и других аномальных явлений тесно связано с вращением Земли, и все они являются продуктом фазовых превращений между отдельными геосферами Земли.

В заключение отметим, что астеносфера, плюмы, сутуры и диапиры – все они однохарактерные процессы и имеют единое происхождение, представленное физико-химическими фазовыми превращениями и отличаются друг от друга лишь по форме распространения и по геометрическим параметрам. Астеносфера имеет широкое распространение и охватывает почти всю подкоровую сферу Земли и, по-видимому, на этой основе её считается самостоятельной геосферой Земли.

Литература:

1. Агабеков М.Г., Мамедов А.В. Геология и нефтегазоносность Западного Азербайджана и Восточной Грузии. – Баку, 1960.
2. Ахвердиев А.Т. Новая геодинамическая модель перемещения литосферных масс // Материалы 7-ой международной конференции посв. 85-летию Московского государственного университета (МГРИ-МГРУ): Новые идеи науках о Земле. – М., 2007. – С. 8.
3. Ахвердиев А.Т., Велиев З.А. Геодинамические силы Земли и их роль в формировании месторождений полезных ископаемых : Актуальные проблемы геологии // Сборник научной конференции посвященной 91-й годовщине Гейдара Алиева. – Баку, 2014. – С. 31–32.
4. Ахвердиев А.Т., Кашкай Ч.М. Дегазации как следствие геодинамических процессов // Международная конференция по дегазации Земли. – М., 2002.
5. Ахвердиев А.Т. Происхождение аномальных явлений и их значение в эволюции земной коры // 2-я междунар. конферен. – Киев, 2016. – С. 5–10.
6. Ахвердиев А.Т. Геодинамические силы Земли, происхождение, закономерности распространения и их значение в эволюции земной коры // 2-я междунар. конферен. – Киев, 2016. – С. 10–15.
7. Браташ В.Н. Керманско-Кашмерский прогиб Ирана и проблема сопряжения донорских структур Туранской плиты и Средиземноморского пояса // Геотектоника. – 1976. – № 5. – С. 55–67.
8. Вегенер А.В. Происхождение материков и океанов. – М., 1924.
9. Кашкай М.А., Тамразян Г.П. Поперечные (антикавказские) дислокации Крымско-Кавказского региона. – М.: Недра, 1967.
10. Мамедов А.В., Ахвердиев А.Т. О природе и механизме глубинных разломов с позиции глобальной тектоники // Физика, математика и науки о Земле. – 2003. – № 3. – С. 39–47.
11. Петров В.П. Игнимбриты и туфовые лавы: еще о природе арктуфа : Вулканизм и глубина Земли. – М., 1971. – С. 280–287.
12. Петров В.П. Основы классификации туфовых и вулканогенных пород // Проб. вулканизма. – Е., 1959.
13. Петров В.П. Петрографический облик игнимбритов и туфовых лав и их место среди горных пород промежуточных между лавами и туфами : Туфолавы и игнимбриты. – М., 1966. – С. 24–38.
14. Петров В.П. Теоретические основы практического использования продуктов поверхности вулканизма // Проб. вулканизма. – Е., 1959.
15. Шихалибейли Э.Ш. Избранные труды. – Баку : Изд. Nafta-Press, 2011. – С. 200.

**References:**

1. Agabekov M.G., Mamedov A.V. Geology and oil-and-gas content of the Western Azerbaijan and East Georgia. – Baku, 1960.
2. Akhverdiyev A.T. New geodynamic model of movement of lithospheric mass // Materials of the 7th international conference devoted to the 85 anniversary of Moscow State University (MGRI-MGGRU): The new ideas sciences about Earth. – M., 2007. – С. 8.
3. Akhverdiyev A.T., Veliyev Z.A. Geodynamic forces of Earth and their role in formation of mineral deposits: Current problems the geology // Collection of a scientific conference of the devoted 91st anniversary of Heydar Aliyev. – Baku, 2014. – P. 31–32.
4. Akhverdiyev A.T., Kashkay Ch.M. Decontaminations as a result of geodynamic processes // the International conference on decontamination of Earth. – M., 2002.
5. Akhverdiyev A.T. Origin of the abnormal phenomena and their value in crust evolution // the 2nd international conference. – Kiev, 2016. – P. 5–10.
6. Akhverdiyev A.T. Geodynamic forces of Earth, origin, regularities of distribution and their value in crust evolution / the 2nd international conference. – Kiev, 2016. – P. 10–15.
7. Bratash V.N. Kerman and Kashmery deflection of Iran and problem of interface of pre-Jurassic structures of the Turan plate and Mediterranean belt // Geotectonics. – 1976. – № 5. – P. 55–67.
8. Wegener A.V. Origin of continents and oceans. – M., 1924.
9. Squash M.A., Tamrazyan G.P. Cross (anti-Caucasian) dislocations of the Crimean-Caucasian region. – M. : Nedra, 1967.
10. Mamedov A.V., Akhverdiyev A.T. About the nature and the mechanism of deep breaks from a position of global tectonics // Physics, the mathematician and science about Earth. – 2003. – № 3. – P. 39–47.
11. Petrov V.P. Ignimbrite and tuff lavas: about the nature of an ignimbrite : Volcanism and depth of Earth. – M., 1971. – P. 280–287.
12. Petrov V.P. Bases of classification of tuff and volcanogenic breccias // Problems of volcanism. – E., 1959.
13. Petrov V.P. Petrographic shape of ignimbrite and tuff lavas and their place among rocks intermediate between lavas and tuff : Tufflava and ignimbrite. – M., 1966. – P. 24–38.
14. Petrov V.P. Theoretical bases of practical use of products surface of volcanisms // Problems of volcanism. – E., 1959.
15. Shikhalibeyli E.Sh. Chosen works. – Baku : Prod. Nafta-Press, 2011. – С. 200.



УДК 551.242

ГЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И ПРОБЛЕМЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ НЕФТИ

GEOTECTONIC CONDITIONS OF FORMATION OIL FIELDS AND PROBLEM ORIGIN OF OIL

Ахвердиев А.Т.

кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий научный сотрудник,
Институт Геологии и Геофизики
НАН Азербайджана
hhagverdiyev@mail.ru

Керимова Н.Т.

Институт Геологии и Геофизики
НАН Азербайджана

Нариманов Н.Т.

Нефтяная Академия Азербайджана

Каграманов К.Н.

кандидат геолого-минералогических наук,
Компания SOCAR

Самедова Р.А.

Институт Геологии и Геофизики
НАН Азербайджана

Аннотация. В статье излагаются условия формирования нефтяных месторождений в аспекте глобального развития геотектонических процессов. На фоне этих процессов описываются основные закономерности распространения месторождений нефтяных провинций. Главные особенности этих структур выяснены с позиции концепции динамики эволюции земной коры (КДЭЗК). Выясняется, что основные нефтяные провинции, располагающиеся вдоль дивергентных зон, не могут быть случайными. С позиции КДЭЗК газы, выделяющиеся из верхней мантии, по пути своего следования на верхних зонах земной коры при благоприятных условиях (т.е. богатых органическими веществами) участвуют в формировании нефтяных месторождений.

Ключевые слова: тектоника, спрединг, магма, генезис нефти, нефтегазоносность, супердивергентная зона.

Akhverdiyev A.T.

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Leading researcher,
Institute of Geology and Geophysics
NAN of Azerbaijan
hhagverdiyev@mail.ru

Kerimov N.T.

Institute of Geology and Geophysics
NAN of Azerbaijan

Narimanov N.T.

Oil Academy Azerbaijan

Kagramanov K.N.

Candidate of Geological
and Mineralogical Sciences,
SOCAR company

Samedova R.A.

Institute of Geology and Geophysics
NAN of Azerbaijan

Annotation. In article it is stated conditions of formation of oil fields, in aspect global development of geo-tectonic processes. Against the background of these processes, the main regularities distribution of the field of oil provinces are stated. The main features of these structures are found out from a position of the concept of dynamics of evolution of crust (CDEC). It turns out that the main oil provinces having along divergent zones cannot be casual. With CDEC position gases allocated from the top cloak, on the way of the following on the upper crust zones, under favorable conditions (i.e. rich organic matter) participate in formation of oil fields.

Keywords: tectonics, spreading, magma, oil genesis, oil and gas content, superdivergent zone.

Введение

С позиции КДЭЗК исследование условий формирования и генезис нефтяных месторождений имеет важное теоретическое и практическое значение. Это связано с тем, что основные потребности в энергических ресурсах человечество обеспечивают нефть, газ и их продукты. Однако некоторые вопросы, связанные с условиями формирования и их генезиса, не решены однозначно и до сих пор остаются объектом оживленных дискуссий. Данная статья посвящена этой проблеме.

Обнаружение и подсчет запасов нефтяных и газовых месторождений, а также решение вопроса их генезиса и изучение условий их формирования имеет важное научно-практическое значение. Однозначное решение вопроса генезиса нефти до сих пор остается дискуссионным, что является основным препятствием для правильного прогнозирования их месторасположения.

В вопросах генезиса нефти, в основном, господствует теория её органического происхождения. Есть сторонники неорганического пути ее происхождения. Не останавливаясь на анализе этих дискуссий, отметим, что об этом в геологической литературе имеются достаточные сведения (1–5).



Наша цель заключается в том, чтобы осветить эту проблему с позиции концепции динамики эволюции земной коры (КДЭЗК), которая может быть полезна для выяснения теоретической проблемы нефтяной геологии.

При анализе существующих литературных материалов в развитии нефтяных месторождений мира наблюдается определенная закономерность в их распространении. Это не может быть случайным, и она тесно связана с эволюцией земной коры (см. карту нефтяных провинций мира).

Поэтому анализ закономерностей глобального распространения известных нефтяных месторождений имеет первостепенное значение по отношению к выяснению их связи с эволюцией земной коры. Даже с первого взгляда наблюдается, что нефтяные месторождения в земной коре распространены не хаотично. Несмотря на то, что не все нефтяные месторождения открыты, в размещении их можно найти определенную закономерность.

На карте нефтяных месторождений мира в их расположении отмечается определенная линейность по отношению к меридиану Земли. Это особенно наглядно наблюдается в Западном полушарии Земли по линии субдукционных зон Южной и Северной Америки, вблизи конвергентных границ названных континентов. Такая же закономерность наблюдается в Евроазиатском и Африканском континентах. На основании этого, согласно принципам КДЭЗК, можно сделать вывод о том, что формирование богатых нефтяных месторождений связано с зоной напряжений, в основном, зоной дивергентного типа, частично в прогибах сжатия земной коры.

Однако формирование нефтяных месторождений не следует связывать со всеми зонами растяжения земной коры. Для этого нужны такие зоны растяжения, где есть благоприятные геотектонические условия, которые могут обуславливать образование и формирование нефтяных месторождений.

Для формирования нефтяных месторождений нужны мощные материнские породы с богатыми органогенными веществами, которые бы могли быть основной базой формирования нефтяных залежей. К таким зонам земной коры могут быть отнесены рифтогенные зоны первого порядка. Это связано с тем, что там имеются благоприятные условия для образования их вещественного состава, а также геотектонические условия накопления для формирования нефтяных залежей.

Учитывая, что многие известные нам сегодня нефтяные месторождения размещаются, в основном, в мощных осадочных толщах, формирование которых связано с древними активными окраинами и глубокими рифтогенными зонами континентов, это дает основание предполагать, что образование и формирование нефтяных месторождений тесно связано с глобальными дивергентными зонами. Формирование их связано с закономерностями распространения геодинамических сил, чем связано формирование зон напряжений, в том числе дивергентных зон.

Кроме указанных условий для образования и формирования нефтяных месторождений, важными условиями являются литологический состав осадочных толщ и их коллекторские свойства. В этом отношении большой интерес представляет анализ геотектонических условий формирования нефтяных месторождений Каспийского бассейна.

Каспийский бассейн, по нашему представлению, является одним из срединных отрезков самых крупных дивергентных зон, почти соединяющих северный и южный полюса Земли по линии: Восточная Африка – Красное море – Каспийское море – Урал – Новая Земля, охватывая большие полосы дивергентных зон, имеющих сотни километров ширины, которые на севере пересекаются зоной сочленения двух континентов – Азии и Европы.

Не случайно, что самые богатые нефтяные месторождения мира (Мадагаскар, Персидский залив, Каспийское море, Мангышлак и др.) располагаются в этой зоне и, естественно, их богатства и происхождение связаны с этой супердивергентной зоной.

Охарактеризованная супердивергентная зона осложнена одной из крупных горно-складчатых систем мира Альп-Гималайскими горными сооружениями, которые в кайнозойском времени вовлечены к коллизионным типам развития земной коры. В этом отношении Каспийский бассейн является одним из сложных и вместе с тем интересных по своему геотектоническому развитию регионов мира, где развито сочетание рифтогенных, коллизионных и субдукционных структур.

В Каспийском бассейне сформировалась мощная осадочная толща мезокайнозойского возраста, достигающая местами до 32 км толщины. Эта осадочная толща участвует в строении Восточного Кавказа, а ее восточное продолжение погребено водой Каспийского моря, которое богато нефтегазовыми продуктами (месторождениями). К сожалению, никто не подумал, с чем связаны богатства этой зоны?

Этот вопрос объясним с позиции развития глобальных геотектонических процессов, которые образуются под влиянием геодинамических сил с закономерными распределениями, связанными с ротацией Земли (рис. 1). С позиции КДЭЗК богатства с нефтегазовыми продуктами Каспийского бассейна, а также Персидского залива и Мангышлака связано с тем, что они расположены вдоль одной из супердивергентных зон Мира, которая прослеживается от Мадагаскара до Новой Земли в меридиональном направлении (Мадагаскар – Персидский залив – Каспийское море – Мангышлак – Урал – Новая Земля). Формирование этих зон связано с закономерностями распределения геодинамических сил. В пределах



этой зоны имеются благоприятные условия (мощная осадочная толща с богатыми органическими веществами, геотектонические условия и др.) для формирования нефтегазовых месторождений.

Мощность осадочной толщи является одним из главных факторов для формирования нефтяных залежей, а другим фактором является литологический состав осадочных толщ с богатыми органическими веществами. Для формирования нефтегазовых месторождений ещё одним фактором является геодинамическая обстановка, формирующаяся под влиянием геодинамических сил. Главным обстоятельством является то, что по этой зоне проходит супердивергентная зона.

Предполагаем, что в формировании нефтяных залежей участвуют мантийные газы, которыми обусловлено формирование нефтяных месторождений. В совокупности все эти три фактора создают благоприятные геотектонические обстановки для образования, скопления и размещения в пространстве осадочных толщ содержащих в себе нефтяные залежи промышленного типа. Все указанные факторы прекрасно сочетаются друг с другом в пределах Каспийского бассейна, с чем связаны его богатства и с которыми обусловлено образование крупных нефтегазовых месторождений мира. Отметим, что с этой супердивергентной зоной связаны также богатые нефтяные месторождения, окаймляющие Аравийский полуостров.

Не останавливаясь на характеристике мощностей осадочных толщ Каспийского бассейна, отметим, что их особенности достаточно детально исследованы по геологическим данным в берегах Каспийского моря, а также глубоким бурением и геофизическими исследованиями.

Результаты этих исследований показывают, что в акватории Каспия сформировалась мощная осадочная толща пестрого состава, возраст которой охватывает весь мезокайнозойский период. Что касается литологического состава осадочных толщ Каспийского бассейна, то результаты детальных геологических, геохимических, геофизических исследований, а также анализ палеогеографических, петрографических, структурно-формационных и фациальных особенностей осадочных толщ Каспийского бассейна и прилегающих зон Большого Кавказа показывает, что там созданы благоприятные условия для формирования нефтегазовых месторождений. Охарактеризованная осадочная толща формировалась в довольно сложных геотектонических условиях. Состав толщ сложен разнообразными органогенными образованиями, представленными горючими сланцами, органогенными известняками, глинистыми, флишевыми, груботерригенными и другими продуктами. Некоторые слои этих образований имеют хорошие коллекторские свойства, которые важны для накопления нефтяных и газовых продуктов.

Кроме этого, тектоническое строение осадочного образования довольно сложное и характеризуется интенсивной раздробленностью с разнообразными смещениями, раздвигами и другими тектоническими элементами, которыми обусловлено образование различных морфологических типов ловушек, важных для скопления нефтегазовых продуктов промышленного значения. Наряду с вышеуказанными факторами, т.е. особенностью мощности и литологического состава, которые выше в общем виде кратко охарактеризованы, для образования и формирования нефтегазовых месторождений одним из важных факторов является геотектонические условия формирования, которые происходят под влиянием геодинамических сил.

Как ранее отмечено, Каспийский бассейн располагается по линии вдоль крупных растяженных зон земной коры, которые осложнены также одной из крупных коллизионных зон мира, формировавшейся в мезокайнозое. Это Афгано-Кавказский сегмент крупной Альп-Гималайской складчатой системы земной коры, составляющими элементами которой являются также горные зоны Большого и Малого Кавказа, Талыш-Эльбрусские горные гряды и Кура-Араксинские межгорные впадины.

Таким образом, Каспийский бассейн одновременно располагается в зоне сочленения крупных геотектонических процессов, одной из них является крупная растяженная зона земной коры, располагающаяся по линии Восточная Африка – Красное море – Мангышлак – Урал – Новая Земля и располагающаяся в субмеридианном направлении, а другая Афганистан – Малый Кавказ – Анадолійская зона сжатия коллизионного типа, располагающаяся в субширотных направлениях. Отмеченная зона сочленения в Каспийском бассейне является местом накопления самых мощных осадочных толщ со сложной тектоникой, разнообразным литологическим составом и богатой органическими веществами, которые создают благоприятные условия для образования и формирования нефтегазовых залежей.

Кроме вышеуказанных обстоятельств данная зона, скорее всего, питалась подкорковыми газожидкими флюидными веществами глубинного происхождения, характерными для рифтовых зон, которые обогащены газами мантийного происхождения, играющими важную роль в образовании и формировании нефтяных скоплений.

В области скопления нефтяных залежей господствовали также высокие температура и давление, составляющие вместе с вышеуказанными обстоятельствами благоприятную геотектоническую обстановку для образования и формирования крупных нефтегазовых месторождений.

Таким образом, можно сделать заключение, что богатство Каспийского бассейна с нефтегазовыми продуктами тесно связано с закономерностями эволюции геодинамических сил в пространстве литосферы. Именно с позиции КДЭЗК зоны растяжения и сжатия в земной коре возникают под влиянием геодинамических сил, обуславливающих дислокацию литосферных масс и распределение оса-



дочных образований, которые являются одним из основных факторов для образования и формирования нефтегазовых месторождений.

Здесь же отметим, что дислокация земной коры с позиции КДЭЗК имеет двоякий характер, механизм формирования обусловлен как общеглобальными, так и коллизионными процессами. Одни из них – глобальные – происходят, в основном, под влиянием главных геодинамических сил, развивающихся с запада на восток, а другие имеют локальный характер развития и часто формируются между стабильными плитами, микроплитами и другими мелкими геоблоками земной коры, имеющими коллизионный характер развития.

В обоих случаях происходит складкообразование, сопровождающееся мощным осадконакоплением, предопределяющим основные характеристики формирования любых осадочных толщ, в том числе Каспийского, где сформировались благоприятные условия для формирования нефтегазовых месторождений.

Проходили интенсивные горообразовательные процессы, в результате чего рельеф земной коры подвергался воздыманию или опусканию. Области воздымания превратились в области денудаций, а области опусканий являлись ареной интенсивных осадконакоплений, обуславливая благоприятные условия для образования и формирования нефтегазовых месторождений.

Как правило, эти опускания и воздымания разграничиваются глубинными разломами. Одновременно эти дислокационные процессы нарушают изостатическое равновесие земной коры, а осадконаполнение и денудационные процессы направлены на восстановление этих равновесий; восстановительные процессы происходят в вертикальном направлении.

Эти вертикальные восстановительные процессы земной коры сопровождаются образованием разнохарактерных глубинных разломов, многие из которых являются разграничивающими. Охарактеризованные разграничивающие разломы часто являются глубинными, т.е. сквозь-мантийными, через которые происходит восстановление аномальных напряжений земной коры с дегазационными процессами, которые по пути следования в зонах, обогащенных органическими веществами, участвуют в формировании нефтегазовых месторождений.

Такие разграничивающие разломы, как различного генетического типа, так и по масштабу и глубинности, наблюдаются повсеместно в пределах Каспийского бассейна, а также в его прилегающих регионах, в частности, на Кавказе и Копетдаге. Характер и проявления этих разграничивающих разломов играют важную роль в формировании нефтегазовых месторождений, многие из которых имеют глубинный характер развития и могут возмещаться на пути дегазации.

В пределах М. Кавказ – Тальш – Эльбрус эти разграничивающие разломы, в основном, являются магмоподводящими каналами, что нельзя сказать для самого бассейна Каспийского моря и Большого Кавказа, которые связаны характерным различием геотектонического развития данных регионов.

Таким образом, в целом все вышеизложенное позволяет сделать заключение, что богатство Каспийского бассейна в отношении нефтегазоносности связано с его расположением в благоприятной геотектонической обстановке, которая обусловлена эволюцией геодинамических сил Земли. Формирование этой геотектонической обстановки связано с формированием двух крупных зон земной коры разными геотектоническими процессами глобального масштаба, в зоне сочленения которых формировался Каспийский бассейн с богатыми нефтегазоносными структурами.

Формирование этих газонефтеносных структур тесно связано с этой грандиозной зоной сочленения, которая с начала их развития происходила в условиях растяжений, представленных глубокими рифтовыми зонами субмеридионального простираия, главная ось которой проходила по Каспийскому морю, являющемуся до коллизионного этапа ареной интенсивного осадконакопления, в результате чего сформировались мощные осадочные толщи со своим характерным литологическим составом и тектоническим строением.

В дальнейшем охарактеризованная зона была вовлечена в складкообразование, обусловленное интенсивным развитием коллизионных процессов, охватывающих межпространство Аравийской и Русской плиты. Это пространство доколлизионного этапа развития Афгано-Кавказского сегмента Альп-Гималайской складчатой системы являлось ложей палеоокеана Тетиса с субокеаническим типом развития земной коры, которая местами была переработана различными геологическими процессами, обуславливающими образование континентальных типов земной коры. Здесь же отметим, что, судя по ныне наблюдаемым реликтам домезозойских образований, формировавшихся в бассейне Тетисского океана, последние значительно отличаются от нынешних океанических бассейнов как по условиям накопления различных генетических типов образований, так и географическим расположением и геометрическим характеристикам. Поэтому кора ложа Тетисского палеоокеана характеризовалась субокеаническим типом развития земной коры.

Именно с этой дифференцированностью связано расчленение Кавказского региона на два типа его развития – эвгеосинклинального и миогеосинклинального типа развития земной коры. Эти разнохарактерные зоны земной коры разграничиваются глубинными разломами, прослеживающимися по южному подножию Большого Кавказа и имеющими субширотное направление.



Сегодня нефть добывается на территории Азербайджана из кайнозойских отложений, а глубина осадочных толщин здесь установлена 32 км. Большая часть (10–15 км) указанных отложений относится к мезозойской эре. Однако область сноса этих отложений формируется в ложе Палеотетиса, в строении которой участвуют сланцы и горючие сланцы, которые широко развиты в строении Большого Кавказа.

Однако следует учитывать, что сланцы и горючие сланцы, скорее всего, являются базовыми источниками нефтегазообразования и выше охарактеризованная осадочная толща в геологическом строении Каспийского бассейна занимает значительное место. Тогда уверенно можно сделать вывод о том, что мезозойские отложения, погребенные под водами Каспия и кайнозойскими отложениями, также являются нефтегазоносными.

В целом, вышеизложенные материалы и характер распространения нефтегазовых месторождений, а также их геотектонические особенности развития показывают, что в формировании нефтегазовых месторождений принимали участие глубинные мантийные процессы, которые прекрасно согласуются с теорией известного ученого-академика Ш.Ф. Мехтиева, согласно которой происхождение нефти имеет эндогенно-биогенное происхождение.

Подтверждением мнения академика Ш.Ф. Мехтиева с позиции КДЭЗК можно перечислить следующие аргументы:

1. Основные крупные провинции нефтегазовых месторождений мира располагаются вдоль субмеридиональных направлений, свидетельствующих о том, что их происхождение связано с геодинамическими силами Земли, с чем генетически связано формирование дивергентных и конвергентных зон.

2. Основные крупные нефтегазовые месторождения располагаются в ареале распространения супердивергентных и частично в прогибах конвергентных зон, что дает основание связать их происхождение с глубинными процессами мантийного происхождения дегазационного типа.

3. Формирование нефтегазовых месторождений происходит в среде мощных осадочных образований, располагающихся в прогибах, которые генетически связаны с дивергентными, а также частично конвергентными зонами.

4. Всеми дивергентными и частично конвергентными зонами генетически связаны глубинные разломы сквозь-мантийного характера развития, которые, несомненно, участвуют в образовании и формировании нефтегазовых месторождений.

5. С позиции КДЭЗК процесс нефтегазообразования происходит постоянно в течение всей истории развития Земли, за исключением её начального периода, где ещё отсутствуют органические образования под влиянием геодинамических сил.

На основе всего вышеизложенного можно сделать заключение, что в формировании нефтегазовых месторождений активно участвуют глубинные разломы, связанные с мантийными процессами, которые в свою очередь связаны с разломами сквозь-мантийного развития, являющимися одним из основных путей дегазации, а также путем развития флюдогазовых эманаций, которые, скорее всего, имеют определяющее значение в образовании и формировании месторождений полезных ископаемых, в том числе нефтегазовых месторождений. Это заключение имеет фундаментальное значение при прогнозах и поисках, а также эксплуатации месторождения полезных ископаемых, которые требуют нового подхода для прогнозирования и обнаружения нефтегазовых месторождений и их разработки с позиции КДЭЗК.

Литература:

1. Абдуллаев Р.Н., Ахвердиев А.Т. Исследование мелового и палеогенового вулканизма св части М. Кавказа и связанного с ними золотого оруденения и бентонитообразования / сб. рефератов: Основные результаты НИР Института Геологии за 1970–71 гг. – Б. : Изд. Элм, 1972.
2. Агабеков М.Г. Новые данные о строении центральной части Куринской впадины // Геотектоника. – 1976. – № 5. – С. 75–82.
3. Агабеков М.Г., Мамедов А.В. Геология и нефтегазоносность Западного Азербайджана и Восточной Грузии. – Баку, 1960.
4. Мамедов А.В., Ахвердиев А.Т. О природе и механизм глубинных разломов с позиции глобальной тектоники // Дерги. – 2003. – № 3. – С. 39–47.
5. Мехтиев Ш.Ф. К вопросу о тектоническом положении Талыша // ДАН СССР, 1947. – Т. 58. – № 5.
6. Агабеков М.Г. Новые данные о строении центральной части Куринской впадины // Геотектоника. – 1976. – № 5. – С. 75–82.
7. Ажгирей Г.Д. Структурная геология. – МГУ, 1968. – Изд. 2-е.
8. Ахвердиев А.Т. Опыт составления палеовулканической карты (на примере КНМ М. Кавказа) // Мат-лы III палеовулканоологического симпозиума. – Новосибирск, 1976. – С. 38.
9. Ахвердиев А.Т. Палеовулканоологические реконструкции кайнозойских вулканов центральной части М. Кавказа в связи с тектоническим развитием // Мат-лы палеовулканоологического симпозиума. – Хабаровск, 1979. – С. 215–217.



10. Ахвердиев А.Т. Структурно-морфологические особенности четвертичных вулканических построек КНМ и Кавказа // V Вулканологическое совещание. – Тбилиси, 1981.
11. Ахвердиев А.Т. Тектоно-магматическое развитие центральной части М. Кавказа и вопросы ее рудоносности // Тезисы докл. IV петрограф. совещ. по Кавказу, Крыму и Карпатов. – Тбилиси, 1981.
12. Ахвердиев А.Т. Четвертичный вулканизм Кельбаджарской наложенной мульды Малого Кавказа // Изв. АН Аз. ССР. – 1984. – Серия наук о Земле. – № 5. – С. 99–104.
13. Ахвердиев А.Т. Первичные трещинообразования, их генезис и закономерности распространения в эффузивных образованиях (на примере М. Кавказа) // Билги. – Баку, 2004. – № 1. – С. 37–41.
14. Ахвердиев А.Т. Кайзойские вулканотектонические структуры КНМ Малого Кавказа // Билги. – Баку, 2000. – С. 44–48.
15. Ахвердиев А.Т. Новая геодинамическая модель перемещения литосферных масс // Материалы 7-й международной конференции посвященной 85-летию Московского государственного университета (МГРИ-МГГРУ): Новые идеи в науках о Земле. – М., 2007. – С. 8.
16. Ахвердиев А.Т., Кашкай Ч.М. Дегазации как следствие геодинамических процессов // Международная конференция по дегазации Земли. – М., 2002.
17. Ахвердиев А.Т. Происхождение аномальных явлений и их значение в эволюции земной коры // 2-я междунар. конферен. – Киев, 2016. – С. 5–10.
18. Ахвердиев А.Т. Геодинамические силы Земли, происхождение, закономерности распространения и их значение в эволюции земной коры // 2-я междунар. конферен. – Киев, 2016. – С. 10–15.
19. Белов А.А. Тектоника Средиземноморского пояса // Геотектоника. – 1978. – № 6. – С. 120–123.
20. Белоусов В.В. Земная кора и верхняя мантия океанов. – М.: Недра, 1968.
21. Белоусов В.В. Некоторые вопросы строения и условия развития переходных зон между материками и океанами // Геотектоника. – 1981. – № 3. – С. 3–23.
22. Белоусов В.В. Об эндогенных режимах материков // Геотектоника. – 1974. – № 3. – С. 47–54.
23. Белоусов В.В., Газовский М.В. Экспериментальная тектоника. – М.: Наука, 1964.
24. Беммелен Р.В. Геология Индокитая. – М.: Изд. Иностранной литературы, 1957. – 394 с.
25. Вегенер А.В. Происхождение материков и океанов. – М., 1924.
26. Влодовец В.Н. Некоторые вопросы которые необходимо учитывать при составлении классификации вулканокластических горных пород // Пробл. Вулканологии. – Ереван, 1959.
27. Восточно-Африканская рифтовая система. – М.: Наука, 1974. – Т. 2. – 260 с.
28. Вулканизм, гидротермальный процесс и рудообразование. – М.: Недра, 1974. – 263 с.
29. Гаджиев Р.М. Глубинное строение Азербайджана. – Баку, 1965.
30. Грачев А.Ф. Рифтовые зоны Земли. – М.: Недра, 1987.
31. Кашкай М.А. Магматическая активность в неоген-антропогенных поперечных структурах Кавказа // сб.: Вулканы и вулканоплутогенная формация. – М., 1966. – Т. 2.
32. Косыгин Ю.А. Тектоника. – М.: Недра, 1983. – 536 с.
33. Кравчинский А.Я. Периодичность в дрейфе континентов // Геотектоника. – 1978. – № 2. – С. 3–18.
34. Красный Л.И. Проблемы тектонической систематики. – М.: Недра, 1977. – 175 с.
35. Кропоткин П.Н. Сейсмичность, связанная с изломом погружающейся литосферной плиты (субдукцией) // Геотектоника. – 1978. – № 5. – С. 3.
36. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. – М.: Научный Мир, 2003.
37. Мамедов А.В., Ахвердиев А.Т. О природе и механизме глубинных разломов с позиции глобальной тектоники // Дерги. – 2003. – № 3. – С. 39.
38. Пейве А.В., Штрейс Н.А., Книппер А.Л. Океаны и геосинклинальный процесс // Докл. АН СССР. – 1971. – Т. 196. – № 3. – С. 657–659.
39. Попков В.И. Тектоника доюрского осадочного комплекса запада Туранской плиты // Геотектоника. – 1986. – № 4. – С. 106–116.
40. Проблемы планетарной геологии. – М.: Недра, 1963.
41. Пронин А.А. Альпийский цикл тектонической истории Земли (кайназой). – Л.: Недра, 1973. – 318 с.
42. Пушаровский Ю.М. Актуальные проблемы Советской геотектоники // Геотектоника. – 1986. – № 1. – С. 5–16.
43. Пушаровский Ю.М. Тектонические движения в океанах // Геотектоника. – 1978. – № 1. – С. 3–18.
44. Ритман А. Вулканы и их деятельность. – М.: Недра, 1964.
45. Рифтогенез в истории Земли: в двух книгах. – М.: Недра, 1983; 1987.
46. Святловский А.Е. Вулканизм, тектоника и актуализм: Пробл. вулк. – Е., 1959.
47. Святловский А.Е. О вулканотектонике Ключевской группы вулканов по Камчатке // Бюлл. Камч. Вулк. ст. – 1957. – № 2.
48. Сирин А.Н. О соотношении центрального и ореального вулканизма. – М.: Наука, 1968.
49. Сирин А.Н. Разновидности столбчатых отледбностей в лавовых потоках и условия их образования // Тр. лаб. вулк. АН СССР. – 1962. – Вып. 21.
50. Смирнов В.И. и др. Сульфидная минерализация в основных породах дна Тихого океана // Докл. АН СССР, 1975. – Т. 223. – № 3.
51. Соловкин А.Н. О четвертичных образованиях Карабахского плато // Сов. геология. – 1940. – № 9.
52. Скляр Е.В. др. Метоморфизм и тектоника. – М., 2001. – 216 с.
53. Соболев В.С. Фации метоморфизма. – Н.: Наука, 1970. – Т. 1–4.
54. Соловьев В.А., Краснова Г.Л. Геология дна океанов и проблемы теоретической тектоники // Геология и геофизика. – 1978. – № 7. – С. 130–134.
55. Соловьев В.О. Тектонические фазы и проблема планетарной одновозрастности тектогенеза // Геотектоника. – 1984. – № 1. – С. 21–32.



56. Сулейманов С.М. Геология и рудоносность северо-восточной части Малого Кавказа (Азербайджан) : дисс. ... докт. – Баку, 1958.
57. Тихомиров В.В., Малахова И.Г. Проблемы тектоники на Международных геологических конгрессах // Геотектоника. – 1984. – № 1. – С. 3–12.
58. Трифонов В.Г. Особенности развития активных разломов // Геотектоника. – 1985. – № 2. – С. 16–26.
59. Трифонов В.Г. Проблема спрединга Исландии (механизм растяжения) // Геотектоника. – 1976. – № 2. – С. 73–86.
60. Унксов К.А. Тектоника литосферных плит и ее место в современной теоретической геологии // Геотектоника. – 1986. – № 1. – С. 106–108.
61. Фрейд Г.И. Вопросы классификации и номенклатуры пирокластических пород // Пробл. вулк. – Е., 1959.
62. Фролова Т.И. Геосинклинальный вулканизм. Некоторые проблемы размещения и происхождения вулканических формаций на примере восточного склона Южного Урала : дисс. ... докт. – 1970. – 37 с.
63. Хаин В.Е. Об одной важнейшей закономерности развития межконтинентальной геосинклинальных поясов Евразии // Геотектоника. – Изд. АН СССР, 1984. – № 1. – С. 13–23.
64. Хаин В.Е. Общая геотектоника. – М. : Недра. – 1973. – 512 с.
65. Хаин В.Е. От тектоники плит к более общей теории глобального тектогенеза // Геотектоника. – 1978. – № 3. – С. 3–25.
66. Хаин В.Е. Положение Кавказа в альпийском геосинклинальном поясе Евразии и его отношение к смежным складчатым сооружениям (по новым данным) // Вест. МГУ. – 1964. – Серия IX. – № 4.
67. Хаин В.Е. Учение о геосинклиналях и тектоника плит // Геотектоника. – 1986. – № 5. – С. 3–12.
68. Халилов Э.Н. Гравитационные волны геодинамика. – Баку, Берлин, Москва, 2004. – 330 с.
69. Хаин В.Е., Леонтьев Л.Н. О кайназойском вулканизме Малого Кавказа // ДАН СССР. – Т. 67. – № 4.
70. Хаин В.Е., Ломизе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. – МГУ, 1995.
71. Хаин В.Е. Основные проблемы современной геологии. – М. : Научный Мир, 2003.
72. Лобковский Л.И., Никишин А.М., Хаин В.Е. Современные проблемы геотектоники и геодинамики. – М. : Научный мир, 2004. – 612 с.
73. Цейслер В.М. Роль ассоциации осадочных формаций при палеотектонических реконструкциях // Геотектоника. – 1978. – № 5. – С. 34; 38.
74. Чехович В.Д. Тектоническая история Анд в мезозое и кайнозое // Геотектоника. – 1980. – № 6. – С. 82–87.
75. Шатский Н.С. Гипотеза Вагенера и геосинклинали // Изв. АН СССР серия геологическая. – 1956. – № 4.
76. Шевченко В.И. Герцинская структура восточной части Главного хребта Центрального Кавказа и роль гранитов в ее формировании // Геотектоника. – 1973. – № 2. – С. 90–100.
77. Шейнманн Ю.М. Еще раз о мобилизме // Геотектоника. – 1966. – № 2. – С. 110–121.

References:

1. Abdullaev R.N., Akhverdiyev A.T. Research of cretaceous and paleogenovy volcanism св Parts M. of the Caucasus and related gold mineralization and bentonitobrazovaniye // coll. papers: The main results of research of Institute of Geology for 1970–71. – Prod. Elm, B., 1972.
2. Agabekov M.G. New data on the structure of the central part of the Kurinsky hollow // Geotectonics. – 1976. – № 5. – P. 75–82.
3. Agabeov M.G., Mamedov A.V. Geology and oil-and-gas content of the Western Azerbaijan and East Georgia. – Baku, 1960.
4. Mamedov A.V., Akhverdiyev A.T. About the nature and the mechanism of deep breaks from a position of global tectonics // Dergi. – 2003. – № 3. – P. 39–47.
5. Mekhtiyev Sh.F. To a question of tectonic position of Talysh. // DAN USSR, 1947. – V. 58. – № 5.
6. Agabekov M.G. New data on the structure of the central part of the Kurinsky hollow // Geotectonics. – 1976. – № 5. – P. 75–82.
7. Azhgirey G.D. Structural geology. – MSU, 1968. – Prod. the 2nd.
8. Akhverdiyev A.T. Experience of drawing up paleovulkanichesky card (naprimer of KNM of Lesser Caucasus) // III paleovulkanologicheskyy symposium. – Novosibirsk, 1976. – P. 38.
9. Akhverdiyev A.T. Paleovulkanologicheskkiye of reconstruction of Cainozoic volcanoes of the central part of Lesser Caucasus in connection with tectonic development // Paleovulkanologicheskyy symposium. – Khabarovsk, 1979. – P. 215–217.
10. Akhverdiyev A.T. Structural-morphological features of quarternary volcanic constructions of KNM and Caucasus // the V Volcanological meeting. – Tbilisi, 1981.
11. Akhverdiyev A.T. Tektono-magmaticchesky development of the central part of Lesser Caucasus and questions of its rudoznost // Theses dokl. The IV petrograf. meeting across the Caucasus, the Crimea and Karpatov. – Tbilisi, 1981.
12. Akhverdiyev A.T. Quarternary volcanism of the Kelbadzharsky imposed trough of Lesser Caucasus // Izv. Az's AN. SSR. – 1984. – A series of sciences about Earth. – № 5. – P. 99–104.
13. Akhverdiyev A.T. Primary crackings, their genesis and regularities of distribution in effusive educations (on the example of Lesser Caucasus) // Bilgi. – Baku, 2004. – № 1. – P. 37–41.
14. Akhverdiyev A.T. Kayazoyskiye volcano-tectonic structures of KNM of Lesser Caucasus // Bilgi. – Baku, 2000. – P. 44–48.
15. Akhverdiyev A.T. New geodynamic model of movement the litosfernyakh masses // Materials of the 7th international konfrention devoted to the 85 anniversary of Moscow State University (MGRI-MGGRU): The new ideas sciences about Earth. – M., 2007. – P. 8.
16. Akhverdiyev A.T., Kashkay Ch.M. Decontaminations as a result of geodynamic processes // International Conference on Earth Decontamination. – M., 2002.



17. Akhverdiyev A.T. Origin of the abnormal phenomena and their value in crust evolution // the 2nd international conference. – Kiev, 2016. – P. 5–10.
18. Akhverdiyev A.T. Geodinamiyeskiye of Earth force, a proikhozhdeniye, regularities of distribution and their value in evolution terrestrial bark // the 2nd international conference. – Kiev, 2016. – P. 10–15.
19. Belov A.A. Tectonics of the Mediterranean belt // *Geotectonics*. – 1978. – № 6. – P. 120–123.
20. Belousov V.V. Crust and top cloak of oceans. – M.: Publishing house Nedra, 1968.
21. Belousov V.V. Some questions of the building and a condition of development of transitional zones between continents and oceans // *Geotectonics*. – 1981. – № 3. – P. 3–23.
22. Belousov V.V. About the endogenous modes of continents // *Geotectonics*. – 1974. – № 3. – P. 47–54.
23. Belousov V.V., Gazovsky M.V. Experimental tectonics. – M.: Science, 1964.
24. Bemmelin R.V. Geology of Indochina. – M.: Prod. Foreign literature, 1957. – 394 p.
25. Wegener A.V. Origin of continents and oceans. – M., 1924.
26. Vlodovets V.N. Some questions which need to be considered by drawing up classification the vulkanoklasticheskikh of rocks // *Probl. Volcanology*. – Yerevan, 1959.
27. East African rift system. – M.: Science, 1974. – V. 2. – 260 p.
28. Volcanism, hydrothermal process and ore formation. – M.: Nedra, 1974. – 263 p.
29. Gadzhiev R.M. Deep structure of Azerbaijan. – Baku, 1965.
30. Grachev A.F. Rift zones of Earth. – M.: Nedra, 1987.
31. Kashkay M.A. Magmatic activity in the Neogene-antropogenovykh cross structures of the Caucasus / coll.: Volcanoes and vulkano-plutogeny formation. – M., 1966. – V. 2.
32. Kosygin Yu.A. Tectonics. – M.: Nedra, 1983. – 536 p.
33. Kravchinsky A.Ya. Frequency in drift of continents // *Geotectonics*. – 1978. – № 2. – P. 3–18.
34. Krasnyi L.I. Problems of tectonic systematization. – M.: Nedra, 1977. – 175 p.
35. Kropotkin P.N. Seysmichnost connected with a break of the plunging earth's plate (subduksiy) // *Geotectonics*. – 1978. – № 5. – P. 3.
36. Hain V.E. Main problems of modern geology. – M.: Scientific World, 2003.
37. Mamedov A.V., Akhverdiyev A.T. About the nature and the mechanism of deep breaks from a position of global tectonics // *Dergi*. – 2003. – № 3. – P. 39.
38. Peyve A.V., Shtreys N.A., Knipper A.L. Oceans and geosynclinal process: Dokl. Academy of Sciences of the USSR. – 1971. – V. 196. – № 3. – P. 657–659.
39. Popkov V.I. Tectonics of a pre-Jurassic sedimentary complex of the West of the Turansky plate // *Geotectonics*. – 1986. – № 4. – P. 106–116.
40. Problems of planetary geology. – M.: Publishing house Nedra, 1963.
41. Pronin A.A. Alpine cycle of tectonic history of Earth (Cenozoic). – L.: Nedra, 1973. – 318 p.
42. Pusharovskiy Yu.M. Current problems of the Soviet geotectonics // *Geotectonics*. – 1986. – № 1. – P. 5–16.
43. Pusharovskiy Yu.M. Tectonic movements in oceans // *Geotectonics*. – 1978. – № 1. – P. 3–18.
44. Ritman A. Volcanoes and their activity. – M.: Publishing house Nedra, 1964.
45. Riftogenez in the history of Earth: in two books. – M.: Nedra, 1983; 1987.
46. Svyatlovskiy A.E. Volcanism, tectonics and actualism: *Probl. volcano*. – E., 1959.
47. Svyatlovskiy A.E. About vulkano-tectonics of Klyuchevskiy group of volcanoes on Kamchatka // the Bulletin of Kamch. Vulk. the article. – 1957. – № 2.
48. Sirin A.N. About a ratio of the central and areal volcanism. – M.: Science publishing house, 1968.
49. Sirin A.N. Kinds of column otlebnost in lava streams and conditions of their education // *Tr. lab. volcano Academy of Sciences of the USSR*. – 1962. – Issue 21.
50. Smirnov V.I., etc. Sulfidnaya a mineralization in the main breeds of a bottom of the Pacific Ocean: *Dokl. Academy of Sciences of the USSR*, 1975. – V. 223. – № 3.
51. Solovkin A.N. About quarternary formations of the Karabakh plateau // *Owls. geology*. – 1940. – № 9.
52. Sklyarov E.V. other Metomorfizm and tectonics. – M., 2001. – 216 p.
53. Sobolev V.S. Facies of metamorphism. – N.: Science, 1970. – V. 1–4.
54. Solovjev V.A., Krasnova G.L. Geology of a bottom of oceans and problem of theoretical tectonics // *Geology and geophysics*. – 1978. – № 7. – P. 130–134.
55. Solov'ev V.O. Tectonic phases and problem of a planetary odnovozrastnost of a tectogenesis // *Geotectonics*. – 1984. – № 1. – P. 21–32.
56. Suleymanov S.M. Geology and rudonosnost of a northeast part of Lesser Caucasus (Azerbaijan): *yew. ... Doct.* – Baku, 1958.
57. Tikhomirov V.V., Malakhova I.G. Tectonics problems on the International geological congresses // *Geotectonics*. – 1984. – № 1. – P. 3–12.
58. Trifonov V.G. Features of development of active faults // *Geotectonics*. – 1985. – № 2. – P. 16–26.
59. Trifonov V.G. Problem of spreading of Iceland (stretching mechanism) // *Geotectonics*. – 1976. – № 2. – P. 73–86.
60. Unksov K.A. Tectonics of earth's plates and its place in modern theoretical geology // *Geotectonics*. – 1986. – № 1. – P. 106–108.
61. Freud G.I. Questions of classification and nomenclature of pyroclastic breeds // *Probl. volcano*. – E., 1959.
62. Frolova T.I. Geosynclinal volcanism. Some problems of placement and origin of volcanic formations on the example of east slope of South Ural: *yew. ... Doct.* – 1970. – 37 p.
63. Hain V.E. About one major regularity of development of intercontinental Eurasia of geosynclinal belts // *Geotectonics*. – Prod. Academy of Sciences of the USSR, 1984. – № 1. – P. 13–23.
64. Hain V.E. General geotectonics. – M.: Prod. Nedra. – 1973. – 512 p.
65. Hain V.E. From tectonics of plates to more general theory of a global tectogenesis // *Geotectonics*. – 1978. – № 3. – P. 3–25.



66. Hain V.E. Position of the Caucasus in the Alpine geosynclinal belt of Eurasia and its relation to adjacent folded constructions (according to new data) // Vest. MSU. – 1964. – Series IX. – № 4.
67. Hain V.E. The doctrine about geosynclines and tectonics of plates // Geotectonics. – 1986. – № 5. – P. 3–12.
68. Khalilov E.N. Gravitational waves geodynamics. – Baku, Berlin, Moscow, 2004. – 330 p.
69. Hain V.E., Leontyev L.N. O Cainozoic volcanism of Lesser Caucasus / DAN USSR. – V. 67. – № 4.
70. Hain V.E., Lomize M.G. Geotektonika with fundamentals of geodynamics. – MSU, 1995.
71. Hain V.E. Main problems of modern geology. – M. : Scientific World, 2003.
72. Lobkovsky L.I., Nikishin A.M., Hain V.E. Modern problems of geotectonics and geodynamics. – M. : Scientific world, 2004. – 612 p.
73. Tseysler V.M. A role of association of sedimentary formations at paleotectonic reconstruction // Geotectonics. – 1978. – № 5. – P. 34; 38.
74. Chekhovich V.D. Tectonic history of the Andes in the Mesozoic and the Cenozoic // Geotectonics. – 1980. – № 6. – P. 82–87.
75. Shatsky N.S. Gipoteza Vagenera and geosynclines // Izv. Academy of Sciences of the USSR series geological. – 1956. – № 4.
76. Shevchenko V.I. Gertsinskaya structure of east part of the Main Ridge Central Caucasus Mountains and a role of granites in its formations // Geotectonics. – 1973. – № 2. – P. 90–100.
77. Sheynmann Yu.M. Once again about a mobilizm // Geotectonics. – 1966. – № 2. – P. 110–121.



550.8.011

ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ ПО ОТКРЫТИЮ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ИШИМБАЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

FIELD EXPLORATION WORK ON THE DISCOVERY OF DEPOSITS OF OIL AND GAS IN THE ISHIMBAY FIELD

Аюпова Елена Николаевна

старший преподаватель
кафедры геология и разведка НГМ,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Файрузова Лиана Айратовна

специалист, группа ГЛ-15-01,
кафедра геологий и разведка НГМ,
Уфимский государственный нефтяной
технический университет
fayruzova.liana@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные методы, прежде всего геологические и геофизические, а также различные технические средства, которые в виду их рационального применения обеспечили открытие, эффективное исследование, а также успешную разведку и последующую разработку Ишимбайского месторождения нефти и газа в Республике Башкортостан.

Ключевые слова: методы, геологические, геофизические, средства, поиск, разведка, скважины, гравиметрия, магниторазведка.

Ayupova Elena Nikolaevna

Senior teacher
Geology departments
and investigation of NGM,
Ufa state petroleum technological university

Fayruzova Liana Ayratovna

Expert, GL-15-01 group,
Geology department
and investigation of NGM,
Ufa state petroleum technological university
fayruzova.liana@mail.ru

Annotation. The article shows the main methods, primarily geological and geophysical, as well as various technical means, which in view of their rational use provided discovery, effective research, as well as successful exploration and subsequent development of the Ishimbay oil and gas field in the Republic of Bashkortostan.

Keywords: methods, geological, geophysical, means, prospecting, exploration, wells, gravimetry, magnetic prospecting.

Первые сведения о геологии района встречены у академика Ивана Лепехина, посетившего данный район в 1763 г. Он отметил «ключик жидкой нефти и густого асфальта», обнаруженный им в естественных выходах у деревень Ишимбаево и Кусяпкулово.

В дальнейшем, выходы жидкой нефти в этом районе неоднократно привлекали внимание исследователей. В 1901 г. район посещает А.А. Краснопольский, в 1905 г. – горный инженер Ф.П. Кондыкин. Все работы, кроме работы Ф.П. Кондыкина, носили маршрутный характер или ставились на небольшой площади и ограничивались общими сведениями о геологическом строении и не давали промышленной оценки нефтеносности или вовсе отвергали возможность промышленных скоплений нефти. Ф.П. Кондыкин проводил в данном районе мелкие буровые работы и обратил внимание на признаки нефти и настаивал на более детальных исследованиях.

Первые поиски нефти возле д. Кусяпкулово и Ишимбаево развернулись в начале 20 века. В 1911–1914 гг. промышленник А.И. Срослов здесь арендовал земли, и заложенная им шахта глубиной 12,7 м пересекла два слоя насыщенных нефтью пород. Результаты работ отражены в «Отчете о поисках, произведенных в Симбирской, Казанской и Оренбургской губерниях, для открытия месторождений асфальта» Гернгрос П. и «О признаках нефти и гудрона близ деревень Нижне-Буранино, Ишимбаево и Кусяпкулово, Стерлитамакского уезда, Уфимской губернии» Краснопольский А.А. В 1918–1921 гг. Башсовнархозом начата разведка на нефть в районе д. Ишимбаево. Пробурен целый ряд скважин глубиной до 60 м. Все скважины дали признаки нефти (уфимский ярус), но промышленные притоки не были получены. Интерес к данному району пропал вплоть до 1929 г., когда в скважине в районе Верхне-Чусовских городков (Пермская область) получили нефть.

По указанию Губкина И.М. в 1929–1930 гг. район изучается горным инженером Блохиным А.А., по результатам работы которого Трестом «Уралнефть» в 1931 г. закладываются структурно-разведочные скв. 701, 702 и 703. «В результате всех проделанных работ решился вопрос о глубоком бурении, заложении в районе Ишимбаево и Нижне-Буранино четырех скважин с проектной глубиной до 1000 метров и в основании выбора мест, намеченных к бурению 4 скважин, положена мысль выяснения тектоники и нефтеносности на участке к востоку и западу от линии выходов битуминозных пород, для чего скважины намечены по линии выходов битуминозных пород в направлении СВ-ЮЗ (близко к меридиальному) в расстоянии 4 км одна от другой и 2 скважины в направлении, близко к широтному, в расстоянии 2 км одна от другой и около 1 км от линии выходов битуминозных пород». Так обосновал инженер Блохин выбор точек скважин [1].



Бурение структурных скважин проводилось в основном для выявления и подготовки к поисково-разведочному бурению перспективных площадей, характеризующихся наличием локальных структур и ловушек, где решение геолого-поисковых задач геофизическими методами затруднительно, малоэффективно и экономически нецелесообразно. При изучении структур и ловушек с целью их детального картирования структурные скважины бурились до маркирующих горизонтов (на глубину до 2 км). На глубинах больше 2 км, в условиях несоответствия структурных планов картирование структур было неэффективным [2]. Схема структурной скважины представлена на рисунке 1.

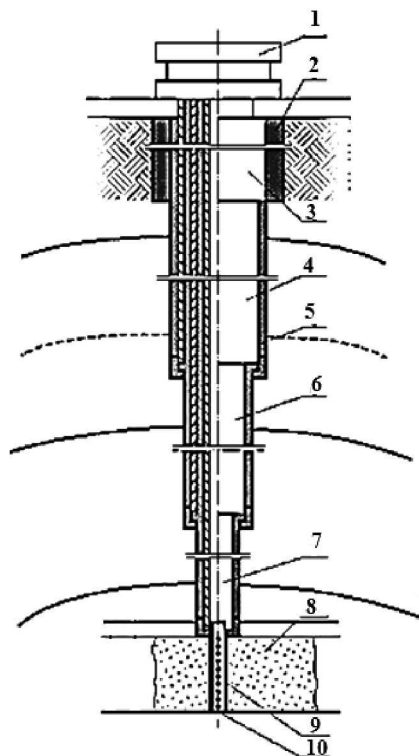


Рисунок 1 – Схема структурной скважины [3]:

- 1 – трубная головка; 2 – цементный стакан; 3 – направление; 4 – кондуктор; 5 – ВПТС;
6 – промежуточная колонна; 7 – эксплуатационная колонна; 8 – продуктивный пласт;
9 – телескопическое устройство; 10 – забой

Последние две скважины в мае и июне 1932 г. дают фонтанные притоки нефти. Так открывается Ишимбайское месторождение нефти. Это значимое событие форсирует изучение района. Кроме интенсивных буровых работ, район включается в план детальных геологических работ и исследуется целым комплексом геофизических методов разведки.

В 1932 г. в районе детальную геологическую съемку начинает Носсаль В.И. Для осуществления съемки на данном участке заложили комплекс полевых геологических исследований, произведенных с целью составления геологических карт и выявления перспектив территории в отношении полезных ископаемых. Задача геологической съемки заключалась в изучении естественных и искусственных обнажений (выходов на поверхность) горных пород (определение их состава, происхождения, возраста, форм залегания); нанесении на топографическую карту границ распространения пород. Кроме того, съемка сопровождалась сбором образцов пород, минералов и окаменелостей. Масштаб составлял 1 : 10000 и крупнее, что позволило составить большое количество разрезов, погоризонтных планов и зарисовок, моделей и блок-диаграмм.

Однако работа Носсалья В. И. в качестве старшего геолога промысла при широком размахе глубокого бурения не позволяет закончить ему данную работу. В 1934 г. работу продолжил и закончил Михалев П.Ф.

Развитие полевых геофизических работ в данном районе характеризуется следующим образом: в 1931 г. здесь работают стерлитамакские гравитационная и сейсмическая партии под руководством Наворицкого Н.М. и Жукова С.С. соответственно, башкирская магнитометрическая партия под руководством Орлова В.П. Благодаря полученным материалам устанавливаются общие гравитационные, сейсмические и магнитные характеристики района.

В 1932 г. проводятся аналогичные виды работ, однако магнитную съемку производит стерлитамакская магнитометрическая партия под руководством Пейзе Ф.К. Суть проводимого метода исследований, а именно – площадной магниторазведки, состоит в покрытии участка равномерной сетью профилей. Участок выбирается по возможности прямоугольный. Если участок большой, он разбивается



на квадраты примерно 20x20 метров и обрабатывается по этим квадратам. Предварительно, в начале и в конце каждого профиля устанавливаются кольшки, каждому профилю присваивается порядковый номер. Начинаются измерения с самого крайнего профиля № 1, затем № 2 и т.д. Оператор делает для измерений остановку, согласно выбранному расстоянию между точками примерно каждые 0,5 м. Показания магнитометра в каждой точке записываются на магнитный носитель, а при его отсутствии – в журнал, с отметкой номера профиля и точки. [4] По окончании работы создаются 3D-инверсии магнитного поля, как показано на рисунке 2, и интерпретируются полученные данные.

В 1933 г. район исследуют ишимбайские гравиметрическая, электрометрическая и сейсмическая партии под руководством Михайлева Н.Н., Ажимова Ю.А. и Дацкевич А.А., соответственно. Сущность технологии гравитационной съемки заключалась в исследовании плотности горных пород, в их естественном залегании на основе анализа распределения гравитационного поля Земли в пространстве. В гравитационной разведке выделяли два этапа работ: измерение распределения в пространстве некоторых элементов гравитационного поля (гравиметрическая съёмка) и геологическое истолкование результатов съёмки (интерпретация). Основным измеряемым параметром гравитационного поля Земли (поля силы тяжести) является ускорение силы тяжести, которое представляет собой первую производную потенциала силы тяжести. Схема кривых гравитационных аномалий показана на рисунке 2.

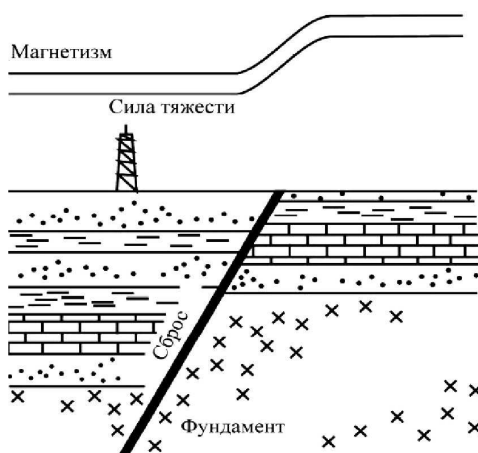


Рисунок 2 – Гравитационная и магнитная аномалии над сбросом

В этом же году, под руководством Ажимова Ю.А. организуется электроразведочная станция, которая представляла собой комплекс передвижной аппаратуры, предназначенной для производства электроразведочных работ. Состояла из генераторной группы и полевой измерительной лаборатории. Технология заключала в себе входящие генераторы постоянного или переменного тока с приводом от отдельного двигателя или двигателя транспортного средства. Использование электроразведочных станций повысило эффективность электроразведочных работ, так как позволило вести съёмку в движении и увеличило глубинность исследования земной коры за счёт использования мощных источников поля.

Методом сейсморазведки в 1933–1934 гг. исследует партия Дацкевича А.А. Этот метод основан на том, что скорость распространения сейсмических волн зависит от свойств геологической среды, в которой они распространяются: от состава горных пород, их пористости, трещиноватости, влагонасыщенности и т.д. Сейсмическая аппаратура включала в себя источник упругих волн; устройства, воспринимающие упругие колебания и преобразующие их в электрические (сейсмоприемники); сейсмостанцию, представляющую собой многоканальный регистратор, управляющий включением источника и обеспечивающий точный отсчет времени от момента включения источника до конца записи упругих колебаний. Сейсморазведка и запись исследований происходила по схеме, представленной на рисунке 3.

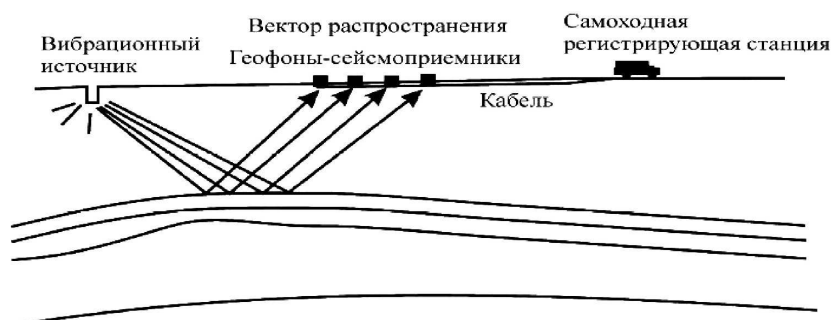


Рисунок 3 – Наземный сейсмический метод



Практически через год (1933 г.) с начала разведочного бурения на разведанных участках начинается бурение эксплуатационных скважин по треугольной сетке 150×150 м. Скважины на сетке размещались по углам равносторонних треугольников, на которые разбивалась вся нефтеносная площадь пласта. При такой сетке количество скважин, необходимое для извлечения нефти со всего пласта, на 15–47 % больше, чем при квадратной при тех же расстояниях, т.е. площадь нефтяного пласта при треугольной сетке дренируется полнее. По мере расширения разведанных участков увеличилось количество эксплуатационных скважин. Такой метод позволил в 1944 году закончить эксплуатационное бурение с открытием новых нефтяных залежей.

В результате разведочных работ в 1938 г. открывается Южный массив, 1939 г. – Буранчинский, Кузьминовский и Термень-Елгинский массивы. Разведочные буровые работы заканчиваются в 1941 г. На Западном массиве отправной точкой послужила скв. 703. От нее на запад пробурена скважина 77, на север – 463, на юго-восток – 103 и 116, на юг – 163. Благодаря данному методу размещения скважин было выявлено продолжение залежи в западном направлении и северно-западная часть массива. Следующая последовательная скважина позволила околонтурить залежь на северной части массива. С помощью ряда скважин разведана седловина, соединяющая Западный и Восточный массивы, и после – центральную часть массива залежи. В результате разведочных работ выясняется, что залежь самостоятельная, приурочена к отдельному массиву, который назвали Термень-Елгинским.

В 1981–1987 гг. с целью извлечения остаточных запасов бурятся дополнительно 78 эксплуатационных скважин. На дату подсчета в фонде Ишимбайского месторождения числятся 692 скважины. Кроме того, дополнительно учтены материалы 11 ближайших разведочных скважин. Итого, в подсчете участвуют 702 скважины в большей части пермского возраста (89 разведочных и 614 эксплуатационных). С отбором керна пробурено 543 скважины (85 разведочных и 458 эксплуатационных). Освещенность керном продуктивной пачки составила 9,7 %. Из пробуренных 702 скважин опробование было проведено в 494 скважинах, что составляет 70 % фонда. 53 скважины ликвидированы без опробования, 27 после опробования, 129 скважины введены в эксплуатацию сразу после бурения.

В скважинах Ишимбайского месторождения опробовались 4 объекта: отложения кунгурского яруса, продуктивной пачки Рар-ск-ас (артинские-сакмарские-ассельские), бобриковского горизонта и среднего девона. Из трех кунгурских отложений в двух скважинах получены притоки воды, в одной – нет. Отложения бобриковского горизонта и среднего девона опробованы в скважине 30ШБ. Соответственно, в первом случае приток не получен, во втором – получена вода. При опробовании продуктивной пачки Рар-ск-ас в 378 скважинах получена нефть, в 7 скважинах получены непромышленные притоки нефти, в 100 скважинах – притоки нефти с водой. Опробование и исследование скважин, пробуренных в начале разработки месторождения, проводилось после бурения и спуска эксплуатационных колонн (168 мм и 219 мм) до кровли пачки Рар-ск-ас, т.е. опробовался и эксплуатировался открытый ствол. Вызов притока скважин производился свабированием, снижением уровня желонкой и пробной откачкой насосом.

С 1979 г. было начато бурение скважин новой конструкции с забоем скважин ниже кровли ЗОН на 20–30 м, спуском эксплуатационной колонны на всю глубину скважины и перфорационными отверстиями в нижнем интервале массива в районе кровли ЗОН. Перфорация колонны производилась перфораторами ПКС-80 и ПС-112м. Карбонатные коллекторы с целью интенсификации притока обрабатывались соляной кислотой. Скважины опробовались компрессором, испытателем пластов и пробной откачкой насосом.

Заключение

Ишимбайское месторождение нефти – первое месторождение углеводородов, открытое в РБ, приурочено к рифогенному массиву, сложенному артинскими известняками. Это первое месторождение, связанное с рифом, открытое на территории нашей страны. В настоящее время месторождение выработано. Уже с начала XX века на территории будущего месторождения приступили к проведению различных поисково-разведочных работ, к которым относится комплекс специальных геологических, геофизических, буровых и других мероприятий, производимых с целью обнаружения и подготовки к промышленному освоению месторождения.

Отдельно стоит отметить важность для рассматриваемого региона бурения структурных скважин, ведь благодаря им в 1932 г. впервые получены фонтанные притоки нефти. Структурные скважины были необходимы прежде всего для выявления и подготовки к поисково-разведочному бурению перспективных площадей, а в комплексе с геофизическими методами – для уточнения деталей геологического строения. Таким образом, открывается Ишимбайское месторождение, на котором начинают активно проводиться буровые работы, район включается в план детальных геологических работ и исследуется целым комплексом геофизических методов разведки.

Так в 1932 г. Носсаль В.И. в качестве старшего геолога, а позже Михайлев П.Ф., проводят детальную геологическую съемку района. Геолого-съемочные работы проводились в начальной стадии изучения территорий, они предшествовали широкому развороту дорогостоящих видов исследований: опорного и параметрического бурения, методов сейсморазведки и др.



Благодаря комплексному исследованию, которое достигается путем соединения геологических, различных видов геофизических методов изучения, на рассматриваемой территории удалось выявить ряд поднятий. Среди таких геофизических методов, которые обеспечили всестороннее изучение всех необходимых геологических особенностей строения нефтегазоносной осадочной толщи, можно выделить несколько основных, а именно: магнитную, гравиметрическую съемки, а также использование электроразведочных станций.

В платформенных районах при благоприятных геологических условиях магниторазведка использовалась для поисков зон поднятий. Для этого по уже известным районам находилась связи между тектоникой, характером магнитного поля и распределением магнитных аномалий. Наилучшая эффективность магниторазведки была отмечена при ее комплексировании с другими геофизическими методами, в том числе и гравиметрической съемкой.

Гравиразведка применялась на стадиях детальных нефтегазопроисковых работ для поиска зон развития рифовых образований. Стоит отметить, что для выполнения этой задачи рассматриваемый метод успешно использовался в комплексе с электроразведкой, в результате чего, рифовые массивы в большинстве случаев отмечаются локальными максимумами. Однако, локальные структуры в большинстве платформенных территорий ввиду небольших размеров создают небольшой гравитационный эффект и потому на гравиметрических картах не фиксируются или отображаются в виде изгибов изоаномал, их разрядки и др. В этом случае значительный эффект для выявления локальных поднятий дали различные трансформации наблюдаемых полей, в результате чего локальные поднятия четко характеризовались локальными остаточными аномалиями. В свою очередь, электроразведка была применена для решения задач структурной геологии.

Также, в 1977 г. на месторождении выполнялись сейсмические работы с целью детализации строения отдельных локальных структур. Детальными исследованиями решались вопросы соотношения структурных планов по отдельным горизонтам, выяснялись закономерности смещения сводовых частей поднятий и изменения мощностей в пределах различных частей структуры. Детальные сейсмические работы проводились на основании результатов поисковых работ по сгущенной системе профилей, а именно – МОГТ.

Помимо структурного, на месторождении проводилось бурение целого комплекса скважин, среди которых: поисково-оценочные, разведочные и т.д.

Таким образом, рациональный комплекс вышеперечисленных методов, прежде всего геологических и геофизических, а также технических средств, обеспечил открытие, эффективное исследование, а также успешную разведку и последующую разработку Ишимбайского месторождения нефти и газа.

Литература:

1. Гимад Ягудин. Борьба за башкирскую нефть. – Уфа : Башкирское государственное издательство, 1932.
2. Милосердова Л.В. Геология и поиски нефти и газа : Курс лекций. – 2016.
3. Овчинников В.П. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – Тюмень : Издание ТИУ, 2017. – 342 с.
4. Серкерев С.А. Гравиразведка и магниторазведка. – М., 2006.

References:

1. Gimad Yagudin. The Struggle for Bashkir Oil. – Ufa : Bashkir State Press, 1932.
2. Miloserdova L.V. Geology and the search for oil and gas : Course of lectures. – 2016.
3. Ovchinnikov V.P. Technology of drilling oil and gas wells. – Tyumen : TIU, 2017. – 342 p.
4. Serkerov S.A. Engraving and magnetic surveying. – M., 2006.



УДК 004.8

СВЕРТОЧНЫЕ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ ДЛЯ СЕМАНТИЧЕСКОЙ СЕГМЕНТАЦИИ ИЗОБРАЖЕНИЙ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

CONVOLUTION NEURAL NETWORKS FOR SEMANTIC SEGMENTATION ON IMAGES OF EARTH SURFACE

Береснев Алексей Павлович

аспирант отделения информационных технологий,
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
apb3@tpu.ru

Зоев Иван Владимирович

аспирант отделения информационных технологий,
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
ivz3@tpu.ru

Марков Николай Григорьевич

доктор технических наук, профессор,
профессор отделения информационных технологий,
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
markovng@tpu.ru

Аннотация. В настоящее время для анализа изображений различной физической природы все чаще начинают применять сверточные нейронные сети (СНС). Для решения задачи семантической сегментации космических снимков земной поверхности предложены три новые архитектуры СНС подкласса LeNet5. Приводятся результаты исследования эффективности каждой из новых архитектур СНС.

Ключевые слова: свёрточные нейронные сети, анализ изображений земной поверхности, семантическая сегментация изображений.

Beresnev Alexey Pavlovich

PhD Student of Department
Information Technologies,
National Research
Tomsk Polytechnic University
apb3@tpu.ru

Zoev Ivan Vladimirovich

PhD student of Department
Information Technologies,
National Research
Tomsk Polytechnic University
ivz3@tpu.ru

Markov Nikolay Grigorievich

Doctor of Engineering, Professor,
Professor of Information Technology,
National Research
Tomsk Polytechnic University
markovng@tpu.ru

Annotation. Nowadays in images analysis for different tasks are beginning to use convolution neural networks (CNN). For solution of semantic image segmentation task are proposed three new CNN architecture subclass LeNet5. In this article we present results of effectiveness study for each of proposed CNN architectures.

Keywords: convolution neural networks, analysis of earth surface images, semantic image segmentation.

Введение

В последние годы все чаще для анализа различных изображений применяются сверточные нейронные сети (СНС). С помощью СНС можно решать следующие формализованные задачи: семантической сегментации изображений, задачу классификации и локализации объекта на изображении, детектирование объекта (предсказывается класс и оценивается положение каждого из группы объектов) и сегментации экземпляров объектов. Основываясь на результатах ряда исследователей различных архитектур СНС [1, 2], можно сформулировать следующий принцип: для решения каждой из этих задач существует своя наиболее эффективная (в первую очередь, по критерию точности распознавания объектов на изображениях) архитектура СНС.

Для реализации этого принципа применительно к решению задачи сегментации спутниковых снимков предлагаются и исследуются три новые архитектуры СНС, входящие в подкласс LeNet5.

СНС подкласса LeNet5

Ян Ле Кун с коллегами для решения задачи классификации объектов на изображениях предложил СНС с архитектурой LeNet5, которая хорошо себя зарекомендовала и сегодня считается классической [1]. На её основе создан целый подкласс СНС, получивший название LeNet5. Ранее нами решалась задача обнаружения и классификации объектов на изображениях, причём выявлялась принадлежность объекта к одному из 10 классов [2]. Для решения этой задачи нами предложена новая архитектура СНС (рис. 1), подобная классической LeNet5. В ней используются свёрточные слои (англ.



convolutionallayers), слои подвыборки (англ. poolinglayers), а в качестве функции активации после каждого слоя свертки применяется оператор ReLU. Назначение класса объекту по результатам работы СНС осуществляется с помощью известной процедуры Softmax.

Архитектура свёрточного слоя задается параметрами: *глубина* L – количество входных/выходных карт признаков; *высота* h и *ширина* w каждого из ядер свёртки; *шаг* s , с которым ядро свёртки движется по входному слою. На рисунке 1 изображены 3 свёрточных слоя. Первый из них обладает следующими параметрами: *высота* и *ширина* каждого ядра равны 7 элементам, *шаг* равен 1 элементу, *глубина* равна 3 (три входные карты). Архитектурные параметры других двух свёрточных слоёв показаны на рисунке 1. В большинстве СНС конечные слои являются полносвязными. Можно задать параметры для свёрточного слоя таким образом, чтобы получить из него полносвязный слой. Так, полносвязный слой на рисунке 1 можно представить как свёрточный слой с такими параметрами: *высота* и *ширина* ядра свёртки будут равны 1, входные карты признаков будут размером 1×1 , а их *глубина* равна 100, количество выходных карт признаков будет равным 10 (число классов объектов).

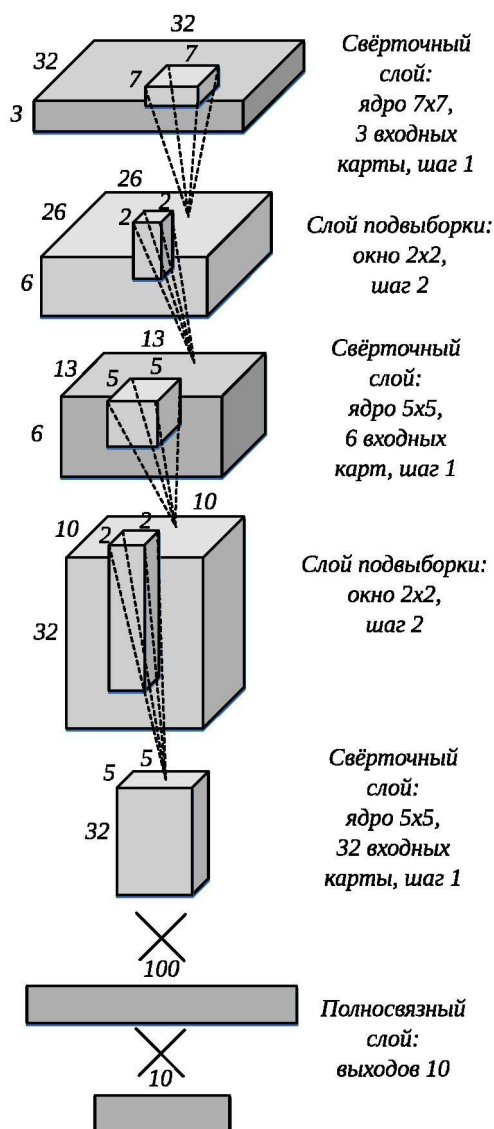


Рисунок 1 – Предложенная архитектура СНС из подкласса LeNet5

Подвыборка (также может называться «пуллинг» от англ. pooling) уменьшает размерность каждой карты признаков, но сохраняет наиболее значимую информацию. Из рисунка 1 видно, что после первого свёрточного слоя, результатом которого является 6 карт признаков размером 26×26 элементов, идёт слой подвыборки с окном 2×2 элемента и шагом 2. Входная карта признаков при подвыборке разбивается на области размером 2×2 элемента. Для каждой такой области выполняется процедура подвыборки, которая проводится по алгоритму выбора максимальных значений элементов (англ. maxpooling). Его использование обусловлено минимальным количеством операций над числами, что немаловажно при аппаратной реализации СНС. После процедуры подвыборки получается 6 карт при-



знаков размером 13×13 элементов. Другой слой подвыборки с таким же окном 2×2 элемента и шагом 2 выполняется после второго слоя свёртки. На выходе этого слоя подвыборки получается 32 карты признаков размером 5×5 элементов.

Предложенная архитектура СНС отличается от классической архитектуры LeNet5 наличием трёх свёрточных слоёв вместо двух свёрточных слоёв у классической архитектуры и наличием только одного полносвязного слоя вместо двух у классической архитектуры. Имеются также отличия в параметрах свёрточных слоёв. Все это ведёт к увеличению количества карт признаков и нацелено на увеличение точности обнаружения и классификации объектов на изображениях. Сравнение предложенной архитектуры с другими известными СНС подкласса LeNet5 позволяет считать её по ряду архитектурных признаков оригинальной.

Для извлечения ключевых признаков весовые коэффициенты процедуры свёртки настраиваются с использованием обучающей выборки. Существует большое число обучающих выборок, собранных для решения различного рода задач.

Архитектуры СНС для решения задачи семантической сегментации

Рассмотрим новые архитектуры СНС подкласса LeNet5 для решения задачи семантической сегментации. Известно, что снимки земной поверхности, получаемые при мониторинге опасных технологических объектов и промышленных предприятий, обычно имеют большие размеры, например 1200×1200 пикселей и более. Задача семантической сегментации таких снимков заключается в определении принадлежности каждого пикселя изображения к тому или иному классу. Решать её можно двумя способами. Первый из них предполагает, что используется предложенная нами и описанная выше архитектура СНС LeNet5 (рис. 1). При этом СНС будет анализировать небольшие участки входного изображения с размером 32×32 пикселя. Иными словами, необходимо сканирование входного изображения окном этого размера. Однако этот способ при его реализации требует от вычислительных устройств высокой производительности. Поэтому перспективным является другой предложенный нами способ, основанный на идее использования энкодера Region Proposal Network (RPN) нейросети Faster-RCNN [3] для анализа изображений разных масштабов. В соответствии с этой идеей первые пять слоёв разработанной нами архитектуры СНС на рисунке 1 модифицируются в энкодер, пригодный для анализа исходного изображения без перемещения по нему окна, то есть в целом. Это позволит значительно сократить время на анализ входного изображения больших размеров.

Пусть необходимо решить задачу сегментирования зданий (два класса: здания и фон) на изображениях 1500×1500 пикселей из выборки Massachusetts Roads Dataset спутниковых снимков коттеджных поселков г. Бостон (США) [4]. Исходным спутниковым изображениям с разрешением 1 м²/пиксель из выборки соответствуют дополнительные изображения (карты) с выделенными на них зданиями и дорогами, которые можно использовать для тестирования обученных СНС. Для решения этой задачи нами была разработана архитектура СНС, получившая название SegLeNet (табл. 1). В этой архитектуре после первых пяти слоёв – модифицированного энкодера следуют еще два свёрточных слоя с размером ядра 1×1. Так как после первых пяти слоёв энкодера LeNet входное изображение уменьшается в 4 раза (из-за слоёв подвыборки), то карта признаков на выходе СНС интерполируется методом билинейной интерполяции до размеров входного изображения. Чтобы сохранить размеры карт признаков после слоёв свёртки, входные карты признаков дополняются нулевой рамкой (padding).

Таблица 1 – Архитектура СНС SegLeNet

№	Тип слоя	Число ядер свёртки	Размеры ядра/шаг	Размеры входного изображения/ карт признаков
1	Свёрточный	6	7×7/1	1500×1500×3
2	Подвыборки	–	2×2/2	1500×1500×6
3	Свёрточный	32	5×5/1	750×750×36
4	Подвыборки	–	2×2/2	375×375×32
5	Свёрточный	100	5×5/1	375×375×32
6	Свёрточный	10	1×1/1	375×375×100
7	Свёрточный	2	1×1/1	375×375×10
8	Интерполяция	–	–	375×375×2
9	Softmax	2	–	1500×1500×2

В известной СНС Unet [5] для сегментации изображений декодер использует слои транспонированной свёртки (англ. Transposed Convolutional), которые дополнены картами признаков из соответствующих слоёв энкодера сети. Используем идеи слоёв транспонированной свёртки при проектирова-



нии СНС новой архитектуры, названной ULeNet. В ней в качестве энкодера применяются модифицированные первые пять слоёв нашей СНС LeNet5 из рисунка 1. Далее, включены два слоя транспонированной свёртки с размером ядра 2x2 и шагом 2 элемента (для восстановления размера изображения до начального). Слои транспонированной свёртки дополняются картами признаков, соответствующими им по размеру. За этими слоями следует слой свёртки с размером ядра 1x1 и с шагом 1. Такая архитектура СНС приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Архитектура СНС ULeNet

№	Тип слоя	Число ядер свёртки	Размеры ядра/шаг	Размеры входного изображения/карт признаков
1	Свёрточный	6	7x7/1	1500x1500x3
2	Подвыборки	–	2x2/2	1500x1500x6
3	Свёрточный	32	5x5/1	750x750x32
4	Подвыборки	–	2x2/2	375x375x32
5	Свёрточный	100	5x5/1	375x375x32
6	Транспонированной свёртки	32	2x2/2	375x375x100
7	Объединение с выходом 3 слоя	–	–	750x750x32 750x750x32
8	Свёрточный	32	5x5/1	750x750x64
9	Транспонированной свёртки	6	2x2/2	750x750x32
10	Объединение с выходом 1 слоя	–	–	1500x1500x6 1500x1500x6
11	Свёрточный	2	1x1/1	1500x1500x12
12	Softmax	2	–	1500x1500x2

В работе [6] рассмотрена СНС DeconvNet, архитектура которой построена с использованием энкодера и декодера, восстанавливающего размер изображения после энкодера до входного.

В разработанной нами архитектуре используется идея из [6], причём предлагается в качестве энкодера модифицированные первые пять слоёв СНС LeNet5 (рис. 1). Далее для восстановления размера изображения до начального, применяются два слоя транспонированной свёртки с размером ядра 2x2 и шагом 2 элемента (табл. 3). После каждого слоя транспонированной свёртки следует свёрточный слой. Такая архитектура СНС получила название DeconvLeNet.

Таблица 3 – Архитектура СНС DeconvLeNet

№	Тип слоя	Число ядер свёртки	Размеры ядра/шаг	Размеры входного изображения/ карт признаков
1	Свёрточный	6	7x7/1	1500x1500x3
2	Подвыборки	–	2x2/2	1500x1500x6
3	Свёрточный	32	5x5/1	750x750x32
4	Подвыборки	–	2x2/2	375x375x32
5	Свёрточный	100	5x5/1	375x375x32
6	Транспонированной свёртки	32	2x2/2	375x375x100
7	Свёрточный	16	5x5/1	750x750x32
8	Транспонированной свёртки	6	2x2/2	750x750x16
9	Свёрточный	2	1x1/1	1500x1500x6
10	Softmax	2	–	1500x1500x2

На выходе каждой из трех предложенных архитектур СНС используется операция Softmax. Выход содержит две карты признаков, которые соответствуют двум классам (фон, здание).

Исследование эффективности предложенных архитектур СНС

Проведем исследование предложенных для сегментации изображений трёх архитектур СНС подкласса LeNet5. Программная реализация этих предложенных архитектур СНС осуществлялась на языке программирования Python версии 3.6 с использованием библиотеки PyTorch версии 1.0.0.



Обучение каждой из этих архитектур СНС выполнялось на выборке Massachusetts Road Dataset спутниковых снимков с использованием оптимизатора Adam со следующими параметрами: betas 0,9; 0,9999. Регуляризирующий параметр *weightdecay* равен 0,00001. Параметр скорости обучения равен 0,00001. Данный параметр уменьшался в 0,99 раз каждые 100 эпох обучения. Обучение проводилось на 8000 эпохах для каждой из трёх предложенных архитектур СНС. Размер батча равен 16 обучающим примерам. Для обучения из каждого изображения обучающей выборки произвольным образом выбиралась подобласть размером 800×800 пикселей. В качестве функции потерь (*loss function*) использовалась бинарная кросс-энтропия (англ. *binary cross entropy*). Обучение производилось с использованием видеокарты Nvidia GTX 1080Ti.

Результаты тестирования обученных СНС сравнивались с картами сегментированных объектов, соответствующих исходным спутниковым снимкам и включенных также в выборку Massachusetts Road Datasets. На рисунке 2,а приведен пример исходного изображения. На рисунке 2,б показаны результаты сегментации этого изображения с помощью СНС архитектуры SegLeNet. На рисунке 2,в для сравнения с рисунком 2,б показана карта сегментированных объектов, соответствующая исходному изображению. Из рисунка 2,в видим, что границы довольно большого числа зданий не совпадают с границами зданий на карте сегментированных объектов на рисунке 2,б.

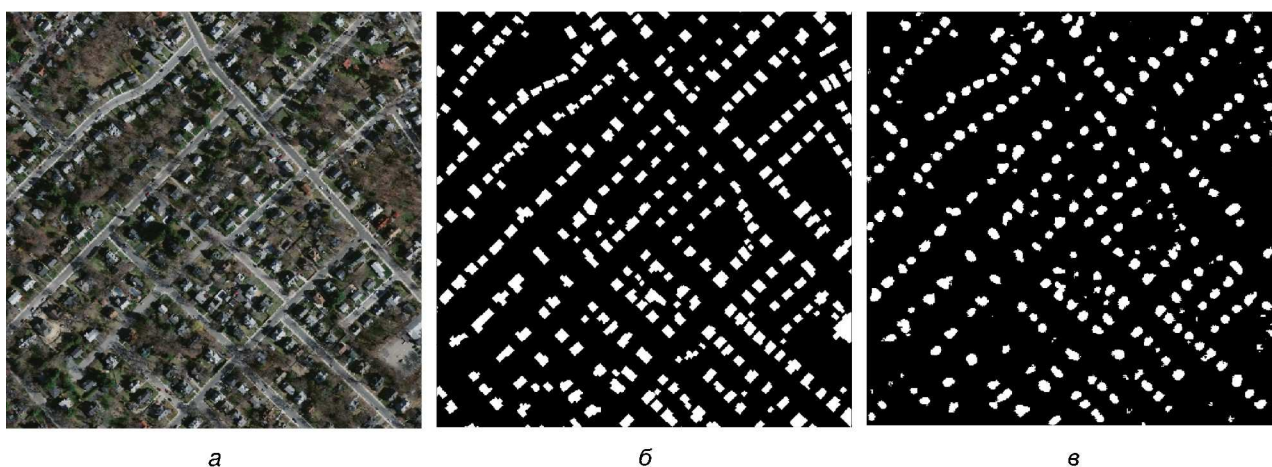


Рисунок 2 – Пример результатов сегментации изображения участка земной поверхности:
 а – исходное изображение; б – карта сегментированных объектов из выборки Massachusetts Road Datasets;
 в – результаты сегментации изображения с помощью SegLeNet

Измерение точности сегментации производилось путем расчета коэффициента Jaccard (он же *Intersectionoverunion*) из пакета *sklearn*. Результаты по точности сегментации и времени, необходимого на анализ одного изображения размером 1500×1500, пикселей представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты исследования предложенных архитектур СНС

Наименование СНС	SegLeNet	ULeNet	DeconvLeNet
Jaccard, %	86,92	88,40	88,36
Время анализа одного изображения (мс)	232,61	198,28	159,88

Анализируя таблицу 4, можно сказать, что худшие результаты по точности сегментации изображений и времени, необходимого для анализа одного спутникового снимка, показывает СНС SegLeNet. По точности сегментации наилучший результат дает СНС ULeNet, немного от неё отстает нейросеть DeconvLeNet. Однако по времени на анализ одного изображения СНС DeconvLeNet значительно опережает другие исследуемые архитектуры СНС. По совокупности этих двух показателей предпочтение для дальнейших комплексных исследований эффективности стоит отдать СНС DeconvLeNet.

Заключение

В последние годы актуальным направлением для анализа изображений земной поверхности является использование СНС. Для решения задачи семантической сегментации таких изображений нами предложены три новые архитектуры СНС, относящиеся к подклассу LeNet5. В основе каждой из этих архитектур лежит энкодер, представляющий из себя модифицированные пять первых слоёв разработанной ранее нами СНС подкласса LeNet5.



Проведено исследование эффективности предложенных архитектур СНС, обученных на выборке Massachusetts Road Dataset. Анализ результатов этих исследований показал, что по совокупности двух показателей (точность сегментации изображений и время, необходимое для анализа одного спутникового снимка) предпочтение следует отдать СНС DeconvLeNet.

Исследования были поддержаны грантом РФФИ № 18-47-700010 р_а.

Литература:

1. Le Cun, Y. Gradient-Based Learning Applied to Document Recognition / Y. Le Cun, L. Bottou, Y. Bengio, P. Haffner // Proc of the IEEE. – 1998. – Vol. 86, Issue 11. – P. 2278–2324. – DOI: 10.1109/5.726791
2. Зоев И.В. Устройство на основе ПЛИС для распознавания рукописных цифр на изображениях / И.В. Зоев, А.П. Береснев, Н.Г. Марков, А.Н. Мальчуков // Компьютерная оптика. – 2017. – Т. 41. – № 6. – С. 938–949. – DOI: 10.18287/2412-6179-2017-41-6-938-949.
3. Faster R-CNN: Towards Real-Time Object Detection with Region Proposal Networks. – URL : <https://arxiv.org/abs/1506.01497> (дата обращения 22.03.2019).
4. Road and Building Detection Datasets. – URL : <http://www.cs.toronto.edu/~vmnih/data/> (дата обращения 22.03.2019).
5. U-Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation. – URL : <https://arxiv.org/abs/1505.04597> (дата обращения 22.03.2019).
6. Learning Deconvolution Network for Semantic Segmentation. – URL : <https://arxiv.org/pdf/1505.04366.pdf> (дата обращения 22.03.2019).

References:

1. Le Cun, Y. Gradient-Based Learning Applied to Document Recognition / Y. Le Cun, L. Bottou, Y. Bengio, P. Haffner // Proc of the IEEE. – 1998. – Vol. 86, Issue 11. – P. 2278–2324. – DOI: 10.1109/5.726791
2. Zoev I.V., Beresnev A.P., Markov N.G., Malchukov A.N. Fpga-based device for handwritten digit recognition in images // Computer Optics. – 2017. – Vol. 41. – № 6. – P. 938–949. DOI: 10.18287/2412-6179-2017-41-6-938-949.
3. Faster R-CNN: Towards Real-Time Object Detection with Region Proposal. – URL : <https://arxiv.org/abs/1506.01497> (date of access 22.03.2019).
4. Road and Building Detection Datasets. – URL : <http://www.cs.toronto.edu/~vmnih/data/> (date of access 22.03.2019).
5. U-Net: Convolutional Networks for Biomedical Image Segmentation. – URL : <https://arxiv.org/abs/1505.04597> (date of access 22.03.2019).
6. Learning Deconvolution Network for Semantic Segmentation. – URL : <https://arxiv.org/pdf/1505.04366.pdf> (date of access 22.03.2019).



УДК 502

ИННОВАЦИОННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ПРОБЛЕМАХ ОСВОЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛАНЦЕВЫХ ФОРМАЦИЙ

INNOVATIVE GEOPHYSICAL RESEARCH IN THE PROBLEMS OF HYDROCARBON DEVELOPMENT OF SHALE FORMATIONS

Боровский Михаил Яковлевич

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

Богатов Владимир Ильич

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

Борисов Анатолий Сергеевич

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

Успенский Борис Вадимович

доктор геолого-минералогических наук, профессор,
заведующий кафедрой геологии нефти и газа,
Казанский (Приволжский) федеральный университет
borvadus@rambler.ru

Аннотация. Отмечены особенности залегания сланцевых толщ. Показана роль геофизической разведки в геологоразведочном процессе на нетрадиционные источники углеводородного сырья. Рассмотрены возможности несейсмических методов при прогнозе, поисках, разведки и подготовке скоплений углеводородов сланцевых отложений к освоению. Акцентирована необходимость геофизического изучения тектонических нарушений.

Ключевые слова: нетрадиционные источники углеводородного сырья, добыча нефти и газа, техногенное изменение геологической среды, прогноз, геофизические методы, гравиразведка, магниторазведка, электроразведка, тектонические нарушения.

Borovskiy Mikhail Yakovlevich

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

Bogatov Vladimir Ilyich

Leading Geophysicist,
«Geofizservis» Ltd
vladbogatoff@gmail.com

Borisov Anatoly Sergeyevich

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

Uspensky Boris Vadimovich

Doctor of Geological
and Mineralogical Sciences, Professor,
Head Department of oil and gas geology,
Kazan (Volga region) Federal University
borvadus@rambler.ru

Annotation. The peculiarities of occurrence of shale layers. The role of geophysical exploration in the exploration process for unconventional sources of hydrocarbons is shown. The possibilities of non-seismic methods in the forecast, search, exploration and preparation of hydrocarbon accumulations of shale deposits for development are considered. The necessity of geophysical study of tectonic disturbances is emphasized.

Keywords: unconventional sources of hydrocarbon raw materials, oil and gas production, man-made changes in the geological environment, forecast, geophysical methods, gravity, magnetic exploration, electrical exploration, tectonic disturbances.

В Волго-Уральской нефтегазоносной провинции М.И. Зайдельсоном, С.И. Вайнбаумом, Н.А. Копровой и др. выделяются [1] «доманикиты», представляющие битуминозные глинисто-кремнистые карбонаты верхнедевонско-турнейских отложений. В Российской Федерации эти породы наряду с образованиями баженовской свиты и хадумской свиты Предкавказья относят [2] к сланцевым толщам.

Особенности скоплений углеводородов сланцевых толщ заключаются в следующем [3, 4, 15, 16, 17]:

- сланцы – материнская порода и коллектор одновременно;
- низкая пористость и проницаемость вмещающей толщи;
- рассеянное состояние углеводородов в толще;
- непрерывность скоплений;
- отсутствие традиционных систем контроля залежей (ВНК, структурного, литологического).

Решающая роль на различных этапах геологоразведочных работ на нетрадиционные источники углеводородного сырья, в том числе сланцевую нефть и газ, принадлежит геофизической разведке. Про-



цесс добычи требует современных технологий как для поиска и разведки месторождений, так и для осуществления самого процесса разработки искомым объектов. Это обуславливает необходимость проведения на высоком уровне в реальном времени визуализации процессов в сланцевом коллекторе, в том числе изменений физико-механических характеристик и параметров породы залежи, а также состояния залежи во время добычи. Инструментом технического видения при решении задачи поиска, разведки, разработки и добычи сланцевых углеводородов и служат геофизические наблюдения, в которых важную роль занимает сейсмическая разведка, возможности которой рассмотрены в [5, 15, 16].

Эффективность геологоразведочного процесса в значительной степени зависит от выбора направлений исследований, вытекающих из изученности каждого конкретного объекта. Отдельные этапы и стадии геологоразведочных работ имеют своей целью изучение конкретных разномасштабных объектов.

На начальном этапе исследований осадочных бассейнов или их отдельных частей проводятся региональные работы для изучения присущих им общих черт геологического строения и нефтегазонасности. В дальнейшем на разных стадиях исследования бассейнов перед региональными работами ставятся (В.В. Семенович и др., 1982) специфические задачи, определяемые степенью предшествующей изученности, а также техническими и методическими возможностями геологического и геофизического изучения.

Решение вопросов на региональном уровне, т.е. тектоническое районирование, имеет важнейшее значение для поисков полезных ископаемых. Оно позволяет [6, 11, 13, 17]:

- 1) установить общие перспективы поисков тех или иных полезных ископаемых в данном регионе;
- 2) выявить районы, требующие постановки более детальных поисковых работ.

В.Е. Хаин подчеркивает «...знание региональной структуры той или иной области не менее (если не более) важно для оценки перспектив нефтеносности, чем значение локальной местной структуры отдельных ее участков» [6, 11, 17].

Данное положение актуально для общей системы геологоразведочных работ на углеводороды сланцевых толщ.

Экспрессность и наличие в настоящее время большого количества карт и графиков геофизических параметров обуславливает необходимость применения аэрогеофизической разведки в информационном обеспечении геологоразведочных работ на углеводороды сланцевых толщ. Существенен как выбор наиболее перспективных направлений («Exploration play» [13]), так и определенная подготовка площадей под детальные работы.

Региональное направление предполагает [6, 11, 13, 17] наиболее полное использование геофизических съемок, выполненных ранее на значительных территориях, что обусловлено, большой площадью плеев сланцевого газа и нефти.

Для выделения областей со специфическими условиями осадконакопления на фоне окружающих территорий необходимо получение информации о внутренней структуре складчатого основания.

К настоящему времени накоплен определенный опыт и представления по геофизическому изучению кристаллического фундамента [6–9, 11, 13, 14, 18–20]. Большинство исследователей отмечает, что строение и состав пород фундамента служит основным геологическим фактором определяющим характер гравитационных и, в особенности, магнитных аномалий. Обязательным элементом методических приемов является составление карт или схем районирования физических полей.

Анализ геолого-геофизических материалов свидетельствует о возможности выделения региональных тектонических нарушений, являющихся границами, на которых резко меняются фации и мощности отложений различных интервалов разреза осадочного покрова, комплексом геофизических (гравиметрия и магниторазведка) и дистанционных (космическая съемка) методов с привлечением данных по ландшафтной индикации.

Критерии обнаружения и прослеживания разломов по результатам геофизических наблюдений, в большинстве своем, являются общепринятыми [6–16, 20–23]: границы участков специфической морфологии геомагнитного поля и поля силы тяжести; зоны высоких горизонтальных градиентов (магнитные и гравитационные ступени); крутое и резкое ограничение магнитных аномалий. Особенность проявления региональных разрывных нарушений заключается в наличии вторичных деформаций гравитационного (в зонах интенсивных горизонтальных градиентов) и магнитного полей. Изучение структуры геофизических полей позволяет в ряде случаев определить характер тектонических подвижек по разломным зонам.

При подготовке перспективных площадей под детальные геологоразведочные работы на углеводороды сланцевых толщ следует уделять внимание составлению структурного каркаса разломной тектоники. Анализ разломов, в частности их напряжений и ориентации, необходим [5, 10, 12, 13, 15, 16, 17] как для регионального, так и детального масштаба интерпретации коллектора: разломы и разрывы могут динамически воздействовать на потенциал коллектора. Следует отметить, что уточнение положения разломов и оценка их влияния на условия формирования ловушек углеводородов – одна из основных задач аэрогеофизической разведки [6–9, 13, 14].



Целесообразно на этапах локального прогнозирования использование высокоточной гравиразведки, что позволяет определять распределение в разрезе и по латерали, такого параметра как плотность, а, следовательно, и пористость. Новые принципы интерпретации на базе гравитационного моделирования [21, 22] и томографическая обработка и визуализация [23] дают (рис. 1) обширные сведения об разуплотненных и уплотненных (малопористых, малопроницаемых) зонах и участках.

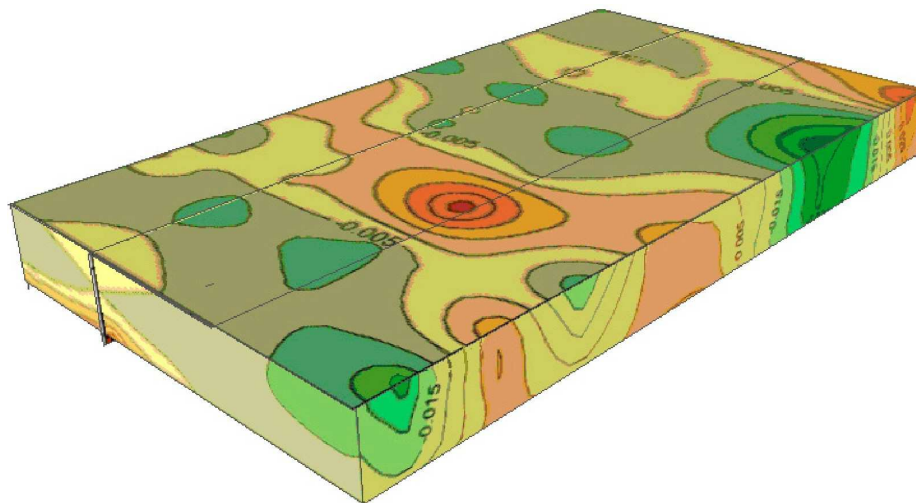


Рисунок 1 – Объемная модель латеральной изменчивости плотностей на участке Ямашинской структуры (по З.М. Слепаку, 2012)

По З.М. Слепаку (2012) «...При изучении геологического строения нефтяных месторождений гравиразведка должна быть нацелена на выявление и интерпретацию аномалий, создаваемых латеральной изменчивостью плотностей в осадочном чехле и в кристаллическом фундаменте». В результате проведенных исследований разработана [21, 22] методика решения обратных задач, нацеленных на выявление аномальных изменений гравитационного поля, обусловливаемых латеральной изменчивостью плотностей. Основополагающим моментом разработанных методических приемов служит рассмотрение модели земной коры как двухслойной, состоящей из осадочного чехла и кристаллического основания. Интерпретация первого верхнего слоя позволяет изучать особенности геологического строения нефтяных месторождений на участках локальных структурных форм и осуществлять их прогнозирование, второго слоя – выявлять блоковое строение кристаллического фундамента, зоны разломов и разуплотнения пород (З.М. Слепак, 1989, 2005, 2012, 2015).

Для получения достоверных и надежных материалов, согласно И.Н. Михайлову (2001) [7, 8, 9] необходимо соблюдение соответствующих требований:

- прямолинейность и параллельность профилей;
- ортогональная сеть профилей;
- соответствие масштаба съемки размерам поисковых объектов;
- выход гравиметрического профиля в нормальное поле силы тяжести (т.е. за пределы аномалиеобразующего объекта).

Проведение высокоточных гравиметрических работ в комплексе с сейсморазведкой 3D позволяет создавать (З.М. Слепак, 1980–2019) сейсмо-гравиметрические модели, что существенно повышает результативность сейсморазведки при прогнозировании и поисках месторождений нефти.

Применение высокоточной гравиразведки вероятно будет способствовать повышению эффективности поисков участков, перспективных на углеводороды сланцевых отложений, на стадии разведки и подготовки к разработке, оптимальному заложению горизонтальных скважин.

Имеются лишь единичные описания результатов применения электроразведки для поисков и разведки углеводородов сланцевых отложений. Проводятся [19, 21] эксперименты по изучению возможности применения нетрадиционных геоэлектрических методов становления короткоимпульсного электромагнитного поля (СКИП) и вертикального электрорезонансного зондирования (ВЭРЗ), а также нового метода обработки данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ) для поисков скоплений свободного газа (метана) в пределах распространения угленосных пород. Площадной съемкой методом СКИП могут быть обнаружены и зарисованы аномалии типа «залежь свободного газа (метана)», либо залежь нефти (рис.2). Глубины расположения аномально поляризованных пластов (АПП) типа «газ» определяются зондированием ВЭРЗ. Метод обработки данных ДЗЗ также позволяет оперативно выделять и картировать аномалии типа «залежь свободного газа». Результаты экспериментов, по мнению авторов [19, 21] свидетельствуют, что технология СКИП-ВЭРЗ совместно с методом



обработки данных ДЗЗ могут успешно применяться при поисках и разведке скоплений свободного газа (метана) в пределах распространения угленосных формаций.

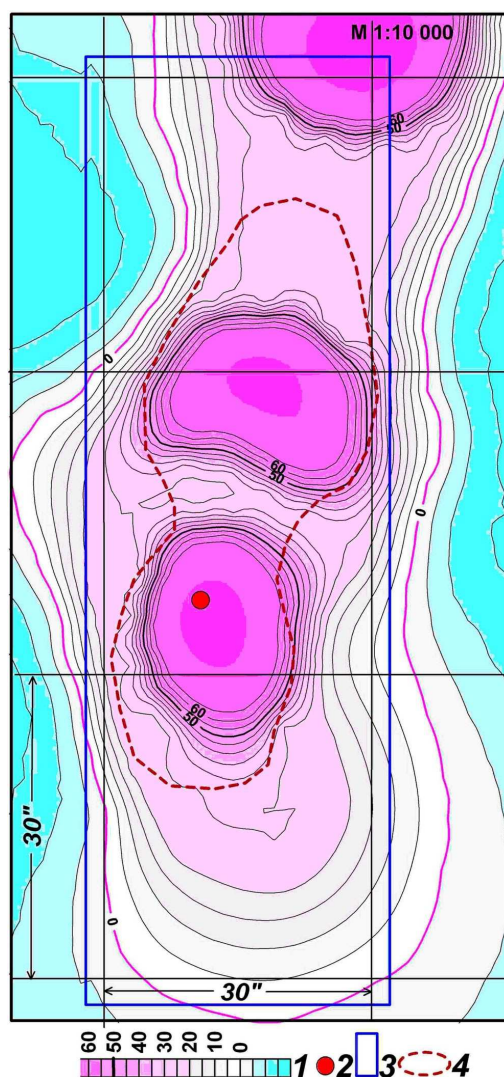


Рисунок 2 – Карта по данным съемки методом СКИП:
 1 – шкала интенсивности отклика в значениях давления (МПа); 2 – пробуренная скважина;
 3 – контур участка; 4 – контур АТЗ типа «нефть» (по С.П. Левашову и др., 2013)

Опыт компании Шелл свидетельствует [21], что только 5% территорий распространения сланцевых пород пригодны для экономически приемлемой добычи газа. Использование предложенной экспресс-технологии «прямых» поисков скоплений углеводородов показывает (С.П. Левашов и др., 2013), что выделенные аномалии «типа залежь УВ» занимают примерно 6 % площади поисков. Вследствие этого делается вывод, что мобильные технологии позволяют оперативно находить и картировать зоны «Sweet Spots», в пределах которых может быть организована промышленная разработка углеводородов сланцевых толщ.

Имеются предложения использовать для поисков и разведки углеводородов сланцевых толщ биогеофизический метод (БГФ-метод), основы которого разработаны российским геофизиком Н.М.Андреевым. Технология поисков и разведки месторождений УВ на базе БГФ-метода изложены автором на Всероссийской конференции по глубинному генезису нефти «1-е Кудрявцевские чтения» (Москва, ЦГЭ, 22–25 октября 2012 г.).

В основе рассматриваемого явления лежит эффект взаимодействия некоего поля Земли с высокочувствительным биологическим датчиком, в качестве которого выступает организм человека-оператора. Воздействие этого поля на такой датчик, судя по всему, меняет вектор силовых линий так называемого «биополя человека», что приводит к вращению рамок в его руках, задавая им определённые положения. При этом действующая на рамки сила и принимаемое ими положение имеют свои характерные особенности при пересечении оператором различных проявлений данного поля – глобальных сеточных структур, являющихся его фоном, либо границ аномалий, нарушающих в некото-



рых местах стройную картину сеточных структур. Это позволяет (по Н.М. Андрееву) выделять и картировать (рис. 3) такие аномалии на поверхности Земли, что и является основной задачей БГФ метода, в отличие от биолокации (dowsing, радиозестезии и пр.), приверженцы которой утверждают о возможности «диалога» с неким «информационным полем» Земли с помощью рамок (лозы) и извлечения при этом самой различной информации об объектах поиска.

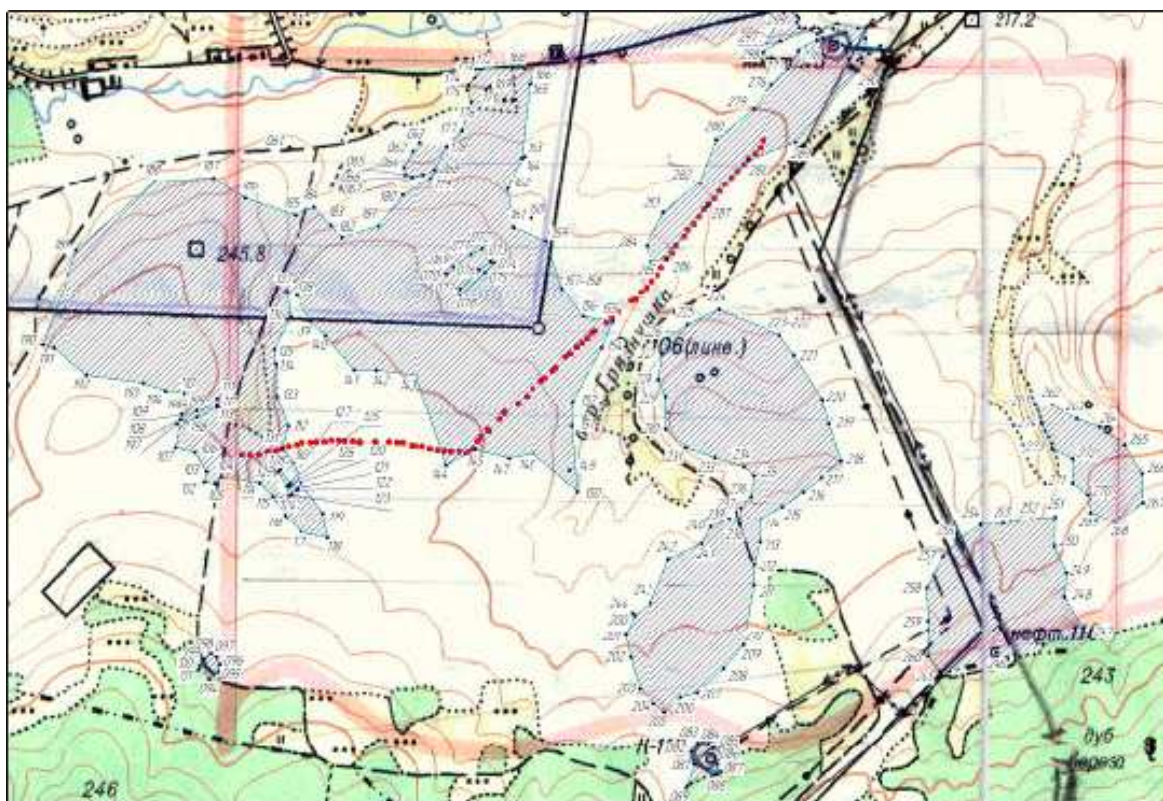


Рисунок 3 – Результаты детального картирования обширных БГФ аномалий – залежей нефти (по Н.М. Андрееву, 2012)

Применение прямых поисков углеводородов во вмещающих толщах осложняется [10, 12, 15, 16, 17], по-видимому, рассеянным характером залегания углеводородов в сланцевых породах. Вероятно, концентрированные скопления («залежи») сланцевой нефти и газа формируется в результате операции гидроразрыва, когда углеводороды стекают (подтягиваются) по трещинам к горизонтальной скважине. То есть образование отдельных залежей сланцевых углеводородов на наш взгляд, носит техногенный характер.

Процесс трещинообразования после гидроразрыва продуктивного пласта фиксируется [5] с помощью микросейсмических наблюдений. Имеются [18, 26] весьма благоприятные физико-геологические предпосылки для применения высокоразрешающей электроразведки. Освоение сланцевой нефти и газа обуславливает необходимость прогнозирования [10, 12, 13, 15, 16, 17] путей миграции сосредоточенных потоков флюидов, образующихся в результате операции гидроразрыва продуктивного пласта в горизонтальной скважине и поступающих в верхние слои осадочного чехла. Наличие ослабленных зон влияет на эффективность гидроразрыва и создает опасность [14] негативного воздействия на окружающую среду.

Современное аэрогеофизическое аппаратно-методическое обеспечение позволяет [13] комплексовать высокоточную магниторазведку с гравиразведкой и гамма-спектрометрией. Такое сочетание геофизических методов способствует диагностике разрывных нарушений на активные и латентные («мертвые»).

Развитие новых технологий определения местоположения зон повышенной трещиноватости и сплошности, выявления зон нефте-, газо- и водонасыщенности, отслеживания динамики флюидопотоков обуславливают [9] применение методов мониторинга, обеспечивающих получение информации об изменившихся свойствах, геометрии и структуре продуктивных горизонтов.

Литература:

1. Зайдельсон М.И. Формирование и нефтегазоносность доманикоидных формаций / М.И. Зайдельсон, С.Я. Вайнбаум, Н.И. Копрова и др. – М. : Наука, 1990. – 79 с.



2. Арутюнов Т.В. Анализ характеристик геологического строения и коллекторских свойств сланцевых отложений / Т.В. Арутюнов, О.В. Савенок // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 4 – С. 72–76.
3. Прищепа О.М. Нефтеносные сланцы Восточно-Европейской платформы – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах / О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.М. Жарков // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2013. – С. 28–32.
4. Григорьев Г.А. Перспективы промышленного освоения нетрадиционных ресурсов газа в России / Г.А. Григорьев, Т.А. Афанасьева // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 2. – С. 1–19.
5. Гошевский С.В. Развитие новых геофизических технологий для разведки и разработки сланцевого газа / С.В. Гошевский, П.Т. Сиротенко // Збірник наукових праць УкрДГРІ. – 2012. – № 1. – С. 9–32.
6. Хисамов Р.С. Геофизические методы поисков и разведки месторождений природных битумов в Республике Татарстан / Р.С. Хисамов, М.Я. Боровский, Н.С. Гатиятуллин. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2007. – 247 с.
7. Хисамов Р.С. Геологоразведочные работы в регионах с высокой опоскованностью недр / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, Е.А. Тарасов, В.А. Екименко и др. – Казань : Изд-во ФЭН Академии наук РТ, 2010. – 274 с.
8. Хисамов Р.С. Основы полевой и промысловой геофизики для геологов / Р.С. Хисамов, Р.Г. Харисов, В.А. Екименко и др. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2013. – 359 с.
9. Хисамов Р.С. Геолого-геофизическое доизучение нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / Р.С. Хисамов, И.Н. Файзуллин. – Казань : Изд-во ФЭН АН РТ, 2011. – 228 с.
10. Боровский М.Я. Геофизическое изучение нетрадиционных источников углеводородного сырья // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей : Материалы 42-ой сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского, Пермь, 26–30 января 2015 г. – Пермь : Горный ин-т УрО РАН, Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2015. – С. 23–26.
11. Боровский М.Я. Геофизическая технология прогноза, поисков и разведки месторождений природных битумов : автореф. дисс. ... канд. геол.-мин. наук: 25.00.10 / Боровский Михаил Яковлевич. – Казань : КГУ, 2001. – 23 с.
12. Боровский М.Я. К вопросу о применении геофизических разведки на углеводороды сланцевых формаций // Труды XIV Междунар. симп. «Энергоресурсоэффективность и энергосбережение в Республике Татарстан», Казань, 18–20 марта 2014 г. – Казань : Изд-во ООО «ТатГраф», 2014. – С. 132–135.
13. Боровский М.Я. Аэрогеофизическая разведка на углеводороды сланцевых формаций / М.Я. Боровский, П.С. Бабаянц, А.А. Трусов // Нефть. Газ. Новации. – 2014. – № 6. – С. 16–19.
14. Боровский М.Я. Экологические последствия процессов освоения углеводородов сланцевых толщ и геофизические методы их картирования и прогноза / М.Я. Боровский, П.С. Бабаянц, А.А. Трусов, С.А. Скловский // Нефть. Газ. Новации. – 2015. – № 2. – С. 74–77.
15. Боровский М.Я. Возможности разведочной геофизики при поисках и разведке углеводородов сланцевых формаций в Республике Татарстан / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, И.Н. Плотникова, И.В. Успенский // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы : материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во ФЭН АН РТ, 2014. – С. 173–176.
16. Боровский М.Я. Геофизическая разведка для выявления углеводородов в сланцевых толщах на территории Республики Татарстан / М.Я. Боровский, А.С. Борисов, И.Н. Плотникова, Б.В. Успенский // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 94–96.
17. Боровский М.Я. Несейсмические методы изучения доманиковых отложений // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе, из доманиковых отложений : Сборник докладов межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть» Карабаш, 6–7 августа 2015 г. Альметьевск; ПАО «Татнефть». – 2015. – С. 191–199.
18. Боровский М.Я. Выделение высокоразрешающей электроразведкой зон растрескивания коллекторов, в карбонатных отложениях, полученных в процессе гидроразрыва пласта / М.Я. Боровский, А.Г. Небрат, М.Я. Богатов // Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в том числе из доманиковых отложений : Сборник докладов межрегиональной научно-практической конференции, посвященной 70-летию НГДУ «Ленингорскнефть» Карабаш, 6–7 августа 2015 г. Альметьевск; ПАО «Татнефть». – 2015. – С. 200–206.
19. Левашов С.П. Обнаружение и картирование скоплений газа в сланцевых породах мобильными геофизическими методами / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей : Материалы 39-й сессии Международного научного семинара имени Д.Г. Успенского, Воронеж, 30 января – 2 февраля 2012 г. – Воронеж, 2012. – С. 162–165.
20. Левашов С.П. Применение мобильных геофизических методов для обнаружения и картирования залежей газа в сланцевых породах / С.П. Левашов, Н.А. Якимчук, И.Н. Корчагин, Д.Н. Божежа, В.В. Прилуков // Геоинформатика : теоретические и прикладные аспекты : XII Международная конференция, 13–16 мая 2013 г. : тезисы докл. – К. : ВАГ, 2013. (A101. 6 с. – CD-ROM).
21. Слепак З.М. Гравиразведка при прогнозировании природных битумов и высоковязких нефтей // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений : Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во ФЭН, 2012. – С. 106–109.
22. Слепак З.М. Геолого-геофизическое моделирование для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии : Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань : Изд-во Фэн АН РТ, 2013. – С. 105–107.
23. Бычков С.Г. Методы обработки и интерпретации гравиметрических наблюдений при решении задач нефтегазовой геологии. – Екатеринбург : УрО РАН, 2010. – 187 с.
24. Борисов А.С., Боровский М.Я. Методы разведочной геофизики при изучении углеводородов сланцевых толщ : учебно-методическое пособие. – Казанский ФУ, 2015. – URL : <http://vufind.kpfu.ru/opac/Record/dspace-kpfu-net-32582>; <https://yadi.sk/i/Xp2KGLo4mUcyk>



25. Боровский М.Я. Геофизическая подготовка месторождений к применению методов увеличения нефтеотдачи / М.Я. Боровский, В.И. Богатов, А.С. Борисов, С.В. Шакуро // Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей : Сборник научных трудов. – Пермь : ГИ УрО РАН, ПГНИУ, 2019. – Вып. 1(46). – С. 55–58.

References:

1. Zaydelson M.I. Formation and oil-and-gas content the domanikoidnykh of formations / M.I. Zaydelson, S.Ya. Vaynbaum, N.I. Koprova, etc. – M. : Science, 1990. – 79 p.
2. Arutyunov T.V. Analysis of characteristics of a geological structure and collection properties of slate deposits / T.V. Arutyunov, O.V. Savenok // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – № 4 – P. 72–76.
3. Prishchepa O.M. Oil-bearing slates of the East European platform – a reserve of maintenance of extraction of hydrocarbons in industrially developed areas / O.M. Prishchepa, O.Yu. Averyanova, A.M. Zharkov // Problems of increase in efficiency of development of oil fields at a late stage : Materials of the International scientific and practical conference. – Kazan : Fan AN'S publishing house of RT, 2013. – P. 28–32.
4. Grigoriev G.A. The prospects of industrial development of nonconventional resources of gas in Russia / G.A. Grigoriev, T.A. Afanasyeva // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2012. – V. 7. – № 2. – P. 1–19.
5. Goshevsky S.V. Development of new geophysical technologies for exploration and development of slate gas / S.V. Goshevsky, P.T. Sirotenko // Zbornik the naukovichk pratz UKRDGR. – 2012. – № 1. – P. 9–32.
6. Hisamov R.S. Geophysical methods of search and investigation of fields of natural bitumens in the Republic of Tatarstan / R.S. Hisamov, M.Ya. Borovsky, N.S. Gatiyatullin. – Kazan : Fan AN'S publishing house of RT, 2007. – 247 p.
7. Hisamov R.S. Exploration works in regions with a high opoiskovannost of a subsoil / R.S. Hisamov, N.S. Gatiyatullin, E.A. Tarasov, V.A. Ekimenko, etc. – Kazan : FAN publishing house of Academy of Sciences of RT, 2010. – 274 p.
8. Hisamov R.S. Fundamentals of field and trade geophysics for geologists / R.S. Hisamov, R.G. Harisov, V.A. Ekimenko, etc. – Kazan : Fan AN'S publishing house of RT, 2013. – 359 p.
9. Hisamov R.S. Geologic-geophysical additional appraisal of oil fields at a late stage of development / R.S. Hisamov, I.N. Fayzulin. – Kazan : RT AN FAN publishing house, 2011. – 228 p.
10. Borovsky M.Ya. Geophysical studying of nonconventional sources of hydrocarbon raw materials // Questions of the theory and practice of geological interpretation of geophysical fields : Materials of the 42nd session of the International seminar of D.G. Uspensky, Perm, on January 26–30, 2015 – Perm : Mountain in-t OURO RAHN, Perm. state. national. research. un-t, 2015. – P. 23–26.
11. Borovsky M.Ya. Geophysical technology of the forecast, search and investigation of fields of natural bitumens : aurof. yew. edging. geol.-min. sciences: 25.00.10 / Borovsky Mikhail Yakovlevich. – Kazan : KGU, 2001. – 23 p.
12. Borovsky M.Ya. To a question of application of geophysical investigation on hydrocarbons of slate formations // Works the XIV Mezhdunar. simp. «Energy efficiency and energy saving in the Republic of Tatarstan», Kazan, on March 18–20, 2014 – Kazan : LLC Tatgraf publishing house, 2014. – P. 132–135.
13. Borovsky M.Ya. Aero geophysical investigation on hydrocarbons of slate formations / M.Ya. Borovsky, P.S. Babayants, A.A. Trusov // Oil. Gas. Innovations. – 2014. – № 6. – P. 16–19.
14. Borovsky M.Ya. Environmental impacts of processes of development of an uglevodorodo of slate thicknesses and geophysical methods of their mapping and forecast / M.Ya. Borovsky, P.S. Babayants, A.A. Trusov, S.A. Sklovsky // Oil. Gas. Innovations. – 2015. – № 2. – P. 74–77.
15. Borovsky M.Ya. Possibilities of prospecting geophysics by search and investigation of hydrocarbons of slate formations in the Republic of Tatarstan / M.Ya. Borovsky, A.S. Borisov, I.N. Plotnikova, I.V. Uspensky // Hardly removable and nonconventional reserves of hydrocarbons: experience and forecasts : materials International on - an uchno-practical conference. – Kazan : RT AN FAN publishing house, 2014. – P. 173–176.
16. Borovsky M.Ya. Geophysical investigation for identification of hydrocarbons in slate thicknesses in the territory of the Republic of Tatarstan / M.Ya. Borovsky, A.S. Borisov, I.N. Plotnikova, B.V. Uspensky // Oil economy. – 2015. – № 11. – P. 94–96.
17. Borovsky M.Ya. Not seismic methods of studying the domanikovykh of deposits // the Prospects of increase in resource base of the developed fields, including, from the domanikovykh of deposits : The collection of reports of the interregional scientific and practical conference devoted to the 70 anniversary of NGDU «Leninogorskneft» Karabash, on August 6–7, 2015 Almeteyevsk; PJSC Tatneft. – 2015. – P. 191–199.
18. Borovsky M.Ya. Allocation by the high-allowing electroinvestigation of zones of cracking of collectors, in the carbonate deposits received in the course of a gidrorazrayv of layer / M.Ya. Borovsky, A.G. Nebrat, M.Ya. Bogatov // the Prospects of increase in resource base of the developed fields, including from the house-nikovykh of deposits : The collection of reports of the interregional scientific and practical conference devoted to the 70 anniversary of NGDU «Leninogorskneft» Karabash, on August 6–7, 2015 Almeteyevsk; PJSC Tatneft. – 2015. – P. 200–206.
19. Levashov S.P. Detection and mapping of congestions of gas in slate breeds by mobile geophysical methods / S.P. Levashov, N.A. Yakimchuk, I.N. Korchagin // Questions of the theory and practice of geological interpretation of geophysical fields : Materials of the 39th session of the International scientific seminar of D.G. Uspensky, Voronezh, on January 30 – on February 2, 2012 – Voronezh, 2012. – C. 162–165.
20. Levashov S.P. Application of mobile geophysical methods for detection and mapping of deposits of gas in slate breeds / S.P. Levashov, N.A. Yakimchuk, I.N. Korchagin, D.N. Bozhezha, V.V. Prilukov // Geoinformatics: theoretical and applied aspects : The XII International conference, on May 13–16, 2013 : theses – K. : VAG, 2013. (A101. 6 pages are CD ROM).



21. Slepak Z.M. Gravirazvedka mold when forecasting natural bitumens and high-viscosity nefty // High-viscosity oil and natural bitumens: problems and increase in efficiency of exploration and development of fields : Materials of the International scientific and practical conference. – Kazan : FAN publishing house, 2012. – P. 106–109.
22. Slepak Z.M. Geologic-geophysical modeling for increase in efficiency of development of oil fields at a late stage // Problem of increase in efficiency of development of oil fields at a late stage : Materials of the International scientific and practical conference. – Kazan : Fan AN'S publishing house of RT, 2013. – P. 105–107.
23. Bychkov S.G. Methods of processing and interpretation of gravimetric observations at the solution of problems of oil and gas geology. – Yekaterinburg : OURO RAHN, 2010. – 187 p.
24. Borisov A.S., Borovsky M.Ya. Methods of prospecting geophysics when studying hydrocarbons of slate thicknesses: educational and methodical grant. – Kazan FAUGH, 2015. – URL : <http://vufind.kpfu.ru/opac/Record/dspace-kpfu-net-32582>; <https://yadi.sk/i/Xp2KGLo4mUcyk>
25. Borovsky M.Ya. Geophysical preparation of fields for application of methods of increase in oil recovery / M.Ya. Borovsky, V.I. Bogatov, A.S. Borisov, S.V. Shakuro // Questions of the theory and practice of geological interpretation of gravitational, magnetic and electric fields : Collection of scientific works. – Perm : GUI OURO RAHN, PGNIU, 2019. – Issue 1(46). – P. 55–58.



УДК 550.834.07 (26)

РАСЧЕТ СУММАРНОГО СИГНАЛА ГРУППЫ ПНЕВМАТИЧЕСКИХ ИСТОЧНИКОВ В ДАЛЬНОЙ ЗОНЕ

CALCULATION OF THE TOTAL SIGNAL OF THE GROUP OF PNEUMATIC SOURCES IN THE FAR ZONE

Гуленко Владимир Иванович

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

Захарченко Евгения Ивановна

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

Аннотация. В работе рассмотрен алгоритм синтеза сигнала для дальней зоны группы пневматических излучателей по сигналам, зарегистрированным с помощью гидрофонов, установленных в ближней зоне всех излучателей. Моделирование этого алгоритма в среде MathCAD позволило выявить его неустойчивость на первых итерациях вычислительного процесса. Основной физической причиной неустойчивости рассматриваемого алгоритма является то, что сигналы от близко расположенных излучателей трудно разделить: в точке приема они близки по амплитуде, а различие времен их прихода к соседним гидрофонам часто меньше дискретности квантования. В работе показано, что значительно лучшие результаты могут быть получены при установке гидрофонов не у каждого излучателя, а только у каждого кластера группы.

Ключевые слова: сигнал в дальней зоне группы пневмоисточников, сигнал в ближней зоне, гидрофон, итерационный вычислительный процесс.

Gulenko Vladimir Ivanovich

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

Zakharchenko Evgenia Ivanovna

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

Annotation. The paper considers the algorithm of signal synthesis for the far zone of a group of pneumatic emitters by signals registered with hydrophones installed in the near zone of all emitters. Simulation of this algorithm in MathCAD allowed to reveal its instability at the first iterations of the computational process. The main physical reason for the instability of the algorithm is that the signals from closely spaced emitters are difficult to separate: at the receiving point they are close in amplitude, and the difference in the time of their arrival to neighboring hydrophones is often less than the quantization discreteness. It is shown that much better results can be obtained when installing hydrophones not for each emitter, but only for each cluster of the group.

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

Как известно, для более эффективной обработки данных морской сейсморазведки требуется знать суммарный сигнал группового источника в дальней зоне, т.е. там, где амплитудный спектр сигнала уже не зависит от расстояния, а амплитуда обратно пропорциональна удалению [1, 2 и др.]. Для непосредственной регистрации этого сигнала соображения корректности требуют буксировать измерительный гидрофон в диаметральной плоскости судна на достаточно большой глубине непосредственно под группой [2 и др.]. Однако этот метод может быть использован лишь при достаточно большой глубине моря, что при работах на шельфе далеко не всегда возможно.

Проблема получения суммарного сигнала группы для случаев, когда глубина моря недостаточна для прямых измерений в дальней зоне, может быть решена с помощью метода, предложенного А. Циолковским и др. в работе [1] и позволяющего рассчитать искомый сигнал группы по измерениям сигналов в ближней зоне. В этом случае суммарный сигнал группы в любой точке среды можно представить в виде суперпозиции зарегистрированных в ближней зоне сигналов от отдельных излучателей, измененных взаимным влиянием. По измерениям с помощью гидрофонов в ближней зоне, число которых должно быть равно числу излучателей в группе, можно вычислить эти сигналы из системы алгебраических уравнений.

Рассмотрим этот алгоритм подробнее. Пусть $P_j(t)$ – сигналы, регистрируемые гидрофонами, расположенными в ближней зоне на удалении 1 м от каждого из N излучателей линейной или площадной группы ($j = 1, 2, \dots, N$; где N – количество сигналов, одновременно регистрируемых в ближней



зоне N гидрофонами). При синхронном срабатывании группы сигнал, регистрируемый j -м гидрофоном, имеет вид:

$$P_j(t) = \sum_{i=1}^N \frac{1}{r1_{ij}} f_i \left(t - \frac{r1_{ij} - 1}{c} \right) + \sum_{i=1}^N \frac{k}{r2_{ij}} f_i \left(t - \frac{r2_{ij} - 1}{c} \right), \tag{1}$$

где $f_i(t)$ – реальный сигнал, возбуждаемый i -м излучателем; $r1_{ij}$ – расстояние между i -м действительным излучателем и j -м гидрофоном (при $i = jr1_{ij} = 1$); $r2_{ij}$ – расстояние между i -м мнимым излучателем и j -м гидрофоном, т.е. длина траектория «волны-спутника» от i -го действительного излучателя до j -го гидрофона с отражением от поверхности «вода-воздух» (при $i = jr2_{ij} = 2h - 1$ – если гидрофон расположен над излучателем); k – коэффициент отражения волны давления от поверхности «вода-воздух», $k = -1$, h – глубина буксировки излучателей группы – рисунок 4.

Первая сумма в выражении (1) – суперпозиция прямых волн от всех излучателей группы в точке размещения j -го гидрофона, вторая сумма – суперпозиция «волн-спутников». Это уравнение можно записать в следующем виде:

$$f_j(t) = P_j(t) - \sum_{i=1}^{N(i \neq j)} \frac{1}{r1_{ij}} f_i(t - t1_{i,j}) + \sum_{i=1}^N \frac{1}{r2_{ij}} f_i(t - t2_{ij}), \tag{2}$$

где $t1_{ij} = (r1_{ij} - 1)/c$ и $t2_{ij} = (r2_{ij} - 1)/c$ – соответственно, времена запаздывания прямых и отраженных от поверхности «вода-воздух» волн, распространяющихся со скоростью $c \approx 1500$ м/с, регистрируемых j -м гидрофоном.

Как видно из (2), в точке, где расположен j -й гидрофон, в суммарном регистрируемом сигнале доминирует сигнал от расположенного рядом j -го излучателя. Поэтому при решении системы уравнений (2) итерационным методом в качестве первого приближения можно использовать сигналы $P_j(t)$, зарегистрированные гидрофонами.

С использованием рассчитанных таким образом значений $f_j(t)$ – реальных, искаженных взаимным влиянием сигналов всех излучателей группы суммарный сигнал $F_\Sigma(t)$, излучаемый в вертикальном направлении, с учетом отражения от поверхности «вода-воздух» может быть представлен выражением:

$$F_\Sigma(t) = \sum_{j=1}^N [f_j(t) - f_j(t - \tau)], \tag{3}$$

где $\tau = 2h/c$ – запаздывание «волны-спутника» относительно прямой волны.

На рисунках 1–3 представлены некоторые результаты моделирования, выполненного в среде MathCAD в соответствии с описанным алгоритмом. Расчеты выполнены применительно к площадной группе, содержащей две идентичные линии по 10 пневматических излучателей разного объема, размещенных на базе 15 м и буксируемых на глубине 6 м при разносе между линиями 12 м. Для наглядности в модельной группе не предполагалось гашение пульсаций, поэтому выбор объемов рабочих камер отдельных излучателей осуществлялся достаточно произвольно.

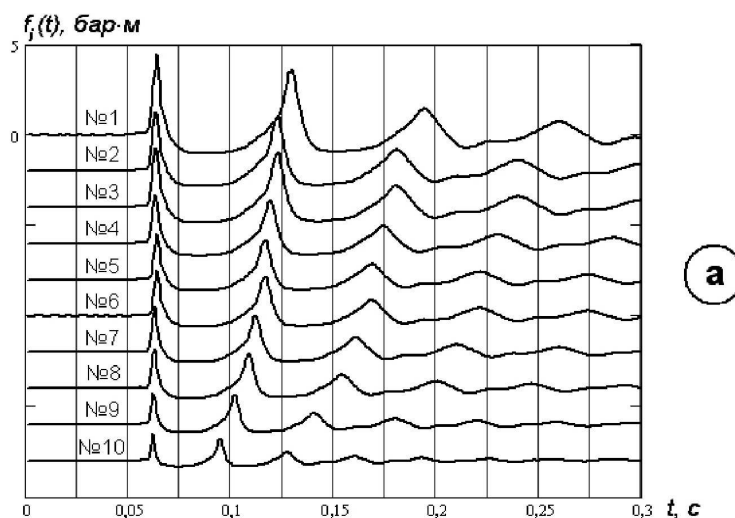
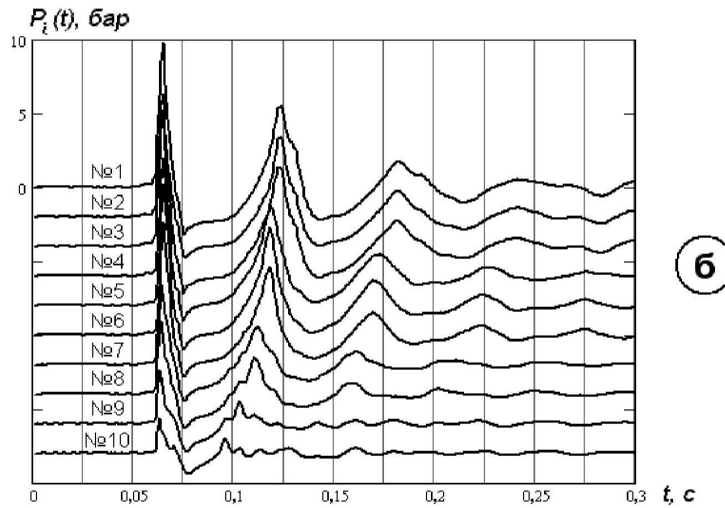


Рисунок 1 – «Реальные» сигналы $f_j(t)$ отдельных излучателей синхронной группы – а, и сигналы $P_j(t)$, зарегистрированные в ближней зоне гидрофонами, расположенными в 1 м над каждым излучателем группы – б



Продолжение рисунка 1 – «Реальные» сигналы $f_i(t)$ отдельных излучателей синхронной группы – а, и сигналы $P_i(t)$, зарегистрированные в ближней зоне гидрофонами, расположенными в 1 м над каждым излучателем группы – б

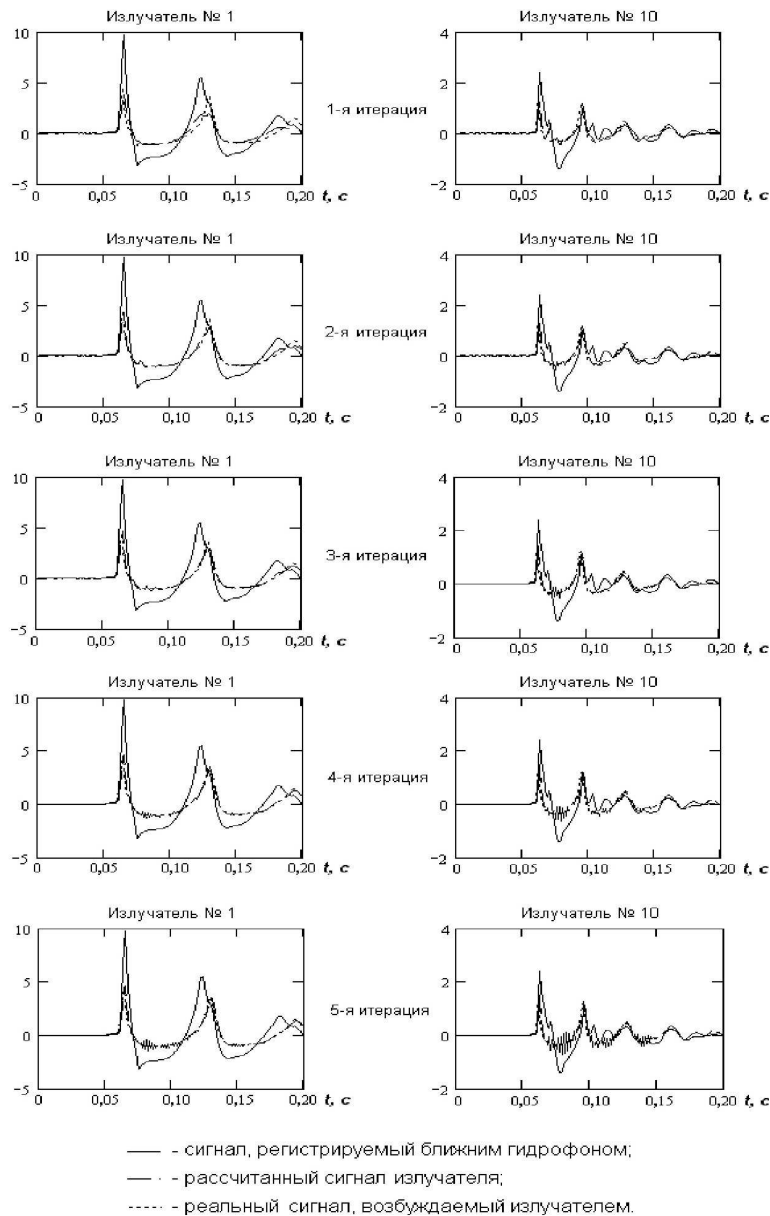


Рисунок 2 – Результаты численного решения системы (2) применительно к излучателям № 1 и № 10 группы (первые пять итераций)

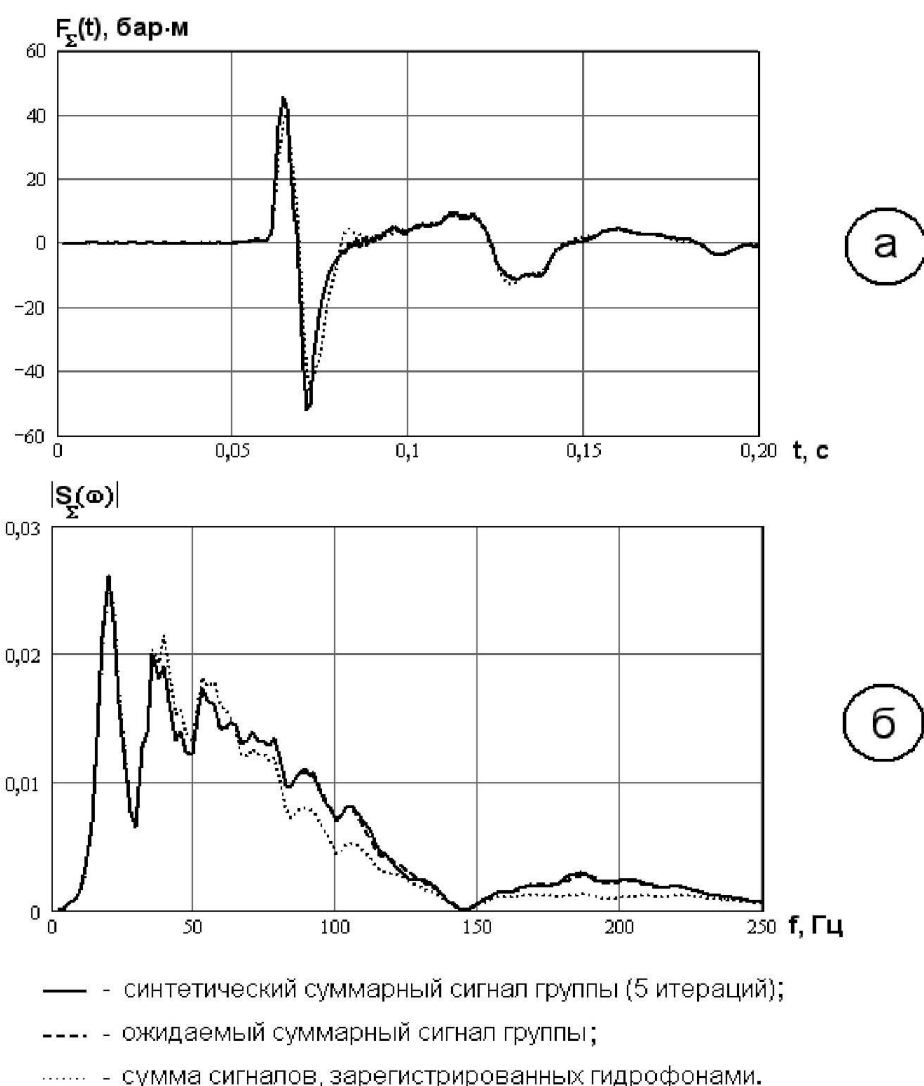


Рисунок 3 – Результаты моделирования: а – расчетные и ожидаемый сигналы группы в дальней зоне; б – их амплитудные спектры

Так, на рисунке 1, а приведены «реальные» сигналы $f_i(t)$ отдельных излучателей синхронной группы, при этом сигналы $P_i(t)$, зарегистрированные в ближней зоне гидрофонами, расположенными в 1 м над соответствующими излучателями группы, приведены на рисунке 1, б.

На рисунке 2 показаны результаты первых пяти итераций, выполненных в ходе численного решения системы (2) применительно к крайним излучателям группы (№ 1 и № 10). Расчетные сигналы, полученные после каждой итерации, показаны на этом рисунке штрих пунктиром, сигналы, регистрируемые ближними гидрофонами $P_1(t)$ и $P_{10}(t)$, а также «реальные» неискаженные сигналы $f_1(t)$ и $f_{10}(t)$, показаны соответственно сплошными и пунктирными линиями.

На рисунке 3,а приведены результаты моделирования: рассчитанный по формуле (3) и ожидаемый суммарные сигналы в дальней зоне $F_{\Sigma}(t)$ (соответственно сплошная и штриховая линии), а также просто сумма сигналов, зарегистрированных гидрофонами ($P_{\Sigma}(t) = k \cdot \sum P_i(t)$, где $k \approx 0,3-0,5$) – пунктирная линия. Амплитудные спектры всех этих сигналов представлены на рисунке 3,б соответствующими линиями.

Полученные результаты позволяют сделать следующие выводы.

1. Как видно из рисунка 2, расчетные сигналы излучателей уже после трех итераций сравнительно хорошо сходятся к ожидаемым «реальным» сигналам $f_i(t)$. Вместе с тем, как видно из расчетных сигналов, полученных при 4-й и 5-й итерациях, на отрицательных фазах импульсов начинает появляться высокочастотный дребезг, отсутствующий на реальных сигналах и свидетельствующий о некоторой неустойчивости алгоритма. Вычислительные эксперименты, выполненные при изменении взаимного расположения гидрофонов и излучателей или при некотором небольшом увеличении дистанции между ними (например, до 1,5 м), показывают, что этот алгоритм становится неустойчивым уже на первых итерациях и не позволяет достичь приемлемого результата.



2. Как показывают результаты моделирования, *основной физической причиной неустойчивости рассматриваемого алгоритма является то, что сигналы от близко расположенных излучателей трудно разделимы: в точке приема они близки по амплитуде, а различие времен их прихода к соседним гидрофонам часто меньше дискретности квантования.* Однако, как показали выполненные расчеты, *значительно лучшие результаты могут быть получены при установке гидрофонов не у каждого излучателя, а только у каждого кластера* (рис. 4,б).

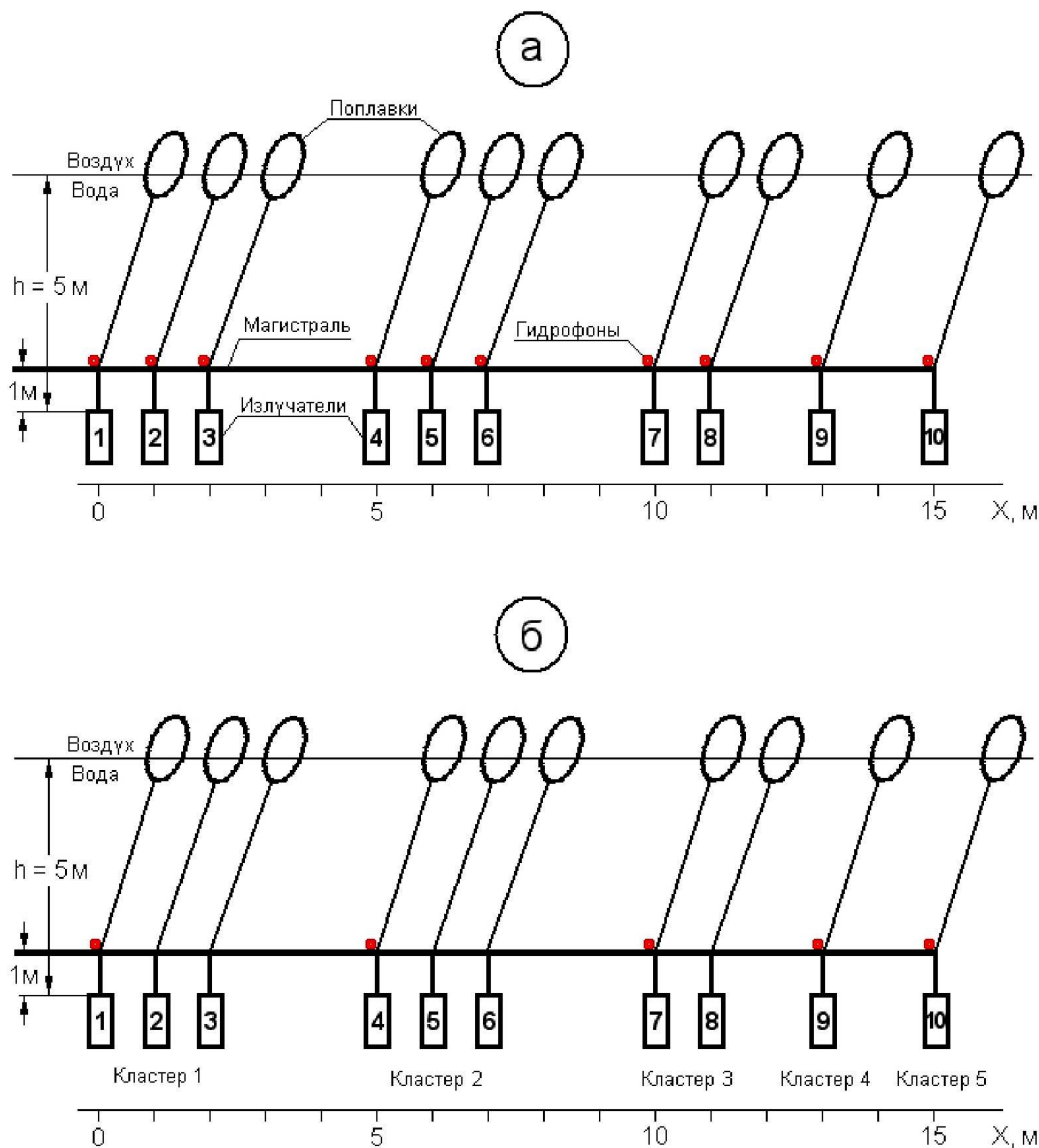


Рисунок 4 – Геометрия модельной группы и варианты размещения в ближней зоне гидрофонов: а – в 1 м над каждым излучателем; б – над каждым кластером группы

При этом наряду с существенным уменьшением количества измерительных гидрофонов (в рассматриваемом примере вдвое) задача разделения сигналов близко расположенных излучателей уже не возникает, так как в рассматриваемом алгоритме восстанавливаются не сигналы отдельных излучателей, а сигналы отдельных кластеров (подгрупп) – рисунок 5. Качество восстановления суммарного сигнала группы в этом случае хотя и несколько хуже (рис. 6), однако устойчивость алгоритма (при вдвое меньшем объеме регистрируемой и обрабатываемой информации) значительно выше.

3. Из сравнения сигналов, приведенных на рисунке 1,а и б видно, что хотя в суммарном сигнале, регистрируемом j -м гидрофоном, и доминирует прямой сигнал от расположенного рядом j -го излучателя, однако влияние соседних излучателей также велико и может существенно менять форму сигнала. Тем не менее, как следует из сопоставления сигналов и спектров на рисунках 3 и 6, в качестве первого и достаточно хорошего приближения к сигналу группы в дальней зоне в ряде случаев *может быть использована простая сумма зарегистрированных гидрофонами сигналов $P(t)$, пересчитанная на дальнюю зону в соответствии с выражением (3).*

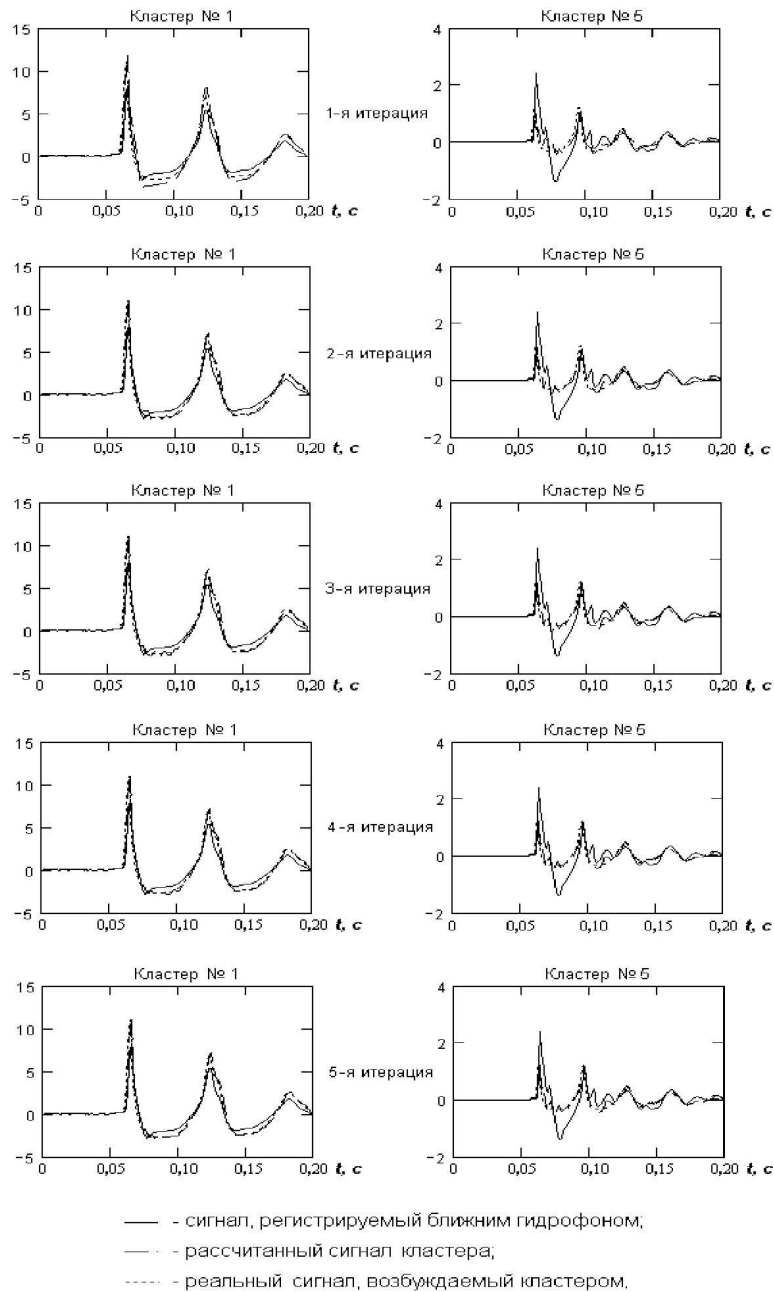


Рисунок 5 – Результаты численного решения системы (2) применительно к кластерам № 1 (излучатели № 1 + № 2 + № 3) и № 5 (излучатель № 10) группы (первые 5 итераций)

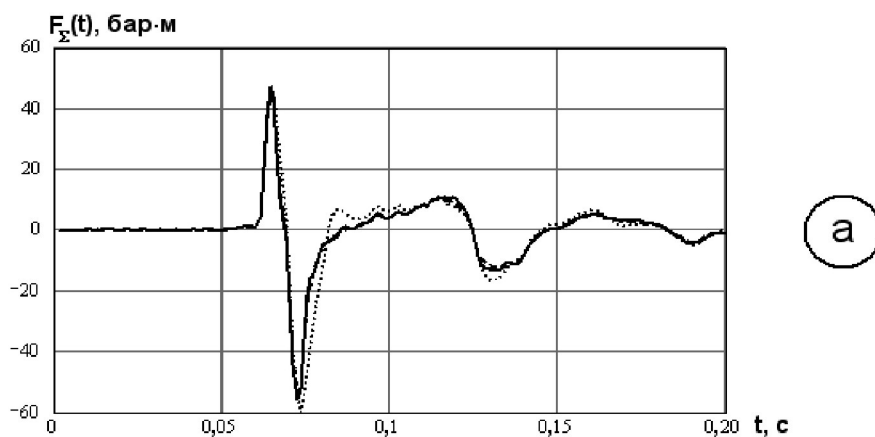
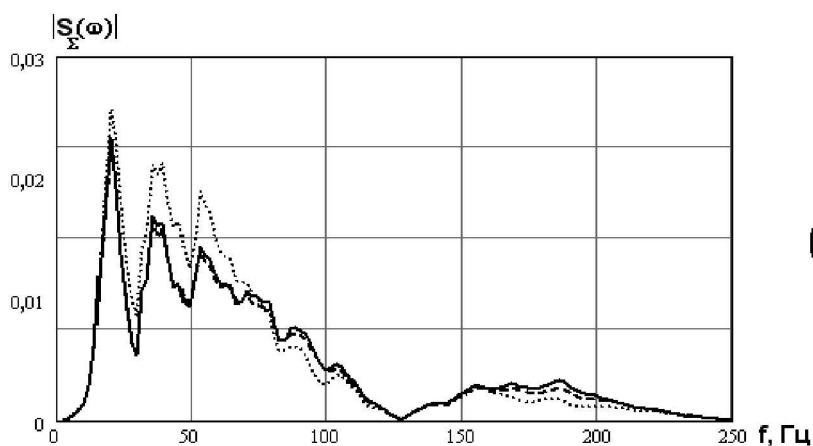


Рисунок 6 – Результаты моделирования при установке гидрофонов по одному на каждый кластер: а – расчетные и ожидаемый сигналы группы в дальней зоне; б – их амплитудные спектры



- - синтетический суммарный сигнал группы (5 итераций);
- - - - - ожидаемый суммарный сигнал группы;
- - сумма сигналов, зарегистрированных гидрофонами.

Продолжение рисунка 6 – Результаты моделирования при установке гидрофонов по одному на каждый кластер:
 а – расчетные и ожидаемый сигналы группы в дальней зоне; б – их амплитудные спектры

Литература:

1. Ziolkowsky A., Parkes G., Hatton L., Haughland T. The signature of an air gun array: computation from near-field measurements including interactions // *Geophysics*. – Vol. 47. – № 10. – P. 1413–1421.
2. Гуленко В.И. Пневматические источники упругих волн для морской сейсморазведки : монография. – Краснодар : КубГУ, 2003. – 313 с.

References:

1. Ziolkowsky A., Parkes G., Hatton L., Haughland T. The signature of an air gun array: computation from near-field measurements including interactions // *Geophysics*. – V. 47. – № 10. – P. 1413–1421.
2. Gulenko V.I. Pneumatic sources of elastic waves for marine seismic exploration : monograph. – Krasnodar : Kuban State University, 2003. – 313 p.



УДК 317.9

ПОИСК ПРОПУЩЕННЫХ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ УТОЧНЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

SEARCH FOR MISSING PRODUCTIVE RESERVOIRS BASED ON REFINEMENT OF THE PETROPHYSICAL MODEL

Дюдьбина Антонина Александровна
аспирант кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет
adyudbina@mail.ru

Вахитова Гузель Ринатовна
кандидат технических наук, доцент,
доцент кафедры геофизики,
Башкирский государственный университет

Аннотация. В данной статье идет речь об уточнении петрофизической модели для дальнейшего поиска пропущенных продуктивных пластов коллекторов. На основе переинтерпретации данных геофизических исследований скважин предложена петрофизическая модель, построенная на основе кривой принятой пористости с учетом всех имеющихся скважинных данных.

Ключевые слова: петрофизическая модель, геофизические исследования скважин, коллектор, пористость.

Dyudbina Antonina Alexandrovna
PhD student, Department of Geophysics,
Bashkir State University
adyudbina@mail.ru

Vakhitova Guzel Rinatovna
Candidate of technical Sciences,
Associate Professor
of Geophysics Department,
Bashkir State University

Annotation. This article deals with the refinement of the petrophysical model for the further search of missing productive reservoirs. Because of reinterpretation of data of geophysical researches of wells, the petrophysical model is constructed which based on a curve of the accepted porosity taking into account all available well data is offered.

Keywords: petrophysical model, well logging, reservoir, porosity.

В настоящее время с целью поиска пропущенных интервалов для обеспечения полной выработки запасов месторождения нефти и газа достаточно часто выполняется переинтерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС) на основе дополнительной информации о разрезе месторождения или с учетом уточнения петрофизической модели пласта коллектора [1].

В процессе данной работы был проанализирован большой фонд скважин (3000 скв.) одного из месторождений Западной Сибири.

Комплекс методов на данном месторождении представлен радиоактивным каротажем (РК), электрическим каротажем (ЭС), кавернометрией (ДС), каротажем сопротивления – БКЗ, индукционным каротажем (ИК), боковым каротажем (БК), микробоковой каротажем (МБК), данными АК (акустический каротаж) и гамма-гамма каротажа (ГГК).

Вначале мы оценили качество исходных каротажных данных. В системе ПРАЙМ построили нормальные распределения соответствующих параметров, зарегистрированных в скважине. Как видно из рисунков 1, 2, 3 качество исходных данных не всегда хорошее.

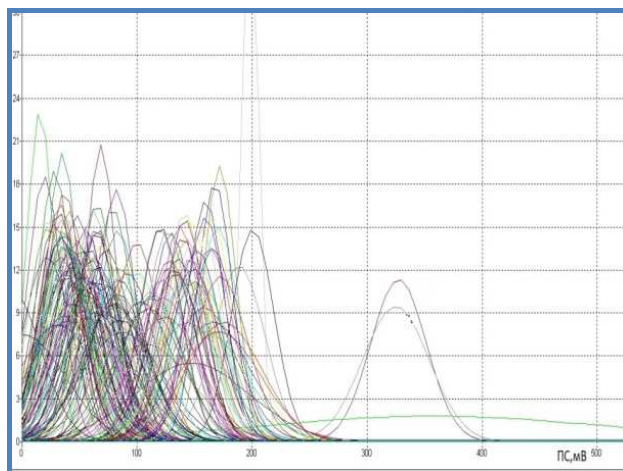


Рисунок 1 – Распределение ПС в коллекторах

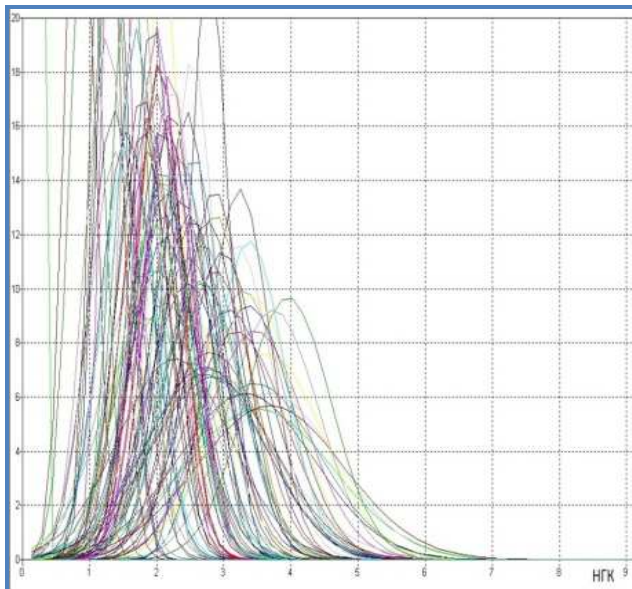


Рисунок 2 – Распределение НК в коллекторах

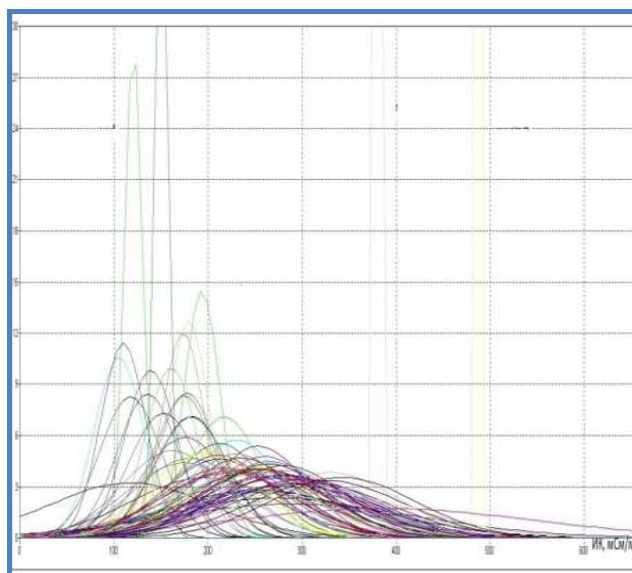


Рисунок 3 – Распределение АК в коллекторах

Далее, мы загрузили базу данных результатов интерпретации, выполненную в 2011 году (РИГИС 2011). Нужно отметить, что качество этих данных плохое, поскольку они не привязаны к каротажу по глубине. Это видно из рисунка 4. Здесь выделенные водоносные коллектора располагаются против интервалов глины (по ПС отмечаются высокие показания). Такие данные составляют 25 % всей базы РИГИС 2011 г.

Переинтерперетация скважинных данных выполнялась на основе уточнения петрофизической модели 2011 года, которая базировалась на методе ПС при выделении коллекторов. По данным ПС рассчитывался параметр $\alpha_{ПС}$ (1), который входил в уравнения связи пористости с данными НК (3, 4), АК (5) и $\alpha_{ПС}$ (2).

$$\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс.оп}}; \tag{1}$$

$$K_{п-пс} = \frac{0,2438}{\alpha_{ПС} \cdot (-0,375)}; \tag{2}$$



$$\Delta J_{нк} = \frac{J_{нк} - J_{нк \text{ min}}}{J_{нк \text{ max}} - J_{нк \text{ min}}}; \tag{3}$$

$$Kп_НК = -0,766 \cdot \lg(J_{нк.от}) + 0,192 \cdot \alpha_{ПС} + 0,106; \tag{4}$$

$$Kп_АК = 0,025 \cdot (\alpha_{ПС} + 0,15) \cdot 0,5 \cdot (DT - 180) \cdot 0,5. \tag{5}$$

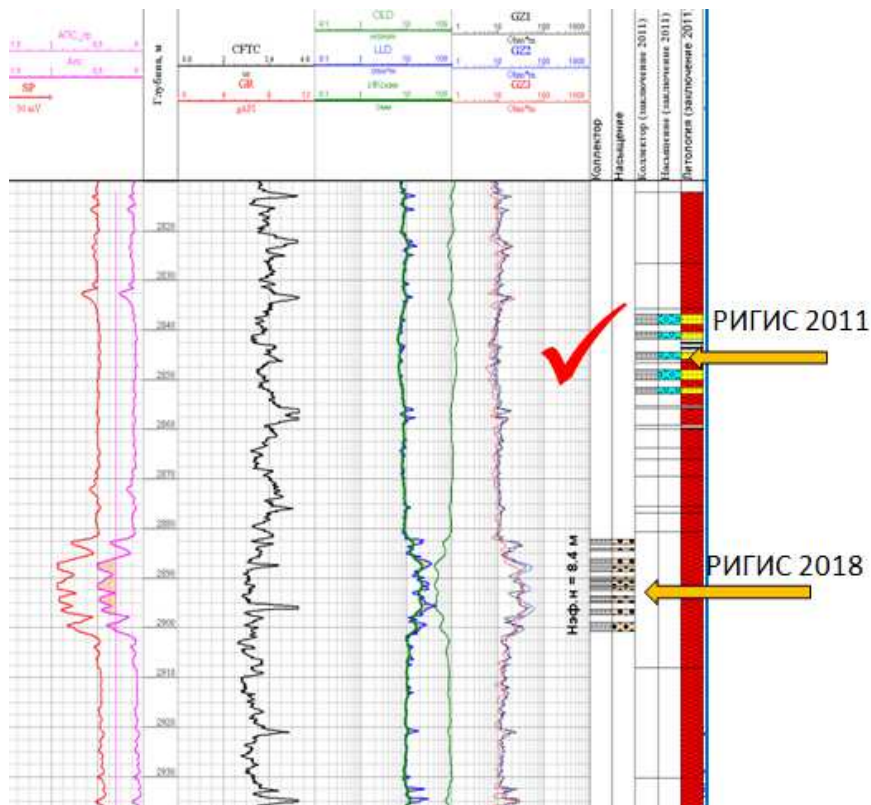


Рисунок 4 – Качество исходных данных РИГИС 2011 года

При этом критериями для выделения коллекторов по данной модели являются $\alpha_{ПС_гр}$ и $Kп_гр$ по $\alpha_{ПС}$, а критериями для оценки насыщенности является $УЭС_гр$ и $Kн_гр$.

В нашей работе для выделения коллекторов мы учитывали кривые пористости по всем имеющимся в скважине данным и рассчитывали принятую пористость. Так как кривая $ПС$ во многих скважинах плохого качества и кривая пористости по $ПС$ не может быть использована для выделения коллекторов, в связи с этим была построена синтетическая кривая $Kп_прин$ (9) по данным $\alpha_{ПС}$ (6), $НК$ (7) и $ГГК$ (8) по зависимостям на каждый пласт [2].

$$\alpha_{ПС} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс.оп}}; \tag{6}$$

$$Kп_нк = f(J_{нк}); \tag{7}$$

$$Kп_ГГК = \frac{\delta_{ск} - \delta}{\delta_{ск} - \delta_{ф}}; \tag{8}$$

$$Kп_прин = \frac{Kп_нк + Kп_ГГК}{2}. \tag{9}$$

Необходимо отметить то, что скважины изучаемого месторождения были пробурены на основе пресного раствора. Это требует оценки сопротивления пласта по данным ИК. Однако в 20–25 % скважин кривая $ИК$ отсутствует. Кроме того, каротаж $БК$ завышает $УЭС$ коллекторов, что приводит к завышению $Kн$ [3]. Для достоверного определения характера насыщенности мы восстанавливали данные ИК по зависимости с данными $БК$ (рис. 5).

После переинтерпретации скважинных данных мы увеличили нефтенасыщенную толщину коллектора на 15 метров.

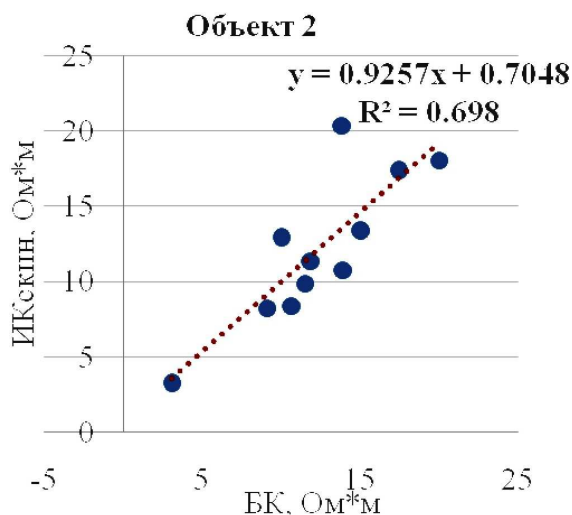


Рисунок 5 – Сопоставление значения ИК_{скин} с БК

Выводы

1. Предлагаем использовать все имеющиеся данные для определения пористости, так как основываться только на методе ПС не всегда правильно, когда есть другие методы.
2. В работе предложена новая интерпретационная модель для оценки коллекторов и петрофизических параметров продуктивных пластов, основанная на использовании принятой пористости.
3. Восстановили данные ИК для скважин с пресным буровым раствором и уточнили характер насыщенности в пластах.

Литература:

1. Фоменко В.Г., Николаева Л.Е., Мохова С.Н., Комар Н.В., Шандрыгина И.Е. Особенности интерпретации данных ГИС в Ачимовских отложениях Западной Сибири // *Геофизика*. – 2003. – № 1. – С. 45–50.
2. Белых А.М., Черепанов Е.А., Такканд Г.В. Технология интерпретации данных ГИС в отложениях Ачимовской толщи с целью поиска пропущенных интервалов // *Современные технологии нефтегазовой геофизики : матер. докладов научно-практ. конференции*. – Тюмень, 2017. – С. 57–61.
3. Афанасьев В.С., Тер-Степанов В.В. Методика интерпретации данных ГИС для определения геологической неоднородности продуктивных песчано-алеврито-глинистых пород девона Ромашкинского месторождения // *Каротажник*. – 2009. – № 3. – С. 92–112.

References:

1. Fomenko V.G., Nikolaev L.E., Mokhov S.N., Komar N.V., Shandrygina I.E. Features of the interpretation of GIS data in the Achimov deposits of Western Siberia // *Geofizika*. – 2003. – № 1. – P. 45–50.
2. Belykh A.M., Cherepanov E.A., Takkand G.V. Technology for interpreting GIS data in Achimov deposits in order to search for missing intervals // *Modern technologies of oil and gas geophysics : material reports of scientific and practical conference*. – Tyumen, 2017. – P. 57–61.
3. Afanasyev V.S., Ter-Stepanov V.V. Method of interpretation of GIS data for determining the geological heterogeneity of productive sandy-aleurite-clay rocks of the Devonian Romashkinskoye deposit // *Karotazhnik*. – 2009. – № 3. – P. 92–112.



УДК 553.9

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИОСЕВОЙ ЧАСТИ ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

PROSPECTS OF OIL AND GAS POTENTIAL OF THE NEAR-AXIS PART OF THE WEST KUBAN DEFLECTION

Ефимов Владимир Иванович

кандидат геолого-минералогических наук,
ведущий геолог,
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»
EfimovV11@rusgeology.ru

Efimov Vladimir Ivanovich

Candidate of geological
and mineralogical Sciences,
Leading geologist,
JSC «Krasnodarneftegeofizika»
EfimovV11@rusgeology.ru

Аннотация. Данная статья посвящена вопросу уточнения строения и перспектив нефтегазоносности осадочных комплексов приосевой части Западно-Кубанского прогиба на основе переинтерпретации материалов сейсморазведки МОГТ в сопоставлении с данными глубокого бурения.

Annotation. This article is devoted to the question of refining the structure and prospects of oil and gas potential of sedimentary complexes of the near-axis part of the West Kuban deflection on the basis of reinterpretation of materials of seismic exploration in comparison with deep drilling data.

Ключевые слова: Западно-Кубанский прогиб, майкопские отложения, перспективы нефтегазоносности.

Keywords: West Kuban depression, Maikop deposits, petroleum prospects.

В приосевой части Западно-Кубанского прогиба на западе установлен ряд нефтегазовых месторождений, и, в том числе, – самое крупное в Краснодарском крае Анастасиевско-Троицкое. Территории, расположенные восточнее, изучены сейсморазведкой и глубоким бурением значительно меньше.

Между тем предпосылки выявления здесь новых нефтегазовых объектов имеются. Это тектонические аналоги поднятий Анастасиевско-Троицкой зоны – структуры криптодиапирового генезиса (Варнавинская, Восточно-Троицкая, Федоровская и другие), аналоги объектов Южно-Андреевской зоны в чокраке, аналоги верхнеюрских объектов Крупской площади, объекты в майкопских отложениях, с которыми связаны нефтепроявления в Краснодарской скважине № 1, и другие объекты различного генезиса, которые либо не доизучены, либо еще не выявлены ввиду редкой сети сейсмических профилей.

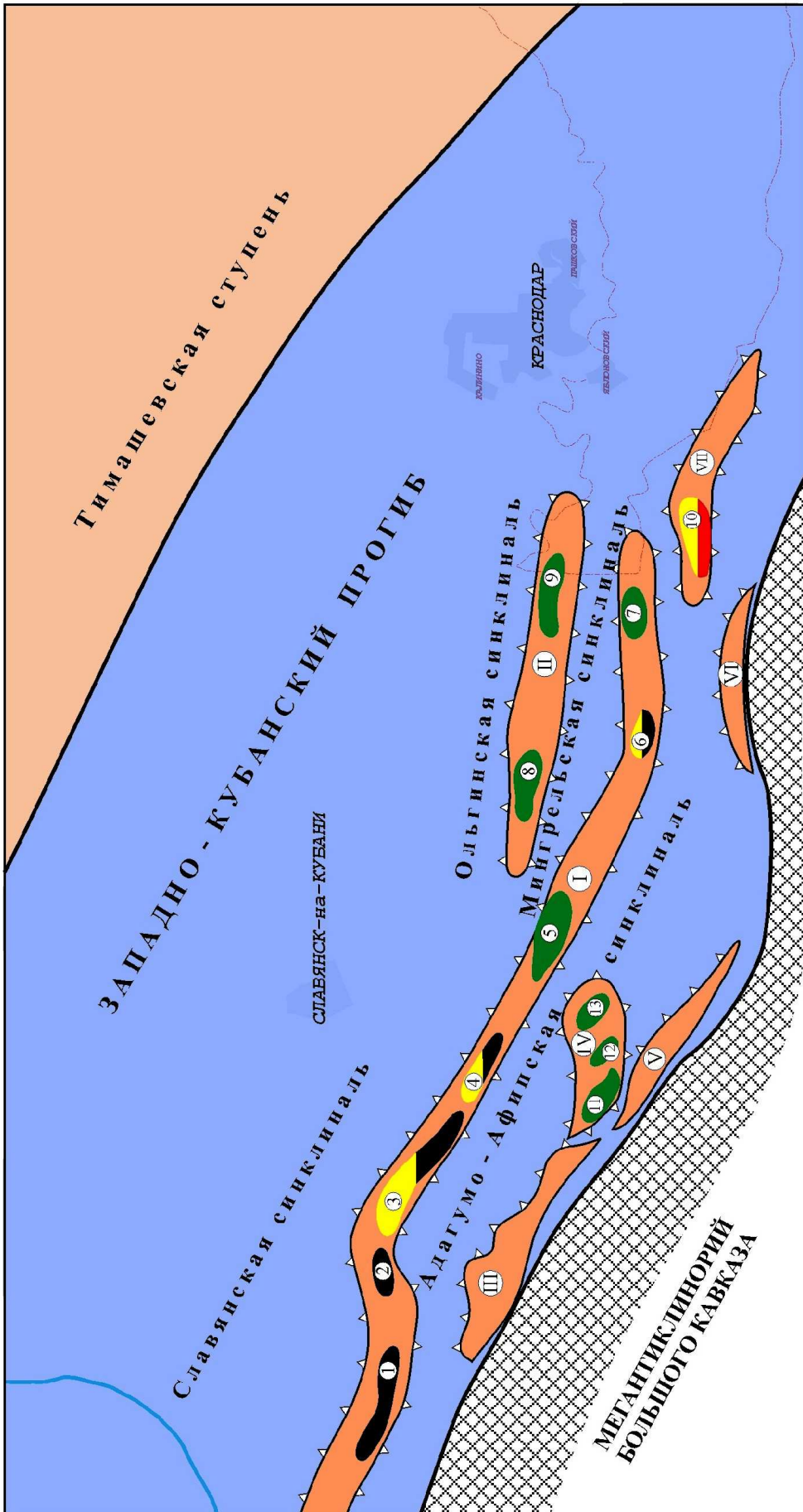
Поисково-разведочное бурение в этой зоне проводилось в 50–70-е годы прошлого столетия, когда разведывались и осваивались уже открытые месторождения и прилегающие к ним территории. Интерес к этому району значительно снизился после получения отрицательных результатов бурения на Оболонской, Марьянской, Северо-Крюковской, Мингрельской и других площадях. Приостановка геологоразведочных работ не означает отсутствия перспектив нефтегазоносности отложений, с которыми связывается продуктивность Анастасиевско-Краснодарской зоны, поскольку бурение было ориентировано на слабо обоснованные объекты неантиклинального типа, а также зонально обособленные объекты Оболонско-Марьянского выступа.

Анализ сводных структурных построений Западно-Кубанского прогиба (ЗКП) позволил существенно изменить и уточнить сложившиеся представления о характере тектонической зональности и истории формирования осадочного чехла прогиба.

Один из наиболее перспективных объектов нефтегеологического районирования в приосевой части ЗКП – Анастасиевско-Троицкая антиклинальная зона. Выполненные сводные структурные построения позволяют предложить новую редакцию трассирования этого элемента к востоку от Троицкой площади – через Восточно-Троицкую и Федоровскую структуры, с выделением собственно Анастасиевско-Троицкой антиклинальной зоны (см. рис.) и самостоятельной Оболонско-Марьянской антиклинальной зоны.

Перспективы нефтегазоносности восточного фрагмента Анастасиевско-Троицкой зоны в предлагаемой редакции существенно повышаются, подтверждением чему служит факт получения промышленного притока газа из сарматских отложений в скважине Федоровская 1 и нефтепроявлений из чокрака и майкопа. Изученность этого направления сейсморазведкой и бурением характеризуется наличием крупных «белых пятен» (территория перекрыта Варнавинским и Крюковским водохранилищами, зонами поселений).

В последние годы поисково-разведочные работы в Западно-Кубанском прогибе (ЗКП) были направлены преимущественно на поиски залежей в миоценовых (чокракских) отложениях в западной части ЗКП и доразведку заливообразных объектов Нефтегорской зоны в майкопе. Ресурсы выявления новых объектов этих типов в границах прогиба почти полностью исчерпаны.



Условные обозначения:

- Структуры и месторождения:**
- 1 - Курчанская
 - 2 - Западно-Анастасиевская
 - 3 - Анастасиевская
 - 4 - Троицкая
 - 5 - Восточно-Троицкая
 - 6 - Федоровская
 - 7 - Львовская
 - 8 - Северо-Крюковская
 - 9 - Марьянская
 - 10 - Северо-Западно-Афипская
 - 11 - Мелеховская
 - 12 - Ново-Троицкая
 - 13 - Западно-Гарнавинская

Ант. зоны и выступы:

- I - Анастасиевско-Троицкая
- II - Оболонско-Марьянская
- III - Адагумский
- IV - Мелеховский
- V - Северо-Крымский
- VI - Ильский
- VII - Афипский



Между тем, как представляется по результатам выполненного анализа особенностей строения осадочного чехла ЗКП, крупные, ранее пропущенные или недоразведанные перспективные объекты могут быть выявлены также в подстилающих и перекрывающих чокрак отложениях.

Полоса развития песчаных горизонтов нижнего-среднего майкопа прослежена по данным сейсморазведки и бурения в южной части ЗКП западнее Нефтегорской зоны, выполнено картирование зон их фациального замещения. По отдельным горизонтам среднего майкопа локализованы поисковые объекты литологического, структурно-литологического, структурного типа (Ново-Троицкое, Крюковское, Мингрельское и другие поднятия; Мелеховская, Восточно-Ильская и другие ловушки литологического типа). Перспективы нефтегазоности этих объектов не определены.

Наличие песчаных пачек на уровне III и IV горизонтов среднего майкопа подтверждено глубоким бурением на Адагумской, Восточно-Ильской, Мингрельской, Крюковской, Федоровской, Науменской, Краснодарской площадях. На последней в среднемайкопских песчаных горизонтах, вскрытых скважиной Краснодарской 1 в интервале глубин 3520–3630 м выявлены признаки наличия нефти и газа.

Структуры, выделяющиеся по кровле майкопских отложений, ввиду преимущественно глинистого состава отложений верхнего майкопа самостоятельного значения в рамках ЗКП не имеют. Однако эти структуры, тесно коррелирующиеся, в том числе, с залежами УВ в чокраке, могут служить индикаторами наличия объектов в вышележащих и нижележащих отложениях (киммерий, понт, меотис, сармат, чокрак, средний-нижний майкоп).

В частности, отчетливо проявленным в интервале отложений от киммерия до чокрака направлением является поиск УВ в надмайкопских отложениях в структурах криптодиапирового и барового генезиса (Восточно-Троицкая, Федоровская и другие структуры).

Выводы

1. Анализ строения Западно-Кубанского прогиба позволил изменить и уточнить сложившиеся представления о характере тектонической зональности и истории формирования осадочного чехла прогиба.

Один из наиболее перспективных объектов нефтегеологического районирования в приосевой зоне ЗКП – Анастасиевско-Троицкая антиклинальная зона, которая в новой редакции трассируется к востоку от Троицкой площади через Восточно-Троицкую и Федоровскую структуры. Выделяется самостоятельная Оболонско-Марьянская антиклинальная зона со своей историей развития и перспективами нефтегазоности (см. рис.).

2. Перспективы нефтегазоности ранее выделенных в этой полосе поисковых объектов структурного и структурно-литологического типа (Ново-Троицкое, Варнавинское, Северо-Крюковское, Федоровское, Марьянское, Львовское, Краснодарское и другие поднятия) могут быть связаны в первую очередь с наличием коллекторов в среднемайкопских отложениях. Перспективы нефтегазоности этих объектов не определены.

3. Отчетливо проявленным в интервале отложений от киммерия до чокрака направлением является поиск УВ в надмайкопских отложениях в структурах криптодиапирового и барового генезиса (Восточно-Троицкая, Федоровская и другие структуры).



УДК 550.349.4

ИНЖЕНЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИЗЫСКАНИЯ В РАЙОНЕ ПЕРЕВАЛОЧНОГО КОМПЛЕКСА ПОРТА ТАМАНЬ

ENGINEERING GEOPHYSICAL SURVEYS AROUND THE TRANSSHIPMENT COMPLEX OF THE PORT OF TAMAN

Захарченко Евгения Ивановна

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

Рудомаха Николай Николаевич

директор ООО «Гео-Центр»,
rudomakha@mail.ru

Захарченко Юлия Ивановна

старший преподаватель кафедры
геофизических методов поисков и разведки,
Кубанский государственный университет
ofis-2010@yandex.ru

Аннотация. В работе проанализированы инженерно-геофизические изыскания, проведенные в районе перевалочного комплекса порта Тамань. Существенную опасность в этом регионе представляют грязевые вулканы, чем определяется региональная специфика изучения эндогенных природных опасностей. В результате проведенных геофизических исследований определены границы существующих вдавленных синклиналей, областей переработанных горных пород, а так же формирующиеся новые вулканы.

Ключевые слова: грязевые вулканы, изгибные деформации, проявления газовых аномалий, инженерные сооружения, вертикальное электрическое зондирование, электроразведка высокого разрешения.

Zakharchenko Evgenia Ivanovna

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

Rudomakha Nikolay Nikolaevich

Director of LLC «Geo-Center»
rudomakha@mail.ru

Zakharchenko Yulia Ivanovna

Senior Teacher of Department geophysical
methods of search and investigation,
Kuban State University
ofis-2010@yandex.ru

Annotation. The paper analyzes the engineering and geophysical surveys conducted in the area of the transshipment complex of the port of Taman. Mud volcanoes represent a significant danger in this region, which determines the regional specificity of the study of endogenous natural hazards. As a result of geophysical studies, the boundaries of existing depressed synclines, areas of processed rocks, as well as emerging new volcanoes were determined.

Keywords: mud volcanoes, bending deformations, manifestations of gas anomalies, engineering structures, vertical electrical sensing, high-resolution electrical exploration.

Территория Таманского полуострова является тектонически активным регионом и по сейсмическому районированию входит в область 8-бальных землетрясений. Кроме сейсмичности, существенную опасность в Керченско-Таманском регионе представляют грязевые вулканы, чем определяется региональная специфика изучения эндогенных природных опасностей [1]. Деятельность грязевых вулканов демонстрирует большое разнообразие динамических процессов, варьирующих от извержений взрывного характера до незначительных пульсирующих излияний воды и грязи с медленной дегазацией. Наиболее разрушительный эффект создают возможные тектонические подвижки и вызванные ими оползни, обвалы, просадки и т.д. Причины активизации грязевулканической деятельности и сейсмичности едины и связаны с активизацией тектодинамических процессов.

Опасность от активизации грязевых вулканов увеличивается в связи с интенсивным освоением в последние годы Таманского полуострова. На полуострове и в смежной акватории известно более 40 действующих и потухших грязевых вулканов, корни значительной части их опускаются до нижнего мела, т.е. на глубину 5–6 км.

Согласно атласу грязевых вулканов Таманского полуострова [2], на территории исследуемого района находится вулкан г. Зеленская. В сводовой части г. Зеленская обнаружено несколько десятков сухих грязевых грифонов. Действующие грязевые вулканы, проявляющие довольно высокую активность и представляющие определенную опасность при извержении, расположены в акватории Черного моря, примыкающей к рассматриваемому району.

Очевидную опасность для инженерных сооружений в районе порта Тамань представляют изгибные деформации обширных участков земной поверхности, образование трещин, а также зафиксированные проявления аномалий газа.



На участке изысканий в восточной части складки г. Зеленского (район порта Тамань) выполнены геофизические исследования методами электроразведки: вертикальное электрическое зондирование (ВЭЗ) и высокоразрешающая электроразведка методом переходных процессов в ближней зоне (ЗСБ) [3].

ЗСБ выполнялось по профилям с шагом 10–25 м. Регистрация происходила при стоянках на точке с записью 5 серий по 128 накоплений. Глубинность исследований достигала 150–200 м. После предварительной проработки и опробования параметров регистрации, было выполнено 15 профилей общей протяженностью 29 км. Пример проведения работ ЗСБ с установкой петля-петля приведен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Пример отработки по профилю (установка петля-петля)

Для получения распределения сопротивлений по глубине и привязки разрезов ЗСБ выполнены 12 точек вертикального электрического зондирования. Электроразведочные работы выполнены по методике вертикального электроразведки с использованием 4-х электродной симметричной установки Шлюмберже AMNB. Расстояние между приёмными электродами MN менялось в зависимости от глубины зондирования от 1 до 50 м. В процессе работ измерялась разность потенциалов в приёмной линии при постепенном увеличении расстояния АВ/2 от 1,5 до 250 м. Применялась цифровая электроразведочная станция «Элсис-1» [3].

Обработка и интерпретация материалов ВЭЗ проводилась с помощью пакета программ IPI2WIN (МГУ им. М.В. Ломоносова, авторы В.А. Шевнин, И.Н. Модин и др.) По полевым данным строятся кривые ВЭЗ (рис. 2), разрезы кажущихся удельных сопротивлений (рис. 3) и геоэлектрические разрезы.

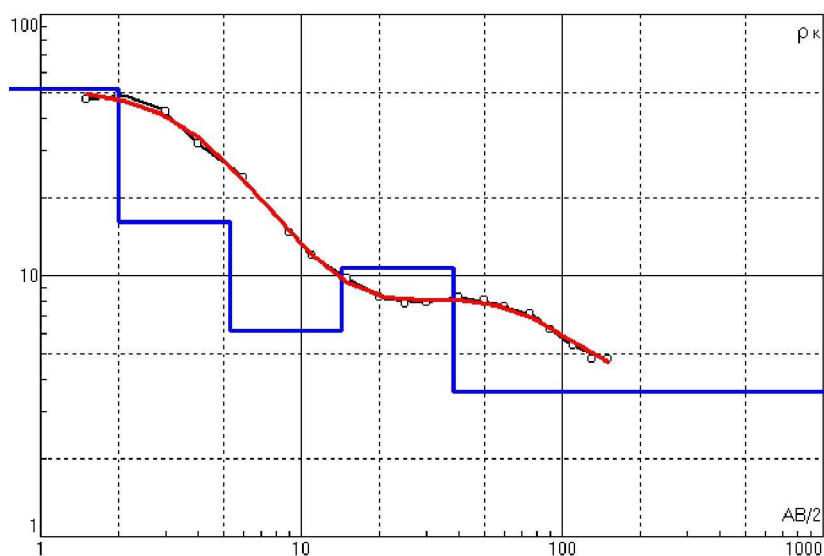


Рисунок 2 – Пример обработки данных ВЭЗ

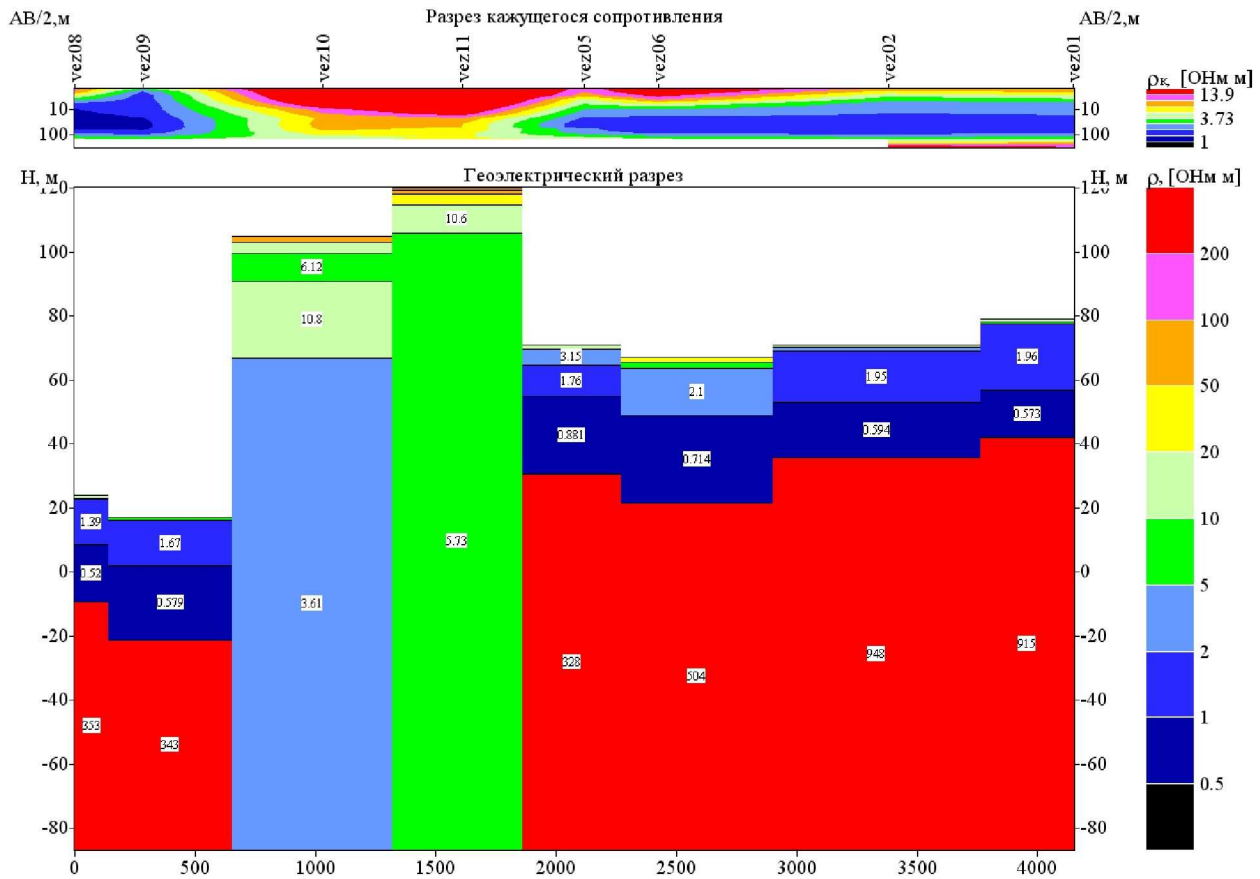


Рисунок 3 – Результаты обработки данных ВЭЗ

Обработка и интерпретация материалов ЗСБ [3] проводилась по 4–7-ми графам обработки для выделения блочности коренных пород, зон повышенной и пониженной проводимости, зон локальных неоднородностей, обводненности блоков, контактных зон, выделения гидравлической связи, тектонической и геологической приуроченности (рис. 4).

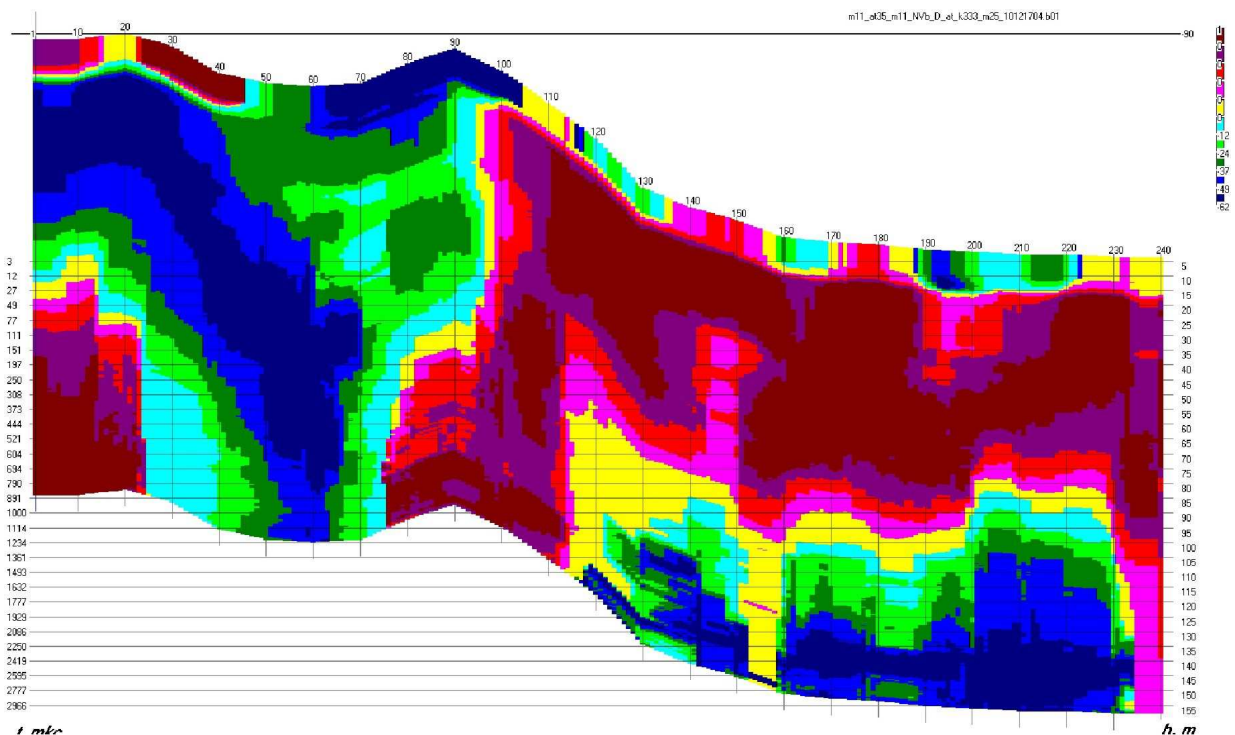


Рисунок 4 – Результаты обработки данных ЗСБ



После проведения первичной обработки геофизических данных и выделения блоков были выполнены работы по составлению 3-х мерной модели дневной поверхности для геоморфологического анализа и корреляции с геофизическими данными (рисунки 5–9).

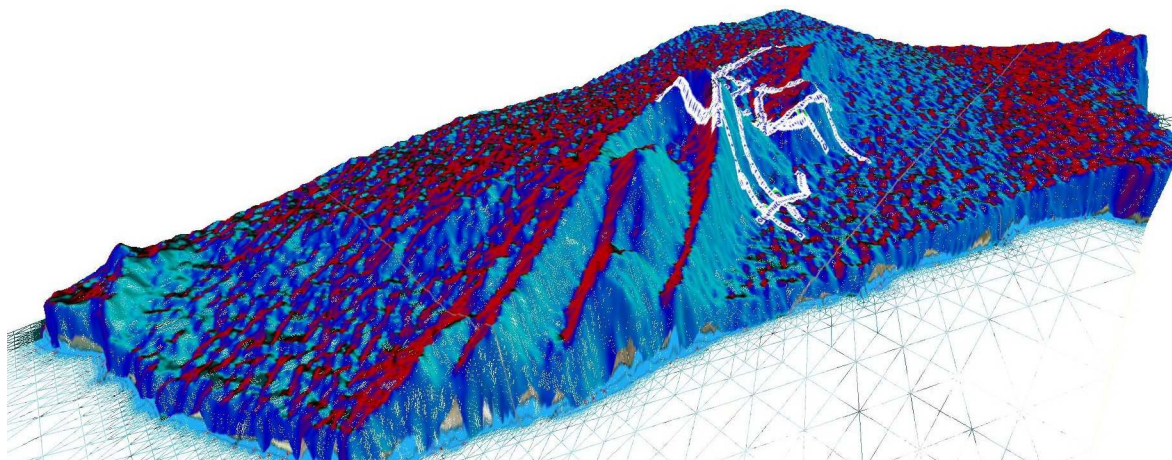


Рисунок 5 – Анализ азимутального падения поверхности

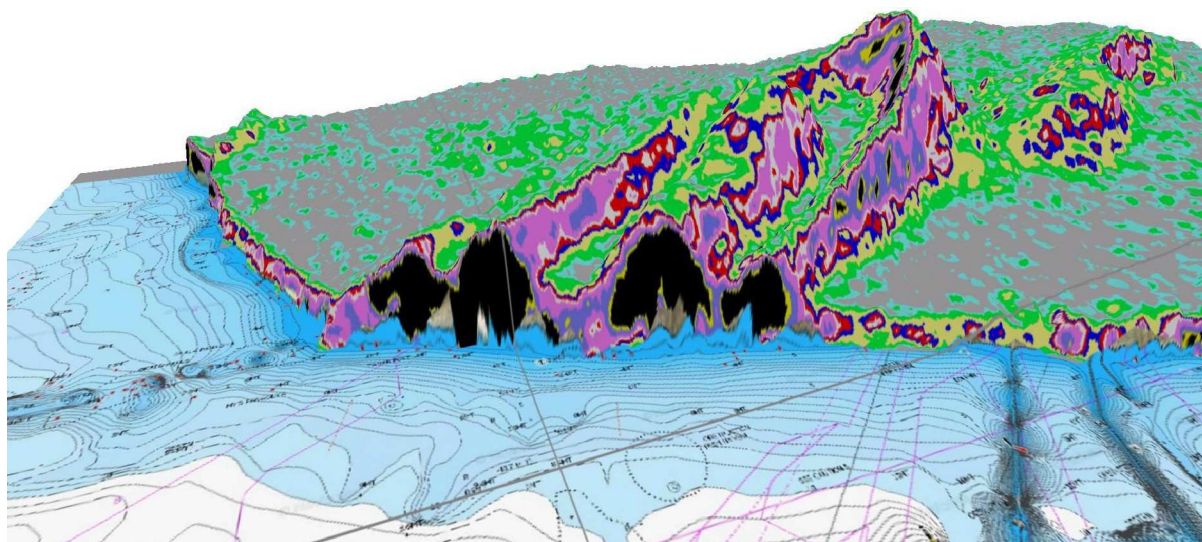


Рисунок 6 – Анализ углов падения склонов

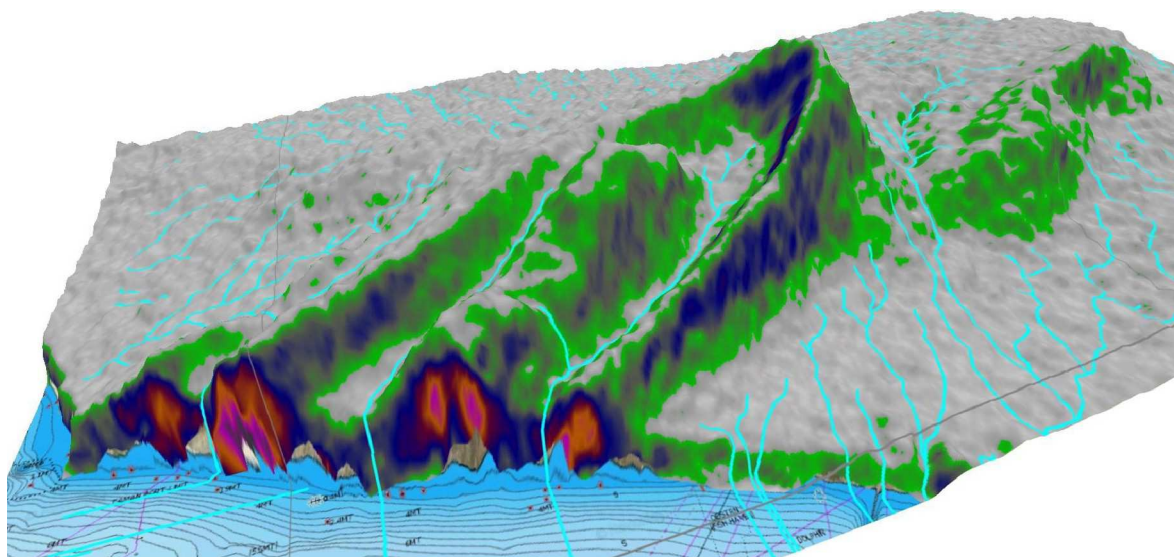


Рисунок 7 – Выделение оснований балок

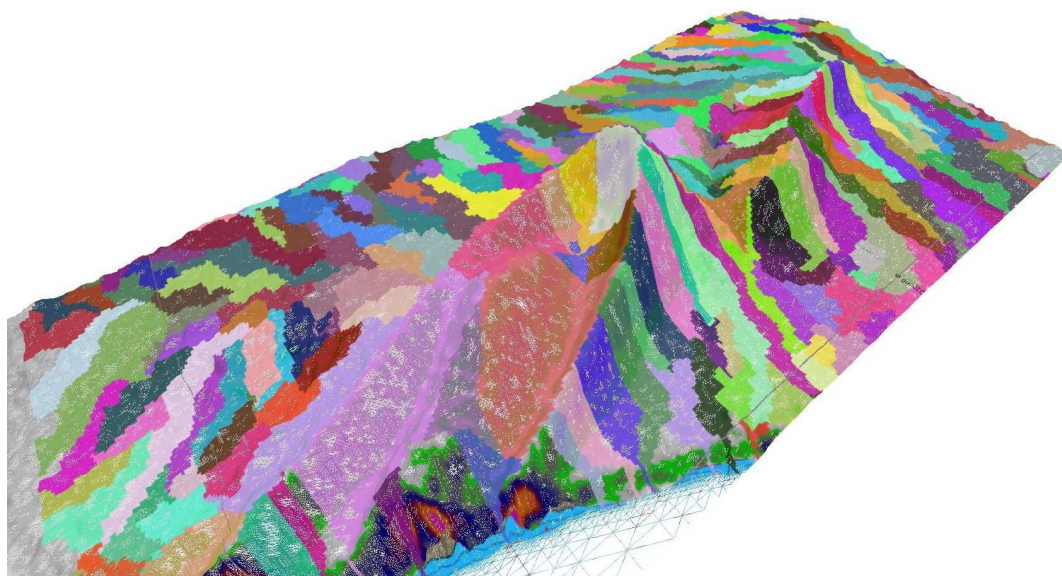


Рисунок 8 – Выделение площадей

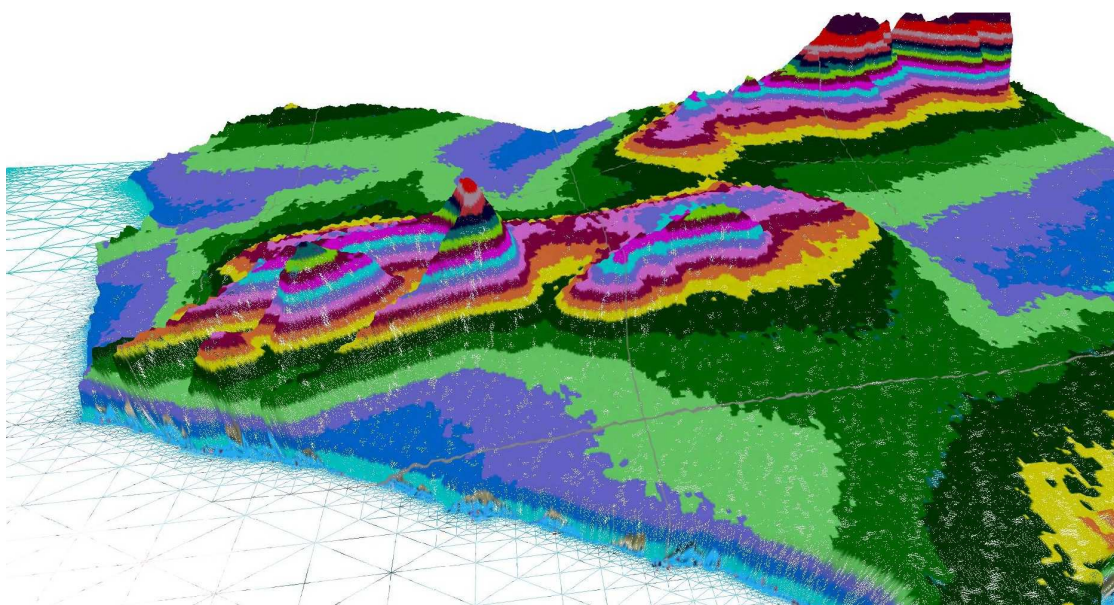


Рисунок 9 – Анализ региональных элементов рельефа

Геоморфологический анализ с применением цифровой модели дневной поверхности позволяет использовать различные шрейдеры для улучшения визуализации, выделение площадей и основания балок, водоразделов, а так же угловой и азимутальный анализ.

Посредством данного анализа были выделены основные элементы (площадки) для размещения профилей и дальнейшего контроля предполагаемого изменения ситуации структурном плане.

Применяемый анализ применяется повсеместно на всем протяжении работы с объектом, что позволяет значительно улучшить показатели качества и достоверности.

По результатам обработки и комплексной интерпретации построены геофизические разрезы. На рисунке 10 приведен яркий пример строения восточной части складки г. Зеленского. Основной канал уходит под северное крыло «антиклинальной» складки, в осевой части формируется оседание коренных пород, перекрывающихся выносным материалом. Результирующее строение – синклиналь, сформированная за счет «провала» коренных пород. На некоторых профилях выделены погруженные останцы сохранных коренных пород в области потухшего канала.

После анализа данных отмечается несколько зависимостей. Первый тип зависимости – зарождающиеся каналы будущих вулканов, когда нарастающее давление положительно меняет форму рельефа, формируя возрастающую сопку посредством разрыва сплошности коренных пород. Аномалии первой зависимости формируются без резких скачков с плавным нарастанием. Второй тип зависимости – активные глубинные разломы и смещения регионального масштаба.

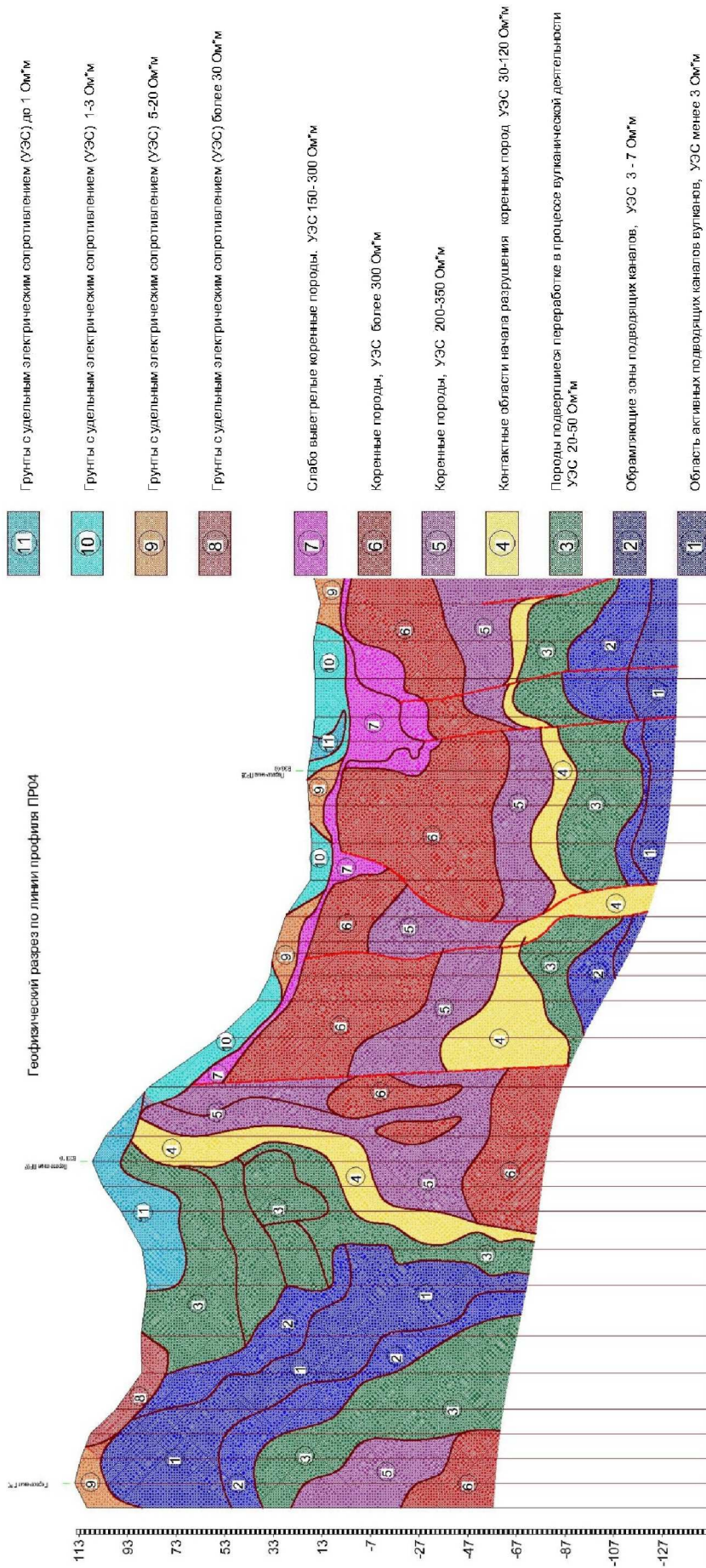


Рисунок 10 – Результат комплексной интерпретации данных по профилю ПР04



На полученных разрезах выделяются области активного грязевого вулканизма, зарождающихся новых каналов вулканов и прекративших свою деятельность. Преимущественное строение складок – вдавленные синклинали. В западной исследованной области в осевой части вдавленной синклинали отмечается антиклинальная складка, являющаяся остатком «плавающих» коренных пород, претерпевающих отрицательные вертикальные смещения с последующей переработкой вулканом.

При зарождении подводящего канала, приуроченного к разрывным тектоническим зонам, образуется множество разрывов в коренных породах, особенно в приповерхностной части. Увеличение подачи материала, через подводящий канал образует объем пластичных пород, вовлеченных в вулканизм. Далее происходит выпирание горных пород с образованием сопок и увеличением разрывов в области вершины. Последующая работа вулканизма сводится к переработке и поглощению коренных пород в контактных зонах подводящего канала, расширению кратера, формированию мигрирующих грифонов. На данном этапе формируются очертания будущей вдавленной синклинали, представляющей собой оседание, раздробленных многочисленными разрывами, блоков горных пород.

В результате проведенных геофизических исследований определены границы существующих вдавленных синклиналей, областей переработанных горных пород, а так же формирующиеся новые вулканы. Выделенные сохранные коренные породы достаточно устойчивы и имеют субвертикальные границы.

Выявленные особенности вулканической деятельности и строения вулканов возле участка исследований указывают на необходимость дальнейших наблюдений за процессом грязевого вулканизма при эксплуатации инженерных сооружений в районе порта Тамань.

Литература:

1. Овсяченко А.Н., Сысолин А.И. Геологические исследования эндогенных природных опасностей Таманского полуострова // Геология и геофизика Юга России. – 2016. – № 1.
2. Шнюков Е.Ф., Соболевский Ю.В., Гнатенко Г.И., Науменко П.И., Кутний В.А. Атлас грязевых вулканов Таманского полуострова. – Киев : Наук. думка, 1986.
3. Рудомых Н.Н. Отчет об инженерно-геофизических исследованиях в районе морского порта Тамань / Фондовые материалы ООО «Гео-Центр». – 2018.

References:

1. Ovsyuchenko A.N., Sysolin A.I. Geological researches of endogenous natural dangers of Taman Peninsula // Geology and geophysics of the South of Russia. – 2016. – № 1.
2. Shnyukov E.F., Sobolevsky Yu.V., Gnatenko G.I., Naumenko P.I., Kutny V.A. Atlas of mud volcanoes of Taman Peninsula. – Kiev : Naukova Dumka, 1986.
3. Rudomakh N.N. The report on engineering geophysical surveys around seaport Taman / Share materials of LLC «Geo-center». – 2018.



УДК 550.8

ОПЫТ ИЗУЧЕНИЯ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПЛОЩАДЯХ ЕВЛАХ-АГДЖАБЕДИНСКОГО ПРОГИБА ПО ДАННЫМ ГИС

EXPERIENCE OF STUDYING OF THE CRETACEOUS SEDIMENTS IN THE EVLAH-AGDJABEDY TROUGH ACCORDING TO WELL SURVEY

Искендеров Магал Мусадыр

магистр,
заведующий лаборатории,
ГНКАР, НИПИ «Нефтегаз»
mahal_isgander@yahoo.com

Iskenderov Magal Musadyr

Master,
Manager of laboratory,
SOCAR, NIPi «Neftegaz»
mahal_isgander@yahoo.com

Аннотация. В статье рассмотрен опыт изучения меловых отложений по данным геофизических исследований скважин, характеризующихся довольно сложным строением неоднородного литологического состава. Приводится методика проведения интерпретации данных ГИС и анализ полученных результатов коллекторских свойств изучаемого разреза.

Annotation. The article describes the experience of studying the Cretaceous sediments according to well logging data, characterized by a rather complex structure of heterogeneous lithological composition. The technique of interpreting the well survey data and the analysis of the results of the reservoir properties of the studied section is given.

Ключевые слова: отложения, неоднородность, интерпретация данных ГИС, коллекторские свойства.

Keywords: sediments, heterogeneity, interpretation of GIS data, reservoir properties.

Меловые отложения в Евлах-Агджабединском прогибе Западного Азербайджана изучены поисково-разведочным бурением в основном лишь в верхней его части. Исследуемый разрез является довольно сложным объектом для изучения методами геофизических исследований скважин (ГИС).

Задача определения вещественного состава, коллекторских свойств и флюидонасыщения пород методами ГИС приобрела значительную актуальность, особенно после того, как на площади Мурадханлы была установлена промышленная нефтеносность и выявлена залежь, приуроченная к верхнемеловым эффузивным отложениям.

Верхнемеловые отложения в исследуемом районе представлены вулканогенными, вулканогенно-осадочными и карбонатными породами. Вулканогенные породы представлены эффузивными (андезитом, базальтом, порфиритом) породами. Вулканогенно-осадочные породы, имеющие широкое распространение в северо-восточной части прогиба состоят из туфогенных пород, известняков, мергелей, аргиллитов и в некоторых случаях представлены чередованием эффузивных пород. Карбонатные породы представлены пелитоморфными, трещиноватыми известняками, мергелями и песчаниками.

При проведении интерпретации каротажных данных использовались результаты анализов кернового материала. По данным лабораторных исследований кернового материала для изучаемых эффузивных пород в основном характерно порово-трещинные коллектора, а также возможно наличие смешанных порово-трещинно-кавернозных коллекторов. Коллектора изучаемого разреза относятся к сложному типу коллекторов, представленными эффузивными, карбонатными и сильно глинистыми карбонатными отложениями [1].

В качестве исходного материала были выбраны скважины с относительно хорошим комплексом ГИС, это скважины, пробуренные на площади Борсунлу и Дуздаг.

В скважине № 1 площади Борсунлу проведен следующий комплекс ГИС: стандартный каротаж (2-х метровый кровельный градиент зонд и ПС), боковое каротажное зондирование (БКЗ), микроградиент и микропотенциал зондирование, кавернометрия, гамма каротаж (ГК), нейтронный гамма каротаж (НГК), резистивиметрия, газовый каротаж. Скважина вскрыла верхнюю часть меловых отложений с забоем на глубине 4696 м. Буровой раствор был утяжелен гематитом. Удельный вес бурового раствора изменялся в интервале 1,5–1,7 г/см³, его удельное электрическое сопротивление $\rho_{20} = 0,7–2,79$ Ом·м.

В скважине №1 площади Дуздаг проведен комплекс ГИС, представленный стандартным каротажем, микробоковым, боковым каротажем, кавернометрией, гамма каротажем, нейтронным гамма каротажем и акустическим каротажем. Скважина вскрыла верхнемеловые отложения с забоем на глубине 4780 м. Удельный вес бурового раствора варьировал в пределах 1,24–1,52 г/см³, его удельное электрическое сопротивление $\rho_{20} = 0,7–3,3$ Ом·м.

Интерпретация материалов ГИС осуществлялась в следующей последовательности. Вначале проводилась предварительная обработка, включающая введение поправок за скважинные условия по



алгоритмам соответствующим типу аппаратуры: поправка за влияние скважины в показания БК; преобразование НГК в водородосодержание по двум опорным пластам; плотности бурового раствора и толщину глинистой корки. При необходимости каротажные кривые были увязаны с использованием ГК в качестве опорной кривой.

Обработка материалов бокового каротажного зондирования (БКЗ) осуществлялась с помощью модуля комплексной обработки данных электрометрии программы Prime [2]. После уточнения УЭС промысловой жидкости, оценивалось истинное удельное электрическое сопротивление пласта.

Оценка глинистости проводилась по данным метода ГК, используя выражение (Ларионова) для отложений третичного возраста [3]:

$$K_{эл} = 0,083 \cdot (23,7 \cdot \Delta J_{y-1}), \tag{1}$$

где ΔJ_y – определяется с помощью данных гамма каротажа по следующей формуле:

$$\Delta J_y = (J_y - J_{y \min}) / (J_{y \max} - J_{y \min}), \tag{2}$$

где $J_y, J_{y \min}, J_{y \max}$ – соответственно, амплитуды кривых ГК против исследуемого пласта, против пластов с минимальной и максимальной амплитудами, наблюдаемыми в разрезе скважины.

В определяемые значения пористости $K_n^{общ}$ по комплексу данных НГК и АК коллекторов вводились поправки за содержание глинистых материалов:

$$K_n^{НГК} = K_n^{общ} - W_{эл} \cdot K_{эл}, \tag{3}$$

$$K_n^{АК} = K_n^{общ} - K_{п.эл}^{АК} \cdot K_{эл}, \tag{4}$$

где $K_{п.эл}^{АК}$ – пористость глин по данным АК; $K_n^{общ}$ – общая пористость; $W_{эл}$ – водородосодержание глин; $K_{эл}$ – объемная глинистость.

Наибольшим водородосодержанием характеризуются монтмориллонитовые глины, отличающиеся высокой поверхностной активностью, к которым можно отнести, к примеру, глины Нижнекуринской впадины. По сравнению с ними глины верхнемеловых отложений Евлах-Агджабединского прогиба менее активны, несмотря на наличие в них монтмориллонита. Это можно объяснить меньшим содержанием в них как глинистой фракции и монтмориллонита в этой фракции, так и большей их уплотненностью по сравнению с глинами Продуктивной толщи. Водородосодержание изучаемых глин было взято $W_{эл} = 0,35$. Пористость глин по данным лабораторного анализа в среднем составляет 0,13. Постоянные коэффициенты, зависящие от структурных особенностей коллекторов $a = 1, m = 1,8$. Для оценки коэффициента водонасыщенности приняты были следующие постоянные $b = 1, n = 1,8$. Величина удельного сопротивления пластовой воды принималось равной 0,07 Ом·м [4].

Определение пористости по данным акустического каротажа проводилось по уравнению среднего времени кривой интервального времени пробега упругой волны:

$$K_n = (\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \tag{5}$$

где $\Delta T_{пл}, \Delta T_{ск}, \Delta T_{ж}$ – интервальное время пробега упругой волны в пласте, матрице и жидкости.

При определении пористости K_n по АК для глинистых коллекторов использовалось следующее уравнение:

$$K_n = (\Delta T_{пл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}) - K_{эл} \cdot (\Delta T_{эл} - \Delta T_{ск}) / (\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}), \tag{6}$$

где $K_{эл}$ – объемная глинистость пород; $\Delta T_{эл}$ – интервальное время пробега упругой волны в глинистом пласте.

Для эффузивных и карбонатных пород площадей Евлах-Агджабединского нефтегазоносного района были приняты следующие параметры: $\Delta T_{ск} - 142$ мкс/м (доломиты), 150 мкс/м (известняки) и 220 мкс/м (эффузивы). Интервальное время распространения упругих волн в пластовой жидкости $\Delta T_{ж} - 620$ мкс/м.

Анализ материалов ГИС показывает, что в разрезе карбонатных и эффузивных отложений пласты неоднородны и имеют, прослой очень низкой пористости, которые или не содержат флюида, или содержат его в незначительном количестве. Эти плотные низко пористые прослой, отмечаются высокими показаниями на кривых НГК, отсутствием приращений на кривых микрозондов, номинальным диаметром и характеризующиеся высокими удельными сопротивлениями необходимо учитывать при комплексной интерпретации материалов ГИС, которые наиболее четко выделяются по данным МБК и НГК.

Сильно глинистые карбонатные породы верхнего мела площадей Евлах-Агджабединского прогиба характеризуются сравнительно высокой пористостью и низкой проницаемостью. В них развиты трещины разной раскрытости. Литологически данный комплекс представлен неоднородными маломощными пластами и пропластками мергелей, аргиллитов, алевроитов и глин.



Основная сложность интерпретации материалов промысловой геофизики состоит в том, что исследуемый разрез имеет очень неоднородный состав пород, высокую глинистость и частое тонкое чередование различных по составу пород. Глинистый материал в коллекторах присутствует как в рассеянном состоянии в порах, так и в виде тонких пропластков. Интерпретация материалов ГИС здесь осложняется наличием в разрезе пропластков туфопесчаников, характеризующихся высокой естественной радиоактивностью, что затрудняет определение глинистости разреза по данным ГК.

По результатам интерпретации данных ГИС в разрезе меловых отложений площади Борсунлу выделяются маломощные 0,4–3,3 м (в среднем 1,1 м) коллектора с низкими значениями пористости близкие к граничным значениям. Оцененная по кривой НГК пористость изменяется в пределах 8–13 % и в среднем составляет 10 %.

По результатам интерпретации каротажных данных площади Дуздаг в разрезе меловых отложений выделяются пласты коллекторы имеющие мощность 0,4–7 м, в среднем 2 м (рис. 1). В литологическом отношении пласты в основном состоят из известняков, алевроитовых известняков, мергелей, песчаников и эффузивных пород. Пористость, определенная по кривой НГК изменяется в пределах 8–23 %, в среднем составляет 12 %.

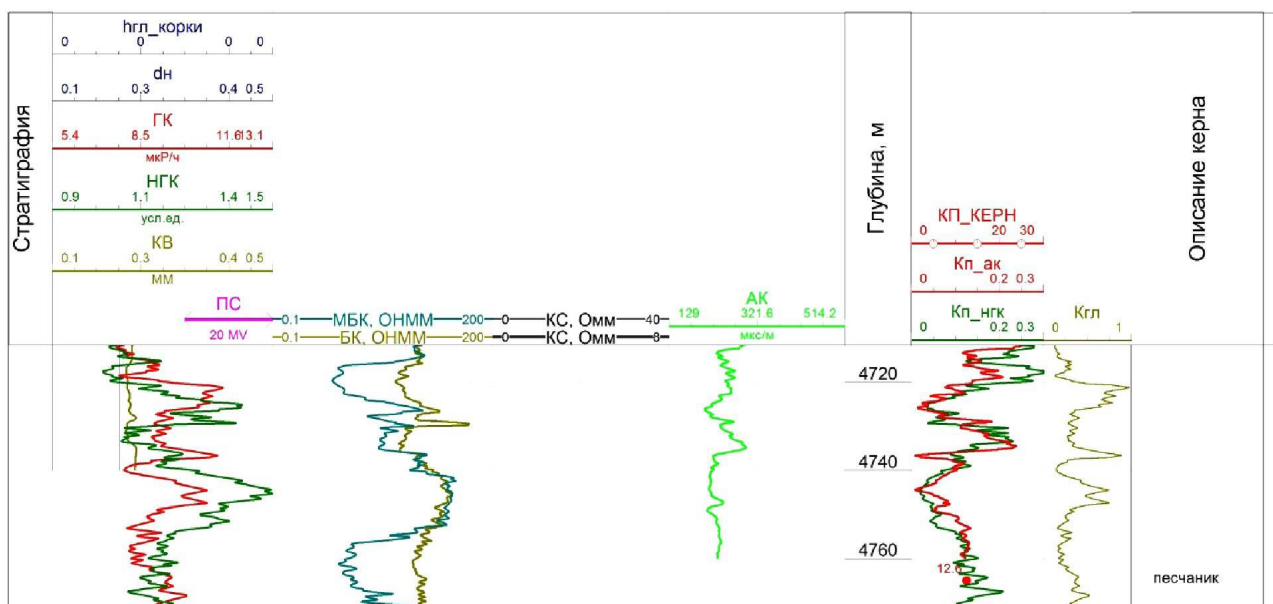


Рисунок – Фрагмент результатов интерпретации данных ГИС

Литература:

1. Шилов Г.Я., Джафаров И.С. Генетические модели осадочных и вулканогенных пород и технология их фациальной интерпретации по геолого-геофизическим данным. – М. : ВНИИГеосистем, 2001. – 394 с.
2. Система информационного обеспечения геофизических исследований скважин «Prime». – Версия 4.16.02.003.
3. Well Logging and Interpretation Techniques. Dresser Atlas, Third edition, 1982.
4. Геофизические исследования в Азербайджане (Состояние, результаты, перспективы). – Б. : Шарг-Гарб, 1996. – 400 с.

References:

1. Shilov G.Y., Djafarov I.S. Genetic models of sedimentary and volcanic rocks and the technology of their facies interpretation based on geological and geophysical data. – М. : VNIIGeosystem, 2001. – 394 p.
2. Information system for geophysical research wells «Prime». – Version 4.16.02.003.
3. Well Logging and Interpretation Techniques. Dresser Atlas, Third edition, 1982.
4. Geophysical research in Azerbaijan (Status, results, prospects). – B. : Sharg-Gharb, 1996. – 400 p.



УДК 550

ГАЗОВЫЕ ГИДРАТЫ: ПРИРОДА ВОЗНИКНОВЕНИЯ, ПЕРСПЕКТИВЫ И МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

GAS HYDRATES: NATURE OF EMERGENCE, PROSPECT AND METHODS OF DEVELOPMENT OF GASEOUS-HYDRATE FIELDS

Кирпичёв Виктор Евгеньевич
мастер СПкЗБС,
АО «Самарское УПНПИКРС»
rabota.ban@mail.ru

Kirpichyov Victor Evgenyevich
master SPKZBS,
JSC Samarskoye UPNPIKRS
rabota.ban@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена природе возникновения газовых гидратов, методах и перспективах разработки газогидратных месторождений.

Annotation. This article is devoted the nature of emergence of gas hydrates, methods and the prospects of development of gaseous-hydrate fields.

Ключевые слова: газовые гидраты, клатраты, неконвенциональные углеводороды, ингибиторы, зона свободного газа, газоконденсатное месторождение, воронка газового выброса.

Keywords: gas hydrates, clathrates, not conventional hydrocarbons, inhibitors, zone of free gas, gas-condensate field, funnel of gas emission.

Одной из основных проблем современной энергетики является неизбежное сокращение в средне- и долгосрочной перспективе запасов основных традиционных ее источников получения (в первую очередь нефти и газа).

Поэтому и приходится разрабатывать труднодоступные залежи нефти и газа в суровых природно-климатических условиях, на больших глубинах и, кроме того, обращаться к неконвенциональным углеводородам (нефтяные пески и горючие сланцы). Все это, значительно увеличивая стоимость получаемой энергии, так и не решает окончательно существующую проблему.

В связи с имеющейся ограниченностью и невозполнимостью традиционных ресурсов природного (горючего) газа, а также с растущим в XXI в. спросом на этот энергоноситель, человечество вынуждено обратить внимание на его значительные ресурсы, заключенные в нетрадиционных источниках, и прежде всего природных газовых гидратах.

Газовые гидраты – кристаллические соединения газов и воды переменного состава. Выглядят как снег или лед и имеют сходные с ними физические свойства. Образуются они при контакте газа и воды в определённых термобарических условиях, причём чем холоднее климат, тем чаще встречаются такие условия. В наиболее распространённом в земной коре гидрате метана соотношение между газом и водой примерно 1 к 6. При этом удельное газосодержание гидрата метана достигает 164 куб. м газа на 1 куб. м гидрата. По общему мнению нефтегазовых геологов, природные газовые гидраты содержат основной объём природного газа в литосфере.

Считается, что гидраты метана образуются, когда природный газ, образованный в глубинах земли, просачивается по геологическим разломам и выходит наружу на дне океанов или в областях вечной мерзлоты. При контакте с водой при низкой температуре и высоком давлении образуются кристаллические клатраты.

Впервые гидраты газов (сернистого газа и хлора) наблюдали ещё в конце XVIII века Дж. Пристли, Б. Пелетье и В. Карстен. Первые описания газовых гидратов были приведены Г. Дэви в 1810 году (гидрат хлора). В 1823 г. Фарадей приблизительно определил состав гидрата хлора, в 1829 г. Левит обнаружил гидрат брома, а в 1840 г. Вёлер получит гидрат H_2S . К 1888 году П. Виллар получает гидраты CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 и N_2O .

Клатратная природа газовых гидратов подтверждена в 1950-е гг. после рентгеноструктурных исследований Штакельберга и Мюллера, работ Полинга, Клауссена.

В 1940-е годы советские учёные высказывают гипотезу о наличии залежей газовых гидратов в зоне вечной мерзлоты (Стрижов, Мохнаткин, Черский). В 1960-е годы они же обнаруживают первые месторождения газовых гидратов на севере СССР. Одновременно с этим возможность образования и существования гидратов в природных условиях находит лабораторное подтверждение (Макогон).

В 1969 г. началась разработка Мессояхского месторождения в Сибири, где, как считается, впервые удалось (по чистой случайности) извлечь природный газ непосредственно из гидратов. Согласно оценке, сделано до начала добычи, запасы мессояхского месторождения были равны 79 млн куб. м газа, из которых одна треть содержалась в гидратах, перекрывающих зону свободного газа (ЗСГ) залежи.

Добыча газа из ЗСГ началась в 1969 г. В течении первых двух лет эксплуатации месторождения давление снижалось в соответствии со сделанным прогнозом. Позже, в 1971 г., было зарегистриро-



вано более высокое давление, чем ожидалось, и больший объем добычи. Это расхождение было отнесено за счет добыча газа из СПГ, так как снижение давления в ЗСГ сопровождалось снижением давления в зоне газовых гидратов (ЗГГ) и выделением газа вследствие их разложения. Количество газа добытого из ЗГГ на Мессояхском месторождении, оценивалось в 5 млрд куб. м или 36 % от общего количества.

Установлено, что около 98 % залежей газогидратов являются аквамаринными и сосредоточены на шельфе и континентальном склоне Мирового океана (у побережий Северной, Центральной и Южной Америки, Северной Азии, Норвегии, Японии и Африки, а также в Каспийском и Черном морях), на глубинах воды более 200–700 м, и только всего 2 % – в приполярных частях материков (рис. 2). Сегодня установлено свыше 220 залежей газогидратов.

По прогнозным оценкам российских ученых Г.Д. Гинзбурга и В.А. Соловьева, общее количество метана в аквальных залежах газогидратов оценивается в $2 \times 10^{10} \text{ м}^3$, т.е. его объемы на порядки превышают запасы углеводородов в традиционных месторождениях.

Самые крупные из (залежей) месторождений газогидратов России

А) Глубоководные залежи:

1. Шельф Сахалина, Охотское море. В районе восточного побережья острова – в глубинных разломах — сосредоточены самые большие разведанные запасы газогидратов – более 50 месторождений.

2. Курильская гряда, Охотское море. Здесь были проведены первые в СССР поиски гидратосодержащих отложений. К настоящему времени ресурсы газогидратов в этом районе Охотского моря оцениваются в 87 трлн м^3 . Глубина залегания – 3500 м.

Б) Шельфовые залежи:

1. На дне Черного моря есть около 15 месторождений газогидратов. Прогнозируемый объем – 20–25 трлн м^3 . Более точный расчет выполнен для двух наиболее перспективных участков – Центрального и Восточного (рис. 4), площадь которых составляет, соответственно, 60,6 и 48,5 тыс. км^2 .

2. Озеро Байкал (Россия). О существовании газовых гидратов на дне Байкала на основе косвенных данных было известно еще с 1990-х годов. В 2001 г. во время реализации международного проекта «Байкал-бурение» газовые гидраты были впервые обнаружены в поверхностном слое донных отложений, а в прошлом году были найдены крупнейшие газогидратные поля в районе подводного грязевого вулкана Санкт-Петербург.

Г) Арктические залежи:

Газогидратные месторождения в России распространены на северо-западе ее европейской части, а также в Сибири и на Дальнем Востоке – на площади 2,4 млн км^2 . Зоны гидратообразования в морях, омывающих территорию России, распространены на площади 3–3,5 млн км^2 .

При оценке ресурсов метана в гидратосодержащих осадках Охотского моря площадь протяженности гидратосодержащей зоны оценивается в 100 тыс. км^2 , а ее мощность – в среднем в 200 м. Согласно формуле Д. Лаберга, запасы метана (при коэффициенте содержания 0,1) составляют более $2 \times 10^{12} \text{ м}^3$.

Технология добычи метана из газогидратов

Добыча метана из газогидратов затруднено вследствие их твердой формы. Существующие методы опираются на разделение газогидратов на газ и воду. В настоящий момент существует три основных метода разработки залежей газогидратов:

1. Разгерметизация (снижение давления):

Наиболее перспективная сегодня технология. Её суть состоит в искусственном понижении давления в пласте вокруг скважины, которое достигается за счет понижения давления в буровой скважине или за счет сокращения давления на газогидраты воды или свободного газа после их частичной откачки (пример Мессояхское месторождение). Когда давление в слое газа ниже, чем фазовое равновесие газогидрата, газогидрат начинает распадаться на газ и воду, поглощая при этом тепловую энергию окружающей среды.

Технология наиболее эффективна при расположении газогидрата вблизи пласта свободного газа. При снижении объема свободного газа происходит постоянное изменение равновесия между гидратом и газом, в результате чего газогидрат продолжает выделять газ, который наполняет нижележащую полость. Разгерметизация применяется для разработки газогидратов, залегающих в породах высокой проницаемости на глубине более 700 м. Преимуществом такой технологии является сравнительно невысокая стоимость и простота процесса. Недостатком технологии может быть закупорка оборудования водой высвобождающейся входе разгерметизации, которая может замерзнуть.



2. Нагревание:

Газовый гидрат может быть подвергнут нагреву непосредственно газом (предпочтительно паром) или жидкостью. Наиболее часто используемый теплоноситель – вода. Эффективность технологии повышается при подведении нагретой воды в замкнутом цикле по специальным трубам. Подобный метод был применен на канадском месторождении Маллик в 2002 году. В ходе 5-ти дневного эксперимента в скважину глубиной 1100 м закачивалась вода температурой 80 °С. При достижении забоя скважины температура воды составила 50 °С. В результате эксперимента было добыто 470 куб. м метана. Нагревание пласта с использованием электричества когда электроды вводятся в верхнюю и нижнюю части пласта и через пласт пропускается переменный ток. Данный способ предполагает высокие затраты энергии и не может быть экономически целесообразным.

3. Введение ингибитора:

Введение ингибитора рассматривается как способ нарушения фазового равновесия газогидрата и повышение его температуры. В качестве ингибиторов могут выступать органические (например, этанол, метанол, гликоль) или соляные (например, соленая вода).

Ввиду отсутствия большого наработанного опыта разработки газогидратов известно о единичных случаях применения той или иной технологии. В пользу разгерметизации говорит более высокая эффективность технологии: при проведении пробной добычи метана на месторождении Маллик по технологии разгерметизации за 5,5 дней было добыто 13000 куб. м газ, что существенно превышает показатели добычи на этом же месторождении по технологии нагревания – 470 куб. м газа за 5 дней.

В 2012 году компания ConocoPhillips провела успешные испытания новой технологии добычи метана. Компания использовала углекислый газ, чтобы уменьшить давление в скважине и высвободить метан. В результате закачки CO₂ в пробуренную скважину был получен устойчивый приток природного газа в течении 30 дней подряд. Данная технология может рассматриваться как сочетание технологий разгерметизации и введения ингибитора, но она наименее отработана из всех представленных.

В настоящее время совершенно не изученными остаются электромагнитные, акустические, ультразвуковые и виброволновые методы воздействия на газогидраты.

Проблемы и риски, связанные с природными газогидратами

Освоение месторождений севера Западной Сибири с самого начала столкнулось с проблемой выбросов газа из неглубоких интервалов криолитозоны. Эти выбросы происходили внезапно и приводили к остановке работ на скважинах и даже к пожарам. Так как выбросы происходили из интервала глубин выше зоны стабильности газогидратов, то длительное время они объяснялись перетоками газа из более глубоких продуктивных горизонтов по проницаемым зонам и соседним скважинам с некачественным креплением. В конце 80-х годов на основе экспериментального моделирования и лабораторных исследований мерзлого керна из криолитозоны Ямбургского газо-конденсатного месторождения (ГКМ) удалось выявить распространение рассеянных реликтовых (законсервировавшихся) гидратов в четвертичных отложениях. Эти гидраты совместно с локальными скоплениями микробиального газа могут сформировать газоносные пропластки, откуда происходят выбросы при бурении. Присутствие реликтовых гидратов в неглубоких слоях криолитозоны было в дальнейшем подтверждено аналогичными исследованиями на севере Канады и в районе Бованенковского ГКМ. Таким образом, сформировались представления о новом типе газовых залежей – внутримерзлотных метастабильных газ-газогидратных залежах, которые, как показали испытания мерзлотных скважин на Бованенковском ГКМ, представляют собой не только осложняющий фактор, но и определённую ресурсную базу для местного газоснабжения.

Еще одна проблема, возникающая при разработке метана, связана с возможным вредом, который такая разработка может представлять для окружающей среды. Когда залежи располагаются на крутых склонах в непосредственной близости от морского дна, то они служат цементирующим компонентом осадочных пород. Широкомасштабная разработка месторождений может вызвать подводные оползни и, как следствие, разрушительные приливные волны – цунами. Например, разложением газогидратов объясняют действие подводных грязевых вулканов в Каспийском море и у берегов Панамы.

Есть мнение, что так называемое глобальное потепление, при котором температура мирового океана постоянно повышается, может вызвать распад газовых гидратов, это приведет к выбросу огромных количеств метана в атмосферу. Что, в свою очередь, приведет к дальнейшему ускоренному потеплению и распаду новых залежей. Может начаться лавинообразный процесс ускоренного глобального потепления. Это приведет к глобальным климатическим изменениям за время меньше времени человеческой жизни, и может закончиться частичным или даже полным вымиранием человечества (теория метангидратного ружья). Примеры такого глобального вымирания видов, возможной причиной которых были газовые гидраты, известны палеонтологии. Самым ярким из таких примеров является массовое пермское вымирание, произошедшее 251 миллион лет назад и приведшее к вы-



миранию 96 % видов земных организмов. Исследования, проведенные в арктических областях Сибири, показывают, что там уже происходит выброс миллионов тонн метана, а концентрации в некоторых регионах достигают значений, в сто раз превышающих норму. Примером тому может служить ямальская воронка или «воронка газового выброса», появившаяся в тундре осенью 2013 года. Это новый, ранее не наблюдавшийся процесс, который можно рассматривать как реакцию криолитозоны на изменение теплового состояния, приводящего к процессу высвобождения заключенного в верхних горизонтах мерзлоты газа, возможно, в форме реликтовых газогидратов.

В целом природные газовые гидраты составляют весьма сложную многоаспектную проблему. Исследования в этой области необходимо координировать в мировом масштабе, что позволит исключить дублирование работ и потерю времени. Необходима организация единого международного координационного центра по исследованию газогидратов и созданию эффективных технологий их освоения.

Литература:

1. Гинсбург Г.Д., Новожилов А.А. О гидратах в недрах Мессояхского месторождения // Газовая промышленность. – 1997. – № 2.
2. Агалаков С.Е. Газовые гидраты в Туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3. – URL : <http://ross-nauka.narod.ru/02/02-075.html>; http://en.wikipedia.org/wiki/Methane_clathrate; <http://tmnsc.ru/gazovye-gidraty-2013-toplivo-buduschego>
3. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. – 2003. – № 3.
4. Прогноз развития энергетики мира и России на период до 2040 года / ИНЭИ-РАН – Аналитический центр при правительстве РФ, 2013.
5. Софийский И.Ю., Пухлий В.А., Мирошниченко С.Т. Газовые гидраты и энергосберегающие технологии // Сборник научных трудов СНУЯЭиП. – 2011. – Выпуск 1.
6. Гриценко А.И., Истомин В.А. Сбор и промысловая переработка газов на северных месторождениях России. – М. : Недра, 1999.
7. Тимоти С. Коллет, Рик Льюис, Такаши Учида. Растущий интерес к газовым гидратам // журнал Нефтегазовое обозрение.
8. BP Statistical Review of World Energy 2013.
9. World Energy Outlook 2013, IEA.
10. Соловьев В.А. Газогидратоносность недр Мирового Океана // Газовая промышленность. – 2001. – № 12.
11. Агалаков С.Е. Газовые гидраты в Туронских отложениях на севере Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 1997. – № 3.
12. Добров Олег. Разработка месторождений газогидратов : Нефтегазовый форум. – 2011.

References:

1. Ginsburg G.D., Novozhilov A.A. About hydrates in a subsoil of the Messoyakhsky field // the Gas industry. – 1997. – № 2.
2. Agalakov S.E. Gas hydrates in the Turonian deposits in the north of Western Siberia // Geology of oil and gas. – 1997. – № 3. – URL : http://ross-nauka.narod.ru/02/02_075.html; http://en.wikipedia.org/wiki/Methane_clathrate; <http://tmnsc.ru/gazovye-gidraty-2013-toplivo-buduschego>
3. Makogon Yu.F. Natural gas hydrates: distribution, education models, resources // Russian chemical magazine. – 2003. – № 3.
4. The forecast of development of power of the world and Russia until 2040 of year / INEI-RAN – the Russian Government Analytical Centre, 2013.
5. Sofia I.Yu., Pukhly V.A., Miroshnichenko S.T. Gas hydrates and energy saving technologies // Collection of scientific works SNUYaiP. – 2011. – Release 1.
6. Gritsenko A.I., Istomin V.A. Collecting and trade processing of gases on northern fields Russia. – M. : Nedra, 1999.
7. Timothy S. Kollet, Rick Lewis, Takashi Uchida. The growing interest in gas hydrates // the magazine the Oil and gas review.
8. BP Statistical Review of World Energy 2013.
9. World Energy Outlook 2013, IEA.
10. Solov'ev V.A. Gazogidratonosnost's nightingales of a subsoil of the World Ocean // Gas industry. – 2001. – № 12.
11. Agalakov S.E. Gas hydrates in the Turonian deposits in the north of Western Siberia // Geology of oil and gas. – 1997. – № 3.
12. Dobrov Oleg. Development of fields of gas hydrates : Oil and gas forum. – 2011.



УДК 553.98; 550.812

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ КАЛМЫКИЯ НА ОСНОВЕ НОВЕЙШИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

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

Куранов Юрий Вячеславович
ведущий специалист,
Управление ГРП ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
yvkuranov@yandex.ru

Kuranov Yury Vyacheslavovich
Leading specialist,
Exploration Department,
LLC «Lukoil-Engineering»
yvkuranov@yandex.ru

Аннотация. В начале 2000-х годов к изучению недр Республики Калмыкия было привлечено существенное количество нефтегазовых компаний, которыми за последние почти два десятилетия был получен значительный объем новой геолого-геофизической информации по территории Республики. Эти данные, имея ограниченный доступ, ранее не обобщались и не анализировались в целом региону, а также не сопоставлялись с данными изученности прошлых лет. В данной статье представлен авторский анализ новейших данных ГРП за указанный период, предложены наиболее перспективные направления дальнейших поисковых работ на нефть и газ в Калмыкии.

Annotation. In the early 2000s, substantial amount of oil and gas companies were involved in the study of the subsoil of the Republic of Kalmykia. During last two decades, these companies have received a significant amount of newest geological and geophysical information on the territory of the Republic. New data had limited access and wasn't compiled or analyzed for the region as a whole. These data wasn't compared with data from previous years. This paper presents the author's analysis of the newest geological and geophysical data for the specified period. The author offers the most perspective directions of further exploration works in Kalmykia.

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

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

Первые значимые геолого-геофизические данные о геологии и перспективах нефтегазоносности Республики Калмыкия были получены в середине 20 века. В эти же годы в Республике была открыта значительная часть известных на сегодняшний день месторождений углеводородов (УВ). Исследования осуществлялись различными научно-исследовательскими и производственными организациями: «СевКавНИИГаз», «ВНИГНИ», «ВолгоградНИПИнефть», «Запприкаспийгеофизика», «Кавказгеолсъёмка», «Калмнефтегазразведка», «Дагнефть», «Грознефтегеофизика», «Ставропольнефтегеофизика», «ИГИРГИ», «ГИН РАН» и многими др. В виду отсутствия в указанный период единого научно-производственного и научно-исследовательского центра значительный объем фактического материала и данных геолого-геофизических исследований оставался в немалой степени разрознен, не обобщен и не проанализирован в должной мере, что негативно сказалось на эффективности последующих геологоразведочных работ (ГРП). Как следствие, нефтегазодобывающая промышленность Калмыкии все последующие годы базировалась на месторождениях, открытых в Республике в 60–70-ые годы 20-ого столетия, а проводимые в последующие годы ГРП имели незначительный успех.

Начало 2000-х годов ознаменовало собой начало нового этапа в геологическом изучении Калмыкии. К изучению недр Республики ее руководством было привлечено значительное число отечественных и зарубежных нефтегазовых компаний, среди которых «ЛУКОЙЛ», «Калмтатнефть», «Югнефтегаз», «Шелл», «Калмрост», «Калмыцкая нефтегазовая компания», «Лаганьойл», «Евросибойл», «Калмнефть», «Калмнедра», «Кавказтрансгаз», «Ильменскнефть», «Калмгаз», «Калмнефть» и др. Как итог – к середине 2000-х годов практически по всей территории Калмыкии были заключены лицензионные соглашения на геологическое изучение недр, поиски, разведку и эксплуатацию месторождений УВ.

Впоследствии часть выданных лицензий закончили свое действие, часть были отозваны за неполное выполнение недропользователями условий заключенных лицензионных соглашений, и на сегодняшний день значительная часть территории Калмыкии (около 85 %) относится к нераспределенному фонду недр. В тоже время отдельными нефтегазовыми компаниями были успешно выполнены поставленные лицензионными соглашениями задачи. Ими был получен значительный объем новейших геолого-геофизических данных, которые в виду ограниченного доступа, не обобщались и не анализировались в целом по региону, а также не сопоставлялись с данными изученности прошлых лет.

В данной статье представляется оценка перспектив нефтегазоносности Калмыкии по результатам обобщения и анализа значительного объема геолого-геофизического материала, включая новейшие данные, полученные недропользователями в XXI веке.



Анализ комплекса геолого-геохимических данных по составу и свойствам исходного органического вещества пород, характера нефтегазоносности и условий палеотектонического развития региона позволяют выделить на территории Калмыкии две основные области генерации УВ: Восточно-Маньчский прогиб и юго-западную часть Прикаспийской впадины (рис. 1 и рис. 2).

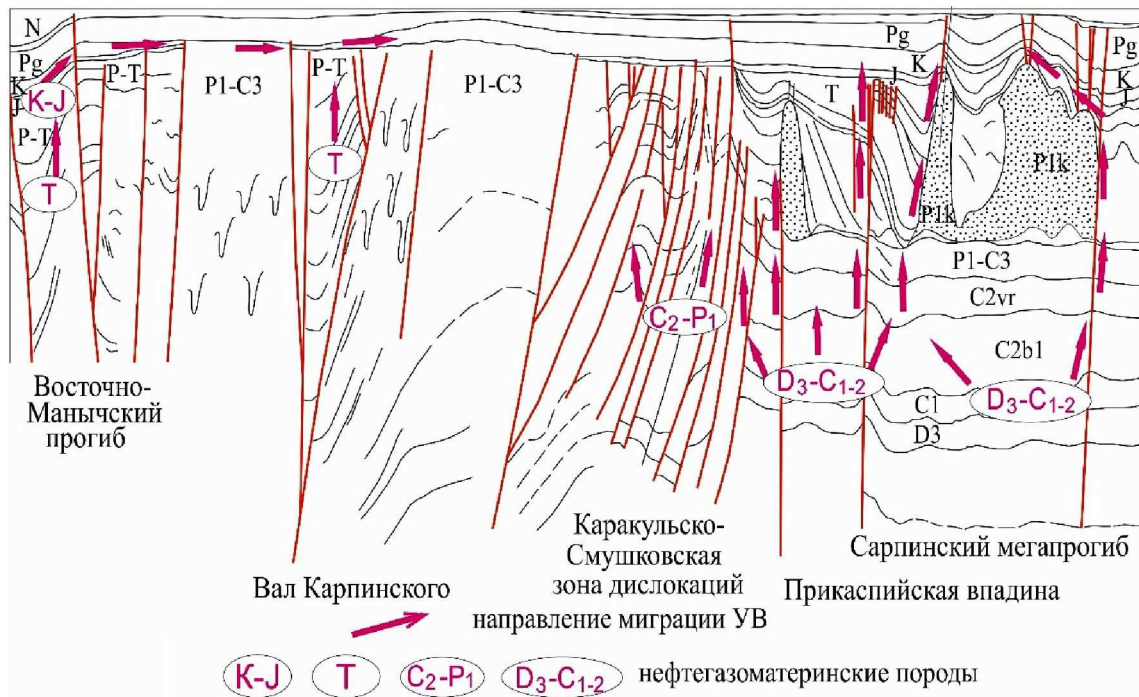


Рисунок 1 – Сейсмогеологический разрез по линии: Восточно-Маньчский прогиб-Вал Карпинского-Каракульско-Смушковская зона дислокаций – Сарпинский прогиб [1, с. 103; 2, с. 132]

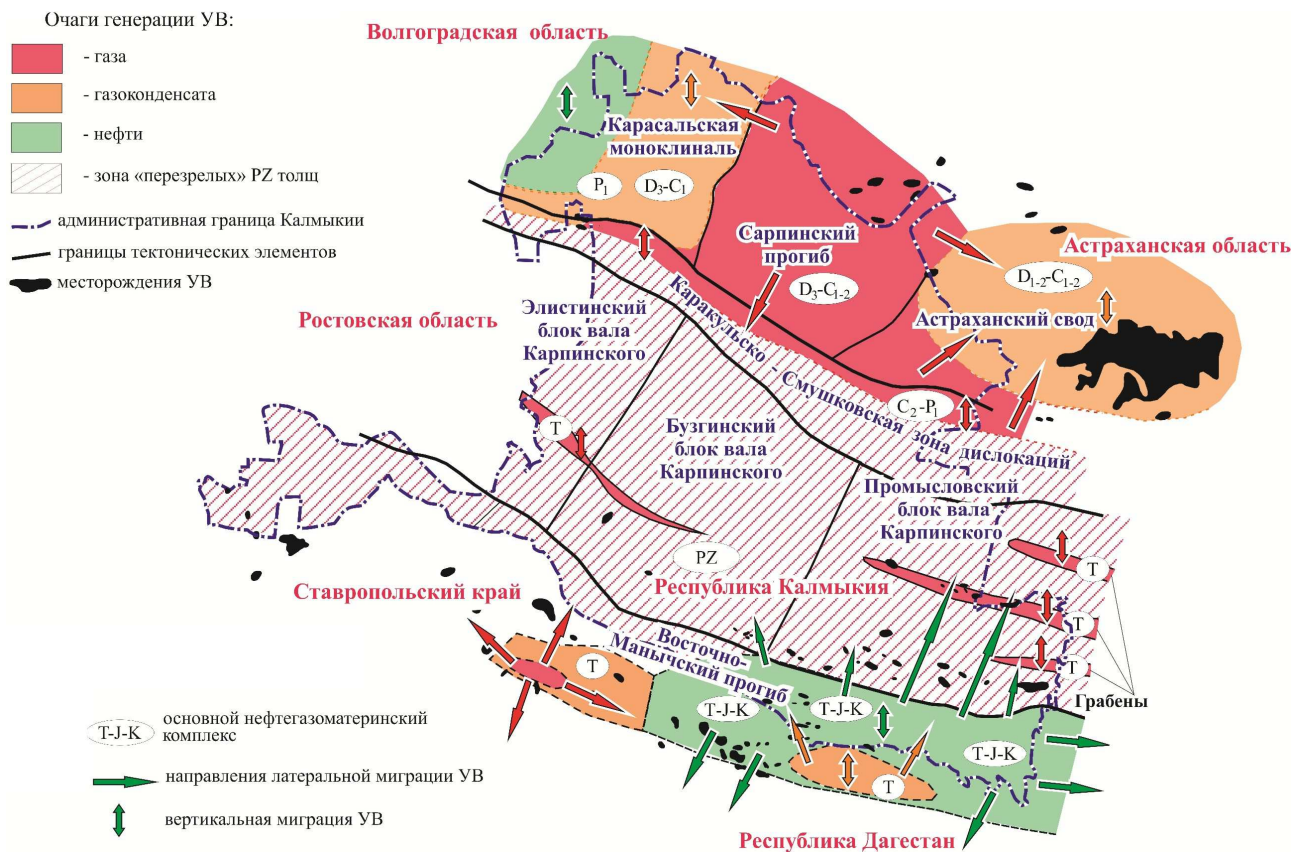


Рисунок 2 – Принципиальная схема очагов генерации и миграции УВ на территории Республики Калмыкия (авт. Ю.В. Куранов, В.Ф. Шарафутдинов, В.В. Калабин, Д.А. Шлыгин)



В Кумо-Маньчском прогибе происходит генерация как нефтяных, так и газовых углеводородов. В Прикаспийской впадине генерационный потенциал нефтегазоматеринских пород в значительной степени исчерпан ввиду достаточно высокой степени катагенетической преобразованности, достигшей уровня генерации газоконденсатов и газов, и только в самой западной части возможна генерация нефти. Также не исключена генерация УВ в триасовых рифтовых структурах в пределах вала Карпинского.

Выявленные геолого-геохимические особенности строения и формирования залежей и анализ геолого-геофизических данных, полученных в XXI веке недропользователями, позволили обосновать основные перспективные направления ГРП на нефть и газ в Калмыкии по стратиграфическим комплексам и территориальному признаку.

К числу наиболее значимых и первоочередных направлений поисковых работ в Республике Калмыкия отнесены: нефтекумская свита нижнего триаса в Восточно-Маньчском прогибе, среднеюрские и нижнемеловые отложения вала Карпинского, среднекаменноугольные калмыцкой части Астраханского свода, нижне- и среднекаменноугольные, а также нижнепермские отложения Карасальской моноклинали [1, с. 103].

Наибольший интерес для дальнейших ГРП в Калмыкии вызывает южная окраина Республики, приуроченная в тектоническом отношении к территории Восточно-Маньчского прогиба. Интерес для поисковых работ здесь представляют триасовые отложения, которые являются не только коллекторскими толщами, но и нефтематеринскими [2, с. 129; 3, с. 56–57].

Основные перспективы нефтегазоносности триасовых отложений в Калмыкии связаны с нефтекумской свитой. Совместная интерпретация данных бурения и результатов сейсмических исследований позволила выявить у южных границ Республики наиболее перспективные для поискового бурения области развития увеличенных толщин нефтекумской свиты – зоны развития органогенных образований [4, с. 49]. В этом контексте первоочередными объектами для изучения нефтекумских отложений на территории Калмыкии являются:

1. Цекертинский риф, в пределах которого установлены признаки нефтегазоносности в скв. 8-Цекертинская;

2. Надеждинско-Озерный риф, простирающимся узкой полосой от скважины 1-Ново-Надеждинская до скважины 1-Южно-Калмыцкая и включающим Барьерное поднятие. По последним данным, продуктивность нефтекумских известняков на Барьерном поднятии уже подтверждена. По последним данным, бурение скважины 1-Барьерная (2017–2018 гг.) позволило открыть в нефтекумских отложениях месторождение им. В.А. Бембеева, что обосновывает необходимость и целесообразность дальнейших поисковых работ на нефтекумскую свиту в пределах Калмыкии.

Кизлярская свита анизийского яруса среднего триаса является еще одним перспективным направлением ГРП в южной части Калмыкии. С данными отложениями связаны промышленные притоки УВ из трещинно-поровых известняков и доломитов на ряде площадей (Гаруновская, Южно-Буйнакская, Байджаевская, Озерная и др.) Дагестана и Ставропольского края. По сравнению с нефтекумской, кизлярская свита имеет менее широкое распространение на территории Калмыкии в современном структурном плане приурочена к Восточно-Маньчскому прогибу. Наибольшие толщины кизлярской свиты отмечаются в центральной части Восточно-Маньчского прогиба (300–400 м) и вблизи акватории Каспийского моря (более 400 м). Еще одна зона повышенных толщин свиты на территории Калмыкии – район Чограйской площади, где толщина отложений свиты превышает 500 м [5, с. 81–82, 86]. Предположительно, в этих прогибах сохранились нефтематеринские породы нижнетриасового возраста, а также широко развиты карбонатно-терригенные отложения, способные аккумулировать УВ.

Самостоятельным направлением ГРП в южной части Калмыкии способны являться узкие, высокоамплитудные, грабенообразные (рифтовые) прогибы в теле палеозойского фундамента, заполненные отложениями тафрогенного комплекса. Подобные объекты локализованы в южной и в осевой части вала Карпинского и имеют достаточные размеры (протяженность в десятки километров) и амплитуду (сотни метров), чтобы представлять поисковый интерес. Примерами подобных объектов являются Зимовниковский и Промысловский тафрогены. В центральной части последнего еще в конце 70-х годов 20-ого столетия рекомендовалось бурение двух параметрических скважин глубиной 4500 и 5500 м [6, с. 84], но эти планы так и не были реализованы.

Не утратили своей актуальности на территории Калмыкии ГРП на отложения юрского и мелового комплексов вала Карпинского и Восточно-Маньчского прогиба. Несмотря на то, что значительная часть месторождений в меловых и юрских отложениях на рассматриваемых территориях была открыта еще в 60–70-ые годы 20 века, углеводородный потенциал данных отложений далеко еще не исчерпан, о чем свидетельствует переинтерпретация геофизических данных. Значительную помощь в поисковых работах могут оказать современные методы сейсморазведки. Выполнение в период с 2004 по 2012 г. на указанных территориях сейсморазведочных работ 2D высокого разрешения уже позволило открыть Долбанское нефтяное месторождение, уточнить геологические модели (и в отдельных случаях прирастить запасы) Тенгутинского, Олейниковского, Межевого, Промысловского, Каспийского, Улан-Хольского и Ермолинского месторождений, выявить для поискового бурения новые потенци-



альные объекты небольших размеров и сложного геологического строения. Кроме того, по-прежнему остаются неисследованными поисковым бурением ряд подготовленных объектов, из которых наибольшим ресурсным потенциалом располагают Джальковская и Антоновская структуры [2, с. 133].

В северной части Калмыкии в границах Прикаспийской впадины основными объектами ГРП являются подсолевые отложения юго-западного склона Астраханского свода и территория Карасальской моноклинали. С этими территориями связана вероятность наиболее крупных открытий скопленных УВ на территории Республики.

В период с 2002 по 2014 гг. в пределах калмыцкой части Астраханского свода силами Астраханской геофизической экспедиции, ЗАО «НП Заприкаспийгеофизика» и ООО «ТНГ-Групп» было отработано сейсморазведочными работами МОГТ 2D 941 пог. км профилей и выполнена переинтерпретация сейсмического материала прошлых лет в объеме 1521 пог. км. Анализ результатов работ позволяет выделить 19 перспективных рифогенных объектов по среднекаменноугольным (башкирским) и верхнедевонским (франско-фаменским) отложениям. Последние можно рассматривать как дополнительный объект поисков, а основные перспективы пока связываются с башкирскими отложениями. Так, на сопредельной с Калмыкией территории Астраханской области локализовано крупнейшее Астраханское газоконденсатное месторождение, приуроченное к башкирским известнякам среднего карбона, а в калмыцкой части Астраханского свода из этих же отложений в ряде скважин фиксировались нефтегазопроявления.

В пределах калмыцкой части Карасальской моноклинали дальнейшего изучения требуют ниже- и среднекаменноугольные отложения, а также подсолевые отложения нижнепермского возраста. Продуктивность днижнекаменноугольных отложений уже установлена более ранними ГРП. На Хонгорском участке недр в период с 2002 по 2005 гг. предприятиями ООО «Геотехсистем» и ОАО «Татнефтегеофизика» выполнялись сейсморазведочные работы 2D, а также переобработка и переинтерпретация сейсмического материала. В 2005 году НПУ «Казаньгеофизика» и ОАО «Татнефтегеофизика» выполняли комплекс геофизических (гравиразведка, электроразведка МТЗ, магниторазведка, электроразведка ЕП) и геохимических исследований. По результатам проведенных исследований в 2006–2007 гг. ОАО «Калмнефтегаз» была пробурена поисковая скважина 1-Хонгорская, установившая газоносность визейского яруса нижнекаменноугольных отложений. Помимо открытого Хонгорского газового месторождения, в пределах калмыцкой части Карасальской моноклинали подготовлены к бурению по каменноугольным отложениям ряд структур (Владимирская, Шарнутская, Валентиновская), которые могут стать первоочередными объектами для последующих ГРП.

В нижнепермских подсолевых отложениях Карасальской моноклинали на текущий момент в Калмыкии открыто лишь одно месторождение – Южно-Плодовитенское нефтяное месторождение в отложениях артинского возраста. В тоже время в пределах моноклинали также имеется ряд подготовленных к бурению структур по нижнепермским отложениям. Некоторые из этих структур были опоскованы бурением в прошлые годы, но с неоднозначными результатами: отдельные скважины были ликвидированы как аварийные, в то время как в них отмечались признаки нефтенасыщенности.

В заключение, оценивая современную степень изученности территории Калмыкии, следует отметить, что она, несмотря на объемы выполненных в последние годы ГРП, остается в целом низкой (табл. 1).

Таблица 1 – Объемы ГРП и степень изученности крупных тектонических элементов на территории Республики Калмыкия [7, с. 196–197]

Тектонический элемент	Площадь (км ²)	Поисково-разведочное бурение		Сейсморазведочные работы		Степень разведанности ресурсов, (%)
		Объем, тыс. м.	Плотность, м/км ²	Объем, (тыс. пог. км)	Плотность, м/км ²	
Вал Карпинского	52640	1011,2	18,8	25,9	0,5	15,9
Юго-западная часть Прикаспийской впадины, в т.ч.:	23360	303,9	12,9	31,5	1,2	0,9
Сарпинский прогиб	13065	228,4	17,4	17,4	1,2	0,2
Карасальская моноклинали	2870	35,6	12,3	4,3	1,5	
Астраханский свод	7425	39,9	5,4	9,8	1,3	
Всего	76000	1315,1	17,3	57,4	0,7	0,4

Крайне низка изученность территории Республики современными методами ГРП, в частности сейсморазведочные работы 3D в Калмыкии на текущий момент выполнялись лишь на Барьерной и Хонгорской площадях. Нельзя не отметить и крайнюю неоднородность в степени изученности территории исследований. На территории Республики по-прежнему немало «белых пятен» – участков, где



геолого-геофизические исследования либо проводились в крайне незначительном объеме, либо не проводились вообще. Но даже по имеющимся геолого-геофизическим данным, можно заключить, что ресурсная база Калмыкии может быть весьма значительна и по-прежнему остается не освоенной. Оценки ресурсной базы Республики (как отдельных исследователей, так и научно-исследовательских институтов) варьируются в широких пределах: от 1,9 млрд т до 13,3 млрд т. Для более точной количественной оценки ресурсной базы Республики необходимы дальнейшие геологоразведочные мероприятия, в т.ч. и по направлениям, рекомендованным автором.

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-Маньчского прогиба в Республике Калмыкия / Ю.В. Куранов и др. // Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Естественные науки. – 2017. – № 2. – С. 128–135.
3. Нефтегазоматеринские отложения Среднего Каспия и его обрамления (Средне-Каспийский нефтегазовый бассейн) : Геология, геодинамика и геоэкология Кавказа / И.В. Золова и др. // Труды Института геологии Дагестанского научного центра РАН. – 2016. – Выпуск 66. – С. 56–59.
4. Перспективы нефтегазоносности нефтекумской свиты в Республике Калмыкия на основе новейших геолого-геофизических данных / Ю.В. Куранов и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 3. – С. 43–51.
5. Савельева Л.М. Триас Восточного Предкавказья. – М. : Наука, 1978. – 90 с.
6. Основные приоритеты новых направлений поисковых работ и перспективы нефтегазоносности триасовых отложений кряжа Карпинского / В.А. Жингель и др. // Недропользование. – 2014. – № 3. – С. 80–87.
7. Сангаджиев М.М. Особенности недропользования на территории Республики Калмыкия. – М.-Берлин : Директ-медиа, 2015. – 231 с.

References:

1. Kuranov Yu.V. Modern assessment of prospects of oil-and-gas content and resource base of the Republic of Kalmykia on the basis of the latest geologic-geophysical these // News higher education institutions. North Caucasus region. Natural sciences. – 2017. – № 1. – P. 101–109.
2. Features of formation of deposits of hydrocarbons and prospect of oil-and-gas content of a mesozoic complex of a shaft of the Karpinsky and East Manychsky deflection in the Republic of Kalmykia / Yu.V. Kuranov, etc. // News of higher education institutions. North Caucasus region. Natural sciences. – 2017. – № 2. – P. 128–135.
3. Oil and gas maternal deposits of the Average of the Caspian Sea and its frame (Average and Caspian oil and gas bearing basin) : Geology, geodynamics and geocology of the Caucasus / I.V. Zolova, etc. // Works of Institute of geology of the Dagestan scientific center RAS. – 2016. – Release 66. – P. 56–59.
4. Prospects of oil-and-gas content of neftekumsky suite in the Republic of Kalmykia on the basis of the latest geologic-geophysical data. V. Kuranov, etc. // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. – 2018. – № 3. – P. 43–51.
5. Savelyeva L.M. Triassic of East Ciscaucasia. – M. : Nauka, 1978. – 90 p.
6. Main priorities of the new directions of search works and prospect of oil-and-gas content of Triassic deposits of a range of Karpinsky / V.A. Zhingel, etc. // Subsurface use. – 2014. – № 3. – P. 80–87.
7. Sangadzhiev M.M. Features of subsurface use in the territory of the Republic of Kalmykia. –M. – Berlin : Direkt-media, 2015. – 231 p.



УДК 622

АНАЛИЗ АЛГОРИТМА ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

ANALYSIS OF THE ALGORITHM OF PLANNING OF OIL PRODUCTION

Мехтиев Фуад Рахим оглы

начальник отдела разработки нормативов смет и энергетических ресурсов, НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан
fuadr.mehdiyev@socar.az

Аннотация. В статье рассмотрена проблема планирования добычи нефти на долгосрочную перспективу. Обосновано применение метода планирования, который корректируется с помощью статистических методов, исходя из прошедшего периода и текущего состояния залежи. Проанализирован алгоритм предлагаемого способа планирования со всеми расчетными показателями эксплуатации по горизонту СП месторождения «Гюняшли» с начала его разработки.

Прослежена динамика изменения во времени технологических показателей эксплуатации: количества добытой нефти и жидкости, обводненности продукции, количества добывающих скважин действующего фонда и их среднесуточных дебитов по нефти. Проанализировано влияние этих показателей друг на друга.

На основе сроков эксплуатации скважин и их количества разработан ковер движения фонда скважин для всего периода эксплуатации горизонта СП. По каждому году эксплуатации сформированы все виды фондов скважин: фонд новых скважин, переходящий фонд и бездействующий фонд.

На основании величины добычи жидкости, добычи нефти и количества добывающих скважин для каждой из 190 скважин и в целом по каждому году их эксплуатации, рассчитаны коэффициенты эксплуатации и коэффициенты изменения добычи нефти. По этим данным построен график динамики изменения этих коэффициентов за весь период разработки горизонта. Проанализирована возможность экстраполяции на перспективу.

Построена диаграмма рассеивания дебитов скважин в асимптотических координатах. Выявлены отклонения результатов при аппроксимации, которые явно выпадают из общей тенденции. Проанализированы эти отклонения в конкретных скважинах.

По выше рассчитанным данным проанализирован алгоритм метода перспективного планирования за весь период эксплуатации горизонта СП на месторождения «Гюняшли», путем сравнения фактического достигнутого уровня технико-экономических показателей с ранее планируемыми.

Ключевые слова: планирование добычи нефти, фонд скважин, дебит скважин, коэффициент эксплуатации, коэффициент изменения добычи нефти.

Mekhtiyev Fuad Rahim

Head of Department of development of standards of estimates and energy resources, NIPI «Neftegaz», SOCAR, Baku, Azerbaijan
fuadr.mehdiyev@socar.az

Annotation. In article the problem of planning of oil production for a long-term outlook is considered. Application of a method of planning which are adjusted by means of statistical methods, proceeding from last period and current state of a deposit is proved. The algorithm of the offered way of planning with all settlement indicators of operation on the horizon of the joint venture of the Gyunyashli field since the beginning of its development is analysed.

Dynamics of change in time of technological indicators of operation is tracked: amounts of the extracted oil and liquid, water contents of products, quantity of production wells of the operating fund and their average daily outputs on oil. Influence of these indicators at each other is analysed.

On the basis of terms of operation of wells and their quantity the carpet of the movement of a well stock is developed for the entire period of operation of the horizon of the joint venture. By every year of operation all types of well stocks are created: the fund of new wells passing fund and an idling well stock.

On the basis of the size of extraction of liquid, oil production and quantity of production wells for each of 190 wells and in general by every year of their operation, a rasschitanykoef-fitsiyenta of operation of an ikoeffitsiyenta of change of oil production. According to these data the schedule of dynamics of change of these coefficients for the entire period of development of the horizon is constructed. The possibility of extrapolation on prospect is analysed.

The chart of dispersion of outputs of wells in asymptotic coordinates is constructed. Deviations of results at approximation which obviously drop out of the general trend are revealed. Proanalizirovanyeti of deviations in concrete wells.

According to above to the calculated data the algorithm of a method of advance planning for the entire period of operation of the horizon of the joint venture on Gyunyashli fields, by comparison of the actual reached level tekhnikoekono-the micheskih of indicators with earlier planned is analysed.

Keywords: oil production planning, well stock, output of wells, operating factor, oil production change coefficient.

Эффективная деятельность нефтедобывающих предприятий в значительной степени зависит от того, насколько достоверно предвидится дальняя и ближняя перспектива их развития, в этих условиях возникает необходимость разработки и применения методики планирования добычи нефти.



Существует несколько подходов планирования объемов добычи нефти. В первом случае это планирование объема добычи нефти отдельно по объектам (горизонтам, пластам), после чего все расчеты суммируются для того, чтобы получить общий плановый объем. Во втором случае это планирование объемов добычи нефти в целом по предприятию с использованием средневзвешенных показателей, рассчитанных с учетом всех объектов.

Планирование начинают с расчета объемов добычи нефти из имеющегося фонда скважин месторождения, который складывается из разных групп скважин, отличающихся по своему назначению и технологическому состоянию. Планируемый объем добычи нефти рассчитывается как сумма объемов добычи нефти на вновь пробуренных скважинах, добычи из переходящего фонда скважин, а также скважинах, введенных из бездействия. Причем в переходящем фонде скважин расчеты целесообразно делить на две части, в зависимости от сроков ввода скважин в эксплуатацию:

- «новые» переходящие скважины, т.е. скважины, впервые введенные в эксплуатацию в предыдущем году;
- «старые» переходящие скважины, т.е. скважины, впервые введенные в эксплуатацию два года назад и более [1].

Алгоритм вышеуказанного метода перспективного планирования проанализирован на нефтеносном горизонте СП (свиты перерыва) месторождения «Гюняшли» с начала его разработки, путем сравнения фактического достигнутого уровня технико-экономических показателей и влияния отдельных факторов на его исполнение.

В настоящее время при планировании добычи нефти за основу принимаются результаты, которые уточняются и корректируются с помощью статистических методов, исходя из прошедшего периода и текущего состояния залежи. Этот метод базируется на статистической обработке данных о добыче и их экстраполяции на перспективу и чем длительнее расчетный период, тем более надежны расчеты [2].

Анализ планирования добычи нефти начинается с изучения каждой скважины как обособленного объекта с целью определения максимальной возможности добычи нефти с учетом геолого-технических условий эксплуатации, сроков ввода в действие скважин и их выбытия. Нефтедобычу планируют при помощи системы показателей, отражающих различные стороны эксплуатации месторождения.

По мере отбора нефти из пласта происходит изменение основных геолого-технических показателей разработки, падают дебиты скважин, изменяется число скважин в фондах, увеличивается обводнение добываемой продукции [3].

Динамика изменения добычи нефти и жидкости с горизонта СП с начала его разработки показаны на рисунке 1. Как видно из совмещенных графиков с каждым годом уменьшается доля нефти в объеме добываемой жидкости, т.е. возрастает обводнение пласта. Если в 2000 году соотношение количества пластовой воды и нефти в добываемой жидкости было 5,8 % и 94,2 %, то в 2015 году – 18,6 % и 81,4 % соответственно.

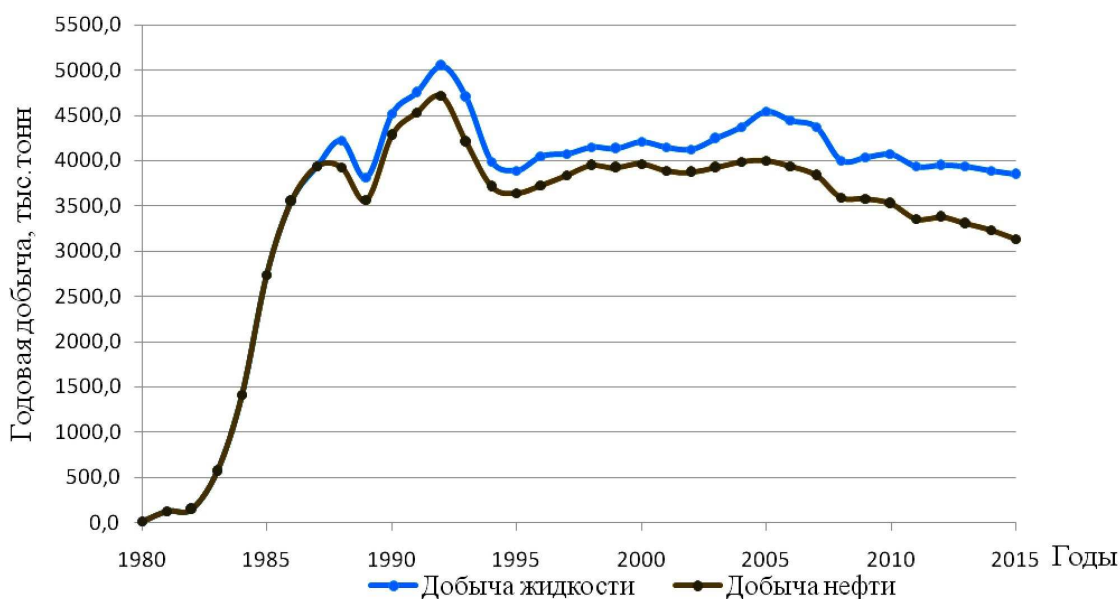


Рисунок 1 – Динамика добычи нефти и жидкости с горизонта СП с начала его разработки

Динамика изменения количества действующего фонда добывающих скважин и их среднесуточных дебитов по нефти с начала разработки горизонта СП показаны на рисунке 2. Как видно из графика, дебит скважин величина непостоянная во времени и на него влияют многие факторы: изменения



пластовых условий, обводнение добываемой продукции, выбытие из эксплуатации высокопродуктивных скважин по разным причинам и т.д.

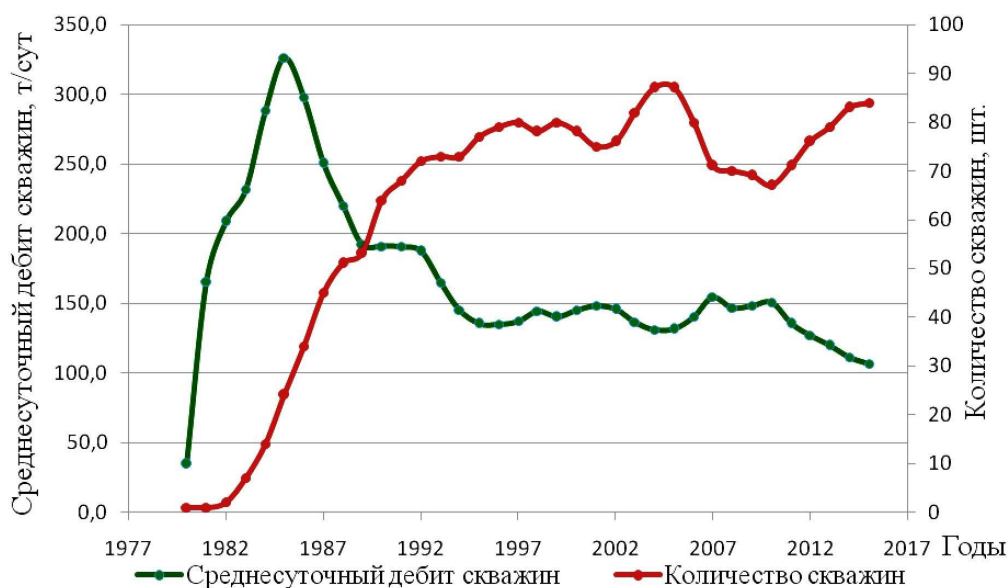


Рисунок 2 – Динамика изменения технологических показателей разработки горизонта СП

Анализируя графики на рисунке 1 и 2 можно сделать вывод, что поддержание темпов добычи нефти, при значительном снижении среднесуточных дебитов и повышении обводненности пласта, происходит за счет введения в эксплуатацию новых добывающих скважин. Этот фактор и позволяет держать довольно стабильную добычу нефти с горизонта СП.

Для целей планирования добычи нефти необходимо отследить движение фонда скважин, которое учитывает деление скважин по категориям, объемы буровых работ, геолого-технические и организационные мероприятия, предусматривающие возможность ввода скважин из бездействия, перевода с одной категории скважин в другую и выбывание скважин из эксплуатации по тем или иным причинам [4].

По каждому году эксплуатации горизонта СП, прежде всего, сформированы фонды скважин. Проанализированы план-графики строительства скважин за все годы. Сделана выборка всех эксплуатационных скважин пробуренных и освоенных на площади «Гюняшли». Отобраны скважины, бурящиеся на горизонт СП – новые скважины из бурения. Номера скважин, бурящихся на другие горизонты, сравнены с номерами скважин эксплуатируемых на горизонте СП в настоящее время. Отобраны скважины, переходящие с других горизонтов на горизонт СП – новые скважины, введенные в эксплуатацию с других горизонтов. На основе выборки новые скважины из бурения и новые скважины, введенные в эксплуатацию с других горизонтов, объединены в категорию «фонд новых скважин».

Проанализированы данные о продолжительности работы каждой скважины (190 штук) за весь период их эксплуатации. На основе сроков эксплуатации скважин и их количества разработан ковер движения фонда скважин по годам для всего периода эксплуатации горизонта СП. По коверу движения скважин для каждого года сформирован переходящий фонд скважин, в том числе:

- переходящие «новые» скважины;
- переходящие скважины из бездействия;
- переходящие «старые» скважины.

По коверу движения фонда скважин просчитана продолжительность промежуточного вывода из эксплуатации каждой скважины по годам. Продолжительное время вывода скважин из эксплуатации принимается как перевод скважин в бездействующий фонд скважин. Дата возвращения скважины в эксплуатацию принимается как введение скважины в эксплуатацию из бездействующего фонда.

На основании вышеуказанных расчетов по годам сформированы все виды фондов скважин, что является одним из главных факторов при анализе алгоритма планирования добычи нефти. На рисунке 3 показана среднегодовая структура рассчитанного фонда скважин при разработке горизонта СП.

К показателям использования эксплуатационного фонда скважин во времени относится коэффициент эксплуатации, учитывающий плановые и внеплановые простои добывающих скважин, который определяется как отношение фактически отработанного времени к календарному времени действующего фонда скважин. Таким образом, этот коэффициент отражает изменение календарного времени работы этих скважин, независимо от их причин.

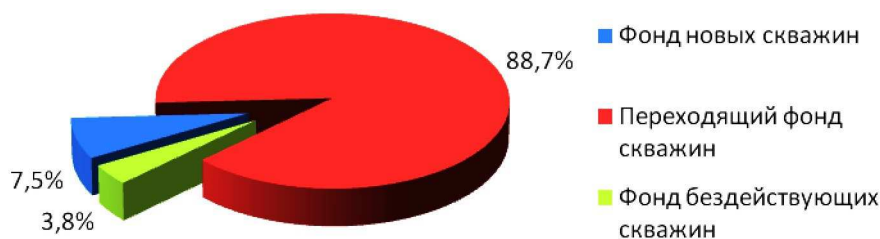


Рисунок 3 – Среднегодовая структура фонда скважин при эксплуатации горизонта СП

За все время разработки горизонта СП рассчитаны коэффициенты эксплуатации по каждой скважине (2360 позиций) и на основе этих расчетов выведены годовые коэффициенты эксплуатации для горизонта СП на месторождении «Гюняшли». По этим данным построен график динамики изменения коэффициентов эксплуатации за весь период разработки горизонта (рис. 4), где путем экстраполяции (красная линия) определяется ожидаемый коэффициент эксплуатации при планировании добычи нефти.

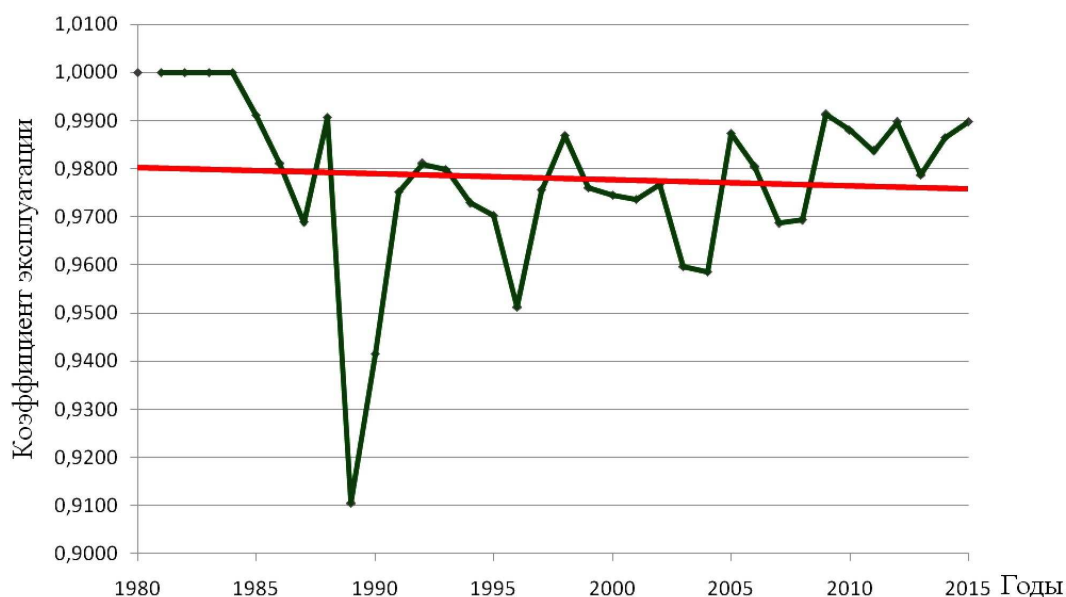


Рисунок 4 – Динамика изменения коэффициентов эксплуатации за весь период разработки горизонта СП

При проверке алгоритма планировании добычи нефти этот коэффициент рассчитывается по годам, в зависимости от количества добывающих скважин.

Еще одной особенностью планирования добычи нефти состоит в необходимости учета изменения текущих дебитов скважин. Это делается с помощью соответствующего коэффициента изменения добычи, определяемого на основе статистических данных.

Основные трудности при определении коэффициента изменения добычи нефти проявляются главным образом в уменьшении доли нефти в продукции скважин, изменении добычи жидкости и изменении фонда скважин, находящихся в эксплуатации.

За весь период разработки горизонта СП, на основании величины добычи жидкости, добычи нефти и количества добывающих скважин для каждой из 190 скважин и в целом по каждому году их эксплуатации, рассчитаны следующие годовые показатели:

- коэффициенты изменения нефтесодержания;
- коэффициенты изменения дебита жидкости;
- коэффициенты изменения количества добывающих скважин.

Произведения величин вышеуказанных показателей и определяют коэффициенты изменения добычи нефти по годам. Эти коэффициенты учитывают влияние геолого-физических и промышленно-технологических факторов на изменение фонда действующих скважин, их производительности и обводненности добываемой продукции.

Результаты проведенного анализа представлен графически (рис. 5). Как видно из графика, на величину коэффициента изменения добычи нефти влияют сразу несколько показателей эксплуатации горизонта СП, поэтому при планировании добычи нефти эта величина всегда расчетная и не подлежит экстраполяции.

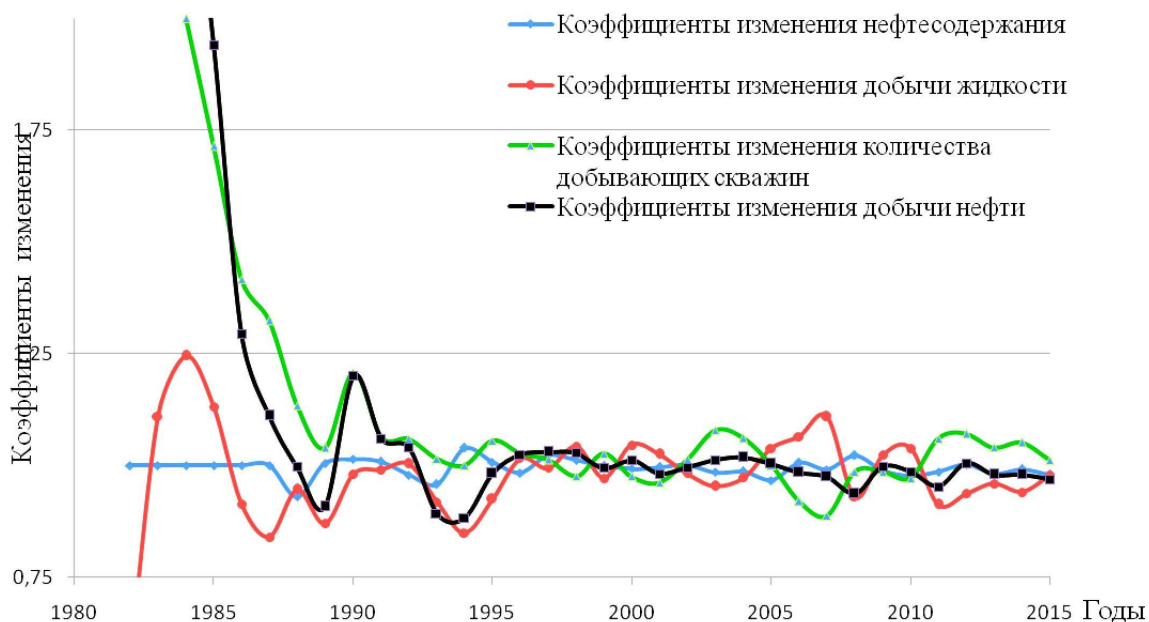


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента изменения добычи нефти от других показателей эксплуатации горизонта СП

Интенсивность отбора нефти из пласта на любом этапе его разработки характеризуют дебиты скважин. За весь период эксплуатации горизонта СП (35 лет) рассчитаны среднегодовые дебиты по каждой из скважин. На основе полученных данных построена диаграмма рассеивания (разброса) дебитов скважин в асимптотических координатах (рис. 6).

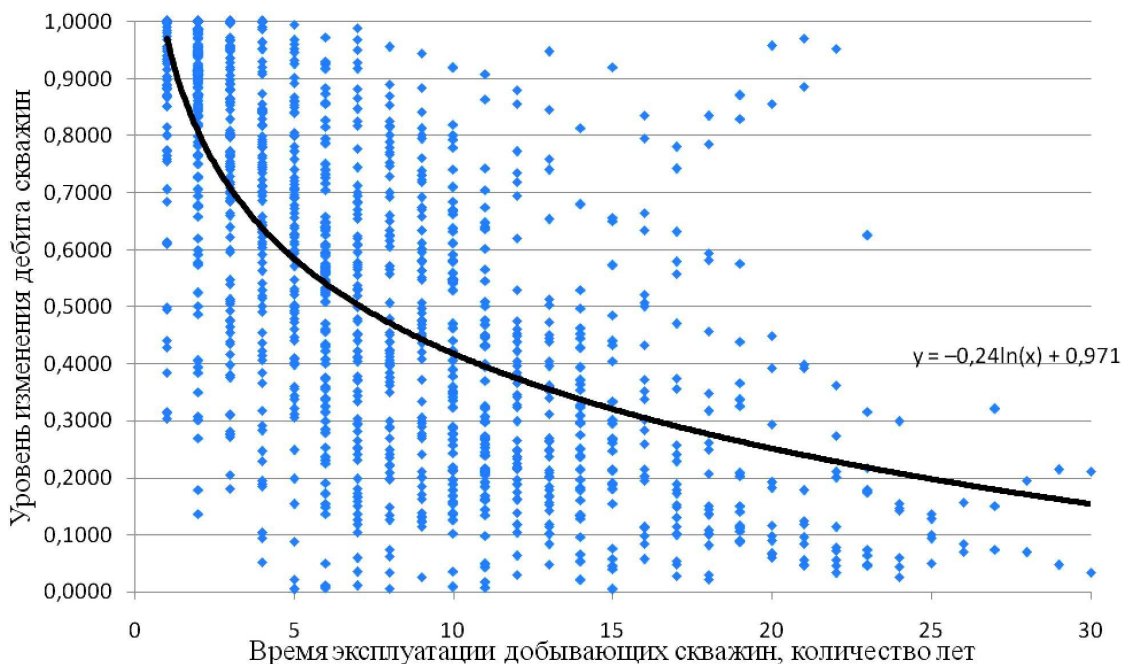


Рисунок 6 – Динамика изменения дебита скважин за весь период эксплуатации горизонта СП

Проведенный анализ точечной диаграммы динамики изменения дебитов скважин от срока их эксплуатации позволил определить тенденцию изменения результатов и осуществить аппроксимацию. Аппроксимирующая линия или линия тендера показывает наличие закономерности изменения результатов, в данном случае дебитов скважин.

Точечная диаграмма на рисунке 5 имеет явно выраженную тенденцию монотонного убывания значений, т.е. суточная добыча нефти в скважинах уменьшается в зависимости от времени их эксплуатации (количества лет) в математической закономерности $y = 0,971 - 0,24\ln(x)$.

Исследуя область рассеивания значений, выявлен целый ряд отклонений результатов от линии тендера, явно выпадающих из общей тенденции. При анализе этих отклонений в конкретных скважи-



нах, выяснилось, что это значительное повышение дебитов происходит после введения скважин из бездействия, проведения ремонтных работ, геолого-технических и организационных мероприятий.

Таким образом, высокие дебиты скважин в исследуемом массиве результатов измерений не являются грубыми погрешностями и не выходят за пределы анализа точечной диаграммы, хотя и подтягивают линию тендера в её тенденции к монотонному убыванию.

По выше рассчитанным данным проанализирован алгоритм метода перспективного планирования за весь период эксплуатации горизонта СП на площади «Гюняшли» путем сравнения фактического достигнутого уровня технико-экономических показателей с ранее планируемыми.

Согласно коври движения фонда скважин для каждого года определен объем добычи из старого фонда скважин, из новых скважин и скважин введенных из бездействия.

Добыча нефти из новых, вновь пробуренных скважин и скважин, введенных из бездействия, определена прямым счетом в зависимости от числа вводимых скважин, их среднесуточного дебита и среднего числа суток их эксплуатации. Добыча нефти из этой категории скважин рассчитана, без каких либо понижающих коэффициентов.

Объем добычи нефти по переходящему фонду скважин определяется с учетом темпов естественного убывания производительности скважин и эффективности эксплуатации фонда скважин [5] . Метод расчета добычи нефти по данному фонду скважин подробно рассмотрен в литературе [1]. Расчетная добыча нефти с этого фонда скорректирована на коэффициенты эксплуатации и коэффициенты изменения добычи.

Суммарный объем планируемой добычи нефти со всех выше перечисленных фондов скважин сравнен с фактически достигнутой добычей нефти по годам. Отклонение планируемых и фактических объемов добычи нефти составляет 0,8–3,6 % в зависимости от года эксплуатации.

Проанализировав полученные проценты отклонений, прослеживается закономерность, что процент отклонения увеличивается при введении значительного количества новых скважин и скважин из бездействия. Это говорит о том, что даже в отдельной гидродинамической системе залежи невозможно со 100-процентной уверенностью, заранее предсказать среднесуточный дебит этих скважин.

Процент отклонения планируемых и фактических объемов значительно не изменяется в те годы, где сравнительно стабильная (пассивная) добыча нефти, т.е. добыча в основном за счет переходящего фонда скважин.

Выводы

1. Проанализированный алгоритм метода планирования, основанного на предшествующем опыте, со всеми расчетными показателями эксплуатации по горизонту СП месторождения «Гюняшли» дает более точный результат прогнозирования добычи нефти.

2. Определены степени влияния каждого технико-экономического показателя, участвующего в расчете плана, на конечные результаты объема добычи нефти.

3. Проведенный анализ и выявленные закономерности изменения различных факторов позволяют оперативно оценивать ситуацию при эффективном осуществлении текущего и долгосрочного планирования добычи нефти.

4. Алгоритм перспективного планирования следует использовать при контроле над ходом его выполнения путем сравнения фактического достигнутого уровня технико-экономических показателей.

Литература:

1. Гаралов А.Ш., Сильвестрова И.Ю. Методический подход к перспективному планированию добычи нефти // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2014. – № 1. – С. 70–74.
2. Чоловский И.П. Спутник нефтегазопромыслового геолога. – М. : Недра, 1989. – 376 с.
3. Бренц А.Д., Тищенко В.Г. Организация, планирование и управление предприятиями нефтяной и газовой промышленности. – М. : Недра, 1986. – 2-е изд. перераб. и доп. – 511 с.
4. Малышев Ю.М., Тищенко В.Е., Шматов В.Ф. Экономика нефтяной и газовой промышленности. – М. : Недра, 1980. – 2-е изд. перераб. и доп. – 279 с.
5. Ксенофонтов М.Ю. Теоретически и прикладные аспекты социально-экономического прогнозирования. – М. : ИНП РАН, 2002.

References:

1. Garalov A.Sh., Silvestrova I.Yu. Methodical approach to advance planning of oil production // Scientific works of NIPI Neftegaz SOCAR. – 2014. – № 1. – P. 70–74.
2. Cholovsky I.P. Companion of the oil and gas geologist. – M. : Nedra, 1989. – 376 p.
3. Brents A.D., Tyshchenko V.G. Organization, planning and management of the oil and gas industry of the enterprises. – M. : Nedra, 1986. – the 2nd prod. reslave. and additional – 511 p.
4. Malyshev Yu.M., Tyshchenko V.E., Shmatov V.F. Ekonomika of the oil and gas industry. – M. : Nedra, 1980. – the 2nd prod. reslave. and additional – 279 pages.
5. Ksenofontov M.Yu. Theoretically and applied aspects of social and economic forecasting. – M. : INP RAS, 2002.



УДК 622:553.98

ТЕХНОГЕНЕЗ В ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМАХ: МАСШТАБЫ И ДИНАМИКА ПРОЯВЛЕНИЯ

TECHNOGENESIS IN FORMATION SYSTEMS: SCALE AND DYNAMICS OF THE MANIFESTATION

Мухаметшин Рустам Закиевич

доктор геолого-минералогических наук,
профессор кафедры
геологии нефти и газа им. акад. А.А. Трофимука,
Казанский федеральный университет;
профессор кафедры
литологии и геологии горючих ископаемых,
Уральский государственный горный университет
geoeng111@yandex.ru

Mukhametshin Rustam Zakiyevich

Doctor of Geological
and Mineralogical Sciences,
Professor of Department geology of oil
and gas of the academician A.A. Trofimuk,
Kazan Federal University;
Professor of Department lithology
and geology of combustible minerals,
Ural state Mining University
geoeng111@yandex.ru

Аннотация. Показана длительность проявления техногенных преобразований в пластовых системах. Наиболее активным агентом техногенных превращений служит закачиваемая из поверхностных источников вода, содержащая кислород. Такая вода оказывает комплексное воздействие на элементы пластовой системы и ухудшает условия выработки запасов нефти.

Annotation. The duration of the technogenic transformations manifestation in formation systems is shown. The most active agent of technogenic transformations is the containing oxygen water from surface sources. Such water has a complex effect on the of the formation system elements and worsens the conditions of oil reserves production.

Ключевые слова: порода-коллектор, нефть, пластовая система, техногенез, заводнение, осложнение, минералогическая трансформация.

Keywords: reservoir rock, oil, formation system, technogenesis, waterflooding, complication, mineralogical transformation.

По И.П. Жабреву и О.А. Черникову (1983), залежь УВ – метастабильная, многокомпонентная система, формирующаяся в течение длительного геологического времени – многих сотен тысяч и миллионов лет; нарушение равновесия происходит первыми же скважинами, вскрывшими залежь, и усугубляется в течение всего времени освоения и разработки.

В настоящее время основной тенденцией развития нефтегазопромысловых технологий является создание и развитие постоянно действующих моделей природно-технологических комплексов добычи и транспортировки углеводородов [1]. Такой подход должен был бы на современном уровне решать практически все задачи нефтегазопромыслового цикла. Однако изучению динамики техногенных процессов не уделяется должного внимания. Одним из «подводных камней» при создании геолого-фильтрационных моделей объектов разработки является неучет физической сущности происходящих в пластовых системах техногенных процессов и, как результат, такие модели оказываются неадекватными реальным условиям объектов разработки [1, 2]. Н.Н. Михайловым обращается особое внимание на эти явления: «...При моделировании и анализе эффективности применяемых технологий нередко возникают значительные трудности, вызванные, с одной стороны, сложностью и неоднозначностью отклика нефтегазовых пластов на технологические воздействия, а с другой, – недостаточным соответствием используемых моделей реальным физико-технологическим условиям пласта» [1, с. 4].

Стабильность уровня нефтедобычи на месторождениях, вступивших в заключительные стадии разработки, определяется рациональным использованием остающихся в недрах запасов. По существу запасы всех месторождений на поздней стадии разработки превращаются (В.Е. Гавура, 2001) в трудноизвлекаемые (ТРИЗ). Для месторождений многих «старых» нефтедобывающих регионов актуальность проблемы определяется необходимостью вовлечения в активную разработку обводненных пластов, запасы которых с применением традиционных технологий вырабатываются крайне низкими темпами и нефтеотдачей.

Проблема трудноизвлекаемых запасов нефти возникла не сразу, но с развитием нефтяной промышленности номенклатура ТРИЗ расширялась (особенно с внедрением методов заводнения), менялись и представления об особенностях распространения этой категории запасов. Исследователи среди прочих ТРИЗ стали выделять и категории, обусловленные техногенными факторами. И.Т. Мищенко (1992) среди основных причин трудной извлекаемости запасов нефти показаны «особенности поведения залежи в процессе ее разработки, связанные с изменениями во времени фильтрационно-емкостных характеристик и зависящие как от выбранной системы разработки, так и от реализуемых градиентов давления». В работе [3] приведена классификация ТРИЗ, в которой с учетом преобладающего осложняющего фактора выделены такие группы (классы) как «с осложнением бурения



скважин и добычи нефти» и «нефтей истощенных, или остаточных». Эти же критерии рекомендовано использовать при определении дифференцированной ставки НДС (Э.М. Халимов, Н.Н. Лисовский, 2005). Нельзя не отметить авторитетное мнение о том, что запасы нефтяных залежей в четвертой стадии в комплексе заслуживают названия «супертрудноизвлекаемых», поскольку они осложнены предшествующими технологическими процессами, недостатками в работе и состоят из нескольких видов трудноизвлекаемых запасов [4].

Краснодарские авторы, отмечая [5], что систему затрудняющих добычу нефти факторов составляют природные и техногенные факторы, взаимодействующие в процессе разработки и формирующие сложную природно-геотехногенную систему, среди них выделяют: а) солеобразование и солеотложение, б) пескообразование, в) повреждение пласта, г) отложения парафинов, д) эмульгирование нефти в воде, е) коррозия. При этом указано, что для находящихся в поздней стадии разработки месторождений деструктивные факторы представляют особую значимость, поскольку они способны привести к непрогнозируемому развитию событий [5].

Рассмотрению геолого-технологических условий, способствующих протеканию тех или иных техногенных процессов, посвящена значительная часть диссертационной работы [6]. В предложенной классификационной схеме трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Урало-Поволжья (рис. 1) выделены следующие подгруппы: 1) технологически измененных, которую целиком составляет класс остаточной нефти, или (по Э.М. Халимову) истощенные; 2) техногенно осложненные – в продуктивных пластах, для которых бурение скважин и/или их эксплуатация сопряжены с осложнениями в пластовых системах; 3) технологически неблагоприятных – глинистые и глиносодержащие коллекторы проницаемостью, как правило, менее 0,5 мкм² [6, 7].

Группы	Подгруппы	Классы
А. Аномальных нефтей	I. Природно-измененных	Залежей, содержащих в пластовых условиях нефти вязкостью > 30 мПа·с
	II. Природно-преобразованных	Залежей тяжелой нефти и природных битумов
	III. Технологически измененных	Остаточной нефти (или истощенные, по Э.М.Халимову) при добыче 70 % НИБ и/или при текущей обводненности добываемой нефти > 90 %
Б. Неблагоприятных коллекторов	IV. Природно-неблагоприятных	1. В пластах (залежах) низкопроницаемых коллекторов (< 0,1 мкм ²). 2. Пластов прерывистых и линзовидных коллекторов с $K_{расп} < 0,5$. 3. В пластах (залежах) с карбонатными коллекторами низкой и средней проницаемости сложного строения. 4. В пластах малой толщины (<2-4 м)
	V. Технологически неблагоприятных	В глинистых и глиносодержащих коллекторах проницаемостью < 0,5 мкм ²
В. Наличие факторов	VI. Повышенной вязкости нефти и неоднородности пластов-коллекторов	1. Пластов зонально-неоднородных ($K_{расп} = 0,5-0,7$), содержащих в пластовых условиях нефти вязкостью от 10 до 30 мПа·с. 2. Пластов (объектов) с высокой посклойной неоднородностью коллекторов, проницаемость которых различается на 1,5-2 порядка, содержащих в пластовых условиях нефти вязкостью от 10 до 30 мПа·с
Г. Техногенно осложненных	VII. Техногенно осложненных	В пластах, для которых бурение скважин и их эксплуатация сопряжены с осложнениями

Примечание: $K_{расп}$ – коэффициент распространения коллекторов по площади пласта (залежи).

Рисунок 1 – Классификационная схема трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Урало-Поволжья

Очевидно, необходимость выделения трех подгрупп запасов, испытывающих заметное влияние техногенеза, имеет место не только на месторождениях Урало-Поволжья, в связи с чем следует обратить внимание и на терминологию.

Технологически измененные нефти – нефти, подвергшиеся изменению физических свойств и/или химического состава под воздействием технологических факторов (закачка «чуждых» вод, температурного фактора и т.п.).

На разрабатываемых длительное время залежах нефти происходят наиболее масштабные изменения в пластовых системах. По мнению многих специалистов метод заводнения в ближайшие десятки лет останется основным методом разработки большинства нефтяных месторождений. Однако накопленный за более чем 60 лет его внедрения опыт свидетельствует о ряде недостатков этого в целом высокоэффективного метода:

- при разработке неоднородных, расчлененных объектов не обеспечивается полнота охвата заводнением пластов, происходит разноскоростная выработка пластов, приводящая к преждевременному обводнению высокопроницаемых и оставлению нефти в малопроницаемых пластах;



- выработка оставшихся запасов в заводняемых пластах осложняется тем, что остаточная нефть «запечатывается» закачанной водой;
- ухудшаются свойства остаточной нефти;
- создаются проблемы и снижаются возможности извлечения оставшихся запасов из невыработанных или слабовырабатываемых и менее проницаемых, смежных с заводняемыми пластов по причине снижения температуры (переохлаждения) в пластовых системах;
- происходят негативные процессы в коллекторах, связанные в первую очередь с минеральными преобразованиями глинистой компоненты пород.

Остаточная нефть в основном находится в таком состоянии, что доизвлечение ее обычными способами разработки крайне затруднено [8]. Наиболее активным фактором изменения свойств нефти и даже минералогического состава пород-коллекторов, как установлено нашими [6, 9–11] и др. исследованиями, является кислородосодержащая вода. Влияние последней тем больше, чем сильнее различия в составе пластовых и закачиваемых вод.

Изучение температурного режима в пластовых условиях девона Ромашкинского месторождения в режиме мониторинга позволило зафиксировать первое значительное снижение пластовой температуры (с 37 до 23 °С) в одной из скважин Миннибаевской площади еще в 1966 г. (через 10 лет после освоения под закачку расположенной на расстоянии 250 м от нее нагнетательной скважины). Следует заметить, что за последующие 10 лет температура пласта снизилась еще на 5 °С. Затем систематические наблюдения за температурой промытой части пласта в пробуренной в том же году вблизи нагнетательного ряда контрольной скважине 5062 Южно-Ромашкинской площади показали, что забойная температура изменяется от 7,5 до 16,8 %, что по существу отражает сезонное колебание температуры закачиваемой воды (Р.Х. Муслимов, 1979).

Впервые задокументировать выпадение твердого парафина в пластах горизонта D_1 Ромашкинского месторождения удалось при исследовании образцов керн из скважин Азнакаевской и Алькеевской площадей [6, 9, 12]. Поэтому наряду с малоизмененными остаточными нефтями следует выделять отдельно категорию техногенно измененных нефтей, которые считаются остаточными, особо преобразованными. Изменение их дисперсного состояния обусловлено коагуляцией асфальтенов или/и твердых парафинов. Выпадение последних в виде осадка в пористой среде оказывает существенное влияние как на фильтрационные характеристики пластов, так и на степень извлечения нефти.

Значительные изменения в процессе формирования состава изученных нами остаточных нефтей наблюдаются в распределении в них углеводородов. С помощью ГЖХ осуществлялось разделение углеводородной части нефтей на индивидуальные алканы *n*- и *изо*-строения, начиная с C_{12} . Установлено, что если в добываемых нефтях максимум содержания нормальных алканов приходится на углеводороды C_{12-17} , то в остаточных нефтях этот максимум сдвинут в область их более высокомолекулярных (до C_{19}) гомологов; а для образцов с твердыми парафинами – до C_{26} (рис. 2).

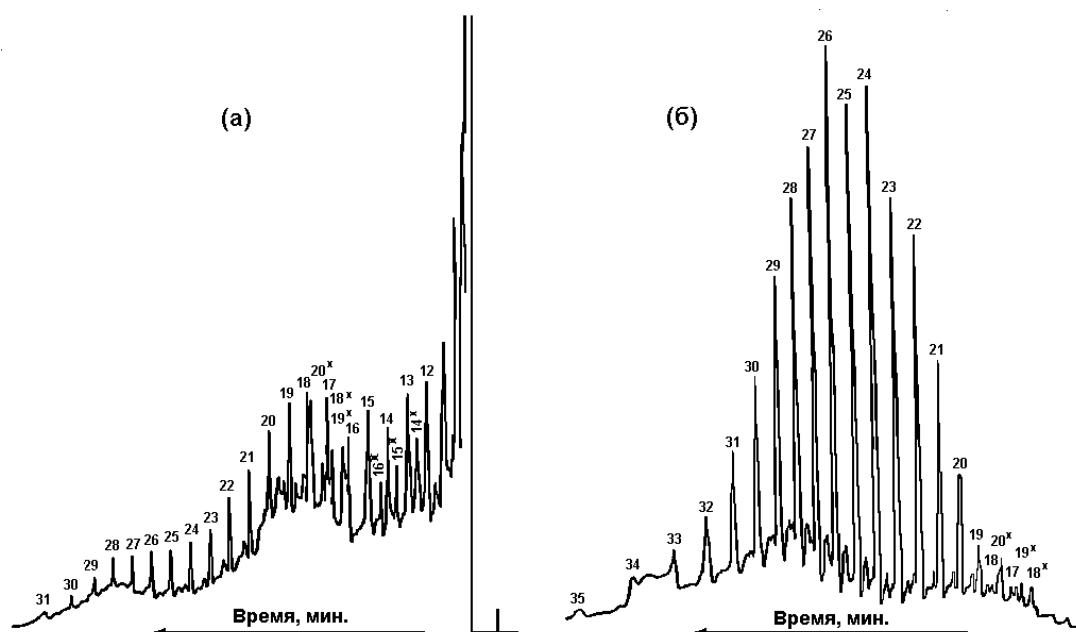


Рисунок 2 – Хроматограммы добываемой (а) и остаточной (б) нефти из скв. 23436 Азнакаевской площади (по Л.М. Петровой и др. [9]):

цифрами отмечено число атомов углерода в молекуле алкана, индексом «х» – изопреноидные углеводороды



Обращает на себя внимание характер проявления процесса парафиноотложения по разрезу пласта: оно, как правило, ограничивается верхней, менее проницаемой частью и является результатом длительной прокачки больших объемов холодной воды по высокопроницаемым промытым слоям в средней и нижней частях пласта [6, 12].

Помимо нарушения температурного равновесия в пластовых системах, по нашему мнению, весьма активным фактором изменения свойств нефти и даже минералогического состава пород-коллекторов, является также длительное воздействие кислородосодержащей воды [6]. Влияние последней тем явственнее, чем сильнее различия в составах закачиваемых и пластовых вод. Интересные данные получены при исследовании термическим методом ОВ и экстрактов нефти из пород пластов горизонта D_1 Миннибаевской и Зеленогорской площадей Ромашкинского месторождения. Для анализа результатов исследований внутри групп образцов с каждого участка были выделены по три подгруппы образцов из пластов (или их частей) с разной степенью вытеснения нефти, или текущей нефтеотдачей – до 0,2; 0,2–0,4 и более 0,4. Сопоставление зависимостей «содержание ОВ – показатель I/II, или $\Delta M_I/\Delta M_{II}$ », «степень выработанности пласта – содержание ОВ» и «степень выработанности пласта – показатель I/II» по группам образцов из пластов, заводняемых пресными (речными) и сточными водами (рис. 3) позволило прийти к определенным выводам. Так, заводнение пластов сточными водами сопровождается снижением содержания ОВ в керне, но показатель I/II при этом остается стабильным. При заводнении же коллекторов пресными водами с увеличением степени выработанности пласта доля легких и средних фракций в органическом веществе пород экспоненциально снижается, а общее содержание ОВ в керне несколько возрастает (см. рис. 3). При этом происходит окисление нефти кислородом, доля связанной с породой нефти заметно возрастает и уменьшаются потери УВ при извлечении керна. Как показал анализ экстрактов, всё это сопровождается возрастанием в нефти доли гетерокомпонентов в виде кислот и сульфоксидов.

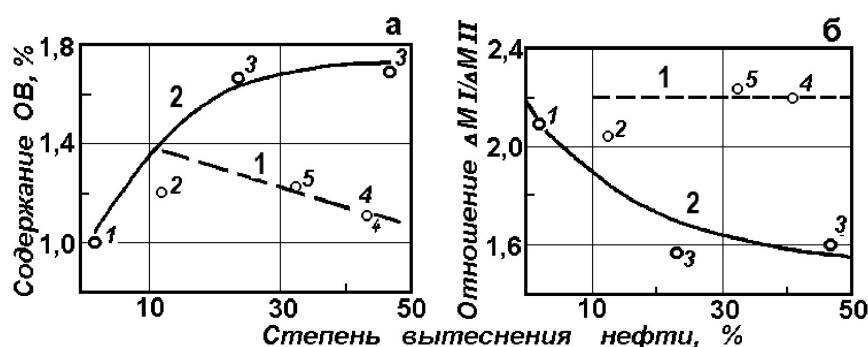


Рисунок 3 – Зависимости содержания ОВ (а) и показателя фракционного состава $F = \Delta M_I/\Delta M_{II}$ (б) от степени вытеснения нефти сточной (1) и пресной (2) водой: цифры у точек – количество образцов

Техногенно (технически) осложненные запасы нефти – запасы, эффективная выработка которых затруднена факторами технического плана, обуславливающими такие важные элементы техники и технологии добычи нефти как способ вскрытия надпродуктивной толщи, существенное изменение конструкции скважин и т.д.

В скважинах эксплуатационного фонда, вскрывающих продуктивные горизонты, могут реализовываться негативные явления, связанные с специфическими свойствами перекрывающих пород или пластов промежуточной толщи. Так, освоение продуктивных пластов в кыновских (тиманских) отложениях девона (горизонт D_0), имеющих распространение на северных площадях Ромашкинского месторождения, оказалось сопряженным с трудностями технологического и технического плана: мероприятия по поддержанию пластового давления в пласте привели к систематическому выбытию нагнетательных скважин из действующего фонда. Только за первые 20 лет эксплуатации нагнетательных скважин ликвидировано или переведено на другие горизонты более 50 скважин. Основными формами проявления аварийных ситуаций являются вываливание пород на забой через перфорационные отверстия с прихватом подземного оборудования и смятие эксплуатационной колонны, часто с разрывным смещением, или срезанием; нередко фиксируется сочетание обеих форм. Накопленные факты позволяют констатировать следующее: а) негативные явления проявляются в призабойной зоне не сразу, а спустя несколько (обычно 4–6) лет после начала нагнетания слабominерализованной воды; б) сужение ствола скважины происходит вблизи интервала перфорации; в) породы, вывалившиеся на забои скважин, представлены глинистыми породами и алевропесчаниками; г) в процессе бурения проявления аварийных интервалов не наблюдалось [13].

При детальном изучении как керна материала, так и образцов пород, вывалившихся на забои аварийных скважин, удалось выявить в толще аргиллитов практически весь ряд катагенетической



иллитизации смектитов, включающий ректоритовые фазы (В.А. Дриц, Б.А. Сахаров, 1976). В керне скважин 22245 Сармановская и 31015 Холмовская обнаружены слои глин зеленовато-серых, вязкопластичных, легко размокающих в воде, главным минералом которых является слабоизмененный смектит. Причина появления монтмориллонитовой глины на несвойственной ей глубине (>1600 м) установлена по диагностируемым на уровне малых концентраций индикаторным минералам камуфлированной пирокластики [11, 14].

Показано, что сжатие (смятие) эксплуатационных колонн может происходить в результате совместного действия нескольких факторов: а) наличия в исходной породе монтмориллонитовой составляющей пирокластической природы, не полностью преобразованной в Fe-иллит; б) проникновения закачиваемой кислородсодержащей воды в потенциально опасные участки разреза и реализации механизма техногенной монтмориллонитизации смешанослойных фаз, превращающей породу в систему с малым сопротивлением сдвигу; в) разбухания глин монтмориллонитового состава и, как следствие, дробление и выдавливание сопредельных слоев пород на забой [6, 14].

Технологически неблагоприятные запасы нефти – запасы, при выработке которых необходимо существенным образом менять технологию воздействия на продуктивные пласты. Так, на Ромашкинском месторождении технологический фактор играет весьма существенную роль для пластов, представленных глинистыми и глиносодержащими коллекторами. С ними связаны значительные запасы углеводородов, вовлечение которых в активную разработку является одной из первоочередных задач на крупных месторождениях Татарстана. Литологически глинистые коллекторы представлены широкой гаммой пород от алевролитов до песчаников различной зернистости. Классические терригенные коллекторы в практике разработки месторождений углеводородов литологически характеризуются двумя составляющими – терригенная матрица, представленная классическим материалом, и поровое пространство. При этом терригенная матрица рассматривается как инертная в процессе разработки месторождений. В глинистых коллекторах в отличие от «чистых» разностей следует, по нашему мнению [15], выделять три составляющих – минерально-кластическая матрица, поровое пространство и активная тонкодисперсионная часть. Динамическая активность последней составляющей глинистых коллекторов определяется набором минералов, их количественными соотношениями и особенностями локализации в кластической матрице, т.е. текстурной характеристикой. Глинистые минералы являются образованиями с неустойчивой кристаллохимической структурой и активными поверхностными свойствами, что определяет их роль в литогеохимическом равновесии системы «нефть – порода-коллектор».

Как показали исследования на керновом материале из горизонта Д₁ Ромашкинского месторождения [10, 11, 16], основную роль в глинистой составляющей породы часто играет слюда политипа 1М-1МД, частично обладающая турбостратической, унаследованной от исходного «пеплового» монтмориллонита структурой.

Причину снижения фильтрационных характеристик пластов в результате закачки слабоминерализованных вод нельзя сводить только к появлению способных к набуханию минералов, имеющих исходную пирокластическую природу. Процесс «обратной» трансформации однослойных железистых слюд сопровождается их частичной диспергацией и мобилизацией потоком флюида. Тонкодисперсная монтмориллонитовая составляющая такой суспензии не может обладать большой подвижностью за счет быстрой коагуляции в объеме мелких пор, содержащих связанную высокоминерализованную воду и поэтому монтмориллонит накапливается вблизи границ промытых зон. Напротив, более крупные частицы слюды, несущие больший и соответствующий по знаку скелета породы поверхностный заряд, могут транспортироваться потоком на значительные расстояния, что подтверждается изучением минерального состава осадков с установок по первичной подготовки нефти [6, 10, 11].

На рисунке 4 приведена дифрактограмма такого материала, полученная методом высокочувствительной съёмки. Как и следовало ожидать, основная его масса представлена продуктами химических реакций, протекавших за пределами пласта: кальцитом, арагонитом, доломитом, гипсом, гетитом, лепидокрокитом. В виде примесей наблюдается кварц и альбит. Но преобладающим минералом среди явно привнесённых с попутно добываемой водой является слюда, базальные отражения которой в области 0,1 и 0,2 1/Å не содержат признаков смешанослойности. Среди других глинистых минералов надёжно устанавливается только примесь каолинита, а монтмориллонит практически отсутствует. Кроме того, отмечаются слабые, но вполне достаточные для однозначной интерпретации отражения клиноптилолита и амфибола, что косвенно подтверждает заметную роль пирокластики при формировании продуктивных пластов.

Закачка «чуждой» воды в продуктивный пласт сопровождается изменениями минерального состава коллекторов, что приводит к диспергации глинистых минералов и перекрытию поровых каналов, что характерно для низкопродуктивных пластов. Кроме того, под воздействием снижения пластового давления в глиносодержащих коллекторах происходят необратимые деформационные явления [17, 18]. Для пластов с пониженной проницаемостью это может приводить к масштабным безвозвратным потерям нефти в недрах. Очевидно, избежать или максимально уменьшить воздействие данного технологиче-



ского фактора возможно при организации своевременной внутрискважинной перекачки воды из нижележащего водоносного горизонта в продуктивный горизонт.

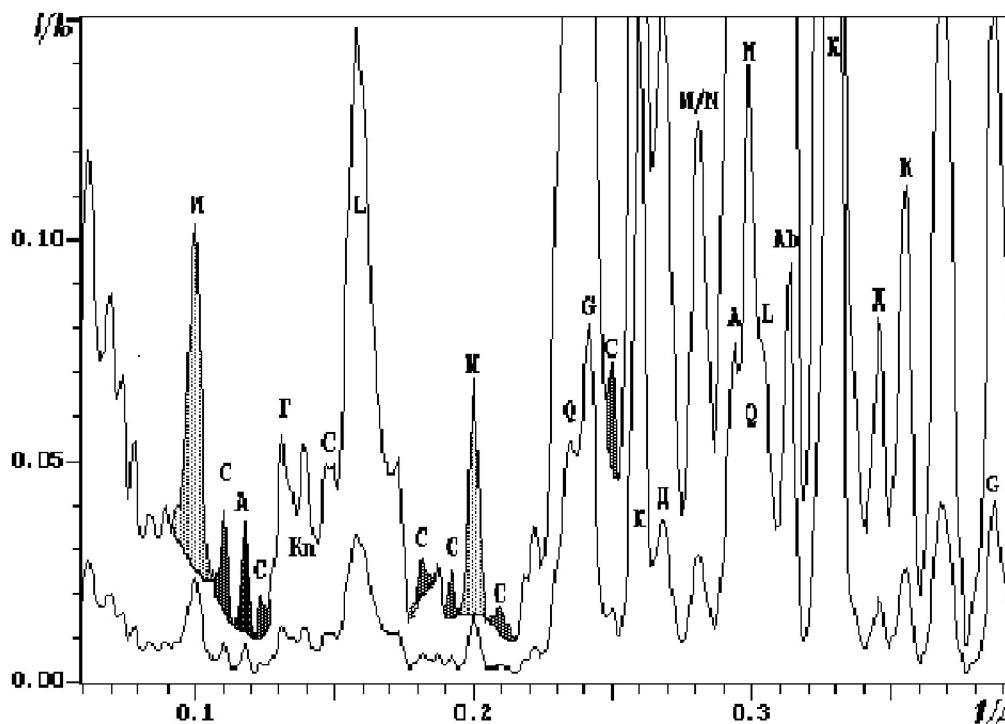


Рисунок 4 – Дифракционная картина осадка с установки первичной подготовки нефти НГДУ Джалильнефть; высокочувствительная съемка;
отражения: К – кальцит; А – арагонит; Q – кварц; Д – доломит; И – иллит; Ab – альбит; С – клиноптилолит; Am – амфибол; Г – гипс; G – гетит; L – лепидокрокит; Кп – каолинит; Am – амфибол; И/М – иллит-сметитовый органокомплекс.

Остальные из возможных факторов оказывают на рассмотренном нами Ромашкинском месторождении обычно «местное» воздействие. Его масштаб невелик, часто заранее predetermined специалистами по повышению нефтеотдачи и может быть выявлен, в частности, методами резервуарной геохимии [19].

Таким образом, наибольшие масштабы техногенных процессов происходят при заводнении продуктивных пластов из поверхностных источников. Процессы эти достаточно длительные и в основном начинают проявляться спустя десятилетие и более. Однако темпы минералогических трансформаций в коллекторах и в породах покрышках значительно выше. В то же время имеются примеры, например [20], когда в принципе локальное, как бы точечное воздействие на продуктивный пласт, но обусловленное массовым применением гидроразрыва в вводимых в эксплуатацию скважинах, приводило к резкому снижению эффективности выработки запасов нефти и снижению нефтеотдачи.

Литература:

1. Михайлов Н.Н Физика нефтяного и газового пласта (Физика нефтегазовых систем). – М. : Макс-пресс, 2008. – Т. 1. – 447 с.
2. Мухаметшин Р.З. Нужен ли регламент на инновационное проектирование разработки нефтяных месторождений // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 2. – С. 70–86.
3. Халимов Э.М. Геотехнологии разведки и разработки нефтяных месторождений / Избранные труды (1958–2000). – М. : ИГиРГИ, 2001. – 656 с.
4. Совершенствование разработки нефтяных месторождений в завершающей стадии / Н.Н. Лисовский, М.М. Иванова, В.Ф. Базив, В.А. Малюгин // Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей (четвертой) стадии : сборник докладов. – М. : НП НАЭН, 2008. – 356 с.
5. Антониади Д.Г., Савенок О.В. Факторы, затрудняющие добычу нефти (ФЗДН): классификация и систематизация // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 6. – С. 22–27.
6. Мухаметшин Р.З. Геологические основы эффективного освоения и извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти : автореф. дисс. ... д-ра геол.-минер. наук. – М. : ИГиРГИ, 2006. – 52 с.
7. Мухаметшин Р.З. Классификационные признаки трудноизвлекаемых запасов (на примере месторождений Татарстана) // Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов / матер. Междунар. науч.-практич. конфер. – Казань : Изд-во «Фэн», 2008. – С. 300–304.



8. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. – М. : Недра, 1991. – 347 с.
9. Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З., Юсупова Т.Н. и др. Состояние остаточных нефтей длительно разрабатываемых месторождений // Приоритетные методы увеличения нефтеотдачи пластов и роль супертехнологий. – Казань : Новое Знание, 1998. – С. 336–338.
10. О возможных причинах снижения нефтеотдачи терригенных коллекторов на Ромашкинском месторождении / Р.Х. Муслимов., Г.А. Кринари, М.Г. Храмченков, Р.З. Мухаметшин // Проблемы обеспечения запасами углеводородов в республиках и областях Волго-Камского региона : докл. засед. «Круглого стола» 10–11 ноября 1998 г. – Казань : Мастер Лайн, 2000. – С. 136–147.
11. Мухаметшин Р.З., Кринари Г.А. Палеовулканизм и процессы нефтедобычи (на примере Ромашкинского месторождения) // Поиски и освоение нефтяных ресурсов Республики Беларусь : Сб. науч. тр. БелНИПИнефть. – Гомель : БелНИПИнефть, 1999. – Вып. 3 – С. 13–26.
12. Мухаметшин Р.З., Зевакин Н.И. Геологические условия и технологические причины выпадения твердых парафинов в поровом пространстве девонских пластов Ромашкинского месторождения // Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов / матер. Междунар. науч.-практич. конфер. – Казань : Изд-во «Фэн», 2007. – С. 445–448.
13. Анализ причин ликвидации нагнетательных скважин в НГДУ «Джалильнефть» / Г.А. Кринари, Р.З. Мухаметшин, И.М. Салихов и др. / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань : Новое Знание, 1998. – С. 192–198.
14. Кринари Г.А., Храмченков М.Г., Мухаметшин Р.З. Причины и механизм разрушения стенок скважин в кыновских глинах // Геоэкология. Инженерная геология. Гидрогеология. Геоэкология. – 2001. – № 4. – С. 357–364.
15. Изотов В.Г., Мухаметшин Р.З., Ситдикова Л.М. Влияние динамики структур терригенных коллекторов на процессы нефтеотдачи // Геология и разработка нефтяных месторождений : тезисы докладов научно-практической конференции, посвященной 50-летию Татарской нефти. – Альметьевск : ПО «Татнефть», 1993. – С. 104–106.
16. Оживление глиносодержащих пластов на Ромашкинском нефтяном месторождении / Р.Х. Муслимов, Р.З. Мухаметшин, В.Н. Долженков и др. / Опыт разведки и разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Камского региона. – Казань : Новое Знание, 1998. – С. 207–211.
17. Белонин М.Д., Славин В.И. Деформации продуктивного пласта в процессе разработки залежей нефти и газа (теория и методические приемы выбора оптимальных режимов разработки) // Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений : тр. науч.-практич. конфер. – Казань : Экоцентр, 1999. – Т. 2. – С. 244–258.
18. Мухаметшин Р.З., Боровский М.Я., Богатов В.И. Деформационные явления при техногенном воздействии на продуктивные пласты: факты и прогнозная оценка // Нефть. Газ. Новации. – 2011. – № 3. – С. 47–52.
19. Геохимическое исследование нефтей на поздней стадии разработки месторождения / Т.Н. Юсупова, Е.Е. Барская, Г.Н. Гордадзе и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 3. – С. 38–40.
20. Запывалов Н.П. Динамика жизни нефтяного месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2011.pdf

References:

1. Mikhaylov N.N of the Physicist of oil and gas layer (Physics of oil and gas systems). – М. : Max press, 2008. – V. 1. – 447 p.
2. Mukhametshin R.Z. Whether the regulations on innovative design of development of oil fields // Oil are necessary. Gas. Innovations. – 2013. – № 2. – P. 70–86.
3. Khalimov E.M. Geotechnologies of exploration and development of oil fields / Chosen works (1958–2000). – М. : IGandRGI, 2001. – 656 p.
4. Improvement of development of oil fields in a closing stage / N.N. Lisovsky, M.M. Ivanova, V.F. Baziv, V.A. Malyugin // Methods of increase in efficiency of development of oil fields in the finishing (fourth) stage : collection of reports. – М. : NP NAEN, 2008. – 356 p.
5. Antoniadi D.G., Savenok O.V. The Factors Complicating Oil Production (FZDN): classification and systematization // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – 2012. – № 6. – P. 22–27.
6. Mukhametshin R.Z. Geological bases of effective development and extraction of hardly removable reserves of oil : autoref yew. ... Dr.s geol.-miner. sciences. – М. : IGandRGI, 2006. – 52 p.
7. Mukhametshin R.Z. Classification signs of hardly removable stocks (on the example of fields of Tatarstan) // Current problems of a late stage of development of oil and gas extraction regions / a mater. Mezhdunar. scientific and practical konfer. – Kazan : Fen publishing house, 2008. – P. 300–304.
8. Methods of extraction of residual oil / M.L. Surguchev, A.T. Gorbunov, D.P. Zabrodin, etc. – М. : Nedra, 1991. – 347 p.
9. Petrova L.M., Mukhametshin R.Z., Yusupova T.N., etc. The state residual nefty is long the developed fields // Priority methods of increase in oil recovery of layers and a role of supertechnologies. – Kazan : New Knowledge, 1998. – P. 336–338.
10. About the possible reasons of decrease in oil recovery of terrigenous collectors on the Romashkinsky field / R.H. Muslimov, G.A. Krinari, M.G. Hramchenkov, R.Z. Mukhametshin // Problems of providing hydrocarbons with stocks in the republics and areas of the Volga-Kama region : report of a meeting «A round table» on November 10–11, 1998 – Kazan : Master Lyne, 2000. – P. 136–147.
11. Mukhametshin R.Z., Krinari G.A. Paleovulkanizm and processes of oil production (on the example of the Romashkinsky field) // Search and development of oil resources of Republic of Belarus : Collection of scientific works Belnipineft. – Gomel : Belnipineft, 1999. – Issue 3. – P. 13–26.



12. Mukhametshin R.Z., Zevakin N.I. Geological conditions and the technological reasons of loss of solid paraffin in pore space of the Devonian layers of the Romashkinsky field // Increase of oil recovery of layers at a late stage of development of oil fields and complex development high-viscosity neftly and natural bitumens / a mater. Mezhdunar. scientific and practical konfer. – Kazan : Fen publishing house, 2007. – P. 445–448.

13. The analysis of the reasons of elimination of delivery wells in NGDU Dzhailineft / G.A. Krinari, R.Z. Mukhametshin, I.M. Salikhov, etc. / Experience of exploration and development of Romashkinsky and other large oil fields of the Volga-Kama region. – Kazan : New Knowledge, 1998. – P. 192–198.

14. Krinari G.A., Hramchenkov M.G., Mukhametshin R.Z. The reasons and the mechanism of destruction of walls of wells in the kynovskikh clays // Geoecology. Engineering geology. Hydrogeology. Geocryology. – 2001. – № 4. – P. 357–364.

15. Izotov V.G., Mukhametshin R.Z., Sitdikova L.M. Influence of dynamics of structures of terrigenous collectors on processes of oil recovery // Geology and development of oil fields : theses of reports of the scientific and practical conference devoted to the 50 anniversary of the Tatar oil. – Almet'yevsk : PO Tatneft, 1993. – P. 104–106.

16. Revival of clay-containing layers on the Romashkinsky oil field / R.H. Muslimov, R.Z. Mukhametshin, V.N. Dolzhenkov, etc. / Experience of exploration and development of Romashkinsky and other large oil fields of the Volga-Kama region. – Kazan : New Knowledge, 1998. – P. 207–211.

17. Belonin M.D., Slavin V.I. Deformations of productive layer in the course of development of deposits of oil and gas (the theory and methodical methods of the choice of the optimum modes of development) // High-viscosity oil, natural bitumens and residual oil of the developed fields : work scientific and practical konfer. – Kazan : Ecocenter, 1999. – V. 2. – P. 244–258.

18. Mukhametshin R.Z., Bohr M.Ya., Bogatov V.I. The deformation phenomena at technogenic impact on productive layers: facts and projection // Oil. Gas. Innovations. – 2011. – № 3. – P. 47–52.

19. Geochemical research of mining, neftly at late stage / T.N. Yusupova, E.E. Barskaya, G.N. Gordadze, etc. // Oil economy. – 2006. – № 3. – P. 38–40.

20. Zapivalov N.P. Dynamics of life of the oil field // Oil and gas geology. Theory and practice. – 2011. – V. 6. – № 3. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/6/27_2011.pdf



УДК 622

ВИБРАЦИОННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫЕ УГОЛЬНЫЕ ПЛАСТЫ ИСТОЧНИКАМИ НАЗЕМНОГО И ШАХТНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

VIBRATION IMPACT ON LOW PERMEABLE COAL SEAMS BY GROUND AND MINE SOURCES

Павленко Михаил Васильевич

кандидат технических наук, доцент, кафедра БЭГП, Национальный исследовательский технологический университет НИТУ «МИСиС» (горный институт)
mihail_mggy@mail.ru

Аннотация. Увеличение проницаемости угольных пластов, с целью интенсивности трещинообразования, для дегазации массива, достигается при использовании наземного виброгенератора колебаний установленного на скважине, пробуренной с поверхности на газонасыщенный низкопроницаемый массив, через которую было проведено предварительное гидровоздействие. В случае воздействия на угольный массив из подземных выработок воздействие осуществляется с использованием шахтных источников виброколебаний, приложенных колебаний к стенкам параллельных скважин для образования системы равнонаправленных трещин в низкопроницаемом газонасыщенном пласте.

В качестве исследовательской задачи автором была определена попытка оценить применение технологии на шахтных объектах, как с поверхности, так и из подземных выработок с использованием вибрационного воздействия на низкопроницаемый газонасыщенный угольный массив для получения требуемого эффекта и реализации поставленной задачи.

Ключевые слова: угольный пласт, вибрация, скважина, низкопроницаемый, трещина, колебания, газонасыщенный.

Pavlenko Mikhail Vasilyevich

Candidate of Technical Sciences, Associate professor, department BEGP, NUST (MISIS) National research technological University «Moscow Institute of steel and alloys» (Mining Institute)
mihail_mggy@mail.ru

Annotation. The increase in the permeability of coal seams, with the aim of intensity of cracking, for degassing of the array is achieved by using ground vibration generator, oscillations, installed on the well drilled from the surface in low permeability gas-saturated massif, through which conducted a preliminary hydraulic action. In the case of exposure to an array of coal from the underground workings exposure is carried out with the use of mine sources vibration oscillations applied vibrations to the walls of parallel wells for the formation of the system multidirectional cracks in low-permeability gas-saturated layer.

As a research problem, the author has identified an attempt to evaluate the use of technology at mine sites, both from the surface and from underground workings using vibration impact on low-permeable gas-saturated coal massif to obtain the desired effect and the implementation of the task.

Keywords: coal seam, vibration, borehole, low permeability, crack, wobble, gas-saturated.

Востребованность в горной промышленности современных методов увеличения метаноотдачи из газонасыщенных угольных пластов наряду со значительным увеличением глубины разработки и низкой эффективностью используемых традиционных методов привели к снижению эффективности газоотдачи с увеличением глубины разработки.

Одна из основных проблем газоотдачи из низкопроницаемых высокогазоносных угольных пластов – извлечение метана из угольного массива, поэтому особую актуальность приобретают методы, способствующие интенсификации метаноотдачи.

Применяемые в настоящее время традиционные методы дегазации газоносных угольных пластов при подготовке к безопасной и эффективной выемке не дают желаемого результата, а в ряде случаев становятся неприемлемыми. В этой связи проведение исследований в направлении разработки новых эффективных методов по увеличению проницаемости для интенсификации метаноотдачи из низкопроницаемых угольных пластов, которые бы не отличались высокой стоимостью и сложностью осуществления процесса представляют особый интерес.

Одним из методов, который оказывает влияние на процесс интенсификации метаноотдачи, является вибрационное воздействие на газонасыщенный угольный массив через скважину с дневной поверхности. При этом вибрационное воздействие на угольный массив осуществляется как через поверхностные, так и подземные скважины.

Исследования вибрационных воздействий можно рассматривать как очередной этап в увеличении проницаемости под воздействием виброисточников. Воздействие носит как самостоятельный характер, так и в комплексе с гидровоздействием с применением механических и гидравлических генераторов колебаний в трещиновато-пористой среде.

При прохождении вибрационной волны через низкопроницаемый угольный пласт, предварительно подвергнутый гидровоздействию, в массиве образуется система газопроводящих трещин, что способствует увеличению глубины дегазации угольного пласта.



Колебания давления, генерируемого вибраторами, распространяясь в пористой среде и пластовой жидкости, обуславливают появление новых систем трещин и микротрещин в угольном массиве, разрушение пространственной структуры ее составляющих. Возрастает также подвижность границ раздела системы «вода-метан», уменьшается поверхностное натяжение жидкости на границе с твердой поверхностью, возрастает скорость капиллярной пропитки воды в трещиновато-пористой структуре угля. Колебания давления в обводненном пласте способствуют интенсификации процессов пропитки угля, что ведет к увеличению поглотительной способности нагнетательных скважин гидрораздействия, увеличению радиуса обработки угольного пласта и появления новых систем трещин.

По результатам натуральных исследований проведенных на шахтном поле эффективным методом воздействия является вибрационный метод, показавший увеличение гидропроводности массива, что связано с вовлечением в зону влияния блочно-трещиноватого массива низкопроницаемого угольного пласта. Внедрение жидкости в угольный массив с целью создания значительной сети трещин в процессе вибровоздействия, через скважину с дневной поверхности рассматривается одной из важных стадий заблаговременной подготовки месторождения к безопасной и эффективной выемке.

Поэтому обработка пласта идет на определенных частотах, при этом на каждом этапе решается своя инженерная задача. Проведенные натурные эксперименты показали, что на первом этапе работ по вибровоздействию в пределах расстояния первых длин волн используется частота 4–6 Гц, при этом образуется дополнительная сеть трещин, которая заполняется водой.

На втором этапе, при котором деформация сжатия в угольном массиве сменяется деформацией растяжения, используется частота 10–15 Гц, идет интенсивный процесс трещинообразования в блочном массиве.

На третьем заключительном этапе, когда размеры блочно-трещиноватого массива составляют 0,1–0,3 м и вибровоздействие выполняется на частоте 30–40 Гц, закачивается жидкость в поры и микропоры, обеспечивается глубокая пропитка массива и объемное насыщение угольного массива водой.

Вибрационная обработка угольного пласта заключается в облучении газонасыщенного массива вибрационным полем ($>1,0 \text{ Вт/м}^2$), при распространении которого возникают эффекты, способствующие интенсификации трещинообразования и притока метана из пласта в скважину. Так, при выполнении вибровоздействия через скважину на угольный пласт (поле шахты «Комсомольская» ОАО «Воркутауголь») с поверхности осуществлялось после гидрораздействия с применением двух электродвигателей самобалансного вибровозбудителя суммарной мощностью 20 кВт, по расчетным данным позволило создать вибрационное поле $1,1\text{--}1,3 \text{ Вт/м}^2$ на расстоянии 50 м от скважины.

В центр научных поисков выдвигается обоснование механизма вибровоздействия на частотах, вызывающих резонанс в угольном пласте и обеспечивающих создание максимально благоприятных условий для возникновения новых систем трещин для устойчивой метаноотдачи из угольного массива. Поэтому требуется научное обоснование подходов к формированию условий и предпосылок применения вибрационного метода воздействия на низкопроницаемый угольный пласт, разработке организационных механизмов технологии воздействия.

Механизм вибровоздействия на угольный пласт, в который предварительно закачана жидкость, заключается в следующем. В процессе гидрораздействия создается одна, реже две гидропроводные системы трещин, при этом вода поступает в мелкие поры и трещины как не смачиваемая фаза в низкопроницаемом массиве и заполняет нижнюю часть пласта, однако в процессе вибровоздействия дренируется по объему угольного массива и поступает в верхнюю, так и в нижнюю часть пласта под действием вибрационной энергии. Если собственная частота системы «уголь-жидкость» совпадает с частотой вибрационного поля, то возникает резонанс, и вибрационная энергия перекачивается в кинетическую энергию жидкости в пласте, что приводит к перемещению её в трещине.

Эти особенности воздействия на жидкость привели к выводу о целесообразности совмещения процесса гидрораздействия и вибрационного знакопеременного воздействия с целью совмещения их основных достоинств. Указанный способ обеспечивает увеличение радиуса воздействия на пласт и зависит от мощности используемого виброисточника колебаний.

Тем не менее, разработка метода воздействия для повышения эффективности дегазации месторождения не должна зависеть только от интенсифицирующих факторов воздействия на пласт, но и отвечать требованиям правильного выбора технологии активного воздействия в соответствии с конкретными геологическими условиями.

Изменением режимов движения жидкости по раскрытым трещинам при вибровоздействии достигается увеличением количества и размеров зияния трещин, а при увеличении времени воздействия процесс реализуется и в поровом пространстве. Необходимо отметить, что в данном случае волновой импульс, полностью сформировавшись в скважине, вызывает изменения в угольном массиве. Область воздействия на угольный пласт принята достаточно широкая и соответствует глубине проникновения жидкости в блоках угольного массива в период гидрораздействия.

Следовательно, вибрационные колебания в угольном пласте, вызывая изменения напряженно-деформационного состояния массива, также оказывают дополнительное влияние на проницаемость и пористость массива.



Выполнены теоретические и проведены практические работы по увеличению проницаемости низкопроницаемого угольного массива при вибрационном воздействии через скважину с дневной поверхности. Даны расчетные рекомендации резонансных частот в зависимости от их глубины залегания угольного пласта.

Литература:

1. Опарин В.Н., Симонов Б.Ф., Юшкин В.Ф. и др. Геомеханические и технические основы увеличения нефтеотдачи пластов в виброволновых технологиях. – Новосибирск : Наука, 2010.
2. Курленья М.В., Симонов Б.Ф., Сердюков С.В., Чередников Е.Н., Колодяжный С.А. Об эффективности вибросейсмического воздействия с дневной поверхности на нефтепродуктивные пласты // Физ.-техн. проблемы разработки полез. ископаемых. – 1998. – № 1. – С. 14-17.
3. Лопухов Г.П. О механизме вибросейсмического воздействия на нефтяной пласт, представленный иерархической блочной средой // Ежегодник ВНИИнефть. – 1996. – С. 63–90.
4. Лопухов Г.П., Павленко М.В., Сальников А.Н. Блочное строение горной породы каменноугольной системы // Горная промышленность. – 2016. – № 4 (128). – С. 68–69.
5. Павленко М.В. Вибрационные воздействия в технологии интенсификации трещинообразования и объемной пропитки жидкостью угольного массива // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М. : Изд. «Горная книга». – 2017. – № 6. – С. 40–45.
6. Павленко М.В. и др. Вибрационное воздействие через скважину с дневной поверхности с целью увеличения проницаемости угольного массива // Горный информационно-аналитический бюллетень. – М. : Изд. «Горная книга», 2001. – № 1. – С. 40–43.
7. Odeh A.S. Mathematical modeling of the behavior of hydrocarbon reservoirs the present and the future / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. – 1987. – P. 821–848.
8. Duhon R.D. An investigation of the effect of ultrasonic energy on the flow of fluids in porous media : Ph.D. thesis, Univ. of Oklahoma. – 1964.
9. Dawe R.A., Mahers E.G., Williams J.K. Pore scale physical modeling of transport phenomena in porous media / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. – 1987. – P. 48–76.

References:

1. Oparin V.N., Simonov B.F., Yushkin V.F., etc. Geomechanical and technical bases of increase in oil recovery of layers in vibrowave technologies. – Novosibirsk : Nauka, 2010.
2. Kurlenya M.V., Simonov B.F., Serdyukov S.V., Cherednikov of E.H., Kolodyazhny S.A. About efficiency of vibroseismic impact from a day surface on petroproductive layers // Fiz.-tekh. problems of development got, minerals. – 1998. – № 1. – P. 14–17.
3. Lopukhov G.P. O burdocks the mechanism of vibroseismic impact on the oil layer presented by the hierarchical block environment // the Year-book Vniineft. – 1996. – P. 63–90.
4. Lopukhov G.P., Pavlenko M.V., Sal'nikov A.N. Block structure of rock of a coal system // Mining industry. – 2016. – № 4 (128). – P. 68–69.
5. Pavlenko M.V. Vibration influences in technology of an intensification of cracking and volume impregnation by liquid of the coal massif // the Mountain information and analytical bulletin. – M. : Prod. «Mountain book». – 2017. – № 6. – P. 40–45.
6. Pavlenko M.V., etc. Vibration influence through the well from a day surface for the purpose of increase in permeability of the coal massif // the Mountain information and analytical bulletin. – M. : Prod. «Gornayaknig», 2001. – № 1. – P. 40–43.
7. Odeh A.S. Mathematical modeling of the behavior of hydrocarbon reservoirs the present and the future / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. – 1987. – P. 821–848.
8. Duhon R.D. An investigation of the effect of ultrasonic energy on the flow of fluids in porous media : Ph.D. thesis, Univ. of Oklahoma. – 1964.
9. Dawe R.A., Mahers E.G., Williams J.K. Pore scale physical modeling of transport phenomena in porous media / in «Advances in transport phenomena in porous media» Bear J. and Corapcioglu M.Y. eds. // Martinus Nijhoff Publ. – 1987. – P. 48–76.



УДК 552.578

КОРРЕЛЯЦИЯ НЕФТЕЙ НА ОСНОВЕ МИКРОЭЛЕМЕНТНЫХ ДАННЫХ

CORRELATION OF OIL BASED ON TRACE ELEMENT DATA

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
Leading Researcher,
Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences
punanova@mail.ru

Аннотация. В настоящем сообщении на основании литературных источников и собственных разработок автора приводится пример дифференциации нефтей на различные геохимические типы как по комплексу микроэлементов (МЭ) или их соотношениям, а также по одному «контрастному» МЭ. В Западном Предкавказье для выделения геохимических типов нефтей наряду с концентрацией таких генетически информативных МЭ, как ванадий и никель, использована величина содержания Со в коксе.

Annotation. In this report, on the basis of literary sources and the author's own developments, an example of the differentiation of oils into different geochemical types is given both by the complex of trace elements (TE) or their ratios, as well as by one «contrasting» TE. In the Western Ciscaucasia, the Co content of coke is used to isolate geochemical types of oil along with the concentration of such genetically informative TE as vanadium and nickel.

Ключевые слова: микроэлементы, нефти, Западное Предкавказье, геохимические типы, ванадий, никель, кобальт, кокс.

Keywords: trace elements, oil, Western Ciscaucasia, geochemical types, vanadium, nickel, cobalt, coke.

В нефти и её производных выявлено более 60 элементов. В применении к ним укрепился термин «микроэлементы» (в иностранной литературе «Traceelements» или «Spurenelementen»), введенный А.П. Виноградовым для Zn, Br, Mn, Cu, I, As, B, F, Pb, Ti, V, Cr, Ni, Sr, встречающихся в живом веществе от 1 до 100 г/т. Представляется, что только технические ограничения препятствуют обнаружению в нефтях почти всех элементов Периодической таблицы Д.И. Менделеева. Концентрации их невысоки, однако они несут важную информацию.

Проблема дифференциации нефтей в разрезе и по площади осадочных бассейнов актуальна на любых этапах комплексного геолого-геохимического изучения. Обычно корреляция в системе нефть – нефть способствует решению многих сложных нефтепоисковых проблем. При сопоставлении нефтей и их типизации используют самые разнообразные геохимические параметры, однако состав МЭ нефтей уже давно и успешно применяется для этих целей.

В основу выделения геохимических типов нефтей нами положены регионально выдержанные по площади или в разрезе различия в содержаниях МЭ, концентрационном порядке распределения МЭ по уменьшению или росту их концентрации, а также отличия в величинах отношений концентраций некоторых МЭ, содержание которых в нефтях сравниваемых комплексов относительно стабильно. Положительный результат дают генетические показатели, не изменяющие своих величин при вторичных преобразованиях нефтей.

Результаты подобных исследований были нами опробованы на примере нефтей Тимано-Печорского, Южно-Каспийского (Азербайджан), Волго-Уральского и некоторых других НГБ [1, 2]. В настоящем сообщении на основании литературных источников и собственных разработок автора приводится пример эффективного использования МЭ состава нафтидов для корреляций и дифференциации в системе нефть – нефть при изучении нефтей Западного Предкавказья, входящего в Северо-Кавказско-Мангышлакский нефтегазоносный бассейн. Именно в этом регионе успешный пример дифференциации нефтей на различные геохимические типы применен нами не только по комплексу МЭ или их соотношениям, но и по одному «контрастному» МЭ. В Западном Предкавказье для выделения геохимических типов нефтей использована величина содержания Со в коксе.

Анализ фактического материала по содержанию МЭ в нефтях Западного Предкавказья из отложенных различного возрастного интервала, проведенный нами по опубликованным материалам [3, 4, 5] и собственным аналитическим определениям, позволил установить, что характерной особенностью нефтей Предкавказья является их общая обедненность МЭ и никелевая металлогения ($V/Ni < 1$). Особенно низкие концентрации по сравнению с нефтями других регионов отмечаются для главных, очень характерных для нефтей и хорошо изученных элементов – V и Ni. Их содержание в нефтях Предкавказья изменяется в основном от 0,0n до n, г/т.



Нейтронно-активационным методом было проанализировано более 40 проб нефтей, отобранных на месторождениях Краснодарского края. Анализ состава нефтей из месторождений Анастасиевско-Троицкое, Абино-Украинское, Кудако-Киевское, Ново-Дмитриевское, Кеслерово, Хадыженское, Холмское и др. показал большой разброс величин содержаний МЭ – Co, Na, Br, Cl, Cu, Mn, Cr, Au, As, Ga, Se. Содержание Co определялось и в коксах. Поскольку Co практически полностью содержится в коксе, концентрацией этого элемента в низкокипящих фракциях можно пренебречь.

По характеру распределения МЭ четко разграничиваются нефти различных возрастных групп (рис. 1). Т.А. Ботневой было выделено пять геохимических типов нефтей [3]. Действительно, по МЭ характеристике существенно выделяются нефти мэотиса, отличительной особенностью которых является более высокое содержание в них Ni (10,5 г/т) и самое низкое отношение V/Ni (0,16) за счет низкого содержания V (1,7 г/т) по сравнению с нефтями других возрастных групп. Если сверху вниз по разрезу кривые содержаний МЭ (V, Co, Na) изменяются симбатно с изменением свойств и состава нефтей, то лишь в отложениях мэотиса этот параллелизм нарушается резким увеличением содержания Ni, которое происходит на фоне уменьшения содержаний V и серы.

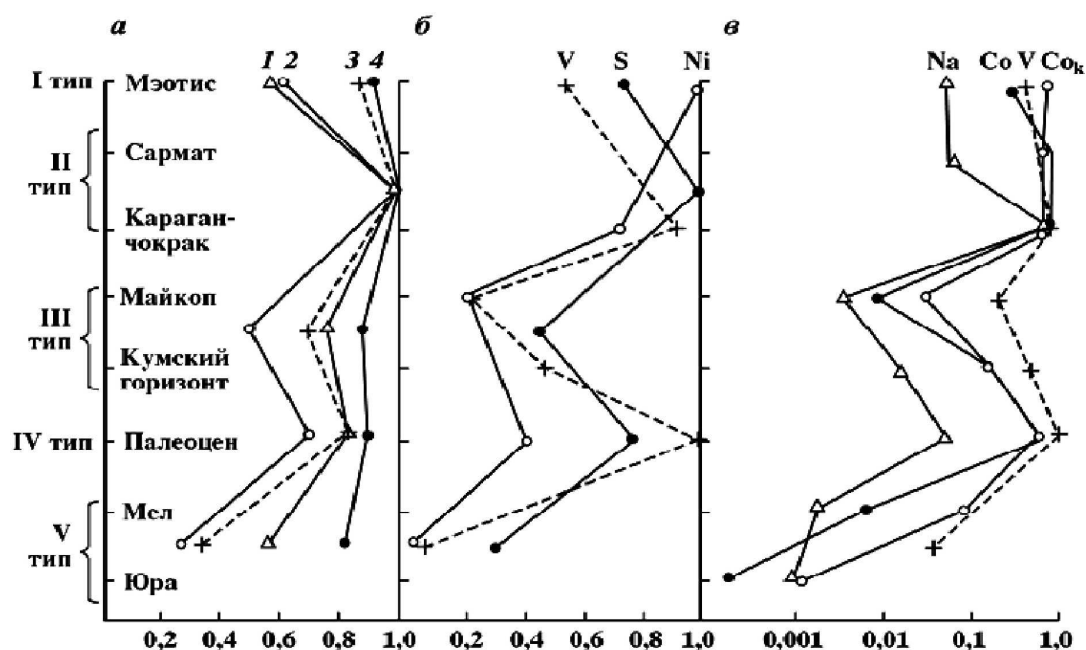


Рисунок 1 – Изменение наиболее вероятных значений некоторых физико-химических свойств нефтей различных генетических типов [3, 4] и содержаний в них МЭ [1, 5].

Кривые нормированы по максимальному значению: а – физико-химические свойства нефтей:

1 – содержание асфальтенов; 2 – число атомов С на молекулу в нафтено-парафиновой фракции;

3 – количество колец в нафтено-парафиновой фракции; 4 – плотность;

б – средние содержания в нефтях ванадия, серы, никеля;

в – средние содержания в нефтях кобальта и натрия в полулогарифмическом масштабе

(Co к содержание в коксах); для сравнения в том же масштабе приведены данные по ванадию

Сравнение результатов наших определений содержания МЭ с данными [3] показывает, что изменение концентраций Co в жидких нефтях во многом соответствует распределению других МЭ в нефтях Западного Предкавказья, а также изменению свойств и структуры УВ нефтей. Так, нефти палеоцена, как и нефти миоцена, характеризуются не только высокими содержаниями Co, но и повышенными концентрациями серы, смол, асфальтенов, парафина, V, Ni и металлопорфириновых комплексов. Строение УВ этих нефтей наиболее сложное. Майкопские нефти Ново-Дмитриевского месторождения и особенно нефти из юрских отложений Баракаевского месторождения отличаются от других изученных нефтей не только низкими содержаниями Co, но и минимальными концентрациями V, Ni, Fe и Br, низкими содержаниями серы, смол и асфальтенов, относительно простой структурой УВ нафтено-парафиновых фракций.

Несмотря на такое соответствие наших данных с делением нефтей на типы по [3], имеются и некоторые отличия. Так, например, в один тип объединены нефти майкопской и кумской свит (III тип), в то же время именно эти нефти характеризуются значительной разницей в концентрациях МЭ. При близком составе нефтей, содержания V, Ni и Fe в кумской нефти выше в 2–3 раза по сравнению с майкопской, а концентрация Co на порядок больше вследствие различной его концентрации в высококипящих фракциях. Аналогичная картина наблюдается и для нефтей ванадиевого типа, который



включает нефти из отложений юры и мела. Если в работе [3], основываясь на данных по физико-химическим свойствам нефтей и их УВ особенностям, объединены нефти из этих возрастных отложений в один геохимический тип, то нами по МЭ составу были выделены два типа нефтей. Нефти же мзотиса и чокрака-карагана, рассматриваемые отдельно, как два типа, по концентрации Со в коксе отличаются несущественно, и объединены нами в один тип. Таким образом, по распределению Со в коксе нами выделены шесть геохимических типов нефтей.

В таблице 1 приведена дифференциация нефтей по концентрациям Со в коксах в сопоставлении с дифференциацией нефтей по [3, 4].

Таблица 2 – Типизация нефтей Западного Предкавказья

Типы нефтей по [3]	Возраст вмещающих отложений	Содержание элементов, г/т				Число проанализированных проб на Со	Типы нефтей по содержанию Со в коксе
		в нефтях			в коксе		
		V*	Ni*	Со**	Со**		
I	Миоцен; мзотис	1,72	10,5	0,8	9,0	7	I
II	Миоцен; сармат-караган-чокрак	2,95	7,55	2,26	6,2	6	
III	Миоцен; майкоп	0,7	2,11	0,08	0,32	7	II
	Эоцен	1,5	2,92	0,37	2,1	5	III
IV	Палеоцен	3,21	4,33	1,52	5,6	12	IV
V	Нижний мел	0,14	0,21	0,015	0,9	1	V
	Верхняя юра			< 0,002	< 0,02	4	VI

Т.А. Ботневой отмечается непостоянство состава нефтей в пределах отдельных стратиграфических комплексов, и рекомендуемая ею типизация объясняется изменением свойств нефтей в процессе миграции или/и гипергенного их преобразования. Данные по МЭ составу не противоречат выдвинутой точке зрения, однако изменения содержания Со в коксах газоконденсатов (V тип, мел-юра) не могут быть объяснены только фильтрационным эффектом. При фильтрации, как показали наши исследования, возможны потери Со в расчете на всю нефть, обусловленные потерей тяжелых фракций, однако содержание Со в высококипящих фракциях при этом изменяется незначительно. Исходя из этого, различие содержания МЭ в нефтях месторождения Безводное (мел) и Баракаевское (юра) и особенно Со в коксе этих нефтей имеет генетическую природу, по-видимому, обусловлено наличием разных источников УВ. Плотность миоценовых нефтей, как и содержание в них смол, асфальтенов, а также Со, значительно увеличивается вверх по восстанию, что, вероятно, связано с процессами гипергенеза. Концентрация Со в коксах остаётся более стабильной. Сопоставление нефтей майкопского и кумского горизонтов (эоцен) показывает, что по содержанию Со в коксе они сильно различаются.

Таким образом, представляется, что дифференциация нефтей в разрезе и по площади по концентрациям Со в высококипящих фракциях может проводиться более обоснованно и результативно, чем по содержанию Со в нефти, или по таким параметрам как плотность, содержание смол и асфальтенов. Последние, как известно, реагируют на миграционные процессы, а также резко изменяются при гипергенезе. Необходимо подчеркнуть, что сопоставление нефтей при их корреляции и дифференциации более правомерно проводить не только по величине концентраций Со, рассчитанных на высококипящую фракцию, но и по содержанию других металлов, рассчитанных на ту узкую фракцию, где они сконцентрированы.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальные проблемы геологии, геохимии и гидрогеологии нефтегазоносных осадочных бассейнов. Обоснование значимых факторов эффективного прогноза крупных скоплений УВ в неструктурных условиях», № АААА-А16-116022510269-5).

Литература:

1. Бабаев Ф.Р., Пунанова С.А. Геохимические аспекты микроэлементного состава нефтей. – М.: Изд. Дом Недр, 2014. – 181 с.
2. Пунанова С.А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов в связи с нефтегазоносностью: дисс. ... д-ра геол.-мин. наук. – М., 2017. – 288 с.
3. Ботнева Т.А. Типы нефтей Западного Предкавказья и их связь с условиями нефтегазообразования и залегания // Генезис нефти и газа. – М.: Недр, 1967. – С. 177–186.
4. Ермакова В.И. Микроэлементы нефтей Краснодарского края: автореф. ... геол.-мин. наук. – М.: ВНИИЯГ, 1967. – 22 с.



5. Беркутова И.Д., Злотова И.М., Пуанова С.А., Якубсон К.И. Изучение нейтронно-активационным методом распределения Co и Na в нефтях Западного Предкавказья // Нефтегазовая геология и геофизика. – 1970. – № 12. – С. 28–32.

References:

1. Babaev F.R., Punanova S.A. Geochemical aspects of the trace element composition of oils. – M. : Ed. House Nedra, 2014. – 181 p.
2. Punanova S.A. Minerals of naftid in the course of ontogenesis of hydrocarbons in connection with oil-and-gas content : yew. ... doc. geol.-min. sciences. – M., 2017. – 288 p.
3. Botneva T.A. Types of Western Ciscaucasia oils and their connection with the conditions of oil and gas formation and occurrence // Oil and Gas Genesis. – M. : Nedra, 1967. – P. 177–186.
4. Ermakova V.I. Trace elements of oils of the Krasnodar Territory : author's abstract. ... geological mines of science. – M. : VNIIYAGG, 1967. – 22 p.
5. Berkutova I.D., Zlotova I.M., Punanova S.A., Yakubson K.I. Study of the neutron-activation method for the distribution of Co and Na in the oils of the Western Ciscaucasia // Oil and Gas Geology and Geophysics. – 1970. – № 12. – P. 28–32.



УДК 553.982.2

ЗАКОНОМЕРНОСТИ И ИЗМЕНЕНИЯ СВОЙСТВ НЕФТИ И ГАЗА В ЗАЛЕЖАХ И МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

REGULARITIES AND CHANGES IN PROPERTIES OF OIL AND GAS IN DEPOSITS AND FIELDS

Савенок Ольга Вадимовна

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

Березовский Денис Александрович

заместитель начальника цеха филиала
ООО «Газпром добыча Краснодар»,
Каневское газопромисловоe управление
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Кусов Геннадий Владимирович

аспирант,
Северо-Кавказский федеральный университет
de_france@mail.ru

Аннотация. В статье показаны закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях – закономерности изменения свойств нефти и газа по объёму залежи; физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами. Приведено изменение пластовых значений давления и температуры в процессе разработки залежи.

Ключевые слова: изменение свойств нефти и газа в залежах и месторождениях; закономерности изменения свойств нефти и газа по объёму залежи; физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами; давление и температура в залежах; геотермическая ступень и геотермический градиент; пластовое давление; изменение пластовых значений давления и температуры в процессе разработки залежи.

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

Berezovskiy Denis Aleksandrovich

Deputy Chief of Department of the branch
LLC «Gazprom mining Krasnodar»,
Kanevskoe gas field department
daberezovskiy-gaz@rambler.ru

Kusov Gennady Vladimirovich

Postgraduate Student,
North-Caucasian Federal University
de_france@mail.ru

Annotation. The article shows the patterns and changes in the properties of oil and gas in deposits and fields – the patterns of changes in the properties of oil and gas in terms of the volume of deposits; physico-chemical interaction of oils and gases with the waters entering the reservoir. The change in reservoir values of pressure and temperature in the process of reservoir development is given.

Keywords: changes in the properties of oil and gas in deposits and deposits; patterns of changes in the properties of oil and gas volume of deposits; physico-chemical interaction of oils and gases with the waters entering the reservoir; pressure and temperature in deposits; geothermal step and geothermal gradient; reservoir pressure; change of reservoir values of pressure and temperature during the development of deposits.

Закономерности и изменения свойств нефти и газа в залежах и месторождениях

В процессе разработки большинства залежей нефти и газа свойства добываемой продукции в той или иной степени изменяются по мере извлечения запасов. Это происходит как вследствие продвижения к забоям скважин новых порций нефти и газа из участков, удалённых от скважин и характеризующихся иными свойствами этих флюидов, чем в непосредственной близости к добывающим скважинам, так и в результате физико-химических изменений нефтей и газов, происходящих под влиянием внедряющейся в залежи воды и изменения пластовых давления и температуры. Поэтому для обоснованных прогнозов изменений свойств нефти и газа в процессе разработки необходимо иметь чёткие представления:

- а) о закономерностях изменения свойств нефти и газа по объёму залежи до начала разработки;
- б) о процессах физико-химического взаимодействия нефтей и газов с водами, поступающими в продуктивный пласт (особенно с закачиваемыми водами иного состава, чем пластовая вода);
- в) о направлениях перемещения флюидов в продуктивном пласте в результате эксплуатации скважин;
- г) об изменениях пластовых давления и температуры в течение периода разработки залежи.



Закономерности изменения свойств нефти и газа по объёму залежи

Полное единообразие свойств нефти и растворённого в ней газа в пределах одной залежи – довольно редкое явление. Для нефтяных залежей обычно изменения свойств достаточно закономерны и проявляются, прежде всего, в увеличении плотности, в том числе оптической плотности, вязкости, содержания асфальто-смолистых веществ, парафина и серы по мере возрастания глубины залегания пласта, т.е. от свода к крыльям и от кровли к подошве в мощных пластах. Фактическое изменение плотности в пределах большинства залежей обычно не превышает $0,05\text{--}0,07\text{ г/см}^3$. Однако очень часто градиент нарастания плотности и её абсолютные значения резко возрастают в непосредственной близости к водонефтяному контакту (ВНК) (рис. 1; 1 и 2), где могут встречаться полутвёрдые асфальты и твёрдые битумы. Иногда эти малоподвижные нефтяные вещества образуют монолитный слой в подошве залежи, который полностью или частично запечатывает залежь, изолируя её от контурной водоносной зоны. Нередко плотность нефти выше изолирующего слоя практически постоянна (рис. 1; 3). В залежах «открытого» типа, приуроченных к пластам, выходящим на дневную поверхность, и запечатанных с головы асфальто-кирковыми породами, плотность нефти с увеличением глубины уменьшается, достигает минимума, а затем увеличивается по мере приближения к ВНК (рис. 1; 4).



Рисунок 1 – Принципиальная схема изменения плотности нефти по объёму залежей (по А.А. Карцеву)

Описанные закономерности наиболее характерны для высоких залежей месторождений складчатых областей. Основной причиной их образования является гравитационная дифференциация (расслоение) нефтей по плотности внутри залежи, подобно расслоению газа, нефти и воды в пределах пласта. Существенное изменение свойств нефтей в зоне ВНК и в верхних частях нефтяных залежей открытого типа связано с окислительными процессами.

Для залежей платформенных областей с невысоким этажом нефтеносности и обширной зоной ВНК гравитационное расслоение проявляется гораздо слабее и основное влияние на изменение свойств нефтей оказывают окислительные процессы в зоне, подстилаемой подошвенной водой. Степень их влияния убывает по направлению от внешнего контура нефтеносности к внутреннему. Также более интенсивно они проявляются в лобовых частях залежей, омываемых свежими порциями пластовых вод. Нефть в тыловых участках обычно менее подвержена воздействию окислительных процессов. Поэтому для платформенных залежей обычно плотность нефти, её вязкость и содержание асфальто-смолистых веществ концентрично увеличиваются по площади от центральных участков к периферийным, достигая максимальных значений в «лобовых» (по отношению к направлению давления пластовых вод) частях залежей.

Некоторые платформенные залежи нефти характеризуются однонаправленным линейным изменением свойств нефти по площади, которое не связано явным образом с положением внутреннего контура и водонефтяной зоны.

Одновременно с увеличением плотности нефти, как правило, растут её вязкость, содержание асфальто-смолистых веществ и парафина, а также уменьшаются газосодержание и давление насыщения растворённых газов.

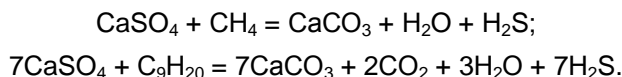
Для газовых залежей во многих случаях наблюдается относительная стабильность состава газов по объёму залежей, особенно залежей сухого газа, где преобладающий компонент – метан. Тем не менее, несмотря на высокую диффузионную активность газов, изменчивость их состава в пределах единой залежи – далеко не редкое явление. Наиболее резко она проявляется в содержании кислых компонентов – углекислоты CO_2 и особенно сероводорода H_2S . В распределении сероводорода обычно наблюдается зональность, выражающаяся в закономерном изменении концентраций сероводорода по площади. Явных закономерных изменений концентрации по высоте залежи обычно нет.

Газоконденсатные залежи без нефтяной оторочки с невысоким этажом газоносности и невысоким конденсатогазовым фактором, как правило, имеют довольно стабильный состав газа, состав и выход конденсата. Однако при высоте газоконденсатной залежи более 300 м начинают заметно проявляться процессы гравитационного расслоения, приводя к увеличению содержания конденсата вниз по падению пласта, особенно резко – для залежи с высоким этажом газоносности и нефтяной оторочкой. В этом случае содержание конденсата в пониженных участках залежи может быть в несколько раз выше, чем в своде залежи. Известны, в частности, примеры, когда конденсатогазовый фактор в скважинах присводной части залежи составлял $180\text{ см}^3/\text{м}^3$, а вблизи газонефтяного контакта – $780\text{ см}^3/\text{м}^3$, т.е.



в пределах одной залежи содержание конденсата изменялось в 4 раза. Колебания в 1,5–2,0 раза обычны для многих месторождений с высокими этажами газоносности при выходе конденсата более $100 \text{ см}^3/\text{м}^3$.

Физико-химическое взаимодействие нефтей и газов с поступающими в пласт водами. Продвижение воды в нефтяной пласт при разработке в условиях водонапорного режима приводит к изменению сложившегося равновесия между пластовыми водами и нефтями, приводя к процессам взаимного растворения, химическим и биохимическим реакциям. Особенно активна в этом отношении вода, искусственно нагнетённая в пласты для поддержания пластового давления, химический состав которой, как правило, резко отличен от состава пластовых вод. Основным процессом, приводящим к изменению свойств нефти, является биохимическое окисление углеводородов за счёт сульфатов, растворённых в воде. Химически этот процесс выражается уравнением типа:



Лёгкие парафиновые углеводороды при восстановлении сульфатов окисляются до двуокиси углерода и воды, а тяжёлые, начиная с $\text{C}_{10}\text{H}_{22}$, превращаются в полинафтенаты. Однако независимо от конечных пунктов окисления углеводородов восстановление сульфатов во всех случаях приводит к потере лёгких фракций нефти, увеличению её плотности и вязкости и обогащению нефти (и воды) сероводородом и углекислым газом, что также снижает pH воды. Сероводородное заражение – одно из важнейших последствий этого процесса и в то же время надёжный индикатор его протекания.

В настоящее время можно считать доказанным, что процесс восстановления сульфатов за счёт окисления нефти и образования сероводорода при разработке нефтяных месторождений происходит биогенным путём в результате жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий (*Desulfovibrio desulfuricans*).

Специальными лабораторными исследованиями было установлено, что жизнедеятельность сульфатвосстанавливающих бактерий подавляется при температуре выше 80–90 °С и минерализации воды более 100–150 г/л. Промысловые наблюдения подтверждают эти данные.

Сероводород отмечен в тех залежах, в которые в процессе разработки закачивают поверхностные пресные и морские воды или подземные воды неглубоких горизонтов, и неизвестен при закачке высокоминерализованных пластовых или сточных вод (рассолов). Во всех случаях сероводородного заражения нефтяных пластов в нефти и попутной воде были обнаружены сульфатвосстанавливающие бактерии, максимальное их количество достигало $10^4/10^7$ клеток в 1 мл воды (Ромашкинское месторождение).

В глубокие нефтяные пласты бактерии заносят вместе с нагнетаемой водой. В естественных условиях сульфатвосстанавливающие бактерии встречаются в речных и морских водах, но особенно многочисленны в водах неглубоких подземных горизонтов, содержащих углеводороды. Сульфаты весьма распространены в морской и пресной водах, содержатся в некоторых пластовых водах, а также выщелачиваются закачиваемой водой из гипсоносных пород.

Промысловые наблюдения показывают, что обычно сероводород появляется в призабойной зоне нагнетательных скважин через год после закачки воды, содержащей сульфатвосстанавливающие бактерии. По мере процесса разработки он достигает забоев эксплуатационных скважин, концентрируясь главным образом в попутных водах. Максимальные содержания достигают нескольких сот миллиграммов на 1 л, нередко концентрации до 100 мл/л, обычные значения 40–50 мл/л. С появлением сероводородной воды в эксплуатационных скважинах заметно увеличивается скорость коррозии нефтепромыслового оборудования. В настоящее время борьбе с сероводородным заражением нефтяных пластов уделяется большое внимание.

К изменению состава нефти и растворённого газа в процессе разработки при нагнетании в пласт воды приводит также избирательное растворение ряда компонентов в воде. Наиболее высокой растворимостью в воде обладают метан и азот, их содержание в попутном газе в процессе разработки с заводнением обычно заметно уменьшается. Уменьшение газосодержания пластовой нефти за счёт удаления наиболее растворимых компонентов газа приводит к весьма заметному снижению давления насыщения, увеличению плотности и вязкости пластовой нефти.

Давление и температура в залежах

В разрабатываемых залежах известна температура от близкой к нулю в газогидратных залежах до первых сотен градусов в глубокозалегающих пластах. Так, например, в скважине № 1 Беневок (Техас, США) температура на глубине 7266 м достигает 291 °С.

Температура в залежах зависит от глубины их залегания и геотермических особенностей соответствующего участка земной коры. Наиболее характерными показателями температурной обстановки в недрах являются *геотермическая ступень* и *геотермический градиент*. Изменение температуры в залежах оказывает существенное влияние на содержащиеся в них нефть и газ. Так, повышение температуры вызывает снижение вязкости нефти и воды и увеличение вязкости газов. Изменение температуры пласта ведёт к изменению объёма газа, воды и породы. При увеличении температуры в



изолированном резервуаре повышается давление. Значительный рост температуры может привести к существенной перестройке углеводородных молекул. С изменением температуры связано изменение соотношения фаз в залежи и растворимости газов в нефти и воде. С повышением температуры, как правило, увеличивается растворимость солей в воде и растёт минерализация вод. С ростом минерализации уменьшается растворимость газов в воде.

Давление в залежи (или *пластовое давление*) представляет собой давление, которое флюиды оказывают на вмещающие их породы. Давление в залежи на контакте с водой предопределяется гидростатическим давлением в резервуаре на данном уровне.

В залежи вследствие наличия разницы между плотностями находящихся в них флюидов возникает избыточное давление $\Delta p_{изб}$, представляющее собой разницу между давлением в точке измерения внутри залежи УВ и тем давлением, которое наблюдалось бы в этой точке в случае отсутствия скопления УВ и заполнения всей ловушки пластовой водой:

$$\Delta p_{изб} = p_{зал} - p_{гид},$$

где $p_{зал}$ – давление, измеренное в залежи; $p_{гид}$ – гидростатическое давление, соответствующее выоте точки замера в залежи.

Избыточное давление в любой точке нефтяной или газовой залежи определяется по формуле:

$$\Delta p_{изб} = h \cdot (\rho_{воды} - \rho_{нефти(газа)}),$$

где h – высота точки определения в нефтяной или газовой залежи над поверхностью раздела с водой; $(\rho_{воды} - \rho_{нефти(газа)})$ – разница плотностей воды и нефти или газа.

Избыточное давление в любой точке газовой шапки рассчитывают по уравнению:

$$\Delta p_{изб} = h_n \cdot (\rho_{воды} - \rho_{нефти}) + h_g \cdot (\rho_{воды} - \rho_{газа}),$$

где h_n – высота нефтяной части залежи; h_g – высота точки определения над разделом «газ – нефть».

По формуле возможно определение положения разделов «газ – нефть», «нефть – вода» или «газ – вода» в пространстве по замерам давления в одной скважине, пробуренной на залежь, при условии, что известно положение пьезометрической поверхности в резервуаре.

Энергетическое состояние залежи также в значительной степени обусловлено её температурным режимом и пластовым давлением. Говоря об энергии залежей, следует различать свободную химическую и потенциальную энергию. Запасы свободной химической энергии (основной объект добычи) определяются количеством УВ и их химическим составом – однако энергия, как правило, не используется при разработке. Находящиеся в резервуаре вода, нефть и газ образуют энергетическую систему. Обычно (но далеко не всегда) основной запас потенциальной энергии такой системы определяется энергией воды.

Изменение пластовых давления и температуры в процессе разработки залежи. Разработка залежей, сопровождающаяся изменением давления (иногда и температуры), нарушает термодинамические равновесия подземных флюидов и приводит к существенному изменению состава и свойств добываемых нефти и газа.

Для нефтяных залежей снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом вызывает снижение газосодержания пластовой нефти. Вследствие этого увеличиваются её вязкость и плотность, уменьшается объёмный коэффициент. Однако процессы подземной дегазации практически не отражаются на свойствах добываемой нефти, но приводят к изменению состава попутно добываемого газа. В соответствии с особенностями растворимости газов в нефти, при снижении пластового давления в залежи первыми переходят в свободную газовую фазу наименее растворимые азот и метан, затем при ещё большем снижении давления освобождаются этан, пропан, бутан и др., а в конечной стадии дегазации – углекислота и сероводород. В соответствии с этим попутные газы могут резко изменить свой состав в процессе разработки на режиме истощения. Увеличение содержания CO_2 в составе попутного газа может быть вызвано его выделением не только из нефти в результате снижения пластового давления, но и из водорастворённого газа. Рост содержания CO_2 за счёт его выделение из пластовых вод проявляется при сильном обводнении продукции на заключительной стадии разработки.

В нефтяных залежах с газовой шапкой, содержащей много газоконденсата, при снижении давления конденсат выпадает в жидкую фазу и смешивается с нефтью, в результате чего добываемая жидкая продукция характеризуется постепенным уменьшением плотности и увеличением выхода светлых фракций.



Для месторождений, нефти которых содержат большое количество парафина, выделение растворённого газа вследствие снижения пластового давления и снижение пластовой температуры вследствие закачки холодной воды могут привести к выделению парафина из растворённого состояния в свободную твёрдую фазу. Результат этого процесса – уменьшение содержания парафина в добываемой нефти и снижение её плотности. Однако кристаллизация парафина в пласте крайне нежелательна для разработки нефтяных месторождений, поскольку выпавшие кристаллы парафина резко ухудшают условия фильтрации нефти и приводят к снижению коэффициента нефтеотдачи. Для рациональной разработки таких месторождений необходимо исследовать распределение парафина в нефтях и условия его кристаллизации при изменении термобарических условий.

Тепловая обработка забоев скважин и тепловые методы воздействия на нефтяные пласты с парафинистой нефтью обычно приводят к увеличению содержания парафина в добываемой продукции. Пар и горячая вода способствуют выносу из пласта парафина с повышенной температурой плавления. При разработке чисто газовых залежей обычно не наблюдается сколько-нибудь существенных изменений содержания основных компонентов газа. Только на заключительных стадиях отбора газа при резко сниженном пластовом давлении состав газа несколько обогащается компонентами, ранее находившимися в растворённом состоянии в погребённой и пластовой водах, например, двуокисью углерода и сероводородом. В связи с высокой растворимостью этих газов в воде их общее количество в погребённой воде может превышать запасы в свободной фазе и при большом снижении пластового давления выделение этих газов из воды приводит к заметному возрастанию их содержания в составе добываемого газа. В частности, содержание сероводорода к концу разработки некоторых газовых залежей увеличилось в 2–4 раза. Для прогноза столь существенных изменений состава газа необходимо подсчитать начальные запасы этих компонентов как в свободном газе, так и в водорастворённом, и знать изменения их растворимостей в зависимости от падения пластового давления. Следует также учитывать, что в пустотном пространстве коллекторов многих газовых залежей содержится помимо погребённой воды связанная нефть, в которой кислые компоненты газов (CO_2 и H_2S) также хорошо растворяются. Поэтому связанная нефть газовых залежей может быть дополнительным источником обогащения газов углекислотой и сероводородом на заключительной стадии разработки.

Литература:

1. Габриэлянц Г.А. Геология нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 2003. – 285 с.
2. Ерёменко Н.А. Справочник по геологии нефти и газа. – М. : Недра, 2002. – 485 с.
3. Ланчаков Г.А., Ставицкий В.А. Проблемы освоения месторождений Уренгойского комплекса : сборник научных трудов ООО «Газпром добыча Уренгой». – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 366 с.
4. Попов В.В., Богуш И.А., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Лаврентьев А.В. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.
5. Савенок О.В., Ладенко А.А. Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2019.
6. Соколов В.Л., Фурсов А.Я. Поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. – М. : Недра, 2000. – 296 с.
7. Справочник нефтепромысловой геологии / под ред. Н.Е. Быкова. – М. : Недра, 2001. – 525 с.
8. Спутник нефтегазопромыслового геолога: справочник / под ред. И.П. Чоловского. – М. : Недра, 2000. – 376 с.
9. Свойства нефти и газа в залежах и месторождениях, их закономерности и изменения. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68b4d43a88421216c27_0.html
10. Алхашман В.Х. Геология нефти // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 28–29.
11. Багаудинова Р.А. Современные тектонические обстановки как фактор образования и разрушения нефтегазовых залежей // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 1. – С. 34–35.
12. Султанов Л.А. оглы, Нариманов Н.Р. оглы, Самед-заде А.А. кызы. Геологическое строение месторождения Нефть Дашлары и анализ закономерности изменения коллекторских свойств пород продуктивной толщи в зависимости от глубины их залегания // Булатовские чтения. – 2018. – Т. 1. – С. 196–203.

References:

1. Gabrielyants G.A. Geology of oil and gas fields. – M. : Nedra, 2003. – 285 p.
2. Eryomenko N.A. Reference book on geology of oil and gas. – M. : Nedra, 2002. – 485 p.
3. Lanchakov G.A., Stavitsky V.A. Problems of development of fields of the Urengoy complex : collection of scientific works of LLC Gazprom dobycha Urengoy. – M. : LLC Nedra-Businesscentre, 2008. – 366 p.
4. Priests V.V., Bogush I.A., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Lavrentyev A.V. Search, investigation and operation of oil and gas fields : manual. – Novocherkassk : YuRGPU (NPI), 2015. – 322 p.
5. Savenok O.V., Ladenko A.A. Development of oil and gas fields. – Krasnodar : Prod. FGBO VO KubGTU, 2019.
6. Falcons V.L., Fursov A.Ya. Search and investigation of oil and gas fields. – M. : Nedra, 2000. – 296 ps.



7. The reference book of oil-field geology / under the editorship of N.E. Bykov. – M. : Nedra, 2001. – 525 p.
8. Companion of the oil and gas geologist : the reference book / under the editorship of I.P. Cholovsky. – M. : Nedra, 2000. – 376 p.
9. Properties of oil and gas in deposits and fields, their regularities and changes. – URL : http://knowledge.allbest.ru/geology/3c0b65625b3ac68b4d43a88421216c27_0.html
10. Alkhashman V.H. Oil geology // Bulatovsky readings. – 2017. – V. 1. – P. 28–29.
11. Bagautdinova R.A. Modern tectonic situations as factor of education and destruction of oil and gas deposits // Bulatovsky readings. – 2017. – V. 1. – P. 34–35.
12. Sultans L.A., Narimanov N.R., Samed-zade A.A. A geological structure of the field of Neft Dashchlara and the analysis of regularity of change of collection properties of breeds of productive thickness depending on depth of their bedding // Bulatovsky readings. – 2018. – V. 1. – P. 196–203.



УДК 622

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ ДАННЫХ
ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ БУРОВЫХ РАБОТ НА НЕФТЬ И ГАЗ
НА ОСНОВЕ ГЕОДИНАМИЧЕСКОГО ПОДХОДА
(НА ПРИМЕРЕ ЧОКРАКСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ АЗОВСКОГО МОРЯ)**

**USING GRAVITY DATA TO OPTIMIZE DRILLING FOR OIL AND GAS
ON THE BASIS OF GEODYNAMIC APPROACH
(FOR EXAMPLE, CHOKRAK SEDIMENTS
OF THE SOUTH-EASTERN PART OF THE SEA OF AZOV)**

Семендуев Михаил Михайлович

кандидат геолого-минералогических наук,
геофизик-консультант,
ОАО «Краснодарнефтегеофизика»
nshkirman2012@ya.ru

Шкирман Наталья Петровна

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

Аннотация. Данная статья акцентирует внимание на том, что для оптимального заложения поисковых и разведочных скважин, важное значение имеет информация о распределении коллекторов на изучаемой площади. Недостаточное внимание к этой проблеме часто приводит к отрицательным результатам. Изложены критерии поисков залежей УВ на основе геодинамического подхода. Показано, что в условиях юго-восточной части Азовского моря, где широкое развитие получили процессы образования диапироидов и криптодиапироидов, выявление и определение планового положения зон сжатия и растяжения на основе гравиметрических данных, позволяет получить сведения о распределении фильтрационно-емкостных свойствах пластов-коллекторов. Представлены результаты выявления указанных зон улучшенных коллекторских свойств для чокракского горизонта.

Ключевые слова: геодинамический подход, локальные аномалии гравитационного поля, чокракский горизонт, разуплотненные горные породы, зоны диапироидов.

Semenduyev Mikhail Mikhaylovich

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
geophysicist-consultant,
JSC Krasnodarneftegeofizika
nshkirman2012@ya.ru

Shkirman Natalya Petrovna

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
adviser for geophysics,
JSC Krasnodarneftegeofizika
nshkirman2012@ya.ru

Annotation. This article emphasizes that for optimal search and subsurface exploration wells, important information on the distribution of collectors on the investigated area. Lack of attention to this problem often leads to negative results. Set out criteria for searches based on oil and gas deposits geodynamic approach. It is shown, that in the conditions of the South-Eastern part of the sea of Azov, where wide development education processes and diapiroidov got kriptodiapiroidov, identification and planning situation of the compression and extension zones based on gravity data, allows you to get information about the distribution of filtration-capacitive properties of water-bearing strata. Presents the results of the identification of these zones for improved reservoir properties for chokrak horizon.

Keywords: geodynamics approach, local gravity field anomalies, Chokrak horizon, uncrunching rocks, diapered zones.

В последнее время в нефтегеологической литературе уделяется повышенное внимание геодинамическим основам прогноза нефти и газа и геодинамическим критериям поисков залежей УВ (Петров, Шеин, 1999, 2001; Клещев, Шеин, 2002; Багдасарова, Сидоров, 2002; Дмитриевский и др., 2003). В работе А.И. Петрова и В.С. Шеина (1999) на примере Салымского месторождения Западной Сибири показано огромное влияние геодинамического фактора на нефтеотдачу. При этом 85 % добычи приурочено к зонам относительного растяжения земной коры, а в условиях аномального сжатия скважины, как правило, преимущественно «сухие» и с непромышленными притоками.

В пределах Астраханского газоконденсатного месторождения оказалось, что в центре месторождения наряду с разуплотненными блоками с высокой продуктивностью развиты массивы уплотненных пород с аномальным сжатием. Вскрывающие их эксплуатационные скважины имеют низкие начальные дебиты и нерентабельны.

Анализ крупных месторождений и обособленных залежей нефти и газа показывает, что основные промышленные запасы сосредоточены в зонах современного относительного растяжения. Зоны уплотненных пород и современного аномального сжатия являются либо слабо продуктивными, либо непродуктивными и не имеют промышленного значения [1].



Геодинамический подход тесно связан с анализом гравитационного поля (локальные аномалии) [2, 3]. В поле напряжений и деформаций земной коры возникают аномальные зоны относительного растяжения и сжатия, что отражается на характере гравитационного поля. Жидкие и газообразные флюиды будут мигрировать из зон относительного сжатия в зоны относительного растяжения [4]. Так как нефтяной пласт оказывается в неоднородном поле напряжений, то оно отражается на фильтрационно-емкостных свойствах пласта. Выявив с помощью гравиметрических данных зоны сжатия и растяжения, можно получить сведения о распределении фильтрационно-емкостных свойствах пласта.

В настоящее время имеется технология использования гравиметрических данных для регионального изучения коллекторских свойств осадочных толщ (Исаев и др., 2002). Геоплотностное моделирование решает задачу выявления зон аномальных разуплотнений, отождествляемых с зонами улучшенных коллекторских свойств, и зон аномальных уплотнений, отождествляемых с зонами развития толщ флюидоупоров. Методика выявления разуплотнений геологического разреза по гравиметрическим данным может применяться как при прогнозе перспективных участков, так и при уточнении контуров уже открытых залежей [2].

Геодинамический подход при региональном и локальном прогнозировании коллекторских особенностей разреза на основе гравиметрических и сейсморазведочных данных был использован нами ранее на Таманском шельфе Черного моря [3].

Юго-восточная часть Азовского моря в тектоническом плане входит в состав Индоло-Кубанского прогиба. При оценке перспектив нефтегазоносности этого прогиба ожидается, что значительная часть запасов УВ будет связана с диапироидными структурами, развитыми в пределах образований олигоцена-плиоцена [5]. Основным энергетическим источником складкообразовательного процесса, приводящего к формированию диапирогенных структур, является инверсия плотностей в майкоп-неогеновой толще, которая возникает вследствие разуплотнения глинистых пород майкопа [6]. В региональном плане разуплотнение глин может быть результатом внедрения флюидов по глубинным разломам в условиях относительного растяжения земной коры. Поступая по отдельным каналам под давлением в глинистую толщу майкопа, термальные воды и пары создают очаги объемного расширения пород. Это приводит, с одной стороны, к образованию зоны разуплотнения в районе очага, а с другой – к боковому сжатию и повышению плотности пород в соседних участках, что в целом создает картину чередования уплотненных и разуплотненных зон по площади [6]. При этом наблюдается закономерность, отмеченная для зон проявления криптодиапировых и диапировых складок – локальным поднятиям присущи, как правило, отрицательные локальные аномалии силы тяжести.

Эффективность поисков и разведки нефти и газа в решающей мере зависит от оптимальности размещения буровых скважин в пределах структурной ловушки, местоположение которой определяется обычно по данным сейсморазведки. Во многих случаях точка для бурения задается, исходя из структурных особенностей изучаемого объекта, а также морфологии отражающих границ. В то же время не меньшее значение для оптимальности заложения поисковых скважин имеет информация о распределении коллекторов на изучаемой площади. Недостаточное внимание к этой проблеме часто приводит к отрицательным результатам.

В основе определения коллекторов лежит литолого-фациальная интерпретация временных разрезов ОГТ путем анализа сейсмофаций и выделения аномально сильных отражений, интерпретируемых как замещение глинистых отложений песчаными телами. Однако определение литологического состава пород по данным полевой геофизики, в том числе на основе сейсморазведки, не всегда однозначно, на что обращали внимание как отечественные, так и зарубежные исследователи (Сангри и Уидмайер, 1982; Карус, Михальцев, 1983; Кунин, Кучерук, 1984; Гиршгорн, 1985; Трушкова, 1985 и др.). В то же время, литологический подход не обеспечивает определение степени неоднородности коллекторского пространства, качества коллекторов и это обстоятельство затрудняет оптимальное размещение скважин и подсчет запасов УВ. Следовательно, существует необходимость при решении задачи прогнозирования коллекторов дополнить литологический подход, основанный на интерпретации данных сейсморазведки, петрофизическим подходом, основанным на анализе плотностных неоднородностей разреза по гравиметрическим данным.

В пределах юго-восточной части Азовского моря и прилегающей суши нами использована методика прогнозирования коллекторов, основанная на комплексном анализе сейсмо-гравиметрических материалов: структурных карт по чокракскому горизонту по данным ОГТ и карт локальных аномалий силы тяжести (формула Саксова-Нигарда). Сопоставление карт локальных аномалий со структурной картой дает возможность выделить локальные минимумы силы тяжести, не связанные с рельефом чокракского горизонта. Мы называем такие участки аномалиями типа «коллектор» или АТК, поскольку повышение пористости горных пород должно сопровождаться появлением локальных гравитационных минимумов.

Гравиметрические АТК могут быть разных типов: приуроченные к периферийным частям антиклинальных структур и приуроченные к моноклинальным участкам чокракских отложений. Распределение коллекторов в пределах антиклинальных поднятий может быть самым разным. Часто наибольшая пористость отмечается в центре поднятий. Но много есть случаев, когда коллектора рас-



положены на периферии поднятий. В качестве примера можно привести Октябрьское месторождение в Азовском море, которое находится на периферии структуры. С этих позиций мы и рассматривали наблюдаемые на некоторых поднятиях локальные минимумы силы тяжести.

Распределение локальных аномалий силы тяжести в пределах юго-восточной части Азовского моря и прилегающей суши имеет закономерный характер. Здесь четко выделяются три зоны диапироидов северо-западного простирания, отражающихся полосами пониженных локальных аномалий: Куликовская, Ордынская и Северо-Петровская, фиксирующих зоны относительного растяжения (разуплотнения) чокрак-майкопских отложений. Между упомянутыми зонами растяжения расположены зоны повышенных локальных аномалий (плотностных неоднородностей), отражающих полосы относительного сжатия чокрак-майкопских пород и ухудшение коллекторских свойств разреза. Между Куликовской и Ордынской зонами растяжения фиксируется Апрельская зона сжатия, а между Ордынской и Северо-Петровской зонами диапироидов наблюдается Петровская зона сжатия.

В отличие от Таманского полуострова, где получили интенсивное развитие глиняный диапиризм и грязевой вулканизм и широко распространены диапировые и криптодиапировые структуры, в юго-восточной части Азовского моря эти процессы наблюдаются в ослабленном виде с образованием диапироидов и криптодиапироидов. Как сейчас установлено, во многих случаях, изменение напряженного состояния пород, вызванное сменой геодинамических обстановок, может приводить к изменению коллекторских свойств горных пород, вплоть до того, что коллекторы полностью теряют свои лекторские свойства, превращаясь во флюидоупоры (в условиях сжатия). И, наоборот, в условиях растяжения горные породы не считающиеся коллекторами (глины) приобретают хорошие фильтрационно-емкостные свойства. Именно этим обстоятельством можно объяснить те парадоксальные случаи, когда в пределах одного месторождения резко меняются дебиты соседних скважин. Так, на Прибрежном месторождении рядом с продуктивной скважиной № 3 расположена малодуктивная скважина № 4. Следует заметить, что в составе Петровской зоны сжатия располагается крупный участок повышенных плотностных неоднородностей западнее береговых скважин № 3, № 1 и № 7. Это обстоятельство, по видимому, сыграло свою роль в отрицательных результатах бурения в скважинах № 4, № 8 и № 252. Что касается результатов бурения в скважинах № 250 и № 253, то, несмотря на то, что они располагаются в пределах Ордынской зоны регионального растяжения земной коры, коллекторские особенности пород в районе этих скважин не являются благоприятными, поскольку данные скважины совмещаются с участками локального сжатия пород.

Рассмотрим перспективы антиклинальных структур, выделенных по чокракскому горизонту по данным сейсморазведки в пределах юго-восточной части Азовского моря, среди которых упоминаются Геленджикская. Восточно-Геленджикская, Апрельская, Восточно-Апрельская, Прибрежно-Ордынская и группа Прибрежных поднятий.

Наиболее крупной в южной части акватории является Геленджикская структура. Однако с позиции гравиметрических данных наличие хороших коллекторов в центре структуры маловероятно. Возможно наличие коллекторов на западной периферии поднятия. Восточно-Геленджикское поднятие небольшое по размерам. Здесь трудно ожидать больших запасов УВ, однако хорошие коллектора могут быть на южной периферии поднятия.

Поднятия Прибрежное-3, Апрельское Восточно-Апрельское расположены в зоне регионального сжатия земной коры. Поэтому общая ситуация с коллекторами здесь не может быть благоприятной. И все-таки имеются небольшие основания для наличия локального растяжения в северо-западной периферии Апрельского поднятия. Хороший участок развития коллекторов намечается в южной части поднятия Прибрежное-4. Весьма перспективной на наличие коллекторов является двухкупольное поднятие Прибрежное-1. На левом куполе перспективна западная периферия, а на правом куполе перспективна северная периферия. Крупная пониженная плотностная неоднородность наблюдается в западной части поднятия Прибрежно-Ордынское, где можно ожидать развитие хороших коллекторов.

Проведенный нами анализ распределения региональных и локальных плотностных неоднородностей юго-восточной части Азовского моря и прилегающей суши показал перспективность использования гравиметрических данных в сопоставлении с данными сейсморазведки для оптимизации буровых работ на нефть и газ с позиций геодинамического подхода.

Литература:

1. Петров А.И., Шеин В.С. О необходимости учета современной геодинамики при оценке и пересчете запасов нефти и газа // Геология нефти и газа. – 2001. – № 3. – С. 6–14.
2. Семендуев М.М. Особенности геодинамического подхода при прогнозировании коллекторов и возможности использования гравиметрических данных // Тезисы докл. второй Межд. конф.: Геодинамика нефтегазовых бассейнов. – 2004. – Т. II. – С. 171–173.
3. Семендуев М.М. Использование данных гравиразведки для выделения зон развития коллекторов на Таманском шельфе Черного моря // Тезисы докл. второй Межд. научн.-практич. конф. по проблеме нефтегазон. Черного, Азовского и Каспийского морей. – Геленджик, 2005. – С. 83–84.



4. Ластовецкий В.П. Напряженно-деформированное состояние, его связь с фильтрационно-емкостными свойствами пород и гравитационным полям (на примере Юрубченского нефтегазоконденсатного месторождения) // Геология нефти и газа. – 2001. – № 5. – С. 31–39.
5. Самарский А.Д. Особенности развития ловушек в зонах распространения глиняных диапиров Индоло-Кубанского прогиба // Геология нефтегазоносных пластовых резервуаров. – М. : Наука, 1981. – С. 126–130.
6. Борков Ф.П., Семендуев М.М. Диапиризм и грязевой вулканизм Индоло-Кубанского прогиба // Бюлл. Моск. об-ва испытателей природы. Отд. Геол. – 1991. – Т. 66. – Вып. 4. – С. 23–29.

References:

1. Petrov A.I., Shane V.S. About need of accounting of modern geodynamics at assessment and recalculation of reserves of oil and gas // Geology of oil and gas. – 2001. – № 3. – P. 6–14.
2. Semenduyev M.M. Features of geodynamic approach when forecasting collectors and a possibility of use of gravimetric data // Theses dokl. the second Mezhd. konf.: Geodynamics of oil and gas bearing basins. – 2004. – V. II. – P. 171–173.
3. Semenduyev M.M. Use of data of a gravirazvedka for allocation of zones of development of collectors on the Tamansky shelf of the Black Sea // Theses dokl. the second Mezhd. scientific and practical konf. on a problem neftegazon. Black, Azov and Caspian seas. – Gelendzhik, 2005. – P. 83–84.
4. Lastovetsky V.P. The intense deformed state, its communication with permeability and porosity of breeds and to gravitational fields (on the example of the Yurubchensky oil-gas condensate field) // Geology of oil and gas. – 2001. – № 5. – P. 31–39.
5. Samarskiy A.D. Features of development of traps in zones of distribution of clay diapirs of the Indo-Leningrad Region – the Kuban deflection // Geology of oil-and-gas bedded tanks. – М. : Nauka, 1981. – P. 126–130.
6. Borkov F.P., Semenduyev M.M. Diapirizm and mud volcanism of the Indolo-Kubansky deflection // Bulletin Mosk. Society testers of the nature. Otd. Geol. – 1991. – V. 66. – Issue 4. – P. 23–29.



УДК 622

**ОБ ЭФФЕКТЕ ПРОСКАЛЬЗЫВАНИЯ
ПРИ ТЕЧЕНИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ****THE SLIPPING EFFECT
IN THE FLOW OF GAS-CONDENSATE SYSTEMS IN POROUS MEDIA****Сулейманов Багир Алекпер оглы**

доктор технических наук, профессор,
член-корреспондент НАН Азербайджана,
заместитель директора по добыче нефти и газа
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,
Баку, Азербайджан
baghir.suleymanov@socar.az

Сулейманов Ариф Алекпер оглы

доктор технических наук,
Азербайджанский государственный
университет нефти и промышленности

Аббасов Эльхан Меджид оглы

кандидат технических наук,
научный сотрудник,
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,
Баку, Азербайджан

Баспаев Ерлан Танатбергенович

диссертант,
НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,
Баку, Азербайджан

Аннотация. В работе приведены экспериментальные исследования течения газоконденсатной системы в пористой среде при давлении выше давления начала ретроградной конденсации. В результате экспериментальных исследований стационарной фильтрации газоконденсатной смеси получено, что уже при давлении, значительно превышающем давление начала ретроградной конденсации $P = 1,74 P_c$, начинается увеличение расхода газа, а при давлении $P = 1,5 P_c$ он достигает своего пика и практически на 30 % превышает расход вблизи критического давления. При этом зависимость расхода газа от уровня давления носит немонотонный характер и повышенные значения расхода достигаются в интервале уровня давления $P = 1,4-1,74 P_c$.

Рассмотрено влияние смачиваемости пористой среды на процесс стационарной фильтрации газоконденсатной системы. Показано, что в олеофобной пористой среде увеличение расхода газа не происходит.

Экспериментально изучена нестационарная фильтрация газоконденсатной системы. Показано, что со снижением давления в процессе нестационарной фильтрации происходит существенное уменьшение пьезопроводности и увеличение сжимаемости системы.

Предложен механизм наблюдаемых эффектов на основе образования стабильных докритических зародышей конденсата, сопутствующего эффекта проскальзывания, а также изменения сжимаемости системы. Рассмотрен механизм стабилизации докритических зародышей совместным действием поверхностных и электрических сил. Предложены математические модели для описания полученных экспериментальных результатов.

Suleymanov Bagir Alekper

Doctor of Engineering, Professor,
Corresponding Member of NAN of
Azerbaijan,
Deputy Director for oil and gas production,
NIPi «Neftegaz», SOCAR,
Baku, Azerbaijan
baghir.suleymanov@socar.az

Suleymanov Arif Alekper

Doctor of Engineering,
Azerbaijani state university of oil and industry

Abbasov El Khan Medzhid

Candidate of Technical Sciences,
Research associate,
NIPi «Neftegaz», SOCAR,
Baku, Azerbaijan

Baspayev Erlan Tanatbergenovich

Dissertation Candidate,
NIPi «Neftegaz», SOCAR,
Baku, Azerbaijan

Annotation. The paper presents the experimental studies of the gas condensate system flow in the porous medium at the pressure that is higher than the dewpoint pressure. The experimental studies of the steady-state filtration showed that the gas flow rate starts increasing at the pressure that significantly exceeds the dewpoint pressure $P = 1,74 P_c$, and, at the pressure $P = 1,5 P_c$, the gas flow rate reaches its peak and is almost 30 % higher than the flow rate near the critical pressure. Furthermore, the dependence of the gas flow rate on the pressure level has non-monotonic nature and the increased values of the flow rate are reached within the range of the pressure level $P = 1,4-1,74 P_c$.

The influence of the wettability on the process of the steady-state filtration was considered. It was shown that there isn't any increase of the gas flow rate in the oleophobic porous medium.

The unsteady-state filtration of the gas condensate system was experimentally studied. It was shown that a significant reduction of the hydraulic diffusivity of the porous medium occurs during the process of the unsteady-state filtration when the pressure decreases.

The mechanism of observed effects was suggested based on formation of the stable subcritical condensate nuclei, associated slippage effect, and change of the system compressibility. The mechanism for stabilization of the subcritical nuclei by the combined action of the surface and electrical forces was considered. The mathematical models to describe the obtained experimental results were proposed.



Ключевые слова: газоконденсатная система, давление конденсации, фильтрация, пористая среда, проскальзывание, расход газа, концентрация.

Keywords: washing ability, spacer fluid, a surfactant, mixing, well casing, cementing.

Введение

Газоконденсатная система представляет собой углеводородный аэрозоль, дисперсную систему с газом в качестве дисперсионной среды и жидкостью в качестве дисперсной фазы [1]. Фазовое поведение флюидов оказывают существенное влияние на фильтрацию углеводородных аэрозолей, в частности газоконденсатных смесей [2]. Действительно, при давлении ниже давления начала ретроградной конденсации происходит выделение жидкости в пористой среде, что приводит к резкому снижению фазовой проницаемости по газу и сопутствующему уменьшению его расхода.

В ряде работ экспериментально обнаружено существование докритических кластеров жидкости в парах и аэрозолях [3, 4]. Однако, механизм стабилизации докритических кластеров жидкости и их влияние на фильтрацию аэрозолей в пористой среде практически не изучено.

Вместе с тем, накоплен значительный экспериментальный и теоретический материал [5–8] по исследованию газированных жидкостей (газовых эмульсий), в докритической области. Установлено, что при давлениях выше давления насыщения газированные жидкости, при стационарной фильтрации качественно меняют реологию, расход жидкости возрастает в 2–3 раза, а при нестационарной происходит существенное уменьшение пьезопроводности и увеличение сжимаемости системы [6–7]. Был предложен следующий механизм наблюдаемых явлений. В процессе фильтрации газированной жидкости в докритической области на поверхности поровых каналов, при краевом угле смачивания $\theta > 0^\circ$, происходит образование стабильных зародышей газовой фазы, размер которых оценивается в 1–100 нм, образующих пристенный слой, что приводит к эффекту проскальзывания и увеличению расхода жидкости при снижении давления к давлению насыщения.

Таким образом, исследование особенностей фильтрации углеводородных аэрозолей, в частности газоконденсатных смесей, в докритической области имеет существенный научный и практический интерес. В данной работе рассмотрен механизм стабилизации докритических зародышей конденсата, приведены экспериментальные и теоретические исследования стационарной и нестационарной фильтрации газоконденсатных смесей при давлении выше давления ретроградной конденсации.

Эксперимент

Материалы

Газоконденсатная система. Исследовалась рекомбинированная газоконденсатная смесь состоящая из природного газа плотностью $0,745 \text{ кг/м}^3$ и нормального гексана (давление начала конденсации $17,5 \text{ МПа}$ при температуре $333 \text{ }^\circ\text{K}$, газоконденсатный фактор $4800 \text{ нм}^3/\text{м}^3$). Состав природного газа представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав природного газа

Компоненты	молярных %
метан	95,57
этан	2,75
пропан	0,75
изо-бутан	0,13
н-бутан	0,22
изо-пентан	0,09
н-пентан	0,08
н-гексан	0,07
гептан	0,02
углекислый газ	0,32

Олеофобный состав. Использовался состав на основе кремнийорганического амидаперфторкарбоновой кислоты производства ООО «Биохим».

Исследование фильтрации газоконденсатной системы

Эксперимент проводился на экспериментальной установке, схема которой представлена на рисунке 1. Она включает следующие элементы: 1 – колонка с пористой средой (модель пласта); 2 – образцовые манометры; 3 – запорные вентили; 4 – бомба PVT; 5 – дозаторный насос; 6 – термостат; 7 – газометр; 8 – сепаратор; 9 – регулятор обратного давления; 10 – тензодатчик давления Сапфир 22 ДИ; 11 – устройство для регистрации давления.

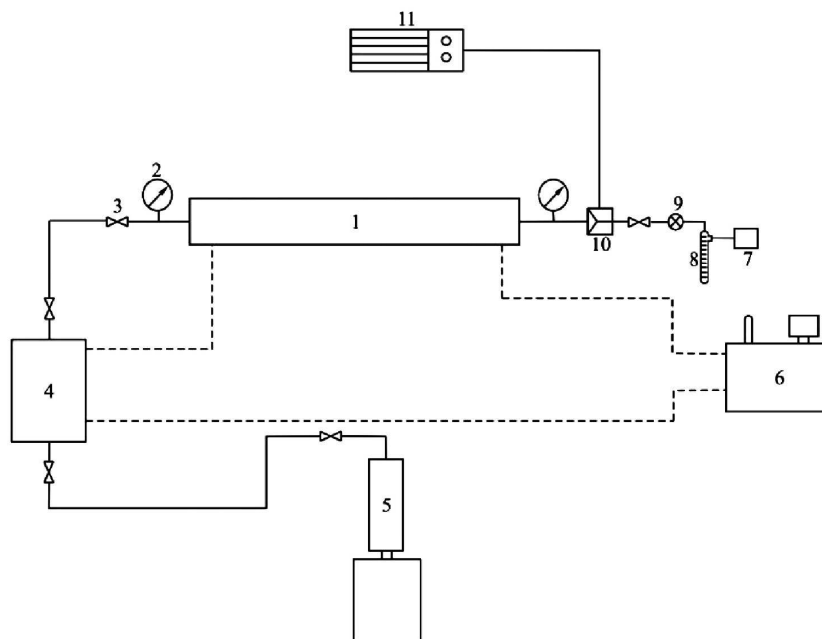


Рисунок 1 – Схема экспериментальной установки

Эксперимент проводился в следующей последовательности:

- колонка высокого давления, представляющая собой полый стальной цилиндр, обклеенный изнутри кварцевым песком, с длиной рабочей части 1,1 м и внутренним диаметром 0,032 м, путем вертикальной вибрационной трамбовки заполнялась кварцевым песком различных фракций, средним размером $1,4 \cdot 10^{-5}$ м;

- после обвязки экспериментальной установки согласно схеме (рис. 1) по стандартной методике определяли объем пор и абсолютную проницаемость пористой среды, которая составила $0,02 \text{ мкм}^2$;

- при непрерывном термостатировании ($T = 333 \text{ °K}$) производилось вакуумирование установки;

- в бомбе высокого давления готовилась рекомбинированная газоконденсатная смесь;

- пористая среда насыщалась природным газом, который затем при давлении 37,0 МПа вытесняли газоконденсатной смесью;

- вытеснение продолжалось до тех пор, пока газоконденсатный фактор выходящей из фильтрационной колонки смеси не становился равным газоконденсатному фактору на входе колонки;

- выход колонки перекрывался, и система в течение 48 часов находилась в покое;

- на входе и выходе колонки с пористой средой устанавливалось различное давление (P_i и P_o , соответственно), и исследуемая газоконденсатная система фильтровалась под постоянным перепадом давления 0,8 МПа до установления постоянного расхода газа. Определялась зависимость расхода газа от среднего давления в модели пласта $P = (P_i + P_o)/2$;

- перекрывался выход фильтрационной колонки, и снималась кривая восстановления давления.

После проведения стационарных и нестационарных исследований давление в системе понижалось до следующего уровня. На этом уровне проводились аналогичные замеры. Эксперименты проводились до тех пор, пока давление в системе не достигло величины 20,8 МПа. Таким образом исследования проводились в интервале уровня давления $P/P_c = 1,2 - 2$ (P_c – давление начала конденсации). Результаты оформлялись в виде зависимости расхода газа от среднего давления и кривых восстановления давления.

В следующей серии экспериментов, при прочих разных условиях, определяли зависимость коэффициента сжимаемости газоконденсатной смеси от давления в пористой среде. Эксперимент проводился в следующей последовательности:

- после насыщения пористой среды газоконденсатной смесью и выдержки в течении 48 часов по вышеописанной методике выход колонки открывался, осуществлялся выпуск газоконденсатной смеси до определенного давления, фиксировался объем отобранной и оставшейся в пористой среде газоконденсатной смеси;

- давление в системе понижалось до следующего уровня, и проводились аналогичные замеры;

- коэффициент сжимаемости определяется по формуле:

$$\beta = - \frac{\Delta V}{V \Delta P},$$

где V – объем пробы, находящейся в бомбе при давлении P ; ΔV – изменение объема пробы вследствие изменения давления на величину ΔP при постоянной температуре.

Результаты оформлялись в виде зависимости коэффициента сжимаемости системы от давления.



Измерение контактного угла смачивания

Краевой угол смачивания измерялся на приборе KRUSSDSA30.

Результаты

На рисунке 2 приведена зависимость расхода газа (и относительного расхода газа $Q_0 = Q/Q_{P=32\text{МПа}}$) от давления. Как видно из рисунка, при давлении в 1,5 раза (27,2 МПа) превышающем давление начала конденсации расход газа возрастает практически на 30 % по сравнению с расходом при давлении 20,8 МПа и на 25 % по сравнению с расходом при 32 МПа. Рост расхода жидкости начинается уже при давлении в 1,74 раз (30,4 МПа) превышающем давление начала конденсации. При этом зависимость расхода газа от уровня давления носит немонотонный характер, и повышенные значения расхода достигаются в интервале уровня давления $P/P_c = 1,4-1,7$ (24,5–30 МПа).

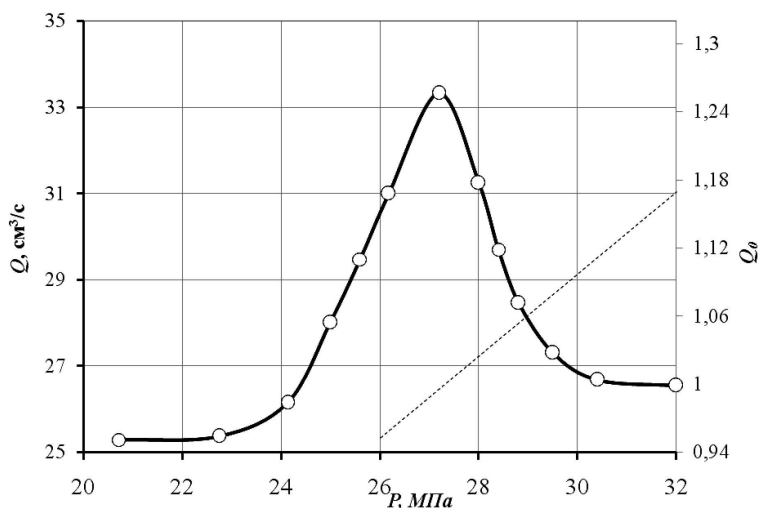


Рисунок 2 – Зависимость расхода газа от давления

На рисунке 3 показаны кривые восстановления давления снятые при давлениях 32, 27,2 и 16,5 МПа (ниже давления начала конденсации). Как видно из рисунка, снижение уровня давления приводит к существенному увеличению времени восстановления давления и пьезопроводности системы (см. табл. 2).

Таблица 2 – Пьезопроводность при различных давлениях

Давление, МПа	Пьезопроводность, м²/с
32 (32,4–31,6)	0,032
27,2 (27,6–26,8)	0,015
16 (16,4–15,6)	0,006

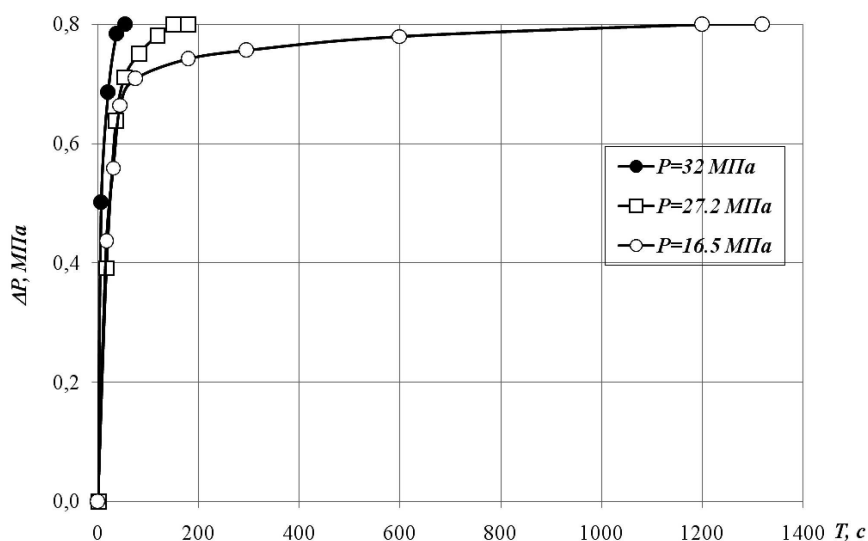


Рисунок 3 – Кривые восстановления давления



На рисунке 4 показана зависимость коэффициента сжимаемости от давления в полулогарифмических координатах. Как видно из рисунков с уменьшением давления коэффициент сжимаемости существенно возрастает, причем в полулогарифмических координатах выделяются две стадии, характеризующиеся различной степенью увеличения коэффициента сжимаемости. Первая стадия начинается при давлении 37 МПа и завершается при давлении 27,2, где как показано выше наблюдается пик расхода газа, а вторая стадия включает в себя давление начала конденсации и характеризуется более высокой степенью увеличения коэффициента сжимаемости. Полученная зависимость может быть описана суммой двух экспонент по формуле:

$$\beta = A_1 \exp(-B_1 P) + A_2 \exp(-B_2 P); A_1 = 1,209 \cdot 10^{-6}; B_1 = 0,127; A_2 = 5,367 \cdot 10^{-6}; B_2 = 0,176.$$

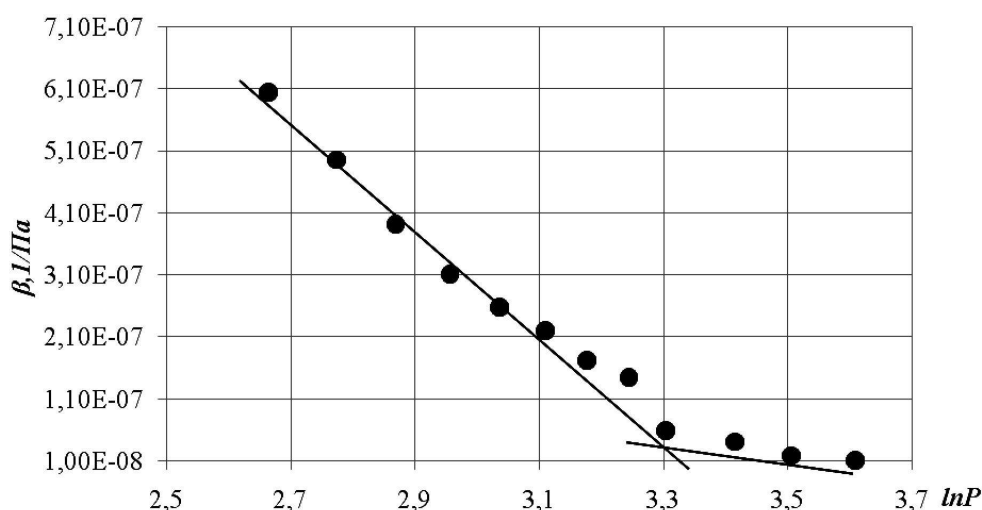


Рисунок 4 – Зависимость коэффициента сжимаемости от давления в полулогарифмических координатах

Обсуждение

На рисунке 5 показана фазовая диаграмма (изотерма) газоконденсатной смеси (относительный объем – V_i/V_d , где V_i – текущий, а V_d – объем газоконденсатной смеси при давлении начала конденсации) полученная на модели пласта (см. рис. 1) при вышеописанных условиях эксперимента.

Как видно из рисунка при классическом подходе до давления начала конденсации система однофазная (газ, с растворенной жидкостью), а ниже – двухфазная (газ и жидкость) [8].

В рамках традиционного подхода до давления начала конденсации имеет место фильтрация газа. При этом объемный расход определяется по закону Дарси [9]:

$$Q = \frac{kF}{2\eta P_{at}} \frac{(P_i^2 - P_o^2)}{l},$$

где k – проницаемость, F – площадь поперечного сечения, l – длина пористой среды; η – вязкость газа; P_{at} – атмосферное давление.

Согласно данной формуле расход газа со снижением среднего давления должен линейно снижаться, как показано на рисунке 2 (пунктирная линия).

Таким образом, в рамках классического подхода объяснить полученные результаты не удастся. Учитывая, что теория зародышеобразования справедлива как для чистых однокомпонентных, так и многофазных систем (газовых эмульсий, аэрозолей и т.д.) [4, 10, 11] предлагается следующий подход для объяснения полученных результатов. Предполагается наличие 3-х зон (см. рис. 5): при $p > p_{nc}$ (p_{nc} – давление, при котором начинается выделение докритических зародышей конденсата, определяется экспериментально, из рисунка 2 $p_{nc} = 32$ МПа) однофазная зона (газ, с растворенной жидкостью); при $p_{nc} \geq p \geq p_c$ псевдо-однофазная зона (газ с докритическими зародышами жидкости); при $p < p_c$ двухфазная зона. Несмотря на то, что существование докритических кластеров жидкой фазы подтверждается экспериментальными исследованиями, в частности приведенными в работах [1, 3, 12], практические аспекты образования и стабилизации докритических зародышей жидкости не изучены. В связи с этим нами предложен механизм стабилизации докритических зародышей, а также механизм течения газоконденсатной системы в пористой среде при наличии докритических зародышей жидкости.

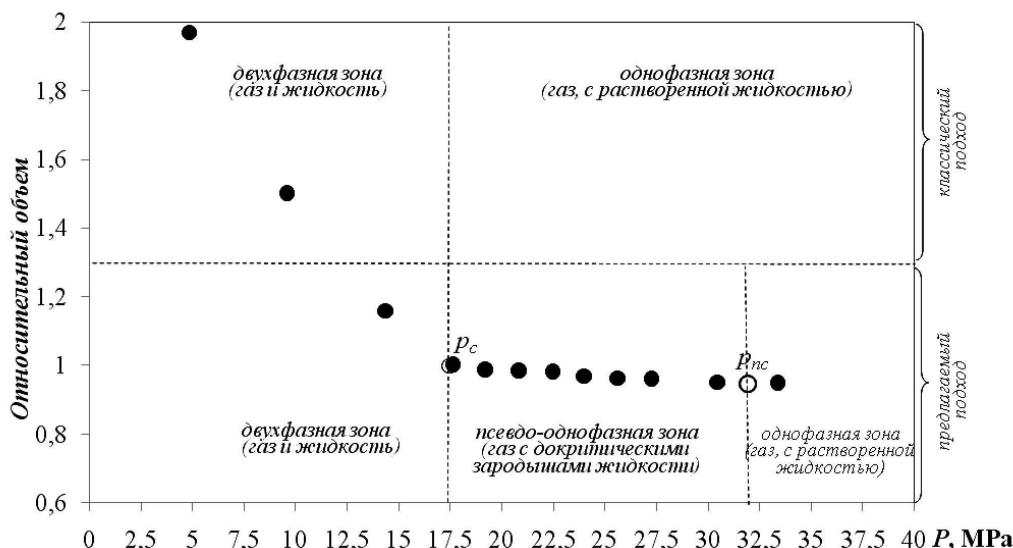


Рисунок 5 – Фазовая диаграмма (изотерма) исследуемой газоконденсатной смеси

Стабильность докритических зародышей

В ряде исследований показано, что основную роль при стабилизации докритических зародышей играют поверхностное натяжение и электрический заряд, образующийся на поверхности зародышей путем селективной адсорбции ионов [1, 13, 14]. В связи с этим рассмотрим докритическое зародышеобразование при ретроградной конденсации, впервые рассмотренное в работе [15] с учетом поверхностных и электрических эффектов. При этом, энергия образования молекулы жидкости, определяется из уравнения [10, 12–14]:

$$\Delta u = 4\pi \frac{d(\sigma(r_n)r_n^2)}{dN} + \frac{d}{dN} \left[\frac{(ze)^2}{4\pi\epsilon_1\epsilon_0 r_n} \right], \tag{1}$$

где r_n – радиус зародыша; N – число молекул в зародыше; ze – заряд на поверхности зародыша; e – элементарный заряд; ϵ_1 – диэлектрическая проницаемость; ϵ_0 – электрическая постоянная; $\sigma(r_n)$ – поверхностное натяжение.

Число молекул в зародыше определим из выражения:

$$N = \frac{4\pi r_n^3}{3V_f}, \tag{2}$$

где V_f – объем молекулы.

Для поверхностного натяжения из уравнения Толмена [16], без учета квадратичных членов, получим:

$$\sigma(r_n) = \sigma_0 \cdot \left(1 - \frac{2\delta}{r_n} \right), \tag{3}$$

где σ_0 – поверхностная энергия плоской границы раздела; δ – толщина граничной прослойки. Формула (3) справедлива только при.

При $r_n \sim \delta$:

$$\sigma(r_n) = a_0 r_n, \tag{4}$$

где a_0 – коэффициент пропорциональности.

Подставляя (2) и (4) в (1) получим:

$$\Delta u = 3a_0 V_f - \frac{V_f (ze)^2}{16\pi^2 \epsilon_1 \epsilon_0 r_n^4}. \tag{5}$$



Тогда из выражения (5) с учетом закона Больцмана получим:

$$\ln(P/P_c) = -\frac{3a_0V_f}{KT} + \frac{V_f(ze)^2}{16\pi^2\epsilon_1\epsilon_0r_n^4KT}, \tag{6}$$

где P – внешнее давление; P_c – давление в зародыше (или давление начала конденсации); K – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура.

Как видно из (6) при $\ln(P/P_c) \geq 0r_n$ имеет ненулевое значение, т.е. в системе присутствуют стабильные докритические зародыши жидкости.

При $r_n \gg \delta$, подставляя (2) и (3) в (1) и учитывая, что $(\delta/r_n) \ll 1$, получим:

$$\ln(P/P_c) = -\frac{2V_f\sigma_0}{KTr_n} + \frac{V_f(ze)^2}{16\pi^2\epsilon_1\epsilon_0r_n^4KT}. \tag{7}$$

На рисунке 6 представлены зависимости $\ln(P/P_c)-(r_n/\delta)$ полученные из (7). Как видно из рисунка, поверхностный электрический заряд способствует тому, что уже при давлении, выше давления начала конденсации образуются стабильные зародыши жидкости.

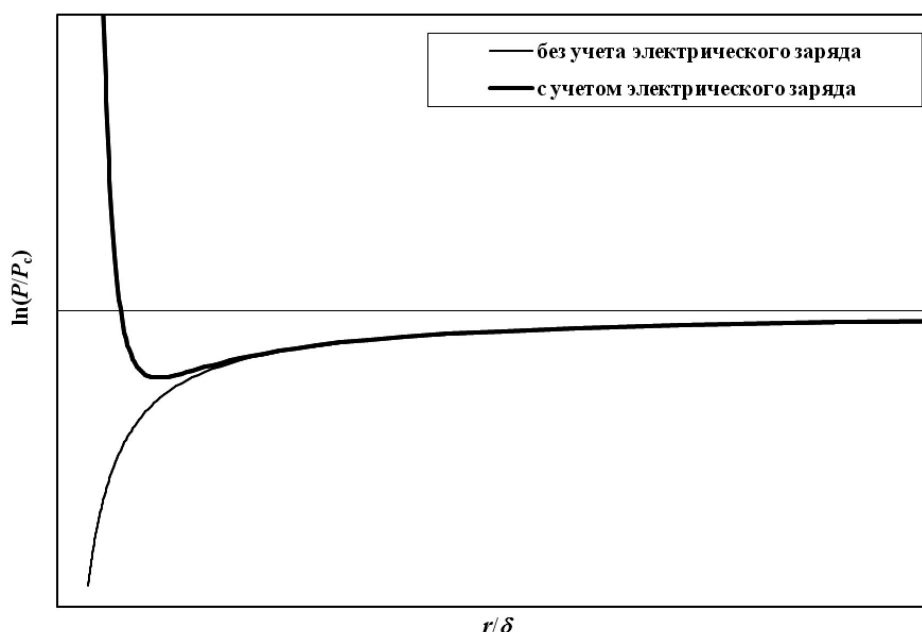


Рисунок 6 – Зависимость $\ln(P/P_c)-(r/\delta)$ для ретроградной конденсации

Радиус стабильного докритического зародыша, в случае $r_n \sim \delta$, определяется из (6) при $\ln(P/P_c) = 0$:

$$r_{n0} = \sqrt[4]{\frac{(ze)^2}{48a_0\pi^2\epsilon_1\epsilon_0}}.$$

Радиус зародыша при $r_n \gg \delta$ определяется из (7) при $\ln(P/P_c) = 0$:

$$r_{n0} = \sqrt[3]{\frac{(ze)^2}{32\sigma_0\pi^2\epsilon_1\epsilon_0}}.$$

Из указанных выражений при следующих значениях параметров $z = 1 \div 2$, $e = 1,6 \cdot 10^{-19}$, $\epsilon_1 = 1,5 \div 2,5$, $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12} \frac{\Phi}{\text{м}}$, $\sigma = 0,25 \div 25 \frac{\text{мН}}{\text{м}}$, $a_0 = 2,5 \cdot 10^5 \frac{\text{Н}}{\text{м}^2}$ получим, что радиус стабильных докритических зародышей составляет в среднем 1–10 нм.

Представляет интерес образование докритических зародышей при конденсации из паровой фазы. Действительно в этом случае исходное уравнение (1) записывается в следующем виде [10]:

$$-\Delta u = 4\pi \frac{d(\sigma(r_n)r_n^2)}{dN} + \frac{d}{dN} \left[\frac{(ze)^2}{4\pi\epsilon_1\epsilon_0r_n} \right].$$



Тогда уравнение (7) будет иметь вид:

$$\ln(P/P_c) = \frac{2V_f\sigma_0}{KTr_n} - \frac{V_f(ze)^2}{16\pi^2\varepsilon_1\varepsilon_0r_n^4KT}$$

Зависимости, рассчитанные по указанной формуле, представлены на рисунке 7. Как видно из рисунка, уже при давлении ниже давления начала конденсации из паровой фазы в жидкости начинают образовываться докритические зародыши, и основной вклад в это вносит поверхностный электрический заряд.

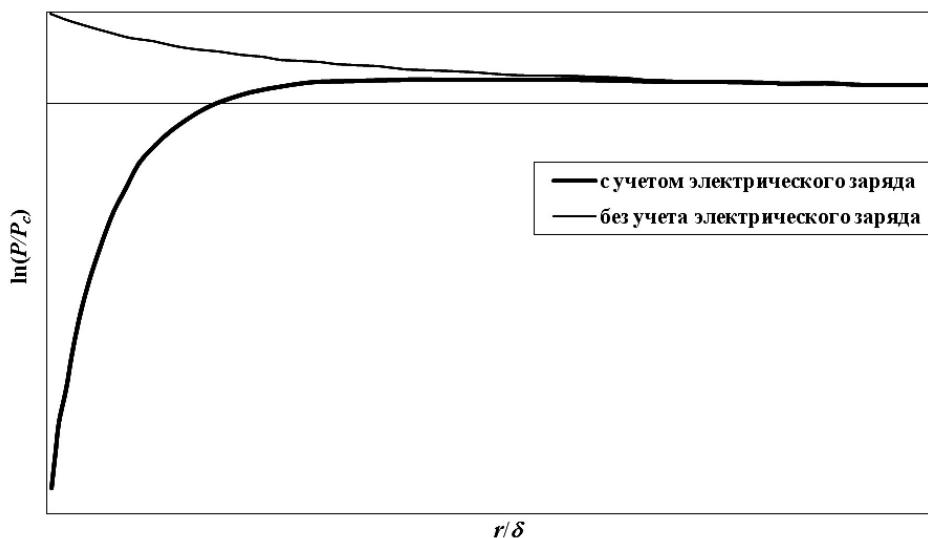


Рисунок 7 – Зависимость $(P/P_c)-(r/\delta)$ для конденсации из паровой фазы

Механизм реологии газоконденсатной смеси при стационарной фильтрации

Известно, что зародыши новой фазы, в основном, образуются на существующих поверхностях [17]. При этом работа гетерогенного процесса всегда меньше работы гомогенного процесса. Примем, что образующиеся (адсорбирующиеся) на поверхности капилляров докритические зародыши жидкости подвижны, в результате пристенный слой обладает большей вязкостью, чем газ движущийся в центре потока. Естественно предположить, что при снижении давления к давлению начала ретроградной конденсации, ввиду уменьшения работы образования зародышей, объемное содержание их возрастает, что может привести к увеличению толщины пристенного слоя конденсата. Эффект Клинкенберга нами не рассматривался, так как уже при давлении 2 МПа его влияние для природного газа практически сводится к нулю [18].

а) Кольцевая схема течения в капилляре пористой среды

Рассмотрим течение газоконденсатной смеси в идеальной пористой среде, представляющей собой пучок цилиндрических капилляров одинакового диаметра, внутри которых реализуется кольцевой режим течения (рис. 8,а). При этом газовая фаза движется в центре потока, а жидкая в пристенном слое.

Скорость стационарного течения флюидов в капилляре в безынерционном приближении определится из уравнения:

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(\eta_i \frac{dv_i}{dr} \right) = - \frac{dp}{dx} \quad \left(i = \begin{cases} 1, & 0 \leq r \leq R_0 \\ 2, & R_0 \leq r \leq R \end{cases} \right), \tag{8}$$

где v_i – распределение скоростей по радиусу капилляра r для сечения с координатой x , p – давление, η_i – динамическая вязкость.

Решая уравнение (8) при следующих граничных условиях:

$$v_2 = 0, r = R; \quad \eta_2 \frac{dv_2}{dr} = \eta_1 \frac{dv_1}{dr}, v_1 = v_2, r = R_0; \quad \frac{dv_1}{dr} = 0, r = 0, \text{ получим:}$$

$$v_1 = \frac{1}{4\eta_1} \frac{dp}{dx} \left[R_0^2 - r^2 + \varepsilon (R^2 - R_0^2) \right], \tag{9}$$

где l – длина капилляра.

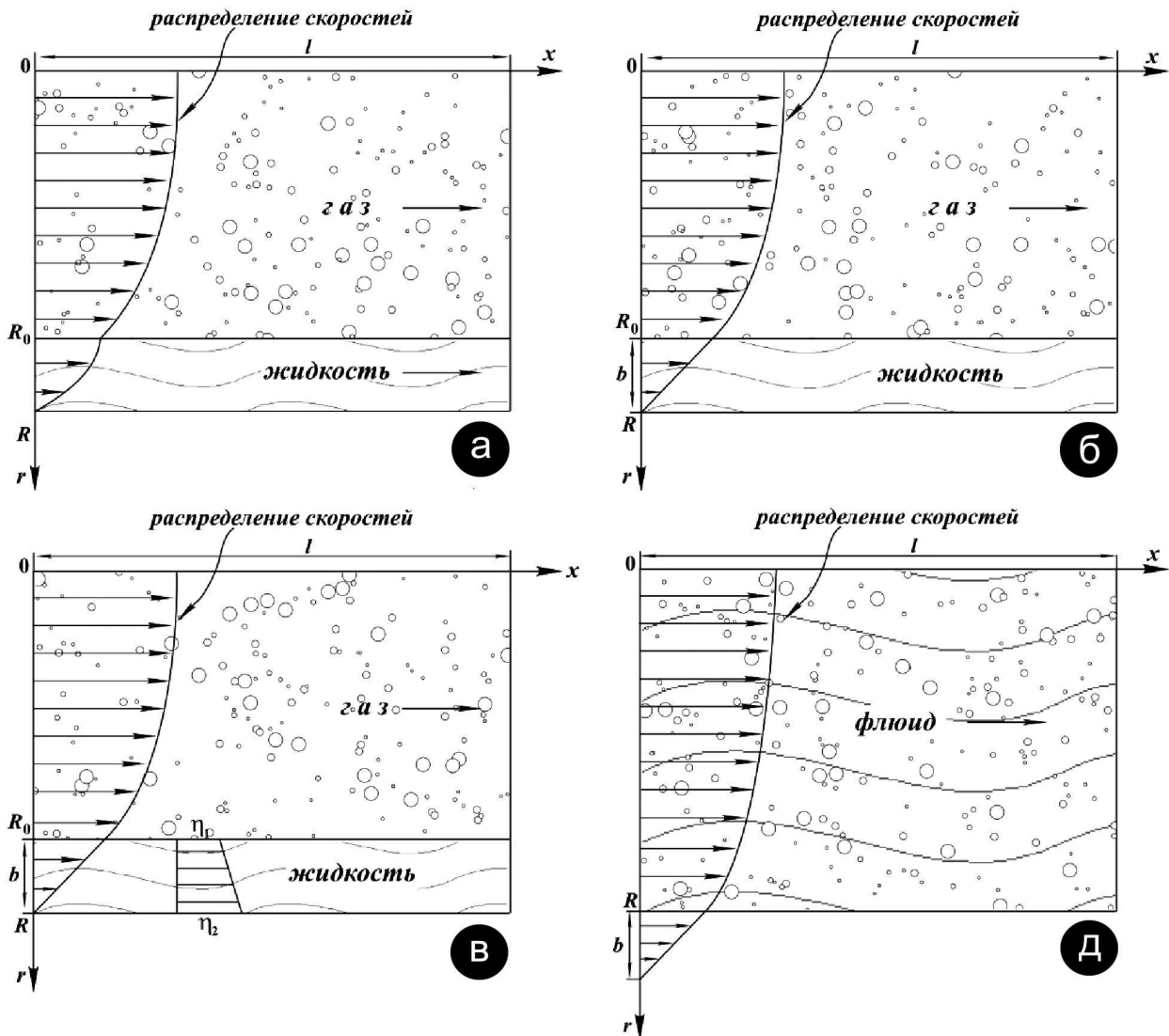


Рисунок 8 – Кольцевая схема течения в капилляре:

а – без проскальзывания, б – с проскальзыванием, в – с переменной вязкостью пристенного слоя и д – коэффициент проскальзывания Максвелла-Навье для реального флюида

Расход газа определяется из выражения:

$$Q_{ns} = 2\pi \int_0^{R_0} rv_1 dr = \frac{\pi R_0^4}{8\eta_1} \frac{dp}{dx} \left[1 + 2\varepsilon \frac{R^2 - R_0^2}{R_0^2} \right], \tag{10}$$

и относительный расход газа:

$$Q_0 = \frac{Q_{ns}}{Q} = S^4 \left[1 + 2\varepsilon \frac{1 - S^2}{S^2} \right] = (1 - \xi)^4 \left[1 + 2\varepsilon \frac{\xi(2 - \xi)}{(1 - \xi)^2} \right], \tag{11}$$

где $\xi = \delta/R, \delta = R - R_0, S = R_0/R = 1 - \xi, \varepsilon = (\eta_1/\eta_2) < 1, Q$ – расход по Пуазейлю, для газа с вязкостью η_1 .

Для зависимости объемной концентрации C жидкой фазы (или конденсатонасыщенности) от давления в области $p_{nc} \geq p \geq p_c$ в первом приближении можно принять:

$$C = C_0 \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}, \tag{12}$$

где C_0 – концентрация конденсата при $p = p_c$.

Вместе с тем объемная концентрация пристенного слоя (или конденсатонасыщенность) может быть определена следующим образом:



$$C = \frac{\pi(R^2 - R_0^2) \cdot l \cdot f}{\pi R^2 l} = (1 - S^2) \cdot f, \tag{13}$$

где f – постоянный коэффициент характеризующий степень покрытия внутренней поверхности капилляра конденсатом.

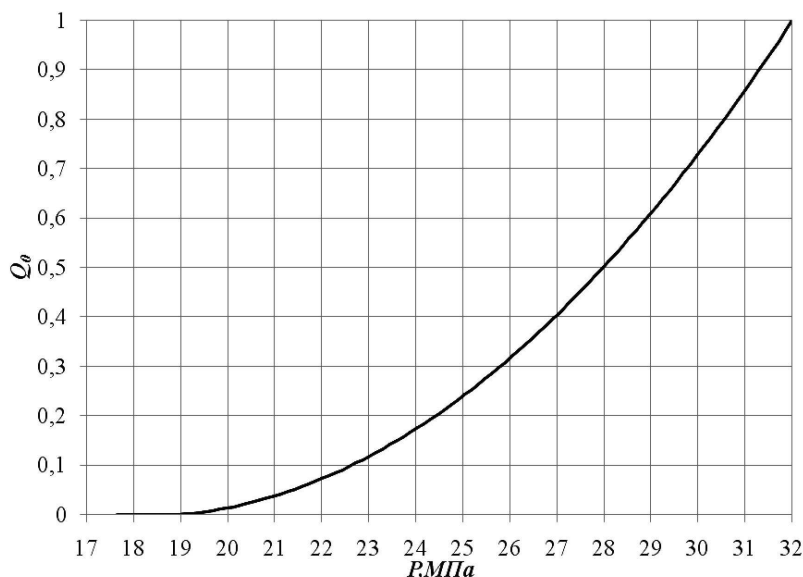
Тогда из выражения (13) с учетом (12) получим:

$$S = 1 - \zeta = \sqrt{1 - \frac{C_0 \cdot p_{nc} - p}{f \cdot p_{nc} - p_c}}, \tag{14}$$

подставляя (14) в (11) получим:

$$Q_0 = \left[1 - \frac{C_0 \cdot p_{nc} - p}{f \cdot p_{nc} - p_c} \right]^2 \left[1 + 2\varepsilon \frac{\frac{C_0 \cdot p_{nc} - p}{f \cdot p_{nc} - p_c}}{\left[1 - \frac{C_0 \cdot p_{nc} - p}{f \cdot p_{nc} - p_c} \right]} \right]. \tag{15}$$

На рисунке 9 показана зависимость относительного расхода газа от уровня давления, рассчитанная по уравнению (15). Как видно из рисунка расход газа при любом уровне давления ниже расхода по Пуазейлю. Таким образом, кольцевая схема течения в капилляре не позволяет описать полученные экспериментальные результаты.



Рисунке 9 – Расчетная зависимость расхода газа от давления при кольцевом режиме течения

б) Эффект проскальзывания

Рассмотрим кольцевое течение газоконденсатной смеси в капилляре в безынерционном приближении с наличием проскальзывания (рис. 8,б).

Решая уравнение (8) при следующих граничных условиях: $v_1 = -b \frac{dv_1}{dr}$, $r = R_0$; $\frac{dv_1}{dr} = 0$, $r = 0$, получим:

$$v_1 = \frac{R_0^2}{4\eta_1} \frac{dp}{dx} \left[\left(\frac{r^2}{R_0^2} - 1 \right) + \frac{2b}{R_0} \right],$$

где b – коэффициент проскальзывания.

Расход газа с проскальзыванием определяется из выражения:

$$Q_0 = 2\pi \int_0^{R_0} r v_1 dr = \frac{\pi R_0^4}{8\eta_1} \frac{dp}{dx} \left(1 + \frac{4b}{R_0} \right).$$

Принимая во внимание определение коэффициента проскальзывания [19] (рис. 8,д), а также учитывая, что на стенке капилляра ($r = R$) выполняется условие прилипания ($v_2 = 0$) принимаем $b = \delta = R - R_0$.



Окончательно для расхода газа с проскальзыванием получим:

$$Q_0 = \frac{\pi R_0^4}{8\eta_1} \frac{dp}{dx} \left(1 + \frac{4(1-S)}{S} \right). \tag{16}$$

Относительный расход газа, представляющий собой отношение расхода газа с проскальзыванием (16) к расходу без проскальзывания (10) определяется из выражения:

$$Q_0 = \frac{4S - 3S^2}{S^2 + 2\varepsilon \cdot (1 - S^2)} = \frac{(1 - \xi) \cdot (1 + 3\xi)}{(1 - \xi)^2 + 2\varepsilon \cdot (2\xi - \xi^2)}. \tag{17}$$

Подставляя (14) в (17) получим:

$$Q_0 = \frac{4 \sqrt{1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}} - 3 \left[1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c} \right]}{1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c} + 2\varepsilon \left[1 - \sqrt{1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}} \right]^2}.$$

В ряде исследований [20, 21] показано, что даже абсолютно гладкая поверхность лишь частично покрывается докритическими зародышами, кроме того на шероховатой поверхности (с шероховатостью наноразмеров) количество образующихся зародышей снижается и по данным [22] заполненность ими поверхности может составить 20 %. Очевидно, в пористой среде возможны и более низкие значения. Для определения расхода жидкости в условиях неполного покрытия поверхности капилляра зародышами конденсатавоспользуемся подходом, предложенным в работе [23]. Для общей скорости течения можно использовать следующее уравнение:

$$v_c = f v_1 + (1 - f) \cdot v_0, \tag{18}$$

где v_1 – скорость определяемая уравнением (9), v_0 – скорость по Пуазейлю.

Из уравнения (18) получим:

$$v_c = \frac{1}{4\eta_1} \frac{dp}{dx} \left[f \cdot (R_0^2 - r^2 + \varepsilon \cdot (R^2 - R_0^2)) + (1 - f) \cdot (R^2 - r^2) \right].$$

Общий расход газа без проскальзывания определяется из выражения:

$$\begin{aligned} Q_c &= 2\pi \int_0^{R_0} r v_c dr = \frac{\pi R_0^4}{8\eta_1} \frac{dp}{dx} \left[f \cdot \left(1 + 2\varepsilon \frac{1 - S^2}{S^2} \right) + (1 - f) \cdot \left(\frac{2 - S^2}{S^2} \right) \right] = \\ &= \frac{\pi R_0^4}{8\eta_1} \frac{dp}{dx} \left[f \cdot \left(1 + 2\varepsilon \frac{2\xi - \xi^2}{(1 - \xi)^2} \right) + (1 - f) \cdot \left(\frac{1 + 2\xi - \xi^2}{(1 - \xi)^2} \right) \right]. \end{aligned} \tag{19}$$

Относительный расход газа, представляющий собой отношение расхода газа с проскальзыванием (16) к общему расходу без проскальзывания (19) определяется из выражения:

$$Q_0 = \frac{(4 - 3S)/S}{f \cdot \left(1 + 2\varepsilon \frac{1 - S^2}{S^2} \right) + (1 - f) \cdot \left(\frac{2 - S^2}{S^2} \right)} = \frac{(1 + 3\xi)/(1 - \xi)}{f \cdot \left(1 + 2\varepsilon \frac{2\xi - \xi^2}{(1 - \xi)^2} \right) + (1 - f) \cdot \left(\frac{1 + 2\xi - \xi^2}{(1 - \xi)^2} \right)}. \tag{20}$$

При $f = 1$ уравнение (20) переходит в уравнение (17). Подставляя (14) в (20) получим:

$$Q_0 = \frac{4 - 3 \sqrt{1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}}}{\sqrt{1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}}} \cdot \frac{1 + \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}}{f \left\{ 1 + 2\varepsilon \frac{\frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}}{1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}} \right\} + (1 - f) \frac{1 + \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}}{1 - \frac{C_0}{f} \frac{p_{nc} - p}{p_{nc} - p_c}}}.$$



Пристенный слой даже для однофазных систем, например для воды в тонких порах, имеет переменную вязкость [24,25]. В нашем случае, зародыши образуются на поверхности порового канала, находясь, в объеме газа. При этом, естественно предположить, что на линии контакта зародышей-конденсата, покрывающих поверхность порового канала, и газа вязкость практически равна вязкости газа, а на стенке капилляра вязкости конденсата. В связи с этим, в первом приближении примем следующую зависимость для распределения вязкости по радиусу капилляра (рис. 8,в):

$$\eta(r) = \eta_1 + \frac{\eta_2 - \eta_1}{R - R_0}(r - R_0). \tag{21}$$

Решая уравнение (8) с учетом (21) получим:

$$Q_1 = \frac{\pi R_0^4}{8\eta_1} \frac{dp}{dx} \left\{ \eta_1 f \left[-\frac{1}{\eta_1} + 2\varepsilon \frac{2\left(\frac{1}{\varepsilon} - 1\right)}{(\eta_2 - \eta_1)S - \eta_1} \ln \left(\frac{\frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}}{S - S^2 + \frac{\eta_1(S - S^2)}{\eta_2 - \eta_1}} \right) + \frac{1}{\varepsilon\eta_1} \right] + \frac{2 - S^2}{S^2}(1 - f) \right. \\ \left. + \frac{4(1-S)}{(\eta_2 - \eta_1)S^2} \left[1 - S - \ln \left(\frac{\frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}}{1 - S + \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}} \right) \cdot \left(S - \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1} \right) \right] \right\} \\ Q_0 = \frac{\frac{1}{\eta_1} \left(1 + 4 \frac{1-S}{S} \right)}{\left\{ -\frac{1}{\eta_1} + 2\varepsilon \frac{2\left(\frac{1}{\varepsilon} - 1\right)}{(\eta_2 - \eta_1)S - \eta_1} \ln \left(\frac{\frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}}{S - S^2 + \frac{\eta_1(S - S^2)}{\eta_2 - \eta_1}} \right) + \frac{1}{\varepsilon\eta_1} \right\} + \frac{2 - S^2}{\eta_1 S^2}(1 - f) \\ \left. + \frac{4(1-S)}{(\eta_2 - \eta_1)S^2} \left[1 - S - \ln \left(\frac{\frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}}{1 - S + \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}} \right) \cdot \left(S - \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1} \right) \right] \right\}} \\ Q_2 = \frac{\pi R^4}{\eta_2} \frac{dP}{dx} \frac{(1-S)}{(1-\varepsilon)} \left\{ \frac{1 - 3S^2 + 2S^3}{6} + \left[S^2 \ln \cdot \left(\frac{\frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}}{1 - S + \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}} \right) + \frac{1 - S^2}{2} + \right. \right. \\ \left. \left(S - \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1} \right) \left[1 - S - \left(S - \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1} \right) \right] \cdot \ln \cdot \left(\frac{1 - S + \frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}}{\frac{\eta_1(1-S)}{\eta_2 - \eta_1}} \right) \right] \\ \left. \left[\left(\frac{S}{2} + \frac{\eta_1(1-S)}{2(\eta_2 - \eta_1)} \right) - \frac{S\varepsilon}{2} \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1 \right) \frac{1}{1 - \frac{\eta_1(1-S)}{S \cdot (\eta_2 - \eta_1)}} \right] - \right. \\ \left. - \frac{S^2\varepsilon}{2} \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1 \right) \frac{1}{1 - \frac{\eta_1(1-S)}{S \cdot (\eta_2 - \eta_1)}} \left(S \ln S + S \frac{(1 - S^2)}{2} \right) \right\} \tag{23}$$

По формуле (22) с учетом (13) произведены численные расчеты при следующих значениях параметров: $C_0 = 0,6$; $f = 0,45$; $\varepsilon = 0,054$; $P_c = 17,5$ МПа; $\eta_1 = 1,2 \cdot 10^{-5}$ Пас; $\eta_2 = 22 \cdot 10^{-5}$ Пас.

Результаты проведенных расчетов представлены на рисунке 10. Как видно из рисунка расчет по формуле (22) достаточно хорошо описывает экспериментальные результаты.

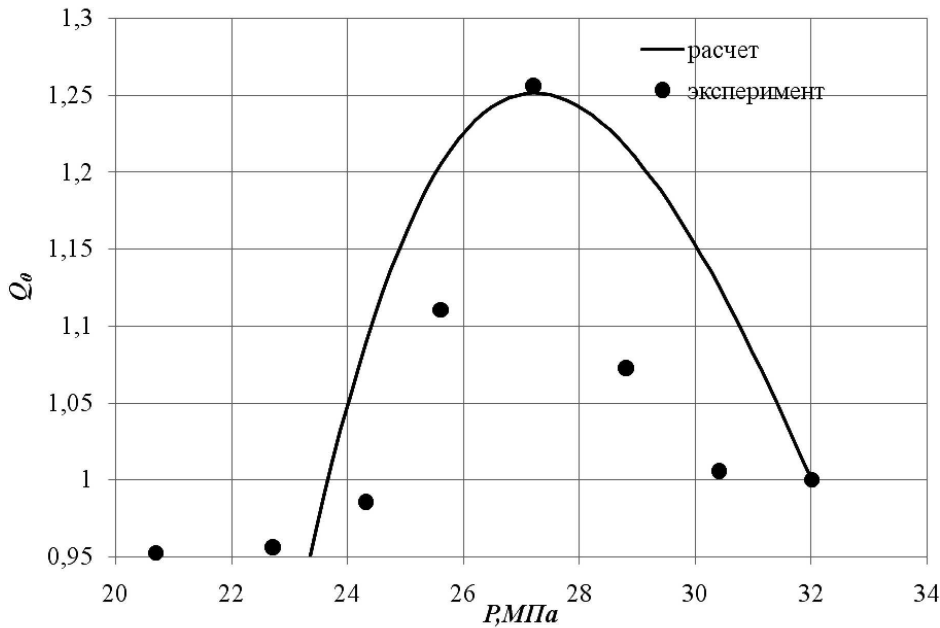


Рисунок 10 – Расчетная зависимость расхода газа от давления

На основании полученных результатов можно предложить следующий механизм наблюдаемых эффектов. В процессе фильтрации газоконденсатной смеси в докритической области на поверхности поровых каналов, при краевом угле смачивания $\Theta > 0^\circ$, происходит образование стабильных зародышей конденсата, формирующих пристенный слой. Это приводит к эффекту проскальзывания и увеличению расхода газа при снижении давления к давлению начала ретроградной конденсации. Вместе с тем происходит уменьшение пропорциональной расходу площади потока жидкости нормальной к направлению течения, ввиду увеличения толщины пристенного слоя. Конкуренция этих двух эффектов приводит к тому, что зависимость расхода жидкости от давления имеет немонотонный характер. При этом до достижения максимума преобладает эффект проскальзывания, а дальнейшее снижение расхода связано с преобладанием уменьшения живого сечения поровых каналов за счет увеличения толщины пристенного слоя.

Для перехода к реальной пористой среде определим относительные проницаемости: из (16) с учетом (13) получим:

$$k_1 = (1 - (C/f))^2 \cdot \left(1 + 4 \cdot \frac{1 - \sqrt{1 - (C/f)}}{\sqrt{1 - (C/f)}} \right);$$

из (23) с учетом (13) получим:

$$k_2 = \frac{1 - \sqrt{1 - (C/f)}}{1 - \varepsilon} \cdot \left[\frac{(C/f) + 2(1 - (C/f))^{\frac{3}{2}}}{6} + (1 - (C/f)) \cdot \ln \cdot \left(\frac{\eta_1(1 - \sqrt{1 - (C/f)})}{\eta_2 - \eta_1} \cdot \frac{1}{(1 - \sqrt{1 - (C/f)}) + \frac{\eta_1(1 - \sqrt{1 - (C/f)})}{\eta_2 - \eta_1}} \right) + \frac{C}{2f} + \left(\sqrt{1 - (C/f)} - \frac{\eta_1(1 - \sqrt{1 - (C/f)})}{\eta_2 - \eta_1} \right) \times \left[(1 - \sqrt{1 - (C/f)}) - \left(\sqrt{1 - (C/f)} - \frac{\eta_1(1 - \sqrt{1 - (C/f)})}{\eta_2 - \eta_1} \right) \right] \times \ln \cdot \left(\frac{(1 - \sqrt{1 - (C/f)}) + \frac{\eta_1(1 - \sqrt{1 - (C/f)})}{\eta_2 - \eta_1}}{\eta_1(1 - \sqrt{1 - (C/f)})} \right) \right]$$



$$\left[\begin{aligned} & \frac{\sqrt{1-(C/f)} + \eta_1(1-\sqrt{1-(C/f)})}{2} - \frac{\sqrt{1-(C/f)} \cdot \varepsilon \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1 \right)}{2} \frac{1}{1 - \frac{\eta_1(1-\sqrt{1-(C/f)})}{(\eta_2 - \eta_1) \cdot \sqrt{1-(C/f)}}} \\ & - \frac{(1-(C/f)) \cdot \varepsilon \left(\frac{1}{\varepsilon} - 1 \right)}{2} \frac{1}{1 - \frac{\eta_1(1-\sqrt{1-(C/f)})}{(\eta_2 - \eta_1) \cdot \sqrt{1-(C/f)}}} \left(\sqrt{1-(C/f)} \cdot \ln \left(\sqrt{1-(C/f)} \right) + \sqrt{1-(C/f)} \frac{C}{2f} \right) \end{aligned} \right]$$

Используя указанные относительные проницаемости в обобщенном законе Дарси можно определить основные параметры процесса фильтрации газоконденсатной смеси в реальной пористой среде при наличии проскальзывания и переменной вязкости пристенного слоя.

Механизм влияния смачиваемости пористой среды на стационарную фильтрацию газоконденсатной смеси

Известно, что зародыши новой фазы, в основном, образуются на существующих поверхностях [17]. Действительно, работа гетерогенного образования зародышей может быть определена из соотношения [26]:

$$W_h/W = f(\theta), \tag{24}$$

где W – работа гомогенного образования зародышей жидкой фазы, $f(\theta)$ – функция краевого угла смачивания жидкостью твердой поверхности:

$$f(\theta) = \frac{1}{4} (1 - \cos \theta)^2 (2 + \cos \theta). \tag{25}$$

Подставляя (25) в (24), получим:

$$\frac{W_h}{W} = \frac{1}{2} - \frac{3}{4} \cos \theta + \frac{1}{4} \cos^3 \theta$$

Из приведенного уравнения видно, что при $0^\circ < \theta < 180^\circ$ работа гетерогенного процесса всегда меньше работы гомогенного процесса. При этом, когда пористая среда (в нашем случае составленная кварцевым песком) смачивается конденсатом ($0^\circ < \theta < 90^\circ$) происходит интенсивное зародышеобразование на поверхности пористых каналов, что и приводит к эффекту проскальзывания. В случае, когда пористая среда не смачивается конденсатом ($90^\circ < \theta < 180^\circ$) зародышеобразование на поверхности поровых каналов практически не происходит и пористая среда становится «газосмачиваемой» (gaswet), что приводит к тому, что весь конденсат выносится газом из пористой среды и эффект проскальзывания не наблюдается. Для подтверждения указанного предположения нами была проведена третья серия экспериментальных исследований.

Эксперимент проводился в следующей последовательности: после обвязки экспериментальной установки согласно схеме (рис. 1) по стандартной методике определяли объем пор и абсолютную проницаемость пористой среды сложенной кварцевым песком различных фракций; пористая среда насыщалась природным газом (табл. 1), который затем фильтровался под постоянным перепадом давления до установления постоянного расхода; пористая среда под вакуумом насыщалась н-гексаном после чего он под постоянным перепадом давления вытеснялся природным газом до установления постоянного расхода; эксперимент повторялся в пористой среде обработанной олеофобным составом. Эксперимент проводился при температуре 25°C , перепаде давления $0,1 \text{ МПа}$ ($P_i = 2,1 \text{ МПа}$, $P_o = 2 \text{ МПа}$). Абсолютная проницаемость пористой среды составила $0,2 \text{ мкм}^2$. До проведения эксперимента на приборе KRUSSDSA30 определялся контактный угол смачивания н-гексаном кварца до и после обработки олеофобным составом (замер производился после восьми часовой выдержки состава на высыхание). Углы смачивания составили, соответственно 26 и 108 градусов.

Результаты экспериментов приведены на рисунке 11. Как видно из рисунка в олеофильной пористой среде имеет место значительное (почти на 20 %) увеличение расхода по сравнению с расходом газа до закачки н-гексана. В олеофобной среде подобного увеличения не происходит и после вытеснения н-гексана расход газа становится равным расходу до закачки н-гексана. Таким образом, эксперимент подтверждает предложенный нами механизм влияния смачиваемости на стационарную фильтрацию газоконденсатных систем.

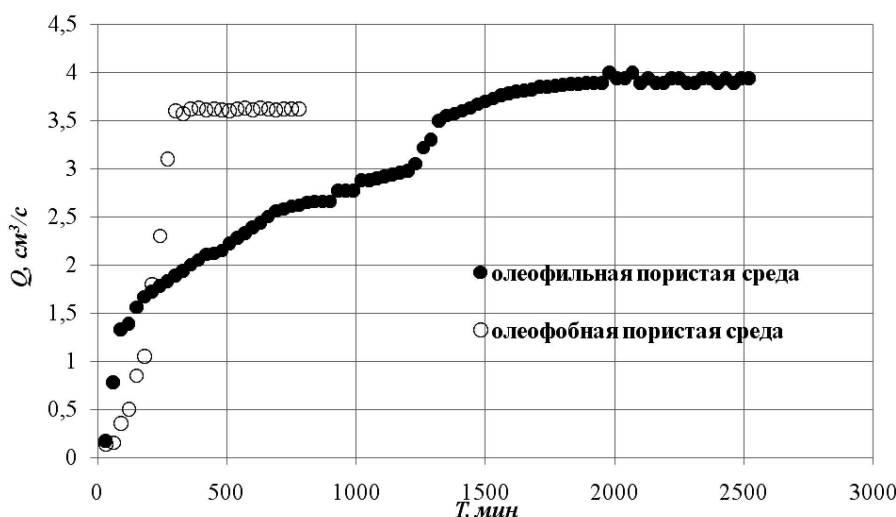


Рисунок 11 – Динамика расхода газа в олеофильной (стационарный расход газа до закачки н-гексана 3,27 см³/с) и олеофобной пористой среде (стационарный расход газа до закачки н-гексана 3,62 см³/с)

Механизм восстановления давления при нестационарной фильтрации газоконденсатной смеси

Определяющим фактором при восстановлении давления является сжимаемость, и в нашем случае сжимаемость газоконденсатной смеси увеличивается при снижении давления (рис. 4). Это может быть связано только с выделением конденсата и сопутствующей осушкой газа. В связи с этим, принимаем, что после выделения жидкости в пористой среде движется только газ. Уравнение нестационарной прямолинейно-одномерной фильтрации газа имеет вид:

$$\frac{\partial P^2}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(\chi \frac{\partial P^2}{\partial x} \right), \tag{26}$$

где χ – пьезопроводность, t – время.

Принимаем следующие начальные и граничные условия:

$$P^2|_{t=0} = P_i^2 - \frac{2 \eta P_{at} Q_s x}{kF}; P^2|_{x=0} = P_i^2; - \frac{k}{2 P_{at} \eta} \frac{\partial P^2}{\partial x} \Big|_{x=l} F = Q_s \left(1 - \frac{t}{T_s} \right), \tag{27}$$

где Q_s – расход стационарной фильтрации газа при $t = 0$, T_s – время прекращения притока в процессе восстановления давления.

Известно, что пьезопроводность обратно пропорциональна сжимаемости, и поэтому учесть влияние сжимаемости на процесс восстановления давления можно введением в уравнение (26) зависимости пьезопроводности от давления, которую в первом приближении, можно принять линейной

$$\chi = \chi_o + \frac{\chi_i - \chi_o}{P_i - P_o} \cdot (P - P_o), \tag{28}$$

где χ_i, χ_o – пьезопроводность при давлении на входе и выходе пористой среды. Усредняя $\frac{\partial P}{\partial t}$ по длине пористой среды, получим:

$$\varphi(t) = \frac{1}{l} \int_0^l \frac{\partial P^2}{\partial t} dx, \tag{29}$$

где $\varphi(t)$ – функция t .

Подставляя выражение (29) в уравнение (26) после интегрирования получим:

$$\chi \frac{\partial P^2}{\partial x} = \varphi(t) x + C_1. \tag{30}$$



Подставляя выражение (28) в уравнение (30) после интегрирования получим:

$$\chi_i P^2 + \frac{\chi_o - \chi_i}{P_i - P_o} \left(P_i P^2 - \frac{2}{3} P^3 \right) = \varphi(t) \frac{x^2}{2} + C_1 x + C_2, \tag{31}$$

где C_1 и C_2 постоянные интегрирования.

Из выражения (31) с учетом граничных условий (27) принимая в первом приближении $P^3 = P_i P^2$ получим:

$$P^2 = P_i^2 + \frac{\varphi(t)}{a} (x^2 - lx) - \frac{2 P_i P_{at} Q_s}{Fma} \left(1 - \frac{t}{T_s} \right) x, \tag{32}$$

где m – пористость, $a = -\frac{2 \chi_i - \chi_o}{3 P_i - P_o} P_i + \chi_o + \frac{\chi_i - \chi_o}{P_i - P_o} P_o$.

Теперь из выражения (29) с учетом выражения (32) получим:

$$\dot{\varphi}(t) + \frac{3a}{l^2} \varphi(t) = \frac{3 P_i P_{at} Q_s}{Fm T_s l}. \tag{33}$$

Интегрируя дифференциальное уравнение (33) с учетом начальных условий (27) получим:

$$P^2 = P_i^2 - \frac{2 \eta P_{at} Q_s}{kF} x e^{-\frac{3a}{l^2} t} + \frac{2 P_i P_{at} Q_s}{Fma} x e^{-\frac{3a}{l^2} t} + \frac{P_i P_{at} Q_s l}{Fma T_s} \frac{1}{a} \left(\frac{x^2}{2} - lx \right) \cdot \left(1 - e^{-\frac{3a}{l^2} t} \right) - \frac{2 P_i P_{at} Q_s}{Fma} \left(1 - \frac{t}{T_s} \right). \tag{34}$$

Давление на выходе из пористой среды определяется из выражения (34) при $x = l$ и будет иметь вид:

$$P_o^2 = P_i^2 - \frac{2 \eta P_{at} Q_s l}{kF} e^{-\frac{3a}{l^2} t} + \frac{2 P_i P_{at} Q_s l}{Fma} e^{-\frac{3a}{l^2} t} - \frac{P_i P_{at} Q_s l^3}{2 Fm T_s a^2} \left(1 - e^{-\frac{3a}{l^2} t} \right) - \frac{2 P_i P_{at} Q_s}{Fma} \left(1 - \frac{t}{T_s} \right) \cdot l. \tag{35}$$

На рисунке 12 представлены результаты эксперимента и численного расчета по формуле (35) при следующих значениях параметров $m = 0,2$, $k = 2 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$, $\eta = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}$, $l = 1,1 \text{ м}$, $F = 8,05 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$, $\chi_i = \frac{k P_i}{\eta m}$, $\chi_o = \frac{k P_o}{\eta m}$, $P_{at} = 10^5 \text{ Па}$, $P_i = 32,4; 27,6; 16,9 \text{ МПа}$, $P_o = 31,6; 26,8; 16,1 \text{ МПа}$, $Q_s = 26,5; 33,3; 25 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/\text{с}$; T_s – принимались экспериментальные значения, показанные на рисунке 3.

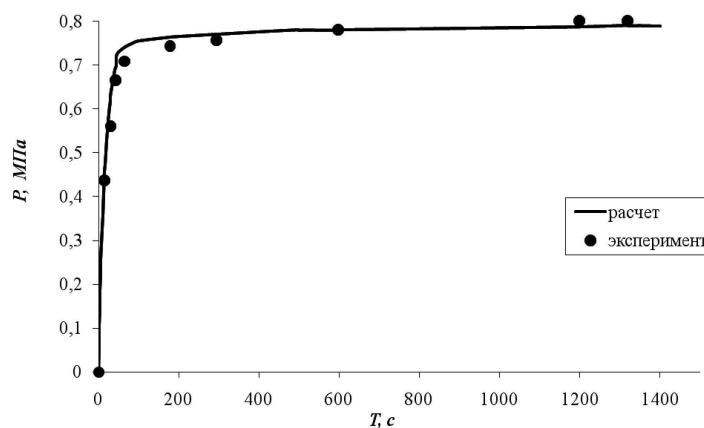
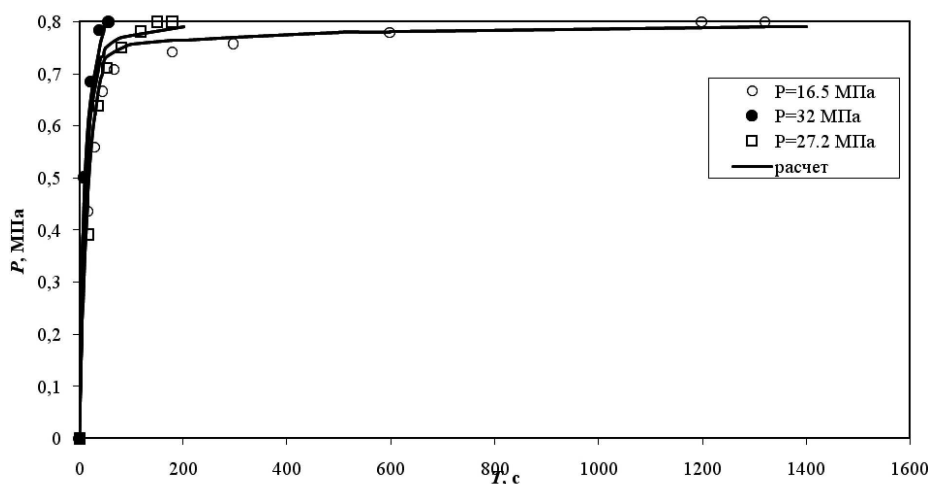


Рисунок 12 – Расчетные кривые восстановления давления
139



Продолжение рисунка 12 – Расчетные кривые восстановления давления

Как видно из рисунка 12 результаты расчетов достаточно хорошо описывают полученные экспериментальные результаты.

Выводы

1. В результате экспериментальных исследований стационарной фильтрации газоконденсатной смеси получено, что уже при давлении, значительно превышающем давление начала ретроградной конденсации $P = 1,74 P_c$, начинается увеличение расхода газа, а при давлении $P = 1,5 P_{сон}$ достигает своего пика и практически на 30 % превышает расход вблизи критического давления. При этом зависимость расхода газа от уровня давления носит немонотонный характер и повышенные значения расхода достигаются в интервале уровня давления $P = 1,4-1,74 P_c$.

2. Рассмотрено влияние смачиваемости пористой среды на процесс стационарной фильтрации газоконденсатной системы. Показано, что в олеофобной пористой среде увеличение расхода газа не наблюдается.

3. Экспериментально изучена нестационарная фильтрация газоконденсатной системы. Показано, что со снижением уровня давления в процессе нестационарной фильтрации происходит существенное уменьшение преезопроводности и увеличение сжимаемости системы.

4. Предложен механизм наблюдаемых эффектов, согласно которому образование стабильных докритических зародышей конденсата приводит к эффекту проскальзывания и изменению сжимаемости системы. Рассмотрен механизм стабилизации докритических зародышей совместным действием поверхностных и электрических сил.

5. Полученные математические модели стационарной и нестационарной фильтрации газоконденсатной смеси хорошо описывают экспериментальные результаты.

Литература:

1. Грин Х., Лейн В. Аэрозоли-пыли, дымы и туманы. – Л.: Химия, 1972.
2. Амикс Дж., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962.
3. Carlon H., Harden C. Mass spectrometry of ion-induced water clusters: an explanation of the infrared continuum absorption // *Applied Optics*. – 1980. – Vol. 19 (11). – P. 1776–1786.
4. Enghoff M.B., Svensmark H. The role of atmospheric ions in aerosol nucleation – a review // *Atmospheric Chemistry and Physics*. – 2008. – Vol. 8. – Issue 16. – P. 4911–4923.
5. Болотов А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Нестеров И.Н. Реологические свойства растворов газов в жидкости // *Известия АН СССР. Механика жидкости и газа*. – 1988. – Т. 23. – № 5. – С. 172–175.
6. Suleimanov B.A., Azizov F., Abbasov E.M. Specific features of the gas-liquid mixture filtration // *Acta Mechanica*. – 1998. – Vol. 130. – № 1. – P. 121–133.
7. Сисенбаева М.Р. Изменение вязкости пластовой нефти в зоне фазового превращения и определение влияния ПАВ «Карпатол-УМ2К-Нурол» на давление насыщения нефти газом // *SOCAR Proceedings*. – 2015. – № 3. – С. 21–26.
8. Hosein R., Mayrhuo R., McCain Jr.W.D. Determination and validation of saturation pressure of hydrocarbon systems using extended Y-function // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 124. – P. 105–113.
9. Muskat M. The flow of homogeneous fluids through porous media. – Michigan: I.W. Edwards, Inc. Ann Arbor, 1946.
10. Френкель Я.И. Кинетическая теория жидкостей. – Ленинград: Наука, 1975.
11. Tompkins A. Atmospheric physics. – Trieste, Italy: ICTP, 2016.
12. Асхабов А.М., Рязанов М.А. Кластеры «скрытой» фазы – кватароны и зародышеобразование // *ДАН*. – 1998. – Т. 362 (4–6). – С. 335–337.



13. Акуличев В.А. Гидратация ионов и кавитационная прочность воды // *Акустический журнал*. – 1966. – Т. 12. – № 2. – С. 160–165.
14. Alty T. The origin of the electrical charge on small particles in water // *Proceedings of the Royal Society A*. – 1926. – Vol. 112. – P. 235–251.
15. Kuenen J.P. On retrograde condensation and the critical phenomena on mixtures of two substances // *Communications from the Laboratory of Physics at the University of Leiden by Prof. Dr. Heike Kamerlingh Onnes*. – March 1885 – June 1894. – № 1–12. – P. 7–14.
16. Tolman R.C. The superficial density of matter at a liquid vapor boundary // *Journal of Chemical Physics*. – 1949. – Vol. 17. – P. 118–127.
17. Фольмер М. Кинетика образования новой фазы. – М. : Мир, 1986.
18. Клинкаберг Л. Дж. Проницаемость пористых сред для жидкостей и газов // *SOCAR Proceedings*. – 2012. – № 2. – С. 59–71. (перевод статьи Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases. – American Petroleum Institute, 1941).
19. Lauga E., Brenner M.P., Stone H.A. Microfluidics: the no-slip boundary condition. Ch. 15 in *Handbook of experimental fluid dynamics*. Eds. J. Foss, C. Tropea and A. Yarin. – New-York : Springer, 2005.
20. Tyrrell J.W.G. and Attard P. Images of nanobubbles on hydrophobic surfaces and their interactions // *Physical Review Letters*. – 2001. – Vol. 87. – Article 176104.
21. Simonsen A.C., Hansen P.L., Klosgen B. Nanobubbles give evidence of incomplete wetting at a hydrophobic interface // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2004. – Vol. 273. – P. 291–299.
22. Zhu Y., Granick S. Limits of the hydrodynamic no-slip boundary condition // *Physical Review Letters*. – 2002. – Vol. 88. – Article 106102.
23. Tretheway D., Meinhart C. A generating mechanism for apparent fluid slip in hydrophobic microchannels // *Physics of Fluids*. – 2004. – Vol. 16. – P. 1509–1515.
24. Киселева О.А., Соболев В.Д., Старов В.М., Чураев Н.В. Изменение вязкости воды вблизи поверхности кварца // *Коллоидный журнал*. – 1979. – Т. 41. – № 2. – С. 245–250.
25. Lykelma J., Overbeek J.Th.G. On the interpretation of electrokinetic potentials // *Journal of Colloid Science*. – 1961. – Vol. 17. – P. 501–512.
26. Хирс Д., Паунд Г. Испарение и конденсация. – М. : Metallurgiya, 1966.

References:

1. Greene X., Lane V. *Aerosols-dust, smokes and fogs*. – L. : Chemistry, 1972.
2. Amiks Dzh., Bass D., Uayting R. *Fizika of oil layer*. – М. : Gostoptekhizdat, 1962.
3. Carlon H., Harden C. Mass spectrometry of ion-induced water clusters: an explanation of the infrared continuum absorption // *Applied Optics*. – 1980. – Vol. 19 (11). – P. 1776–1786.
4. Enghoff J.B., Svensmark H. The role of atmospheric ions in aerosol nucleation – a review // *Atmospheric Chemistry and Physics*. – 2008. – Vol. 8. – Issue 16. – P. 4911–4923.
5. Bolotov A.A., Mirzadzhanzade A.H., Nesterov I.N. Rheological properties of solutions of gases in liquid // *News of Academy of Sciences of the USSR. Mechanics of liquid and gas*. – 1988. – V. 23. – № 5. – P. 172–175.
6. Suleimanov B.A., Azizov F., Abbasov E.M. Specific features of the gas-liquid mixture filtration // *Acta Mechanica*. – 1998. – Vol. 130. – № 1. – P. 121–133.
7. Sisenbayeva M.R. Change of viscosity of reservoir oil in a zone of phase transformation and influence definition KarpatoL-UM2K-NuroL surfactant on oil saturation pressure gas // *SOCAR Proceedings*. – 2015. – No. 3. – P. 21–26.
8. Hosein R., Mayrhuo R., McCain Jr.W.D. Determination and validation of saturation pressure of hydrocarbon systems using extended Y-function // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2014. – Vol. 124. – P. 105–113.
9. Muskat M. *The flow of homogeneous fluids through porous media*. – Michigan : I.W. Edwards, Inc. Ann Arbor, 1946.
10. Frenkel Ya.I. *Kinetic theory of liquids*. – Leningrad : Science, 1975.
11. Tompkins A. *Atmospheric physics*. – Trieste, Italy : ICTP, 2016.
12. Askhabov A.M., Ryazanov M.A. Clusters of the «hidden» phase are kvatarona and a zarodysheobrazovaniye // *is GIVEN*. – 1998. – V. 362 (4–6). – P. 335–337.
13. Akulichев V.A. Hydration of ions and cavitation durability of water // *Acoustic magazine*. – 1966. – V. 12. – № 2. – P. 160–165.
14. Alty T. The origin of the electrical charge on small particles in water // *Proceedings of the Royal Society A*. – 1926. – Vol. 112. – P. 235–251.
15. Kuenen J.P. On retrograde condensation and the critical phenomena on mixtures of two substances // *Communications from the Laboratory of Physics at the University of Leiden by Prof. Dr. Heike Kamerlingh Onnes*. – March 1885 – June 1894. – № 1–12. – P. 7–14.
16. Tolman R.C. The superficial density of matter at a liquid vapor boundary // *Journal of Chemical Physics*. – 1949. – Vol. 17. – P. 118–127.
17. Folmer M. *Kinetics of formation of a new phase*. – М. : World, 1986.
18. Klinkenberg L.J. Permeability of porous environments for liquids and gases // *SOCAR Proceedings*. – 2012. – № 2. – P. 59–71. (translation of article Klinkenberg L.J. The permeability of porous media to liquids and gases. – American Petroleum Institute, 1941).
19. Lauga E., Brenner M.P., Stone H.A. Microfluidics: the no-slip boundary condition. Ch. 15 in *Handbook of experimental fluid dynamics*. Eds. J. Foss, C. Tropea and A. Yarin. – New-York : Springer, 2005.
20. Tyrrell J.W.G. and Attard P. Images of nanobubbles on hydrophobic surfaces and their interactions // *Physical Review Letters*. – 2001. – Vol. 87. – Article 176104.
21. Simonsen A.C., Hansen P.L., Klosgen B. Nanobubbles give evidence of incomplete wetting at a hydrophobic interface // *Journal of Colloid and Interface Science*. – 2004. – Vol. 273. – P. 291–299.



22. Zhu Y., Granick S. Limits of the hydrodynamic no-slip boundary condition // *Physical Review Letters*. – 2002. – Vol. 88. – Article 106102.
23. Trethewey D., Meinhart C. A generating mechanism for apparent fluid slip in hydrophobic microchannels // *Physics of Fluids*. – 2004. – Vol. 16. – P. 1509–1515.
24. Kiselyova O.A., Sobolev V. D., Starov V.M., Churayev N.V. Change of viscosity of water near the surface of quartz // *the Colloidal magazine*. – 1979. – V. 41. – № 2. – P. 245–250.
25. Lykelma J., Overbeek J.Th.G. On the interpretation of electrokinetic potentials // *Journal of Colloid Science*. – 1961. – Vol. 17. – P. 501–512.
26. Khris D., Paund G. *Evaporation and condensation*. – М. : Metallurgy, 1966.



УДК 550.38

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ
И РЕЗУЛЬТАТЫ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛОЩАДЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
СЕВЕРО-ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ ЮЖНО-КАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ**



**GEOLOGICAL STRUCTURE
AND RESULTS PETROPHYSICAL LAUGHTERS
OF THE OIL-AND-GAS AREAS OF THE FIELD
OF THE NORTHWEST PART OF THE SOUTHERN CASPIAN HOLLOW**

Султанов Латиф Агамирза оглы

научный сотрудник лаборатории
физических свойств горных пород
месторождений полезных ископаемых,
Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности
latif.sultan@mail.ru

Sultanov Latif Agamirza

Research Associate of laboratory
physical properties of rocks
fields mineral deposits,
Azerbaijani State University
Oil and Industry
latif.sultan@mail.ru

Аннотация. В статье были исследованы различные геолого-геофизические и физические аспекты, которые влияли на коллекторный потенциал нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в данном районе.

В частности, были изучены коллекторские свойства пород ПТ, в результате чего получены данные, отражающие их вариацию по площади, в пространстве и во времени. Это позволило разделить различные типы пород-коллекторов, установить закономерность их распространения и изменения пористости по разрезу. Так, согласно результатам разных петрофизических методов исследования, коллекторские свойства пород, в целом, ухудшаются с глубиной. Однако в отдельных случаях в глинистых и карбонатных породах при относительно жестких термобарических условиях коллекторские свойства могут улучшиться, за счет появления вторичной пористости.

Ключевые слова: петрофизика, плотность, распространение ультразвуковых волн, пористость, скважина, породы, глубина, нефть, газ, залежь, критерии, карбонатность, прогиб, бурение.

Annotation. In the article different geological-geochemical and physical aspects which affect the gas and collector potentials of oil and gas-condensate deposits encountered in area have been researched.

Dependence between physical parameters for the individual kinds of rocks, dependence between physical properties and material structures are established. The results of various petrophysical research methods show that the filtration capacitance properties, in general, deteriorate with depth. However, in certain cases, in clay and carbonate rocks, reservoir properties can improve, due to the appearance of secondary porosity under relatively stringent thermobaric conditions.

Keywords: petrophysics, density, wave propagation velocity, porosity, well, rocks, deep, oil, gas, deposit, criterion, carbonate content, drilling.

Недавно в связи с изучением нефтегазоносности глубокозалегающих слоев в Азербайджане в значительном объеме были проведены геологоразведочные и геофизические работы. Были подготовлены научные критерии, которые могут быть основанием для будущего геологоразведочного исследования. Было отмечено, что основные залежи нефти и газа связаны с Южно-Каспийской и Куринской впадинами, которые подвергались интенсивному погружению во время мезокайнозоя.

В связи с изучением нефтегазоносности глубокозалегающих толщ осадочного чехла Южно-Каспийской впадины (ЮКВ) в Азербайджане в значительном объеме были проведены геолого-геофизические работы. Были подготовлены научные критерии, которые могут быть основанием для будущих поисково-разведочных работ.

Несмотря на высокую перспективность центральной части ЮКВ ее глубокозалегающих толщ, проблемы связанные с извлечением из них нефти и газа еще не разрешены окончательно.

Локальные поднятия отдельных структурных элементов ЮКВ развивались в основном при активности одних и тех же механизмов складкообразования, и их подавляющая часть относится к структурам нагнетания. К таковым относится и локальные поднятия антиклинальной линии Дарвин кюпеси (наименование структуры) имеющие одинаковое геологическое строение. К ним относятся Гюргяндиз, расположенная на антиклинальной линии Дарвин кюпеси-Южный и о. Чиров, расположенная на антиклинальной линии Хали-Нефт Дашлары. Структуры, которые располагаются на этих антиклинальных линиях, корреляционно изучены.



В районе Апшеронского архипелага были осуществлены петрофизические исследования. Их целью было получение подробной информации о породах-коллекторах и их литолого-петрофизических особенностях, уточнение углеводородных ресурсов и на основе полученных результатов наметить дальнейшее направление поисково-разведочных работ.

С этой целью были исследованы геолого-геофизические и физические характеристики, которые влияли на коллекторский потенциал отложений содержащих нефтяные, газовые и газоконденсатные скопления мезокайнозойского возраста в ЮКВ [1, 2].

Глубокой поисково-разведочной скважиной были вскрыты и изучены отложения коунской и майкопской свит, среднего, верхнего миоцена и плиоцена.

Максимальная толщина этих отложений составляет 4650 м.

Майкопская серия (олигоцен-нижний миоцен) вскрыта скважиной, пробуренной в сводовой части складки, она состоит из песков и глин с прослойками вулканического пепла и растительных остатков.

В разрезе продуктивной толщи (ПТ) были вскрыты многоэтажные нефтяные залежи. Калининская свита представлена алевритами и глинистыми отложениями с прослойками мелкозернистых песков и песчаников. Пески кварцевые, средне-мелкозернистые, а глины слабо-песчаные и слабокарбонатные. Вещественный состав и мощность песчаных горизонтов и глинистых прослоев, разделяющих их, по площади нестабильны. Песчаность разреза от подошвы к кровле свиты и от свода к крыльям складки увеличивается до 70 %. Свита делится на 4 нефтегазоносных горизонта. Кроме того в нижней части горизонта в ряде блоков отмечаются еще 4 горизонта [2].

Для определения запасов эксплуатационного объекта по площади осуществляется анализ накопленного многочисленного геолого-геофизического и промыслового материалов и комплексного использования их результатов. По накопленным промысловым-геофизическим материалам каждой скважины интерпретируются и определяются значения таких параметров, как эффективная мощность, пористость, нефтенасыщенность. Используемая методика реализуется по программе алгоритма [3].

Месторождение Нефть Дашлары простирается с северо-запада к юго-востоку, юго-восточная часть периклинали надвинута на юго-западную. Свод складки осложнен крупным продольным разрывом, который по существу является широкой зоной дизъюнктивной дислокации, сложенной сильно перематыми брекчиевидными отложениями олигоцен-миоценового возраста. В юго-восточной части складки, на пересечении разрывных нарушений располагается грязевой вулкан. Здесь имеются многочисленные грифоны, непрерывно выделяющие нефть и газ на дне моря [4].

Для определения литолого-петрографических и коллекторских свойств глубокозалегающих слоев изменяющихся по площади, были изучены карбонатность, пористость, проницаемость, плотность, гранулометрический состав и скорости распространения продольных волн с помощью образцов, взятых из пробуренных поисково-разведочных скважин площади Нефть Дашлары, Гюргян-дениз, о.Чилор и др. Также были определены экстремальные и средние пределы физических свойств пород. Рассмотрена зависимость их коллекторских свойств от глубины залегания и физических факторов [5].

Вскрытая максимальная мощность ПТ в скважинах составляет 4600 м. Но, в некоторых частях месторождения глубокими разведочными скважинами, на больших глубинах, были вскрыты некоторые горизонты ПТ. Плотность глинистых пород здесь составляет 2,20–2,48 г/см³, пористость 8,3–17 % (внекоторых случаях достигает до 25 %), распространение ультразвуковых волн 2150–2200 м/сек. Плотность алевритов составляют 2,13–2,60 г/см³, пористость варьирует между 15–28 %, распространение ультразвуковых волн колеблется между 1300–2200 м/сек. Плотность песчаников составляют от 2,00 до 2,50 г/см³, пористость варьирует между 7,2–22,0 %. Во всех породах распространение ультразвуковых волн, в зависимости от литологического состава, изменяется в пределах 850–2800 м/сек. Карбонатные глины ПТ подвергались изменению и их физические свойства характеризуются следующими величинами: плотность 2,02–2,59 г/см³, пористость 8,5–30 % и распространение ультразвуковых волн 2100–3500 м/сек. Надо отметить, что карбонатность и проницаемость отложений ПТ в целом также подверглись значительному изменению [6, 7].

Проведенные исследования дают возможность предположить, что изменения физических характеристик исследуемого объекта связаны с литологической неоднородностью основного комплекса, разнообразием пород и тектонических условий. Установлена также закономерность изменения коэффициентов пористости и проницаемости.

В результате коллекторские свойства пород в пределах рассматриваемых глубин претерпевают незначительные изменения, что дает основание прогнозировать наличие коллекторов на этих глубинах. Но в некоторых случаях в связи с петрофизическими изменениями нарушаются некоторые закономерности. Это видно из графики изменения пределов значений коллекторских характеристик осадочных пород.

Нами были изучены также пределы изменения пористости, проницаемости, песчаности и глинисты на основе петрофизических свойств пород [8]. Зависимость физических свойств пород по глубинам были изучены по гипсометрическим и стратиграфическим принадлежностям. Учитывая связь



между коллекторскими свойствами и изменением литолого-гранулометрических характеристик пород, была проведена корреляция разрезов. На исследуемой территории вдоль различных антиклинальных структур была изучена зависимость между петрографическими параметрами.

Выводы

Изменение в широком диапазоне коллекторских свойств пород по площади связано в основном с условиями литогенеза, с неоднородностью литологического состава осадочных комплексов, с глубиной залегания пород, а также с особенностью развития локальных поднятий.

Установлено, что изменение петрофизических значений в широком диапазоне связано с литологическими неоднородностями, разнообразием глубин залегания пород и тектоническими условиями в регионе.

Результаты петрофизических исследований позволили установить увеличение скорости распространения ультразвуковых волн с возрастанием плотности пород и понижением с глубиной их коллекторских свойств.

При прогнозировании нефтегазоносности в глубокозалегающих толщах рассматриваемой территории, наряду с разведочно-геофизическими методами, целесообразно использовать также результаты изменения фильтрационно-объемных характеристик пород выявленных петрофизическими исследованиями, а также характер изменения скорости распространения сейсмических волн с глубиной.

Литература:

1. Али-заде А.А., Ахмедов Г.А., Ахмедов А.М., Алиев А.К., Зейналов М.М. – Геология нефтяных и газовых месторождений Азербайджана. – Изд. Недра, 1966. – С. 390.
2. Юсифзаде Х.Б. Применение современных технологий в области разведки и добычи нефтегазовых месторождений в Азербайджане / *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*. – 2013. – № 7–8 səh. – С. 3–13.
3. Бабазаде Б.Х., Путкарадзе Л.А. О поисках залежей газа и нефти в прибрежной морской зоне Апшеронского полуострова и Бакинского архипелага // *Геология нефти и газа*. – 1961. – № 10.
4. Али-Заде А.А., Салаев С.Г., Алиев А.И. Научная оценка перспектив нефтегазоносности Азербайджана и Южного Каспия и направление поисково-разведочных работ. – Баку : Элм, 1985. – 250 с.
5. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Аббасова Г.Г. Литолого-петрографические и коллекторские свойства мезокайнозойских отложений Прикаспийско-Губинского нефтегазоносного района // *Геофизические новости Азербайджана*. – 2014. – № 3–4. – С. 10–13.
6. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых / под ред. Н.Б. Дортман. – М. : Недра, 1976. – С. 527.
7. Составление каталога коллекторских свойств Мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана : отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики – 105-2009. Фонды Управления Геофизики и Геологии. – Баку, 2010.
8. Мехтиев У.Ш., Хеиров М.Б. Литолого-петрографические особенности и коллекторские свойства пород калинской и подкирмакинской свит Апшеронской нефтегазоносной области Азербайджана. – Баку, 2007. – 1-ый ч. – С. 238.

References:

1. Ali-zade A.A., Akhmedov G.A., Akhmedov A.M., Aliyev A.K., Zeynalov M.M. – *Geology of oil and gas fields of Azerbaijan*. – Prod. Nedra, 1966. – P. 390.
2. Yusifzade H.B. Use of modern technologies in the field of exploration and production of oil and gas fields in Azerbaijan / *Azərbaycan Neft Təsərrüfatı*. – 2013. – № 7–8 səh. – P. 3–13.
3. Babazade B.H., Putkaradze L.A. O search of deposits of gas and oil in at a brozheny sea zone of the Apsheron poluostr and the Baku aripelag // *Geology of oil and gas*. – 1961. – № 10.
4. Ali-zade A.A., Salayev C.G., Aliyev A.I. Scientific assessment of prospects of oil-and-gas content of Azerbaijan and Southern Caspian Sea and direction of exploration. – Baku : Elm, 1985. – 250 p.
5. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Abbasova G.G. Litologo-petrografichesky and collection properties of mesocainozoic deposits of the Caspian and Gubinsky oil-and-gas area // *Geophysical news of Azerbaijan*. – 2014. – № 3–4. – P. 10–13.
6. Physical properties of rocks and minerals / under the editorship of N.B. Dortman. – M. : Nedra, 1976. – P. 527.
7. Drawing up catalog of collection properties of Mesocainozoic deposits of fields of oil-gas and perspective structures of Azerbaijan: the report of Research institute of Geophysics is 105-2009. Funds of Management of Geophysics and Geology. – Baku, 2010.
8. Mekhtiyev U.Sh., Heirov M.B. Litologo-petrografichesky features and collection properties of breeds of kalinsky and podkirmakinsky suites of the Apsheron oil-and-gas region of Azerbaijan. – Baku, 2007. – the 1st h – P. 238.



УДК 550.38

**ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПОРОД ОТЛОЖЕНИЙ
ПЛИОЦЕНОВОЙ ТОЛЩИ НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РАЙОНА
БАКИНСКОГО АРХИПЕЛАГА**



**PETROPHYSICAL FEATURES OF BREEDS OF DEPOSITS
PLIOCENE THICKNESS OF THE OIL-AND-GAS AREA
BAKU ARCHIPELAGO**

Султанов Латиф Агамирза оглы

научный сотрудник лаборатории
физических свойств горных пород
месторождений полезных ископаемых,
Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности
latif.sultan@mail.ru

Бабаев Маис Саркар оглы

кандидат геолого-минералогических наук, доцент,
заведующий кафедрой геологии нефти и газа,
Азербайджанский Государственный Университет
Нефти и Промышленности
m.s.babayev@mail.ru

Аннотация. В статье анализированы результаты комплексных петрофизических исследований образцов пород, нижнего плиоцена из скважин нефтяных месторождений Бакинского архипелага. По всему разрезу продуктивной толщи (ПТ- N^1_2) скоррелированы средние значения гранулометрического состава, коллекторских свойств и других петрофизических характеристик пород. Исследования показывают, что физические свойства одновозрастных и одноименных пород значительно изменяются в результате геолого-физических процессов. Преимущественно изучались коллекторские свойства пород Продуктивной Толщи (ПТ). Итоги исследований по соответствующим площадям представлены в табличной форме и отражают вариацию физических свойств различных типов пород-коллекторов во времени и пространстве и закономерности их изменения по разрезу ПТ.

Ключевые слова: горные породы, свита, пористость, глубина, скважина, плотность, петрофизика, горизонт, бурение скважин, геофизика, нефтегазонакопление.

Sultanov Latif Agamirza

Research Associate of laboratory
physical properties of rocks
fields mineral resources,
Azerbaijani State University
Oil and Industry
latif.sultan@mail.ru

Babayev Mais Sarkar

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Associate Professor,
Manager of Department
of geology of oil and gas,
Azerbaijani State University
Oil and Industry
m.s.babayev@mail.ru

Annotation. The results of comprehensive petrophysical studies of the Lower Pliocene rock samples from wells of the Baku Archipelago oilfields have been analyzed in the article. Average values of the granulometric composition, reservoir properties and other petrophysical characteristics of the rocks have been correlated across the entire Productive Series (PS- N^1_2). Studies reveal that the physical properties of rocks of the same age and name vary significantly as a result of geological and physical processes. Reservoir properties of mainly Productive Series (PS) rocks have been studied. Study results for respective areas have been presented in tabular form and reflect variation of physical properties of various types of reservoir rocks in time and space and patterns of their change throughout PS.

Keywords: rocks, series, porosity, depth, well, density, petrophysics, horizon, well drilling, geophysics, oil and gas accumulation.

В пределах Бакинского архипелага нами были рассмотрены петрофизические характеристики пород слагающих его северные структуры Сангачал-дениз, Дуваны-дениз, Булла-дениз и Гарасу где достаточно хорошо развиты отложения ПТ.

Здесь полная мощность ПТ (3950–4000 м) была вскрыта на площади Сангачал-дениз и на северо-восточной части других площадей. На своде и в присводовых частях локальных поднятий Сангачал-дениз и Дуваны-дениз мощность ПТ составляет 2960–3600 м.

Поднятие Сангачал-дениз в тектоническом отношении представляет собой асимметричную брахи-складку отделенную длинной, но неглубокой седловиной от расположенного северо-западнее Кянизадагского поднятия. По отложениям ПТ на юге-востоке периклиналь складки выражена в рельефе неглубокой и короткой седловиной, отделяющей ее от поднятия Дуваны.

Породы, слагающие месторождения Сангачал-дениз и Дуваны-дениз изучены глубоким бурением от современных отложений, до мезозоя включительно. ПТ обнажается в северной части поднятия, в приосевой части она размыта на глубину до 750–800 м. Литологический разрез пород представлен в основ-



ном чередованием песков, песчаников и глин. Максимальная толщина отложений продуктивной толщи выявленной пробуренными скважинами составляет 3950–4000 м, а минимальная мощность 3000 м.

В геологическом строении площади участвуют отложения ПТ, акагильского, апшеронского ярусов и четвертичные образования. ПТ здесь вскрыта до верхов кирмакинской свиты. ПТ в основном представлена глинами, песчаниками и алевролитами. Плотность глинистых пород составляет 1,95–2,20 г/см³, пористость 7,5–25,5 %, а скорость ультразвуковых волн колеблется между 1950–2300 м/сек. В отличие от глин, плотность песчаников составляет 2,15–2,50 г/см³, а распространение ультразвуковых волн в них определяется скоростью 1200–3000 м/сек. Плотность алевролитов составляет 2,06–2,56 г/см³, пористость 5,5–30 %, а скорость ультразвуковых волн колеблется между 1950–2800 м/сек.

Проведенные исследования дают возможность предположить, что изменения петрофизических и коллекторских характеристик пород исследуемого объекта связаны с карбонатностью, литологической неоднородностью, разнообразием плотности основного комплекса и с тектоническими условиями формирования пород. В результате установлена корреляционная взаимосвязь между карбонатностью пористостью и проницаемостью (табл. 1).

Таблица 1 – Петрофизическая характеристика пород ПТ с глубиной по площадям Бакинского архипелага

Интервал, m	Гранулометрический состав, % Фракции, мм				Карбонатность, %	Пористость, %	Проницаемость, 10–15 м ²	Плотность, σ, г/см ³	Распрост. ултр. звуковых волн, V м/сек
	0,25	0,25–0,1	0,1–0,01	0,01					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2522– 2564	$\frac{0-10,6}{3,18}$	$\frac{1,5-37,7}{20,94}$	$\frac{25,2-71,2}{50,92}$	$\frac{15,8-36,5}{24,83}$	$\frac{7,5-14,4}{9,25}$	$\frac{10,0-21,1}{17,03}$	$\frac{6,6-16,7}{126,40}$	$\frac{2,08-2,50}{2,24}$	$\frac{2450-4000}{3000}$
2956– 2978	$\frac{0,4-3,6}{2,0}$	$\frac{26,4-44,7}{35,5}$	$\frac{37,6-38,9}{38,2}$	$\frac{17,1-34,3}{25,7}$	$\frac{6,8-7}{6,9}$	$\frac{15,0-20,6}{17,8}$	0,9	$\frac{2,23-2,40}{2,332}$	$\frac{3000-3400}{3200}$
3292– 3348	$\frac{0,1-0,8}{0,6(4)}$	$\frac{0,9-45,6}{20,8(4)}$	$\frac{30,0-66,6}{50,1(4)}$	$\frac{23,7-32,3}{28,8(4)}$	$\frac{8,2-9,4}{8,8(2)}$	$\frac{9,9-22,7}{14,5(14)}$	$\frac{1-3,5}{2,3(2)}$	$\frac{2,01-2,47}{2,35(15)}$	$\frac{2400-3400}{3060(18)}$
3804– 3814	$\frac{1,9-9,3}{4,18}$	$\frac{41,3-48,8}{45,95}$	$\frac{23,6-32,6}{26,03}$	$\frac{21,3-27,6}{24,52}$	$\frac{6,9-10,1}{8,25}$	$\frac{20,1-22,2}{21,5}$	$\frac{35,6-46,4}{39,20}$	$\frac{2,03-2,12}{2,08}$	$\frac{2250-2600}{2450}$
3814– 3982	$\frac{0-0,6}{0,3}$	$\frac{10,0-50,0}{31,8}$	$\frac{20,7-63,4}{48,68}$	$\frac{15,3-28,7}{19,95}$	$\frac{10,9-13,5}{11,70}$	$\frac{20,0-22,1}{20,68}$	$\frac{46,8-172,0}{122,20}$	$\frac{2,04-2,12}{2,09}$	$\frac{2550-2600}{2430}$
4444– 4446	$\frac{11,8-17,6}{15,63}$	$\frac{46,2-57,2}{50,57}$	$\frac{14,9-30,4}{23,27}$	$\frac{9,7-11,6}{10,53}$	$\frac{11,8-15,1}{13,07}$	$\frac{14-17}{16,0}$	$\frac{17,6-20,1}{18,85}$	$\frac{2,23-2,35}{2,24}$	$\frac{3000-3450}{3250}$
4580– 4656	$\frac{0,5-7,5}{3,23}$	$\frac{19,6-57,9}{43,07}$	$\frac{22,7-69,1}{37,3}$	$\frac{10,0-23,9}{16,6}$	$\frac{8,9-9,9}{9,37}$	$\frac{20,4-22,9}{21,4}$	$\frac{0,1-95,7}{2,20}$	$\frac{2,01-2,10}{2,05}$	$\frac{2400-2600}{2500}$
5071– 5409	$\frac{1,0-4,4}{2,70(2)}$	$\frac{57,4-60,0}{58,70(2)}$	$\frac{11,8-19,1}{15,45(2)}$	$\frac{19,9-26,4}{23,15(2)}$	$\frac{5,8-12,3}{9,05(2)}$	$\frac{15,8-19,0}{17,40(2)}$	$\frac{0-19,0}{9,5(2)}$	–	–
5175– 5232	$\frac{0,0-2,20}{1,40}$	$\frac{7,2-31,9}{20,76}$	$\frac{32,7-76,2}{45,8}$	$\frac{15,3-38,4}{32,32}$	$\frac{4,3-18,4}{9,0}$	$\frac{5,0-20,9}{12,26}$	$\frac{42,0-94,0}{59,33}$	$\frac{2,08-2,28}{2,18}$	$\frac{2400-2800}{2600}$
5325– 5401	$\frac{0,04-1,3}{0,46(3)}$	$\frac{1,9-18,6}{7,31(6)}$	$\frac{37,5-65,8}{54,62(6)}$	$\frac{26,3-43,9}{37,78(6)}$	$\frac{8,2-20,7}{15,80(6)}$	$\frac{7,2-20,0}{11,90(5)}$	$\frac{0,98-2,4}{1,55(5)}$	–	–
5660– 5707	–	$\frac{41,2-43,9}{42,55(2)}$	$\frac{33,3-47,1}{40,2(2)}$	$\frac{11,7-22,8}{17,25(2)}$	$\frac{11,9-15,0}{13,45(2)}$	$\frac{12,6-14,7}{13,65(2)}$	$\frac{156-190}{173(2)}$	–	–

Примечание: в числителе минимальные и максимальные значения;
в знаменателе – средние значения.

В обобщенном виде результаты исследований петрофизических и коллекторских характеристик пород, участвующих в геологическом строении Сангачал-дениз, Дуваны-дениз и Булла-дениз приведены ниже, отражают также зависимость коллекторских свойств пород от их литофизических особенностей по площади и в разрезе.



Согласно детализации показателей исследованных петрофизических параметров пород-коллекторов по отдельным площадям Бакинского архипелага, можно отметить [1–4].

Нефтегазоконденсатные месторождения Сангачалы-дениз – Дуванны-дениз – о. Хара-Зира расположены на севере Бакинского архипелага и входят в единую антиклинальную зону. Обычно эти три месторождения рассматриваются комплексно, хотя имеют некоторые структурные отличия. Здесь наибольшая мощность отложений ПТ, вскрытая скважинами, составляет 3950–4000 м, а наименьшая – 3000 м. На севере Бакинского архипелага плотность глинистых отложений составляет 2,26–2,50 г/см³, пористость 9,5–18 % (в некоторых случаях достигает 30 %), скорость распространения ультразвуковых волн – 2200–2300 м/с. Плотность алевролитов составляет 2,16–2,63 г/см³, пористость – 15–30 %, скорость распространения ультразвуковых волн изменяется в пределах 1500–2500 м/с. Плотность песчаников изменяется в пределах 2,07–2,55 г/см³, пористость 8,2–22,5 %. Как и в других породах, скорость распространения ультразвуковых волн в песчаниках зависит от их минералогического состава, цементного материала, плотности и других факторов. Вследствие этого, она изменяется в пределах 1950–4000 м/с. Физические свойства карбонатных глин ПТ характеризуются следующими величинами плотности 2,05–2,65 г/см³, пористости 8,5–30 % и скорости распространения ультразвуковых волн 2100–4000 м/с. Результаты обработки и интерпретации петрофизических и промыслово-геофизических данных позволяют сказать, что отдельные горизонты ПТ являются достаточно перспективными, т.е. нефтегазоносность некоторых из них более перспективна, чем предполагалось ранее. Пробуренные на всех площадях скважины, вскрыли полную мощность ПТ (3950–4000 м) на месторождениях Сангачалы-дениз и о. Хара-Зира. На гипсометрически высоко расположенных локальных структурах Сангачалы-дениз и Дуванны-дениз мощность ПТ составляет 2960–3600 м.

Нефтегазовое месторождение Алят-дениз расположено на северо-западе Бакинского архипелага. На этой площади вскрыты все свиты ПТ, за исключением калинской. Отложения ПТ состоят, в основном из глин, песчаников и алевролитов. Плотность глинистых пород составляет 1,90–2,20 г/см³, пористость – 7,5–27,0 %, скорость распространения ультразвуковых волн – 1250–2200 м/с. Плотность песчаников варьирует в пределах 2,14–2,48 г/см³, пористость – 6,5–20,5 %, а скорость распространения ультразвуковых волн – 1800–3000 м/с. Плотность алевролитов изменяется в пределах 2,06–2,45 г/см³, пористость 9,1–23,9 %, скорость распространения ультразвуковых волн составляет 1900–2100 м/с.

Установленное по керновым материалам значение проницаемости относительно невелико. Для определения изменения зависимости этого параметра от пористости была оценена корреляционная взаимозависимость. Однако эта зависимость имеет несколько условный характер. Известно, что любая проницаемая порода обладает пористостью, однако далеко не каждая порода, обладающая пористостью, может быть проницаемой.

Сравнение графиков изменения рассматриваемых петрофизических параметров по глубине позволило установить следующие зависимости пористости и проницаемости от фракционного состава и карбонатности пород (рис. 1).

Как следует из графиков рисунка 1, до глубины 4580 м в гранулометрическом составе пород в целом происходит существенное нарастание псаммитовой фации с одновременным убыванием алевритовой и пелитовой фракций с незначительными колебаниями значений карбонатности. В результате на фоне незначительного увеличения пористости произошло относительно резкое возрастание проницаемости (до $122,0\text{--}185,5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$), что, очевидно, связано с вышеотмеченным изменением гранулометрического состава пород. При этом в интервале глубин 2564–3401 м породы характеризуются низкими значениями содержания псаммитовой и повышенным содержанием алеврито-пелитовой фаций. Очевидно, такой фракционный состав и является причиной почти полного отсутствия в них проницаемости ($0,9\text{--}2,3 \times 10^{-15} \text{ м}^2$).

Далее в интервале глубин 3401–4580 м резкое возрастание псаммитовой фации до 66,2 % уменьшение алеврито-пелитовой также способствовало относительно резкому возрастанию проницаемости пород ($32,2\text{--}188,5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$). С глубины 4580 до 4656 м содержание псаммитовой фации в породах уменьшается до 47,3 % с одновременным нарастанием алеврито-пелитовой фракций и карбонатности. Такое изменение фракционного состава привело к резкому падению проницаемости до $2,23 \times 10^{-15} \text{ м}^2$, что можно считать закономерным для гранулярных резервуаров.

В интервале глубин 4656–5109 м вновь происходит возрастание псаммитовой фации до 61,4 % с относительно резким падением содержания алевритов до 15,43 % и с незначительным возрастанием пелитовой фракции до 15,43 %. Такое сочетание рассматриваемых фракций привело к незначительному уменьшению пористости и возрастанию проницаемости всего до $9,5 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В интервале глубин 5175–5232 м происходит резкое уменьшение содержания псаммитов до 22,16 %, трехкратное возрастание алевритовой и почти на 10 % увеличение пелитовой фаций при их относительно низкой карбонатности, привело к возрастанию проницаемости до $59,33 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

Далее, в интервале глубин 5660–5702 м в очередной раз псаммитовая фация возрастает до 42,65 % алевриты уменьшаются до 40,02 и почти в два раза убывает пелитовая фракция, составив всего 17,35 %, незначительно возрастает также карбонатность. В результате при пористости 13,65 %, проницаемость пород возрастает до $173,0 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

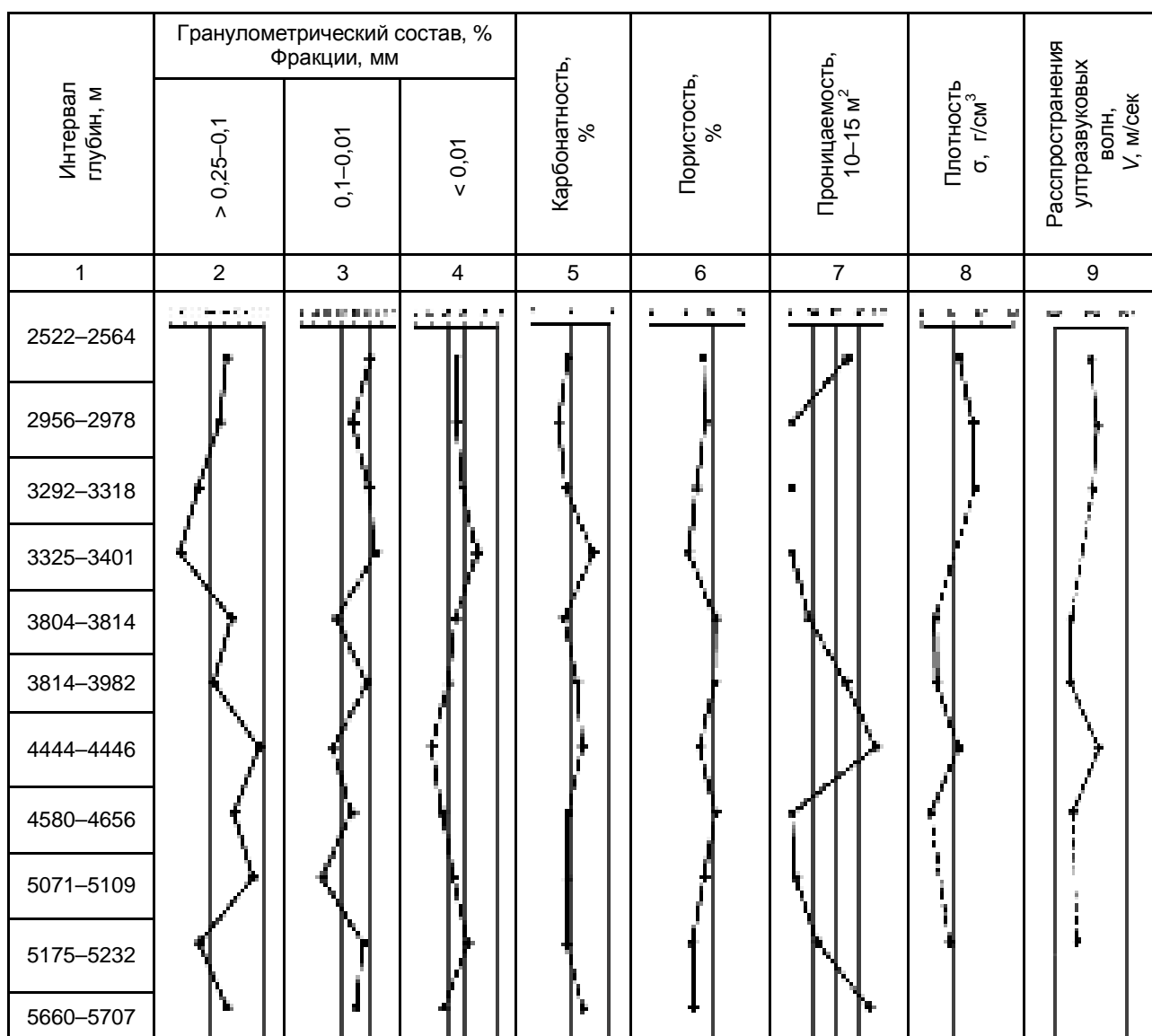


Рисунок 1 – График изменение гранулометрических и коллекторских свойств отложений ПТ северных площадей Бакинского архипелага с глубин

Из вышеприведенного анализа следует, что в рассмотренных гранулярных резервуарах исследуемой территории пористость и в особенности проницаемость пород контролируются в основном количественным содержанием псаммито-алевритовой и, в особенности, псаммитовой фациями. Такая зависимость коллекторских свойств пород свидетельствует о незначительном развитии или полном отсутствии в них вторичной пористости связанной с трещиноватостью, кавернозностью и т.д. В свою очередь, низкая карбонатность исключает вероятность процесса выщелачивания, который способствует возрастанию коллекторских характеристик в основном у карбонатных пород. Об отсутствии этого процесса в рассматриваемых породах свидетельствует не только их низкая карбонатность, но также их низкие коллекторские свойства [5–9].

В связи с прямой зависимостью между изменением плотности пород и скоростью прохождения ультразвуковых волн, как видно из графиков (рис. 1) они хорошо коррелируются между собой. Однако, между литофациальными, коллекторскими и исследованными физическими параметрами пород, в рассматриваемом случае более или менее ясно выраженной зависимости не наблюдается.

Из вышеизложенного следует, что, с целью уточнения нефтегазоносности отдельных структур Бакинского архипелага, необходимо проведение дополнительных геолого-геофизических работ (гравимагнитометрической, электрометрической, сейсмической разведки и петрофизических исследований) с последующим заложением глубоких поисково-разведочных скважин.

Эти работы позволят более эффективно изучить коллекторские свойства глубокопогруженных нефтегазовоносных толщ и структурно-тектоническое строение рассмотренных площадей.



Результаты проведенных исследований позволяют сделать следующие выводы:

– в пределах исследуемых морских площадей изменение петрографических величин в широком диапазоне связано, в основном, с литологической неоднородностью комплексов, разной глубиной залегания пластов и структурно-тектоническими условиями;

– устойчивая корреляционная связь, между пористостью и проницаемостью связана с терригенным составом, литофациальной идентичностью и близостью значений пористости пород коллекторов, а относительно высокие значения проницаемости пород связаны с повышенным содержанием в них псаммит-алевритовых фракций;

– при прогнозировании нефтегазоносности подобных глубокопогруженных структур, наряду с оптимальными геофизическими методами разведки необходимо учитывать и фильтрационно-емкостные характеристики пород;

– изменение плотности пород и скорости ультразвуковых волн с глубиной указывают на их хорошую коррелируемость и отсутствие таковой между ними и коллекторскими свойствами пород, что главным образом свидетельствует об отсутствии в породах-коллекторах вторичной пористости.

Литература:

1. Ахмедов А.М. О геологической характеристике и перспективах нефтегазоносности площади Умид // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 19–22.
2. Абасов М.Т., Кондрушкин Ю.М., Алияров Р.Ю., Крутых Л.Г. Изучение и прогнозирование параметров сложных природных резервуаров нефти и газа Южно-Каспийской впадины. – Баку : Nafta-Press, 2007. – 217 с.
3. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых / под ред. Н.Б. Дортман. – М. : Недра, 1976. – 527 с.
4. Составление каталога коллекторских свойств мезокайнозойских отложений месторождений нефти-газа и перспективных структур Азербайджана : отчет Научно-Исследовательского Института Геофизики – 105-2009. Фонды Управления Геофизики и Геологии. – Баку, 2010.
5. Гурбанов В.Ш., Султанов Л.А., Валиев С.А., и др. Литолого-петрографические и коллекторские характеристики мезокайнозойских отложений северо-западной части Южно-Каспийской впадины // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 5–15.
6. 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. 7–13.
7. Соколов Б.А. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов. – М. : Наука, 1980, 243 с.
8. Успенская Н.Ю., Таусон Н.Н. Нефтегазоносные провинции и области зарубежных стран. – М., Недра, 1972. – 283 с.
9. Бабаев М.С. Коллекторские параметры пород выбросов грязевых вулканов Бакинского архипелага (на примере о. Дуванны и о. Булла) / Тематический сборник научных трудов. – Баку : Изд. Азерб. ИУ, 1991. – С. 82–84.

References:

1. Akhmedov A.M. About geological characteristic and prospects of oil-and-gas content of Umid Square // Azerbaijani Oil Farms. – 2008. – № 3. – P. 19–22.
2. Abasov M.T., Kondrushkin Yu.M., Aliyarov R.Yu., Cool L.G. Studying and forecasting of parameters of difficult natural tanks of oil and gas of the Southern Caspian hollow. – Baku : Nafta-Press, 2007. – 217 p.
3. Physical properties of rocks and minerals / under the editorship of N.B. Dortman. – M. : Nedra, 1976. – 527 p.
4. Drawing up catalog of collection properties of mesocainozoic deposits of fields of oil-gas and perspective structures of Azerbaijan : the report of Research institute of Geophysics is 105-2009. Funds of Management of Geophysics and Geology. – Baku, 2010.
5. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A., Valiyev S.A., etc. Litologo-petrograficheskyy and collection characteristics of mesocainozoic deposits of a northwest part of the Southern Caspian hollow // Bulletin of the Perm national research polytechnical university. Geology. Oil and gas and mining. – 2015. – № 17. – P. 5–15.
6. Gurbanov V.Sh., Sultanov L.A. About oil-and-gas content of mesozoic deposits of Azerbaijan // the Bulletin of the Perm national research polytechnical university. Geology. Oil and gas and mining. – 2015. – № 16. – P. 7–13.
7. Sokolov B.A. Evolution and oil-and-gas content of decantation basins. – M. : Nauka, 1980, 243 p.
8. Uspenskaya N.Yu., Tauson N.N. Oil-and-gas provinces and areas of foreign countries. – M., Nedra, 1972. – 283 p.
9. Babayev M.S. Collection parameters of breeds of emissions of mud volcanoes of the Baku archipelago (on the example of the island of Duvanna and the island. Bull) / Thematic collection of scientific works. – Baku : Prod. Azerb. IU, 1991. – P. 82–84.



УДК 550.8

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ПЕТРОУПРУГИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ КАРОТАЖНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН



RESTORATION OF THE PETROELASTIC PROPERTIES OF ROCKS ACCORDING TO WELL LOG DATA

Хайруллин Альфир Радикович

магистрант 2-го года обучения,
Бакинский государственный университет
alfir.khayrullin@mail.ru

Вахитова Гузель Ринатовна

доцент кафедры геофизики,
Бакинский государственный университет

Аннотация. В данной работе описываются методы восстановления и моделирования кривых акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажа для анализа упругих свойств горных. Рассмотрены вопросы оценки качества и корректировки материалов АК и ГГКп. В работе показан процесс синтезирования и анализ результатов акустического и плотностного каротажа в терригенных отложениях методом машинного обучения.

Ключевые слова: интервальное время, акустический каротаж, плотностной каротаж, методы восстановления, скорость продольной волны, скорость поперечной волны.

Khayrullin Alfir Radikovich

Undergraduate 2nd year,
Baku state university
alfir.khayrullin@mail.ru

Vahitova Gusel Rinatovna

Associate Professor
of the Department of Geophysics,
Baku state university

Annotation. This paper describes methods for restoration and modeling acoustic and density logging curves for analyzing the elastic properties of rocks. Issues of quality assessment and adjustment of acoustic and density logging data is considered. The paper shows the process of synthesizing and analyzing the results of acoustic and density logging in clastic sediments by the method of machine learning.

Keywords: travel time, acoustic log, density log, restoration technique, p-wave and s-wave velocity.

Введение

Актуальность работы связана с необходимостью сейсмического моделирования месторождений с целью уточнения геологических разрезов и структур продуктивных отложений. Для качественной привязки данных сейсморазведки к геологическому разрезу, а также для их последующей интерпретации, необходимо наличие акустического и плотностного каротажа во всех скважинах исследуемого участка. Наличие этих методов в комплексе геофизических исследований скважин (ГИС) и их качество имеют особое значение при решении задач сейсмических инверсий. Но в некоторых скважинах зачастую данные этих методов отсутствуют (полностью или частично), или имеют очень низкое качество.

В связи с этим, целью данной работы является восстановление диаграмм акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажа по другим методам.

На всех планшетах с каротажными диаграммами параметры обозначаются следующим образом: ДТ – акустический каротаж; ДТР_Фауст – акустический каротаж, восстановленный по методу Фауста; ДТР_Заляев – акустический каротаж, восстановленный по методу Заляева; Кп_ЯМК – коэффициент пористости по ядерно-магнитному каротажу; Кп_кern – коэффициент пористости по керну; Кп_АК – коэффициент пористости по акустическому каротажу; Кп_ГГКп – коэффициент пористости по плотностному каротажу; Кп_апс, Кп – коэффициент пористости по двойному разностному параметру; плот_кern – плотность по керну; ГГКпнеурон – плотностной каротаж, восстановленный по нейронным сетям; ДТнеурон – акустический каротаж, восстановленный по нейронным сетям.

Методы восстановления

Для построения сейсмической модели месторождения применяют разные методики. Например, для восстановления интервального времени используются методы Заляева, Фауста, для восстановления плотности-методы Гарднера, Линдсефа. В настоящее время становится популярным способ восстановления недостающих данных с использованием инструментов нейронных сетей.

Метод Фауста заключается в переводе одного из методов кажущегося удельного электрического сопротивления в единицы АК путем подбора нормировочных коэффициентов по формуле (1):

$$DT = \frac{a}{(Depth \cdot RT)^b}, \quad (1)$$

здесь; DT – акустический каротаж; a , b – нормировочные коэффициенты; $Depth$ – глубина, RT – сопротивление породы. Уравнение работает только в интервалах глин и аргиллитов (рис. 1) [3].

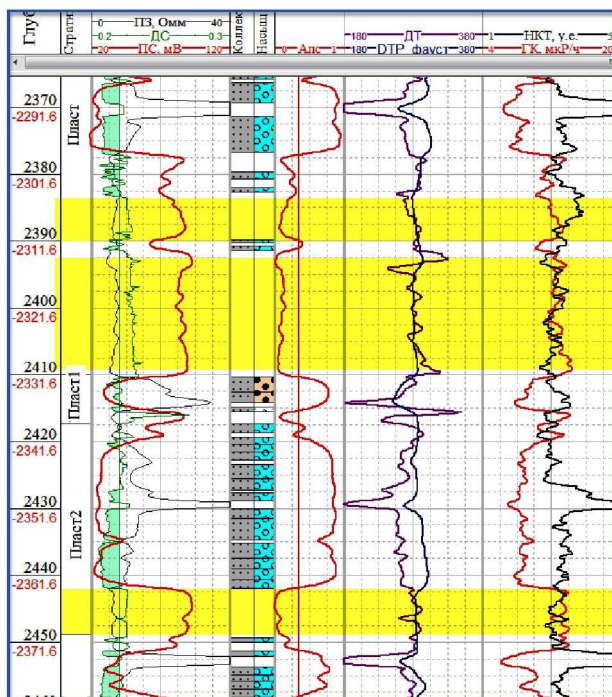


Рисунок 1 – Восстановление АК методом Фауста в интервалах глин

На рисунке 1 показано восстановление кривой акустического каротажа методом Фауста. Здесь интервалы коллекторов выделены желтым цветом и как видно из рисунка, этот метод действительно работает только в интервале глин.

Метод Заляева, основанный на использовании нейтронного каротажа с подбором нормировочных коэффициентов m и k , описывается следующим выражением (2):

$$DT = -90 \cdot \lg \cdot (NK - k) + m, \tag{2}$$

здесь: DT – акустический каротаж, NK – нейтронный каротаж, k , m – нормировочные коэффициенты (k – отвечает за амплитуду и зависит от диапазона изменения значений по NK , m – интервальное время глин, зависит от глубины залегания пласта). Восстановление по соотношению Заляева, подходит для восстановления кривой АК в коллекторе, при отсутствии в нём записи (рис. 2) [1].

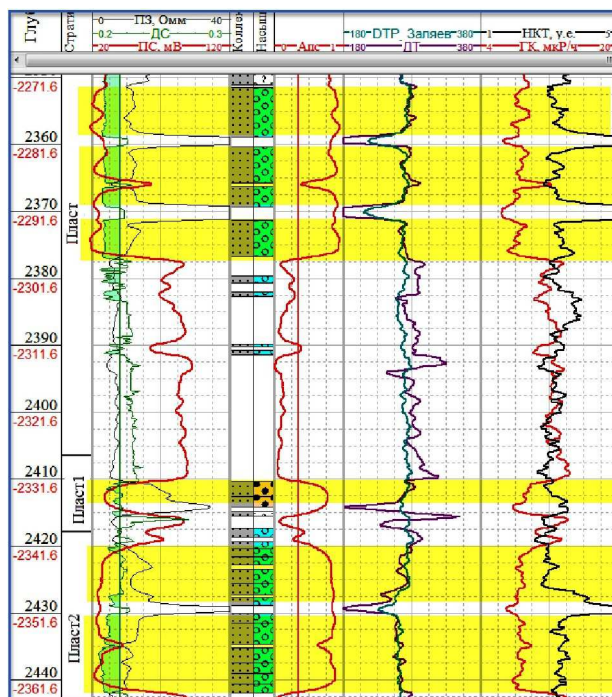


Рисунок 2 – Восстановление АК методом Заляева в интервалах коллекторов



На рисунке 2 показано восстановление кривой акустического каротажа методом Заляева. Здесь интервалы коллекторов выделены желтым цветом. Как видно из рисунка, только в этих интервалах хорошо работает метод Заляева.

Соотношение Гарднера подходит для восстановления плотности в кавернах, а так же подходит для восстановления пропусков записи на кривой, в том числе и в коллекторах, кроме газонасыщенных [4].

$$R_{hob} = 0,23 \cdot V_p^{0,25}, \tag{3}$$

здесь: R_{hob} – плотностной каротаж, V_p – скорость продольной волны.

Уравнение Линдцефа подходит так же для восстановления каверн и пропусков записи, вне зависимости от типа разреза, кроме газонасыщенных коллекторов.

$$R_{hob} = \frac{V_p - 3460}{0,308 \cdot V_p}, \tag{4}$$

здесь: R_{hob} – плотностной каротаж, V_p – скорость продольной волны.

В данной работе представлены результаты синтезирования акустического и плотностного каротажа с помощью *нейронных сетей*. Нейронные сети представляют собой эффективный механизм обработки данных для прогнозирования результатов разного рода, основанный на распознавании образов. Эту технологию использовали для прогнозирования практически всего на свете, но в последние годы она была успешно применена для решения некоторых из наиболее сложных инженерных задач, а также для петрофизического описания пласта в нефтегазовой отрасли.

Расчет данных АК и ГГКп во всех скважинах было выполнено по методу нейронных сетей, который реализован в системе ПРАЙМ. Так как методы Фауста и Заляева применимы только для определенных типов линотипов, для восстановления был выбран метод нейронных сетей. Для выбора опорной скважины необходимо оценить качество исходных кривых АК и ГГКп (рис. 3, 4).

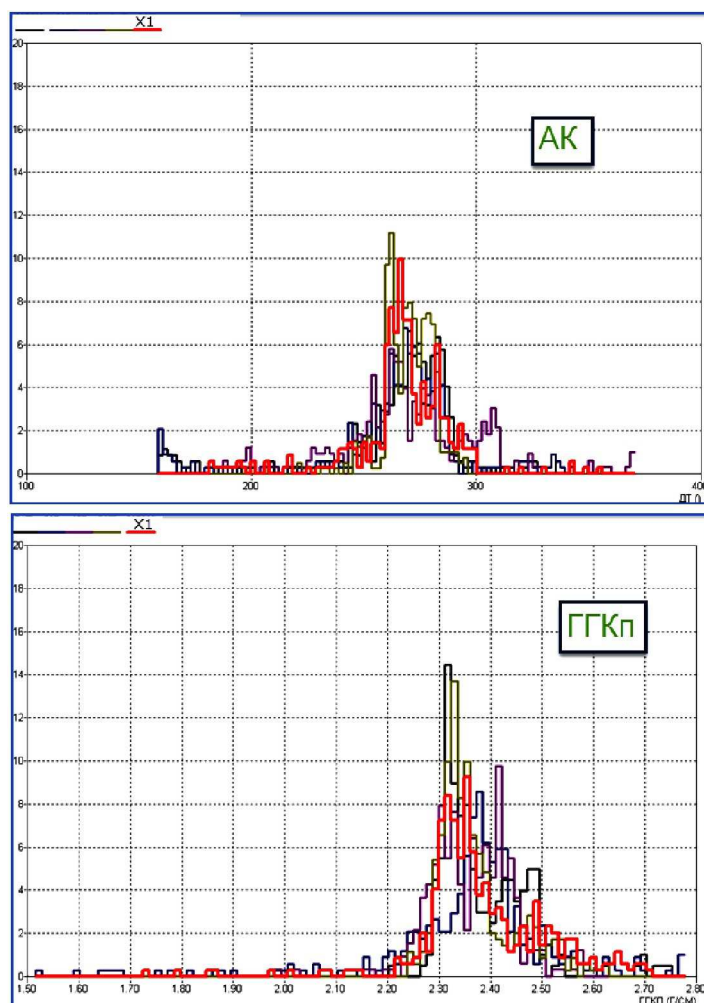


Рисунок 3 – Оценка качества исходных АК и ГГКп

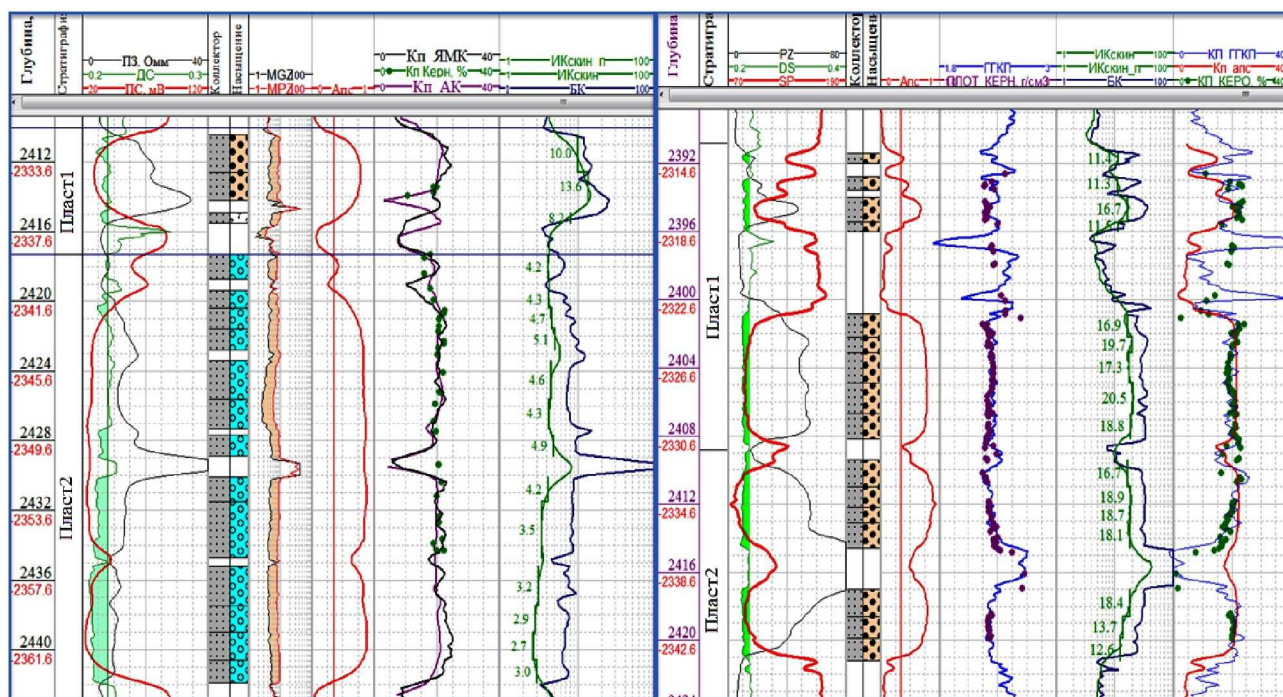


Рисунок 4 – Наложение расчетных пористостей по АК и ГГКп с керновой пористостью

Как видно из рисунка 3, распределения кривых АК и ГГКп в опорной скважине хорошо согласуются с распределениями соседних скважин. На рисунке 4 показано сравнение пористостей, рассчитанных по ГГКп и АК с пористостью по керну. Из рисунка видно, что пористости практически не отличаются. Исходя из этих способов оценки качества, можно сказать, что кривые АК и ГГКп в опорных скважинах хорошего качества.

Метод нейронных сетей заключается в следующем. Процесс работы методики основан на обучении нейронной сети. Нужно в опорной скважине обучить нейроны, т.е. определить зависимости между исходными данными и выходной диаграммой. Далее происходит проверка адекватности обучения. Затем установить возможность использования этих зависимостей для расчета синтетических кривых в ответ на входные данные, схожие, но неидентичные тем, что были использованы при обучении, т.е. в результате нейронная сеть находит связи между имеющимися данными и позволяет восстанавливать недостающие [2].

Обучение нейронов проводилось по методу Левенберга-Маркара. Данный метод считается самым быстрым и надёжным алгоритмом обучения. Однако его применение связано с определёнными ограничениями:

- Сети с одним выходом. Метод Левенберга-Маркара можно применять только для сетей с одним выходным элементом.
- Небольшие сети. Метод Левенберга-Маркара требует памяти, пропорциональной квадрату числа весов в сети. Фактически это ограничение не позволяет использовать метод для сетей большого размера (порядка тысячи и более весов).
- Среднеквадратичная функция ошибок. Метод Левенберга-Маркара применим только для среднеквадратичной функции ошибок. Если указан для сети другой вид функции ошибок, то этот выбор будет проигнорирован при обучении методом Левенберга-Маркара. Поэтому этот метод обычно подходит только для регрессионных сетей [5].

Метод Левенберга-Маркара предполагает, что функция, моделируемая нейронной сетью, является линейной. В таком предположении минимум определяется за один шаг вычислений. Затем найденный минимум проверяется, и если ошибка уменьшилась, весам присваиваются новые значения. Вся процедура последовательно повторяется. Поскольку предположение о линейности, вообще говоря, не оправдано, могло бы получиться так, что пришлось бы проверять точки, лежащие далеко от текущей точки. В методе Левенберга-Маркара местоположение новой точки есть результат компромисса между продвижением в направлении наискорейшего спуска и описанного выше скачка. Успешные шаги принимаются, и баланс смещается в сторону предположения линейности (которое приблизительно верно в окрестности точки минимума). Неудачные

шаги отвергаются, и алгоритм идет более осторожно вниз по склону. Таким образом, алгоритм Левенберга-Маркара все время меняет схему действия и может работать очень быстро [2].

В данной работе восстановление кривых АК и ГГКп в скважинах осуществлялось при помощи машинного обучения по алгоритму Левенберга-Маркара (рис. 5).

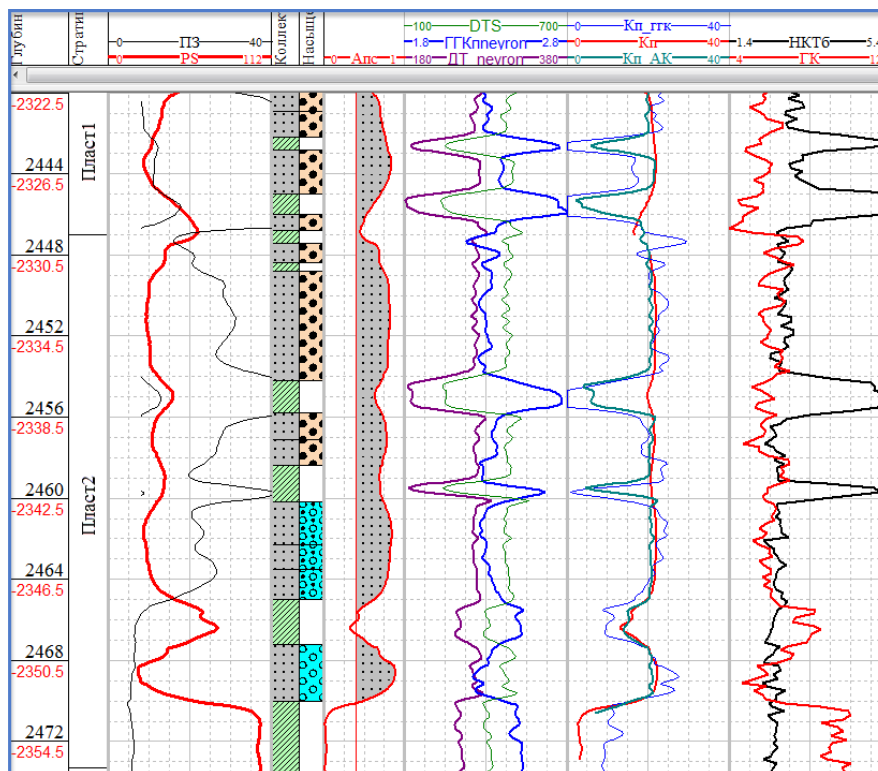


Рисунок 5 – Расчет ГГКп и АК по нейронным сетям

Как видно из рисунка 5, алгоритм хорошо восстановил диаграммы плотности и интервального времени. Это подтверждает сходимость пористостей, рассчитанных по АК и ГГКп с принятой пористостью по двойному разностному параметру.

Выводы:

- рассчитаны синтетические диаграммы акустического и плотностного каротажа с применением нейронных сетей в 20 скважинах;
- результаты синтеза скоростей продольных и поперечных волн и плотности показали хорошую сходимость исходных и моделированных кривых ГИС;
- сопоставление упругих параметров позволило выявить разделение пород по литотипам, в данном случае на коллекторы и неколлекторы, с целью дальнейшего построения прогнозных карт распространения коллекторов.

В дальнейшем планируется выполнить анализ рассчитанных данных (АК и ГГК) при помощи нейронных сетей в масштабе сейсмических исследований для подтверждения полученных результатов.

Литература:

1. Ампилов Ю.П., Барков А.Ю., Приезжев И.И., Филиппова К.Е., Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.
2. Заляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. – Минск, 1990.
3. Ладаев Д.А., Марьина О.А. Попытки оптимизации задачи поиска глобального минимума функции энергии : Методы обучения многослойного перцептрона. – Мордовский государственный университет им. Н.П. Огарева, 2007. – С. 173–203.
4. Faust L.Y. Seismic velocity as a function of depth and geologic time // Geophysics. – 1951. – V. 16. – P. 192–206.
5. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density : The diagnostic basics for stratigraphic traps // Geophysics. – 1974. – V. 39. – P. 770–780.

References:

1. Ampilov Yu.P., Barks A.Yu., Priyetzhev I. I., Filippova K.E., Yakovlev I.V. Almost everything about seismic inversion // Technology of seismic exploration. – 2009. – № 4. – P. 3–16.
2. Zalyaev N.Z. A technique of the automated interpretation of geophysical surveys of wells. – Minsk, 1990.
3. Ladyaev D.A., Maryino O.A. Attempts of optimization of a problem of search of a global minimum of function of energy : Methods of training of a multilayered perceptron. – Mordovian state university of N.P. Ogarev, 2007. – P. 173–203.
4. Faust L.Y. Seismic velocity as a function of depth and geologic time // Geophysics. – 1951. – V. 16. – P. 192–206.
5. Gardner G.H.F., Gardner L.W., Gregory A.R. Formation velocity and density : The diagnostic basics for stratigraphic traps // Geophysics. – 1974. – V. 39. – P. 770–780.



УДК 553.984

МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (НА ПРИМЕРЕ КЛЮЧЕВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

TECHNIQUE OF INTERPRETATION AND DETERMINATION OF PARAMETERS PRODUCTIVE COLLECTORS (FOR EXAMPLE KLUYCHEVOE DEPOSITS)

Шкирман Наталья Петровна

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

Киян Артур Павлович

nshkirman2012@ya.ru

Shkirman Natalya Petrovna

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Adviser for geophysics,
JSC Krasnodarneftegeofizika
nshkirman2012@ya.ru

Kiyan Artur Pavlovich

nshkirman2012@ya.ru

Аннотация. Целью данной работы является рассмотрение различных подходов к интерпретации продуктивных коллекторов и определению их параметров. Были решены следующие задачи: работа построена на сравнении определения коэффициента проницаемости пород-коллекторов, исходя из стандартного подхода – построении регрессионной зависимости $K_{пр}$ от K_p , и альтернативного подхода, базирующегося на описании фильтрационно-емкостных свойств пород через гидравлические единицы потока.

Ключевые слова: продуктивный коллектор, керн, пористость, проницаемость, индекс качества коллектора RQI, индикатор гидравлической единицы FZI.

Annotation. The aim of this paper is to review various approaches to interpretation of productive reservoirs and their parameters. The work built on the definition of the coefficient of permeability of reservoir rocks based on the standard approach is to build regression dependences K_{pm} of K_p , and a different approach, based on a description of filtration-capacitive properties of rocks through hydraulic flow units (HU).

Keywords: productive reservoir, core, porosity, permeability, collector quality index indicator RQI, hydraulic unit FZI.

Месторождение Ключевое, совместно, с площадью Южно-Ключевая, в тектоническом отношении приурочено к моноклинали, сложенной неоген-палеогеновыми терригенными отложениями. Моноклираль осложнена пликативной складчатостью, выраженной структурным выступом в районе Ключевого месторождения.

В современном структурном плане наблюдается погружение моноклинали с северо-запада на юго-восток: по поверхности кровли майкопа на 120 м, по поверхности I горизонта – на 135 м. Последнее характеризует интенсивный рост складчатости в северо-западной части моноклинали в преолигоценное и возможно олигоценное время.

Малоамплитудная пликативная нарушенность моноклинали по простиранию, слабо выраженная на геологических разрезах и четко выраженная по восстанию нашла свое отражение в распределении коллекторов продуктивных горизонтов. Так, в районе сочленения площадей Ключевой и Южно-Ключевой отмечено резкое замещение коллекторов I горизонта к югу. Если на Ключевом месторождении I горизонт не имеет литологического ограничения, то на Южно-Ключевой площади линия выклинивания этого горизонта имеет более сложную конфигурацию и образует в плане два залива: Западный и Восточный.

Изучение разреза I песчаного продуктивного горизонта майкопа, проводилось по образцам керна, отобранным в разное время.

В большинстве скважин, пробуренных в 1974–1985 гг., керн отобран с высоким процентом выноса (60–70 %). Полнота материала по этим скважинам дала возможность составить представление о физико-литологических свойствах коллекторов, характере разреза и деталях его строения.

Лабораторные исследования керна выполнены по стандартной методике и включали определения открытой и полной пористости, проницаемости, водонасыщенности, гранулометрического состава, карбонатности, удельного веса зерен, плотности пород, а также экспериментальное изучение капиллярных характеристик пористой среды.

В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости, поэтому широко используется возможность прогнозирования этого параметра по комплексным данным с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей.

Примеры использования стандартного подхода при оценке проницаемости пород Ключевого и Южно-Ключевого месторождений, выполненные по результатам анализа кернового материала полученного из нефтяного и водяного интервалов разреза, приведены на рисунках 1 и 2.

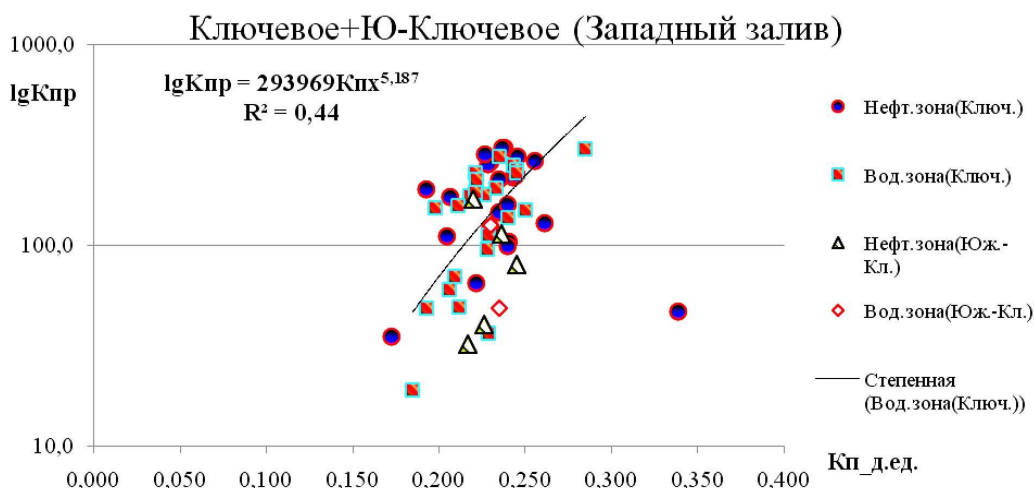


Рисунок 1 – Регрессионная зависимость проницаемости ($K_{пр}$) от пористости пород-коллекторов Ключевого и Южно-Ключевого (Западный залив) месторождений по данным исследования керна

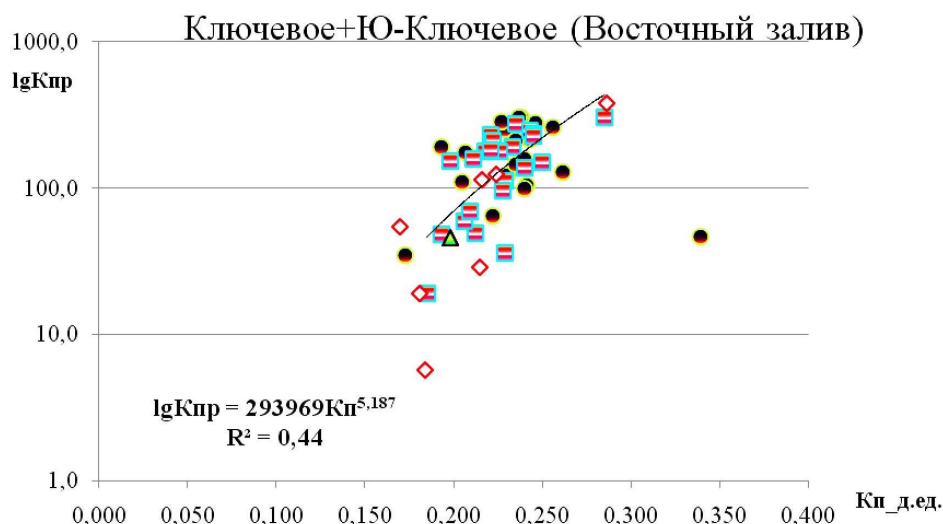


Рисунок 2 – Корреляционная зависимость проницаемости ($K_{пр}$) от пористости пород-коллекторов Ключевого и Южно-Ключевого (Восточный залив) месторождений по данным исследования керна

Реализация стандартного подхода для прогноза проницаемости через регрессию $K_{пр} = f(Kп)$ для рассматриваемых нефтяных месторождений, показала, что в этом случае наблюдается значительная дисперсия точек, а значения коэффициентов регрессии не превышают значения 0,5.

Поэтому прогнозные значения проницаемости определяются с достаточно большой погрешностью. При этом типичной формой связи проницаемости от пористости, используемой для решения этой задачи, является нелинейная зависимость, в данном случае степенная.

Существуют различные классификации песчано-алевролитовых коллекторов нефти и газа, например, А.А. Ханина [1] и др. Во многих публикациях и специальной литературе приводится также большое количество экспериментальных статистических уравнений связи проницаемости с нормированными значениями поля ПС ($\alpha_{ПС}$) или двойным разностным параметром поля естественной гамма активности ($\Delta J\gamma$). Но действие этих уравнений, как правило, ограничено конкретными условиями месторождения и свойствами геологического разреза.

Более общие варианты прогноза представлены в виде уравнений: Тиксье, Тимура и Коатса-Думанойра, но они требуют обязательного учета остаточной водонасыщенности пород, определение которой по данным ГИС зависит от выбранных моделей среды и не всегда решается [2].

Учитывая, что фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пласта-коллектора отражаются в значениях пористости и проницаемости, наиболее целесообразно при формировании модели пласта принять параметр, интегрирующий в себе два этих понятия.

В практике зарубежных исследований интеграция параметров пористости и проницаемости при описании ФЕС гранулярного коллектора рассматривается в свете концепции гидравлических единиц потока (коллектора), позволяющих выделять типы (классы) пород с близкой характеристикой порового пространства.



С этой точки зрения, прогноз проницаемости с позиции классификации коллекторов на основе гидравлических единиц потока – индикатора гидравлической единицы FZI (Flow Zone Indicator) и индекса качества коллектора RQI (Reservoir Quality Index) представляется более оправданным. При этом задача прогноза проницаемости сводится к прогнозу значений классов коллекторов на основе данных ГИС либо керна, а затем к расчету абсолютной проницаемости по жидкости с помощью основного уравнения Козени-Кармена [3].

Вариабельность геометрии пор, обусловленная седиментационными и диагенетическими процессами, определяет существование различных типов коллектора, или гидравлических единиц, имеющих характерные взаимосвязи между статическими (пористость, распределение пор по размерам) и динамическими параметрами (абсолютная и фазовые проницаемости, функция капиллярного давления) [3, 4].

При этом разделение пород на фильтрационные типы выполняется по керновым данным.

Выражения для *индекса качества коллектора* – RQI и *индикатора гидравлической единицы* – FZI могут быть записаны как:

$$RQI = 0,0314 \sqrt{\frac{K_{пр} \rho}{K_{п}}}, \tag{1}$$

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F} \cdot \tau \cdot S_{vg}}. \tag{2}$$

Между собой индекс качества и индекс фильтрационной группы связаны следующим образом:

$$FZI = \frac{RQI}{\varepsilon} = \frac{0,0314}{\varepsilon} \sqrt{\frac{K_{пр} \rho}{K_{п}}}, \tag{3}$$

где $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости, в мД, $K_{п}$ – коэффициент пористости, в д. ед., F – параметр формы пор, τ – параметр извилистости, S_{vg} – поверхность пор на единицу массы, ε – отношение объема пор к объему скелета, $\varepsilon = \left(\frac{\phi}{1 - \phi} \right)$.

Индекс фильтрационной группы FZI, можно рассматривать как соотношение между эффективным объемом порового пространства и его геометрией. Поэтому предполагается, что образцы керна с близкими значениями индекса FZI принадлежат к одному типу, т.е. имеют сходные фильтрационные характеристики.

На базе фильтрационно-емкостных характеристик керна, полученных на месторождениях Ключевое и Южно-Ключевое для I продуктивного горизонта майкопа, был выполнен расчет и сравнение комплексных параметров FZI и RQI для нефтяной и водяной зон. Целью такого анализа было сравнение полученных характеристик и установление подобия либо различия их в указанных зонах.

Выполненные расчеты показали, что диапазоны значений обоих параметров примерно равны, диапазон изменения параметра FZI для водяной зоны Ключевого и Южно-Ключевого месторождений составляет 1,5–3,5, а для нефтяной зоны он равен 1,5–4,5. Регрессионная зависимость, полученная для всего объема данных (для нефтяной + водяной зоны) по I майкопскому горизонту для Ключевого и Южно-Ключевого месторождений представлена на рисунке 3.

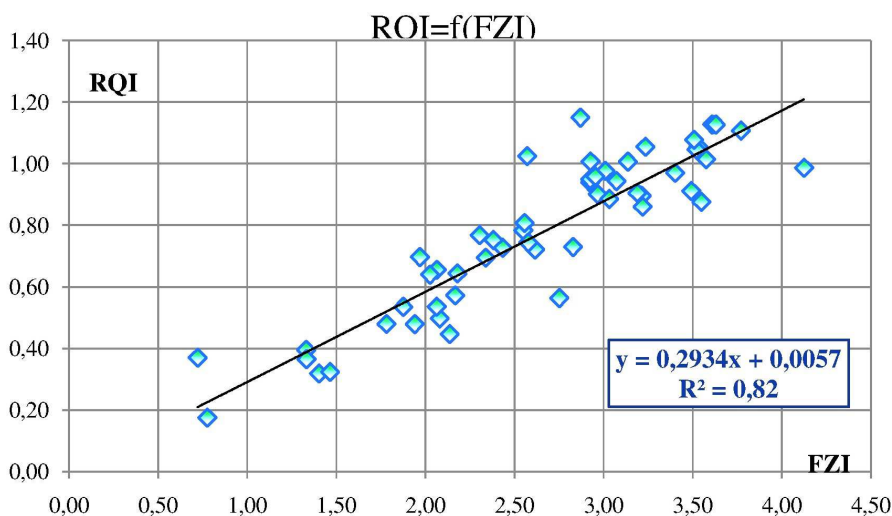


Рисунок 3 – Регрессионная зависимость RQI = f(FZI) для I продуктивного горизонта майкопа. Месторождения Ключевое и Южно-Ключевое



Полученная регрессионная зависимость демонстрирует тесную линейную связь между значениями гидравлических параметров RQI и FZI, при этом коэффициент корреляции составляет 0,82.

Полученные диапазоны параметров RQI и FZI позволяют определить класс терригенных коллекторов, согласно классификации, составленной по системе гидравлических единиц [5] .

Используя таблицу средних гидравлических характеристик коллекторов, а также опираясь на полученные значения FZI и RQI, можно оценить фациальные условия формирования изучаемых пород-коллекторов [5].

Исходя из полученных данных можно утверждать, что весь массив, в основном, включает три класса коллекторов – № 3, № 4, № 5. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы-коллекторы 3 класса с параметрами: $Kп = 0,27–0,33$ д.е., $Kпр = 210–310$ мД.

Данный тип пород представлен песчаниками средне-мелкозернистыми, однородными. Такого типа отложения часто приурочены к вдольбереговым телам барового типа.

Наиболее худшими свойствами обладают породы-коллекторы 5 класса, характеризующиеся параметрами: $Kп = 0,17–0,21$ д.е., $Kпр = 30–70$ мД.

Данный тип пород представлен песчаниками мелкозернистыми и алевролитами с прослоями глинисто-углистого детрита, которые относятся к фациям подводных отмелей.

Таким образом, полученные на основе выполненных расчетов оценки фильтрационных характеристик пород-коллекторов, позволили не только установить тесную корреляционную связь между параметрами FZI и RQI, но также определить тип коллекторов и прогнозировать их условия формирования.

В отличие от типичной корреляционной связи типа «пористость-проницаемость» построенная модель учитывает вклад емкостной неоднородности порового пространства и позволяет более точно прогнозировать значения проницаемости по данным ГИС в межскважинных зонах и на участках, не выявленных бурением.

Литература:

1. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – М. : Недра, 1973. – 153 с.
2. Мараев И.А. Комплексная интерпретация результатов геофизических исследований скважин : учебное пособие. – М., 2013. – 95 с.
3. Меркулов В.П., Посысов А.А. Оперативный анализ каротажных диаграмм. – Томск : ТПУ, 2010. – 356 с.
4. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Transport Properties / DjebbarTiab and Erle C. Donaldson. – Gulf Professional publishing, 2012. – 2nd.
5. Белозеров В.Б. Ловушки нефти и газа, моделирование залежей углеводородов. – Томск : ТПУ, 2011. – 144 с.

References:

1. Khanin A.A. Breeds collectors of oil and gas of the oil-and-gas provinces of the USSR. – M. : Nedra, 1973. – 153 p.
2. Marayev I.A. Complex interpretation of results of geophysical surveys of wells : manual. – M., 2013. – 95 p.
3. Merkulov V.P., Posysoyev A.A. Operational analysis of logging charts. – Tomsk : TPU, 2010. – 356 p.
4. Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Transport Properties / DjebbarTiab and Erle C. Donaldson. – Gulf Professional publishing, 2012. – 2nd.
5. Belozеров V.B. Traps of oil and gas, modeling of deposits of hydrocarbons. – Tomsk : TPU, 2011. – 144 p.



УДК 553.981-984

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ АКУСТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА

THE PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF CLASTIC RESERVOIRS AND THEIR APPLICATION TO RESTORE THE ACOUSTIC PROPERTIES OF THE GEOLOGICAL SECTION

Шкирман Наталья Петровна

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

Шарапов Владимир Константинович

nshkirman2012@ya.ru

Аннотация. В данной статье приведены результаты детального анализа керна и возможные способы восстановления акустических характеристик разреза с использованием петрофизических характеристик керна. В качестве объекта исследования рассмотрены терригенные отложения нижнего карбона и верхнего девона одной из площадей Республики Татарстан.

Ключевые слова: керн, терригенные породы, пористость, проницаемость, акустические характеристики, импеданс, инверсионные преобразования.

Shkirman Natalya Petrovna

Candidate of geological
and mineralogical sciences,
Adviser for geophysics,
JSC Krasnodarneftegeofizika
nshkirman2012@ya.ru

Sharapov Vladimir Konstantinovich

nshkirman2012@ya.ru

Annotation. This article presents the results of a detailed analysis of core and possible ways of restoring the acoustic characteristics of cut using the petrophysical characteristics of the core. As the object of research reviewed by terrigenous deposits of the lower Carboniferous and upper Devonian one of the squares of the Republic of Tatarstan.

Keywords: core, terrigenous rocks, porosity, permeability, acoustics, impedance, inversion transformation.

Основным и обязательным условием корректного решения задачи прогноза коллекторов и характера их насыщения является выполнение моделирования с использованием скважинной информации, которая позволяет определить наличие или отсутствие коллекторов определенного типа, их латеральное замещение, определение типа насыщения. Полученные модели позволяют принять правильное, наиболее достоверное решение о строении изучаемого интервала разреза.

Отсюда следует, что неперенным условием успешного решения прогноза коллекторов является наличие исходной информации об акустических свойствах изучаемого разреза. Идеальным случаем является тот, когда на площади работ имеется ряд скважин, в которых, помимо стандартных методов ГИС, выполнен плотностной и широкополосный акустический каротаж. При этом желательно, чтобы часть скважин находилась в контуре залежи, а часть – за ее пределами.

Однако на практике встречаются разные ситуации. И если на новых площадях объем разведочных скважин зачастую недостаточен, то в старых нефтедобывающих районах ситуация иная. Здесь количество глубоких скважин резко сокращается, к тому же имеющиеся скважины обычно пробурены очень давно и освещение их промыслово-геофизическими методами, как правило, очень скудное. Набор ГИС, как правило, включает кривые ПС, КС, ГК, иногда дополненные БК, ИК и НГК, к тому же кривые освещают только целевые интервалы разреза, а не разрез скважины в целом. Данные об акустической характеристике пород нередко полностью отсутствуют.

Были использованы результаты исследования более 60-ти образцов керна по четырем скважинам двух разведочных площадей. Стратиграфический диапазон изучаемых – нижний карбон (тульский + бобриковский ярусы) и фаменский ярус верхнего девона (тиманский горизонт, диапазон глубин – от 1100 до 1800 м. По всем скважинам приведены результаты только стандартного анализа керна, которые включают определение: пористости, проницаемости, содержания «связанной» воды, электрических сопротивлений при различной водонасыщенности, химический анализ карбонатных и гранулометрический анализ терригенных пород.

Чтобы максимально использовать всю имеющуюся по керну информацию, ранжирование упругих свойств пород базировалось на тщательном анализе информации об их фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС), что позволило разделить весь объем пород по их фильтрационным свойствам на несколько классов.

С учетом величины коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) образцы были разделены на пять условных классов: «неколлектора и плохие коллектора» (0–15 мД), «слабые коллектора» (20–160 мД), «хорошие коллектора» (250–1500 мД) и «очень хорошие коллектора» (1500–3000 мД).



Согласно этой градации проницаемость 19 образцов попали в класс «неколлекторов и плохие коллекторы», 22 образца – в класс «слабых коллекторов», 20 образцов – в класс «хороших коллекторов» и 1 образец принадлежит классу «очень хороших коллекторов».

Распределение образцов пород по пористости с учетом $Kп(H)$ показывает, что породы «неколлектора и плохие коллектора» встречаются в широком диапазоне $Kп$ – от 3,5 до 18 %. «Слабые» коллектора занимают интервал $Kп$ от 13 до 21 %; образцы, отнесенные к «хорошим» и «очень хорошим» коллекторам, характеризуются $Kп$ от 18 до 25 % (рис. 1).

Зависимость $Kпр = f(Kп)$, также полученная по образцам керна с учетом выполненной градации, позволила определить граничные значения пористости и проницаемости терригенных пород. Эти значения составляют $Kп \sim 18,5$ % для интервала нижнего карбона и $Kп \sim 15,5$ % для интервала верхнего девона (рис. 1).

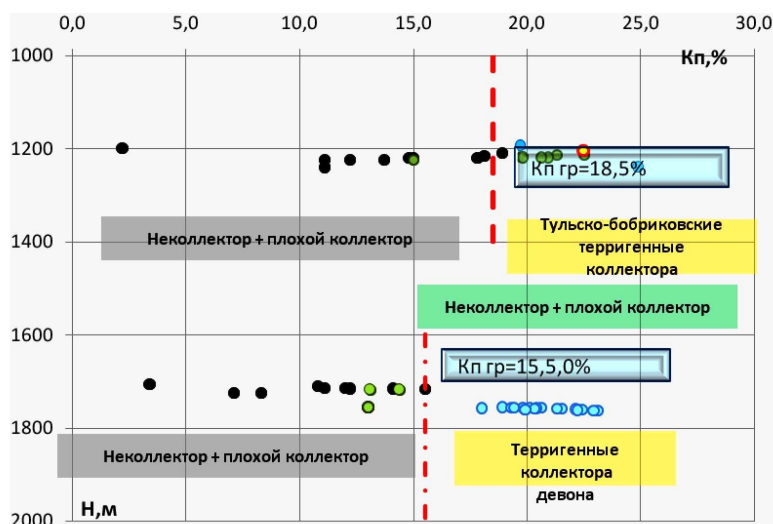


Рисунок 1 – Изменение пористости терригенных пород нижнего карбона и верхнего девона с глубиной: черные точки – неколлектора и плохие коллектора, зеленые точки – слабые коллектора, голубые точки – хорошие коллектора, желтая точка – очень хорошие коллектора

Значения плотности водонасыщенных образцов были рассчитаны с учетом данных об общей пористости образцов, при этом минералогическая плотность была получена исходя из значений плотности сухих образцов, а плотность воды была принята $1,0 \text{ г/см}^3$ (рис. 2).

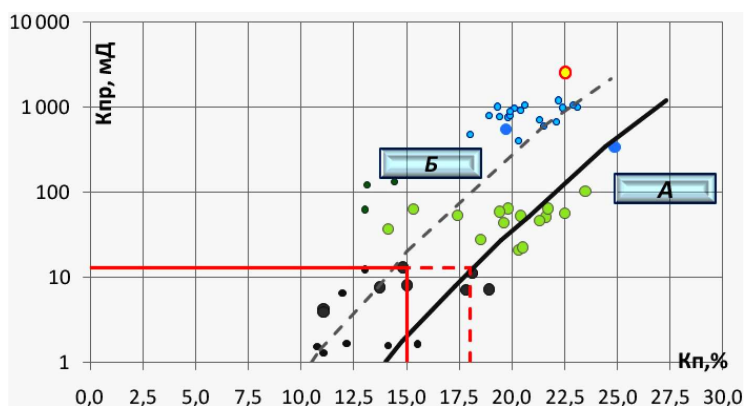


Рисунок 2 – Зависимость изменения проницаемости от пористости терригенных пород нижнего карбона (А) и верхнего девона (Б)

В качестве основных пересчетных уравнений, связывающих плотность и скорость продольных волн для терригенных пород, была выбрана формула Тосая и Нура [1], вполне удовлетворительно описывающая связь указанных параметров в диапазоне плотности от $2,0$ до $2,7 \text{ г/см}^3$.

Рассчитанные таким образом скорости продольных волн ($Vр$) были сопоставлены со значением скорости, полученным при замерах на керне (одно измерение) (рис. 3).

Кроме скоростей продольных волн $Vр$ были рассчитаны также скорости поперечных волн (Vs) через уравнения регрессии, связывающие $Vр$ и Vs для терригенных пород. Полученный набор акустических характеристик, привязанный к керну изучаемого разреза, использовался для расчета акустических импедансов продольных (Ip) и поперечных волн (Is) и составления парных регрессий вида « $Is-Ip$ », « $d-Ip$ », « $d-Is$ », « $Kп-Ip$ », « $Kп-Is$ ».

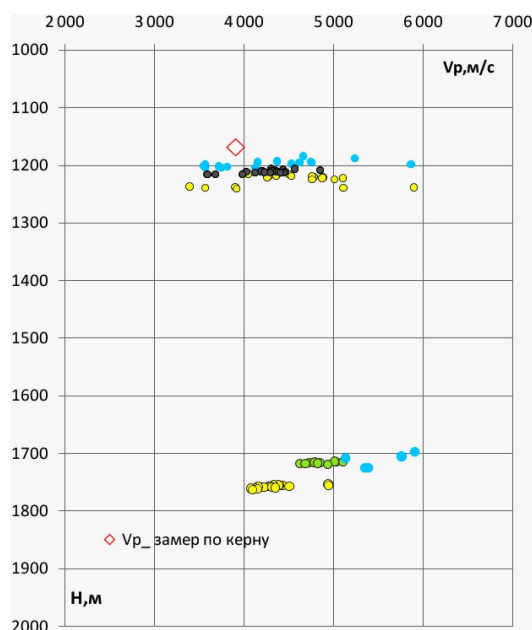


Рисунок 3 – Распределение скорости продольных волн с глубиной для терригенных коллекторов нижнего карбона и верхнего девона

Выполненная оценка граничных значений $K_{плр}$ для коллекторов нижнего карбона и верхнего девона позволила наметить пороговые значения обозначить диапазон значений акустических импедансов, характеризующих области пород – неколлекторов и области потенциальных пород-коллекторов.

Полученные оценки акустических характеристик были использованы при выполнении инверсионных преобразований временных разрезов и выделения интервалов развития терригенных коллекторов нижнего карбона и верхнего девона, что, в конечном итоге, позволило более надежно выполнить прогноз продуктивности потенциально перспективных объектов (рис. 4).

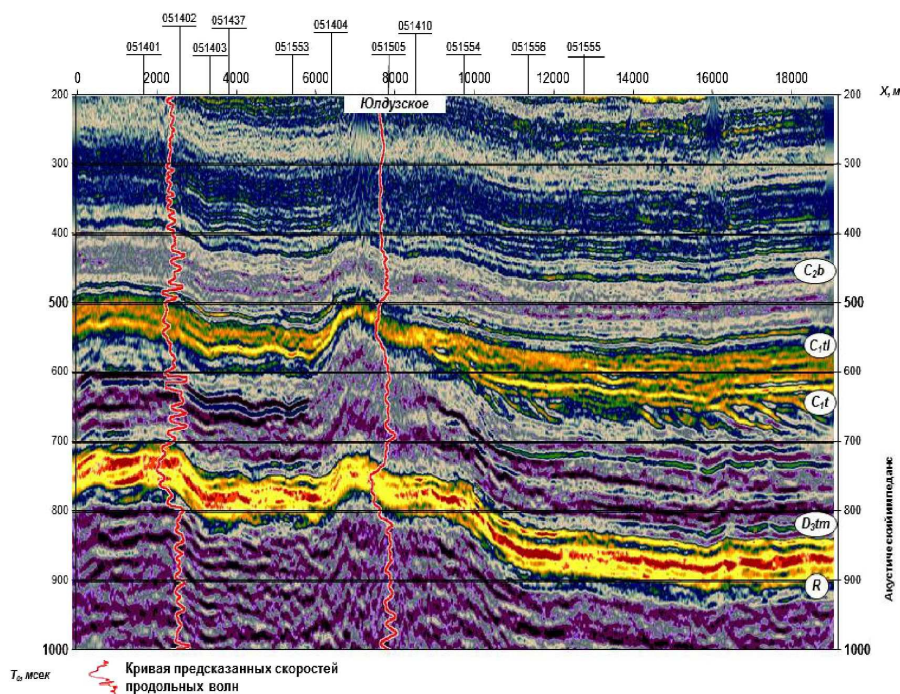


Рисунок 4 – Определение распространения терригенных коллекторов в интервалах нижнего карбона и верхнего девона по результатам инверсионных преобразований

Литература/References:

1. Gary Mavko, Tapan Mukerji, Jack Dvorkin. The rock physics handbook: tools for analysis in porous media. – Cambridge University Press, 2003.



УДК 553.98.01

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ



PROBLEMS OF DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESOURCES IN DEEP-LAYING DEPOSITS OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA

Шустер Владимир Львович

доктор геолого-минералогических наук,
профессор, главный научный сотрудник,
Института проблем нефти и газа РАН
tshuster@mail.ru

Аннотация. На севере Западной Сибири в неопределенных глубокозалегающих доюрских отложениях прогнозируются значительные нефтегазовые ресурсы.

Проведен анализ проблем, сдерживающих поисково-разведочный процесс в этих отложениях. Слабая геолого-геофизическая изученность (в особенности, бурением). Отсутствие теоретического обоснования и методик выявления и картирования сложнопостроенных неантиклинальных ловушек и «сложных» (трещинно-каверновых) коллекторов в неоднородных уплотнённых породах. Рассмотрены подходы к решению стоящих задач.

Ключевые слова: доюрские отложения, нефтегазовые ресурсы, сложнопостроенные коллекторы, неантиклинальные ловушки, перспективы нефтегазоносности, север Западной Сибири.

Schuster Vladimir Lvovich

Doctor of geological
and mineralogical sciences,
Professor, Chief researcher,
Oil and Gas Research Institute RAS
tshuster@mail.ru

Annotation. In the north of Western Siberia, significant oil and gas resources are projected for unreported deep pre-Jurassic sediments.

The analysis of the problems constraining the exploration process in these sediments. Weak geological and geophysical knowledge (especially drilling). Lack of theoretical substantiation and methods for identifying and mapping complex non-anticlinal traps and «complex» (fractured cavern) reservoirs in heterogeneous compacted rocks. Considered approaches to solving problems.

Keywords: pre-Jurassic sediments, oil and gas resources, complex reservoirs, non-anticlinal traps, oil and gas potential, north of Western Siberia.

На севере Западной Сибири наметился тренд падения ресурсов и запасов в «верхнем» – до 4–5 км (юра-верхний мел) этаже отложений, к которому приурочены основные промышленные запасы углеводородов (УВ) в этом регионе.

Возникла необходимость в проведении поисково-разведочных работ, с целью обеспечения добычи газа и нефти «новыми» объемами ресурсов и запасов, в «нижнем» (на глубинах свыше 5 км) этаже (нижне- среднеюрских и доюрских отложениях).

Работы по геологическому изучению нижнего комплекса отложений уже начаты. Проведены региональные и площадные сейсморазведочные работы, пробурен ряд глубоких параметрических скважин (последние СГ-6 и СГ-7), в которых получена обширная информация по литологии и петрофизике отложений, вскрытых на глубинах 5–8 км. Однако полученной информации недостаточно для широких площадных обобщений. И здесь кроется основополагающая проблема при изучении глубинного геологического строения и нефтегазоносности региона.

Тем не менее, уже по имеющимся геолого-геофизическим материалам установлено (или подтверждено) значительное отличие строения «нижнего» этажа от «верхнего» [1–5].

В «нижнем» комплексе отложений происходит их существенное уплотнение (за счет гидростатического давления), что приводит к изменению структуры и текстуры пород, разрыву пластов и, в целом, к изменению первоначального строения.

Повышенная тектоническая активность на больших глубинах (свыше 4–5 км) влияет на изменение пород – коллекторов и флюидоупоров, изменяются как фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пород, так и на надежность флюидоупоров. Кардинально меняется состав пород: терригенных и карбонатных, с глубиной они зачастую переходят в эффузивно-терригенные, эффузивные, кристаллические (магматические) и метаморфические. Возрастает плотность отложений [6–8].

В результате – с глубиной уменьшается проницаемость, изменяется тип пустотности (из порового превращается в трещинно-поровый, трещинно-каверновый) и одновременно, с глубиной уменьшаются значения проницаемости и пористости.

Значительно меняется протяженность пластов, они разорваны на фрагменты, что легко прослеживается на сейсмических разрезах.

В глубокозалегающих отложениях зачастую не удается увязать корреляцию пластов по скважинам с сейсмическими материалами.



Следующая важная проблема – установленная на ряде месторождений резкая неоднородность строения уплотненных отложений глубоких горизонтов как по площади, так и разрезу.

И, главное, отсутствие теоретического обоснования «хаотического» распространения в толще отложений пород-коллекторов и надежных методик их картирования. В последние 10–15 лет появились новые методы решения этой проблемы с помощью технологий сейсморазведки с использованием рассеянных волн [9].

Очередная очень важная проблема – методическое обоснование поисков и картирования сложнопостроенных неантиклинальных ловушек.

Большинство месторождений на севере Западной Сибири открыто в антиклинальных ловушках на валах, сводах разного порядка.

Поисково-разведочные работы в глубокозалегающих отложениях на новых объектах сосредоточены не только на поднятиях, но и на их склонах и во впадинах. В связи с тем, что закартированные ловушки преимущественно антиклинального типа, возникает проблема выявления и оконтуривания сложнопостроенных неантиклинальных ловушек, к которым, в значительной степени, будут приурочены углеводородные ресурсы. Как известно в ловушках «нетрадиционного» типа уже открыт в различных регионах мира (и в Западной Сибири) ряд месторождений УВ, в том числе, крупных по запасам. Эти ловушки приурочены к зонам литологического выклинивания, фациального замещения, стратиграфического несогласия и др. Все эти ловушки связаны со сложным экранированием. Проблема повышения эффективности выявления, оконтуривания таких ловушек, создания методик выявления ловушек нетрадиционного типа на этапе, предшествующем бурению скважин – это те задачи, которые предстоит решать при поисково-разведочных работ в глубокозалегающих отложениях региона. В последние годы, успешно используются результаты интерпретации материалов сейсморазведки МОГТ 2Д и 3Д для создания «сейсмических образов» ловушек различного типа. Известно успешное использование таких моделей при поисково-разведочных работах на Шаманском своде Западной Сибири [10].

Таковы основные проблемы, которые необходимо исследовать и решить.

Разрешение задач, стоящих при создании моделей потенциальных залежей и месторождений углеводородов, позволит перейти к полномасштабному поисково-разведочному процессу в глубокозалегающих отложениях севера Западной Сибири. Это даст возможность осуществить значительный прирост ресурсов и запасов УВ.

Подготовлено 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».

Литература:

1. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах / сборник трудов: Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. – Пермь, 2000. – С. 201–202.
2. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности : Проблемы поисков, разведки и освоения месторождений углеводородов. – Saarbruchen, Germany : Lambert Academic Publishing, 2012. – 135 с.
3. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. и др. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2015. – № 2 (61). – С. 63–75.
4. Хахаев Б.Н., Горбачев В.И., Бочкарев В.С. и др. Основные результаты сверхглубокого бурения в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции / Сб. докладов: Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности // Новосибирск. – 2008. – С. 224–227.
5. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Фомин А.Н. и др. Критерии и оценка перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ нижней юры севере Западно-Сибирской НГП : Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. – Пермь, 2001. – Кн. 1. – С. 107–132.
6. Шустер В.Л. Проблемы нефтегазоносности кристаллических пород фундамента. – М. : Геоинформцентр, 2003. – 48 с.
7. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция нефть газ. – 2012. – № 2. – С. 26–29.
8. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. – 2018. – Т. 20. – № 2. – С. 67–80.
9. Левянт В.Б., Шустер В.Л. Выделение в фундаменте зон трещиноватых пород методами сейсморазведки 3Д // Геология нефти и газа. – 2002. – № 2. – С. 21–26.
10. Курьшева Н.К. Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках : автореферат кандидатской диссертации. – Тюмень, 2005. – 22 с.

**References:**

1. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. Geologic-tectonic models of the north of Western Siberia and the problem of finding hydrocarbon deposits in deep horizons / Sat works: Criteria for assessing the oil and gas content below the industrially developed depths and the identification of priority areas of exploration. – Perm, 2000. – P. 201–202.
2. Dmitrievsky A.N., Shuster V.L., Punanova S.A. The pre-Jurassic complex of Western Siberia is a new oil and gas floor : Problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits. – Saarbruchen, Germany : Lambert Academic Publishing, 2012. – 135 p.
3. Stupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V. Geologic study and oil and gas potential of the Paleozoic deposits of Western Siberia // Georesources. – 2015. – № 2 (61). – P. 63–75.
4. Khahaev B.N., Gorbachev V.I., Bochkarev V.S. etc. The main results of ultra-deep drilling in the West Siberian oil and gas province / Collection reports: Foundation, framing structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and oil and gas bearing problems. – Novosibirsk, 2008. – P. 224–227.
5. Shemin G.G., Nehaev A.Yu., Fomin A.N. et al. Criteria and assessment of the prospects for the oil and gas potential of deep-submerged formations of the Lower Jurassic in the north of the West-Siberian OGP : Criteria for evaluating petroleum potential below industrialized depths and the identification of priority areas for geological exploration. – Perm, 2001. – Book 1. – P. 107–132.
6. Shuster V.L. Oil and gas problems of crystalline basement rocks. – M. : Geoinformtsentr, 2003. – 48 p.
7. Shuster V.L., Dzyublo A.D. Geological prerequisites for oil and gas content of deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia // Exposure of oil. – 2012. – № 2. – P. 26–29.
8. Punanova S.A., Shuster V.L. New perspective on the oil and gas potential of deep-seated pre-Jurassic sediments in Western Siberia. – Georesources, 2018. – V. 20. – № 2. – P. 67–80.
9. Levyant V.B., Shuster V.L. Isolation of fractured rocks in the foundation by 3D seismic prospecting methods // Geology of oil and gas. – 2002. – № 2. – P. 21–26.
10. Kuryshcheva N.K. Prediction, mapping of oil and gas deposits in the upper part of the pre-Jurassic complex according to seismic data in the Shaim oil and gas bearing area and in adjacent areas : abstract of PhD thesis. – Tyumen 2005. – 22 p.



УДК 553.98.061

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЕОЛОГО-МАТЕМАТИЧЕСКОЙ ПРОГРАММЫ «ВЫБОР» ДЛЯ ПОИСКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ



USING THE GEOLOGICAL-MATHEMATICAL PROGRAM «CHOICE» TO SEARCH FOR PROMISING AREAS OF GEOLOGICAL EXPLORATION

Шустер Владимир Львович

доктор геолого-минералогических наук
профессор,
главный научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа РАН
tshuster@mail.ru

Пуананова Светлана Александровна

доктор геолого-минералогических наук,
старший научный сотрудник
ведущий научный сотрудник,
Институт проблем нефти и газа РАН
punanova@mail.ru

Аннотация. Программа «Выбор» использована нами для создания рациональной последовательности разбуривания-наиболее перспективных объектов поисково-разведочных работ. На примере глубокопогруженных доюрских отложений севера Западной Сибири проведена вероятностная оценка благоприятности основных геолого-геохимических факторов, влияющих на формирование и размещение нефтегазовых скоплений, и сделаны выводы о перспективности локальных объектов на этой территории.

Ключевые слова: оценка перспектив нефтегазоносности, программа «Выбор», глубокозалегающие отложения, север Западной Сибири, неструктурные ловушки.

Shuster Vladimir Lvovich

Doctor of geological
and mineralogical sciences,
Professor,
Chief Researcher,
Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences
tshuster@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna

Doctor of geological
and mineralogical sciences,
Senior Researcher,
Leading Researcher,
Institute of Oil and Gas Problems
of the Russian Academy of Sciences
punanova@mail.ru

Annotation. The program «Choice» was used by us to create a rational sequence of drilling the most promising objects of exploration and prospecting. Using the example of deep-seated pre-Jurassic deposits in the north of Western Siberia, a probabilistic assessment of the favorableness of the main geological and geochemical factors influencing the formation and placement of oil and gas accumulations was made and conclusions were made about the prospects of local objects in this territory.

Keywords: assessment of oil and gas potential, «Choice» program, deep-lying deposits, north of Western Siberia, non-structural traps.

Для проведения дифференцированной количественной оценки перспектив нефтегазоносности локальных объектов в глубокозалегающих юрских и доюрских отложениях (нижний этаж) севера Западной Сибири нами использована геолого-математическая программа «Выбор» [1]. Эта программа на основе многокритериальной вероятностной оценки комплекса геолого-геохимических параметров позволяет выявить наиболее перспективные зоны и первоочередные объекты для поисково-разведочного бурения [1–3].

Объектами изучения являлись 25 нефтегазоконденсатных, газоконденсатных и газовых месторождений (по верхнему меловому-верхнеюрскому этажу), расположенных на полуострове Ямал, в Обской губе и в южной акватории Карского моря. Оценка проведена по 10 геолого-геохимическим показателям, которые, по нашему мнению, влияют на формирование нефтегазовых скоплений в глубокозалегающих отложениях региона и по которым удалось по построенным нами картам или по опубликованным материалам дать фактическое значение или прогноз значения параметра по каждому из 25 объектов исследования. Рассматриваемые геологические параметры: возрастной интервал и тип полученного притока углеводородов (УВ); благоприятность с тектонической позиции; плотность начальных суммарных ресурсов УВ; геохимические: степень катагенетического преобразования ОВ; содержание Сорг на породу; концентрация в битумоидах породэлементов ванадия (V) и ванадилпорфиринов (Vp); а также интенсивность эмиграции жидких УВ и генерация газообразных УВ. Впервые для северной территории Западной Сибири для вероятностной оценки перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих объектов использованы данные по содержанию в битумоидах информативно-го в геохимии нефти микроэлемента – V и Vp. По результатам схематических карт зональности параметров выполнены модельные расчеты вероятностной оценки степени благоприятности геолого-геохимических условий для прогноза нефтегазоносности в нижних глубокозалегающих неопроискованных отложениях по каждому исследуемому объекту.



Отметим, что карты были построены для большей территории чем изучаемая, с более широким охватом месторождений. Нам представляется, что для надежного оконтуривания перспективных зон, необходимо использовать также и данные по смежным регионам, что и было сделано.

Величины интенсивности эмиграции жидких и генерации газообразных УВ – это суммарный продукт расчета, включающий многие геохимические характеристики разреза (стадия катагенеза, коэффициент генерации битумоидов, содержание остаточного битумоида, содержание углерода в ОВ, мощность нефтематеринской свиты). При построении карт зональности аналитический материал нами заимствован из детальных исследований О.И. Бострикова и др. [4]. Кроме этого, мы привлекли величины содержания ванадия и ванадилпорфиринов в ОВ юрских отложений, как показатель возможного влияния глубинных процессов на нефтеобразование в этом регионе. Определение ванадия и ванадилпорфиринов было проведено авторами ранее.

В связи с отсутствием представительного материала по экспериментальным исследованиям керогена собственно палеозойских отложений, использование данных по геохимии ОВ пород и нефтидов юрского возраста для проведения модельных расчетов по глубокозалегающим отложениям, на наш взгляд правомерно.

На рисунке 1 приведена схема-модель распределения $S_{орг}$ в нижнеюрских отложениях, построенная с использованием данных [4].

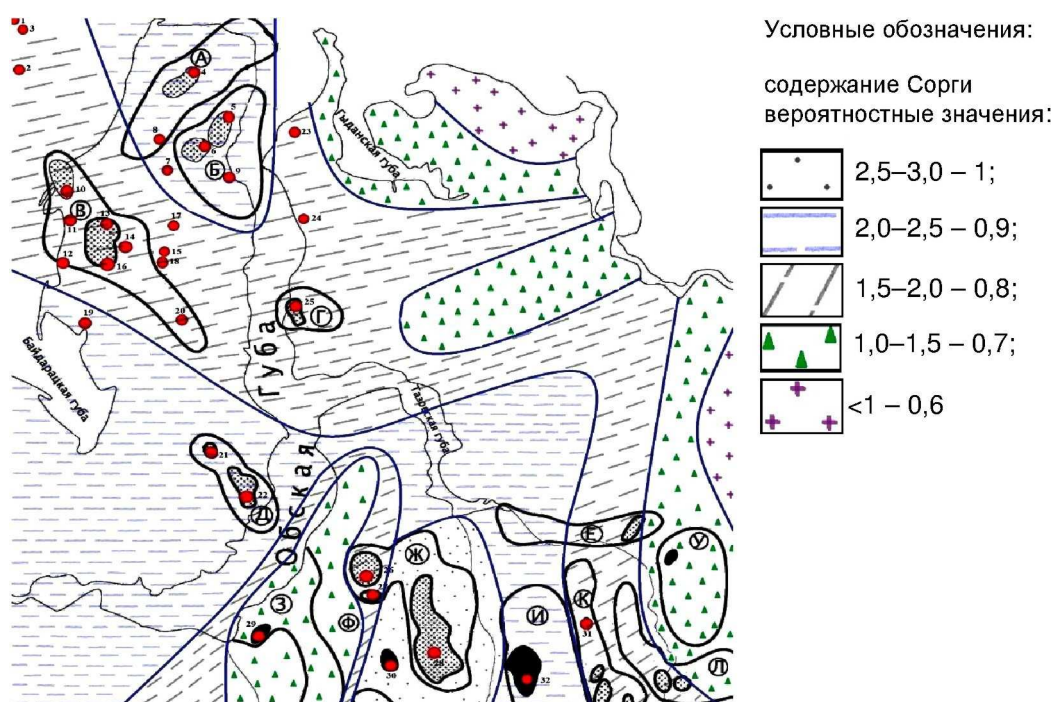


Рисунок 1 – Схема-модель распределения $S_{орг}$ (%) в нижнеюрских отложениях:

Структурные элементы: А – Северо-Ямальский мегавал; Б – Средне-Ямальский мегавал;

В – Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал; Г – Геофизический мезовал; Д – Южно-Ямальский мезовал;

Е – Тазовский мегавал; Ж – Центрально-Уренгойский мезовал; З – Медвежье-Нугинский наклонный мегавал;

И – Среднепурский наклонный мегапрогиб; К – Русско-Часельский мегавал; Л – Термокарстовый выступ;

У – Мангазейская зона поднятий; Ф – Нерутинская впадина [5].

Месторождения нефти и конденсатов: южная акватория Карского моря: 1 – Победа; 2 – Ленинградское;

3 – Русановское; полуостров Ямал: 4 – Малыгинское; 5 – Тасийское; 6 – Северо-Тамбейское;

7 – Западно-Тамбейское; 8 – Сядорское; 9 – Южно-Тамбейское; 10 – Харасавейское; 11 – Крузенштерновское;

12 – Южно-Крузенштерновское; 13 – Северо-Бованенковское; 14 – Восточно-Бованенковское;

15 – Восточно-Тиутейское; 16 – Бованенковское; 17 – Западно-Сеяхинское; 18 – Верхне-Тиутейское;

19 – Байдарацкое; 20 – Арктическое; 21 – Мало-Ямальское; 22 – Новопортовское; Обская губа: 23 – Штормовое;

24 – Салмановское; 25 – Геофизическое

Исследуемые нами месторождения приурочены по этому показателю к двум зонам – с высоким содержанием $S_{орг}$ – 2,0–2,5% на породу (вероятность 0,9) (месторождения Мало-Ямальское, Новопортовское и др.) и с несколько меньшими значениями $S_{орг}$ – 1,5–2,0. Этим значениям присвоена вероятность 0,8.

Схематическая карта-модель зон интенсивности эмиграции жидких УВ (тыс. т/км²) и (млн м³/км²) в нижнеюрских отложениях изображена на рисунке 2 (вероятностные зоны построены авторами на основе аналитических данных [4]).

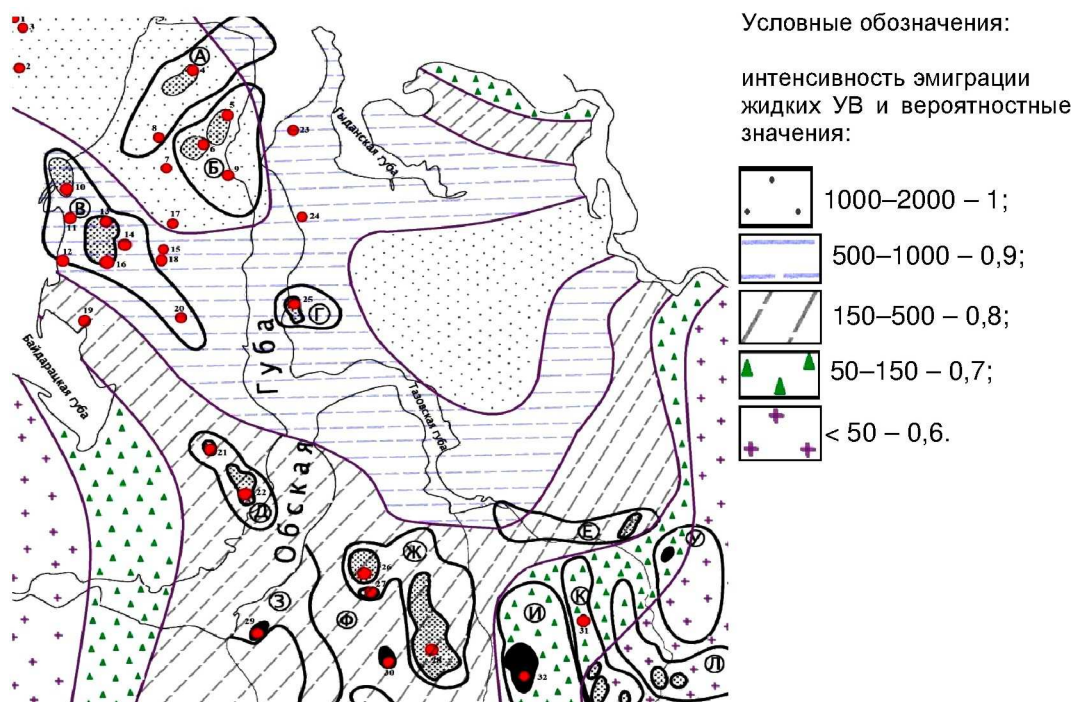


Рисунок 2 – Схема-модель интенсивности эмиграции жидких УВ в нижне-юрских отложениях (тыс. т/км²)

Выделенные зоны различных значений вероятностной интенсивности эмиграции жидких УВ, как и следовало ожидать, очень близки по контурам зонам генерации газообразных УВ. Месторождения Северо- и Средне-Ямальского мегавалов и южной акватории Карского моря имеют максимальную вероятностную величину благоприятности, равную единице (значения в этой зоне эмиграции жидких УВ составляют 1000–2000 тыс. т/км², а генерации газообразных УВ выше 500 млн м³/км²). Вероятностная величина 0,9 распространяется на зону со значениями эмиграции жидких УВ 500–1000 тыс. т/км², и генерации газообразных УВ 250–500 млн м³/км²; приурочена она к Геофизическому мезовалу, Бованенковско-Нурминскому наклонному мегавалу и Обской губе.

Проведено шесть модельных расчетов с использованием как всех выбранных 10 геолого-геохимических параметров, так и с разными сочетаниями параметров. Проанализировав результаты всех вариантов, выделены месторождения с максимальными значениями вероятностей. В выборку наиболее часто встречаемых в каждом из шести модельных расчетных вариантов и соответственно имеющих наиболее высокую вероятностную количественную оценку благоприятности нами отобраны месторождения южной акватории Карского моря (Победа, Ленинградское и Русановское); Северо-Ямальского мегавала (Малыгинское); Средне-Ямальского мегавала (Тасийское, Северо- и Южно-Тамбейское); Бованенковско-Нурминского наклонного мегавала (Харасавейское, Крузенштерновское, Бованенковское Арктическое) и Южно-Ямальского мезовала (Новопортовское).

Вероятнее всего, именно эти тектонические структуры – нефтегазоносные районы, можно отнести к наиболее перспективным первоочередным направлениям поисково-разведочных работ на нефть и газ по юрским и доюрским глубокозалегающим (свыше 4 км) отложениям севера Западной Сибири. С увеличением глубин залегания осадочных отложений доюрского комплекса возрастает роль сложнопостроенных, в том числе, низкопроницаемых и низкопоровых коллекторов. Ресурсы УВ в плотных формациях и низкопроницаемых коллекторах соизмеримы с ресурсами в традиционных коллекторах.

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».

Литература:

1. Швембергер Ю.Н., Шустер В.Л., Меркулова О.Н. Многокритериальность и выбор альтернативы в поисково-разведочных работах на нефть и газ. – М. : ВНИИОЭНГ, 1987. – № 3 (10). – 55 с.
2. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Вероятностная оценка перспектив нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с помощью геолого-математической программы «Выбор» // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 1. – С. 16–19.
3. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Методический подход к вероятностной количественной оценке перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих отложений севера Западной Сибири Научное сетевое издание // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2018. – Выпуск 3 (18). – URL : <http://oilgasjournal.ru>



4. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2011. – Т. 6. – № 3. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf
5. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П. и др. Геолого-тектонические модели севера Западной Сибири и проблема поиска залежей УВ в глубоких горизонтах // Сб.: Критерии оценки нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геологоразведочных работ. – Пермь, 2000. – С. 201–202.

References:

1. Shvemberger Yu.N., Shuster V.L., Merkulova O.N. Multi-criteria and choice of alternatives in oil and gas exploration works. – M. : VNIIOENG, 1987. – № 3 (10). – 55 с.
2. Schuster V.L., Punanova S.A. Probabilistic assessment of the oil and gas potential of the pre-Jurassic complex of Western Siberia using the Vyor geological and mathematical program // Oil Industry. – 2014. – № 1. – P. 16–19.
3. Shuster V.L., Punanova S.A. Methodical approach to probabilistic quantitative assessment of oil and gas potential of deep-lying sediments in the north of Western Siberia // Actual problems of oil and gas. – 2018. – Issue 3 (18). – URL : <http://oilgasjournal.ru>
4. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of the study of the Lower Central Jurassic deposits of the West Siberian Plate in connection with the assessment of their hydrocarbon potential // Neftegazovaya Geologiya. Theory and practice. – 2011. – V. 6. – № 3. – URL : http://www.ngtp.ru/rub/1/31_2011.pdf
5. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshchenya N.P. Geologic-tectonic models of the north of Western Siberia and the problem of finding hydrocarbon deposits in deep horizons // Sat: Criteria for evaluating oil and gas bearing below industrialized depths and determining the priority areas of exploration. – Perm, 2000. – P. 201–202.

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ

**Материалы III Международной
научно-практической конференции
(31 марта 2019 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 01.04.2019
Подписано в печать 05.04.2019.
Формат 60 x 84^{1/8}. Бумага офсетная. Печать riso.
Печ. л. 10,6
Изд. № 1021. Тираж 500 экз. Заказ № 2031

ООО «Издательский Дом – Юг»
Россия, 350072, г. Краснодар,
ул. Зиповская, 9, литер «Г», оф. 41/3

Тел.: +7(918) 41-50-571
e-mail: id.yug2016@gmail.com
Сайт: www.id-yug.com