

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 15, № 4, 2024 / Vol. 15, No. 4, 2024

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук

Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,
разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Геофизика



Научное сетевое издание
Scientific online journal

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»* издается с 2009 г.
Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

Главный редактор

Закиров Эрнест Сумбатович, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакционный совет

Дмитриевский А.Н., академик РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Абдуллаев Г.С., д. г.-м. н., АО «ИГИРНИГМ», Ташкент, Узбекистан

Богоявленский В.И., чл.-кор. РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Григорьев Б.А., чл.-кор. РАН, «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Ермилов О.М., академик РАН, Ямало-Ненецкий филиал ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия

Конторович В.А., чл.-кор. РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Россия

Махнач А.А., академик НАН РБ, РУП «Научно-производственный центр по геологии», Минск, Беларусь

Скоробогатов В.А., д. г.-м. н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Редакционная коллегия

Абукова Л.А., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баганова М.Н., к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баталин О.Ю., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Еремин Н.А., д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Коваленко К.В., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Кузин А.М., к. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Поднек В.Э., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Сумин А.М., к. ю. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Шустер В.Л., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакция

Башкина Е.М., Сурначёв Д.В., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва, ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81,

+7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Свидетельство о регистрации Эл № ФС77-67021 от 16 сентября 2016 года.

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

Сайт: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК

(научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Предыдущее название – «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23.04.2009 г.

Дизайн обложки: Д. Филиппова

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Пунанова С.А. К вопросу о выборе наиболее эффективных видов исследований при прогнозировании и поиске крупных скоплений углеводородов на севере Западной Сибири

323

Экспериментальные и теоретические исследования термодинамических свойств и фазовых превращений УВ смесей

Kuryakov V.N. Determining the onset of asphaltene precipitation in a model oil system toluene–asphaltene–heptane by ultramicroscopy method (Определение порога начала осаждения асфальтенов в модельной нефтяной системе толуол–асфальтен–гептан методом ультрамикроскопии)

338

Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах

Пономарев Р.Ю., Зиазев Р.Р., Лещенко А.А., Мигманов Р.Р., Ивлев М.И. Оптимизация системы заводнения: преимущества гибридного подхода к разработке нейросетевых моделей фильтрации

349

Современные методы нефтегазовой механики и физики пластовых систем

Губинский Д.Н., Зарай Е.А., Кудымов А.Ю. Современная практика учета термобарических условий в оценке коэффициента пористости

364

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Александров А.А., Абзгильдин Р.Р., Лузан Л.А. Анализ гидродинамических исследований маломощной сеноманской газовой залежи при наличии проницаемой глинистой перемычки

381

Абукова Л.А., Селиверстова М.Е. Геофлюидодинамические особенности нефтегазоаккумуляции юго-западной части Прикаспийской впадины

401

Жомаа Ж. Анализ геохимических показателей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена: корреляция нефтей на основе кластерного анализа

415

Инновационные технологии освоения нефтегазовых ресурсов в сложных горно-геологических и экстремальных природно-климатических условиях

Кротова А.Г., Шпуров И.В. Обзор основных тенденций в развитии сырьевой базы трудноизвлекаемых запасов олигоценых отложений хадумской свиты Восточного Предкавказья

430

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Галкин В.И., Еремеев Н.С., Ушахин А.Н. Разработка вероятностных моделей для прогнозирования наличия коллекторов в горизонтальных скважинах

445

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*.
Published since 2009
Founder: Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editor-in-Chief

Zakirov Ernest S., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Council

Dmitrievsky A.N., Academician of the RAS, OGRI RAS,
Moscow, Russia

Abdullaev G.S., Dr. Sci. (Geol.-Min.), IGIRNIGM LLC,
Tashkent, Uzbekistan

Bogoyavlensky V.I., Corr. Member of the RAS, OGRI RAS,
Moscow, Russia

Grigoriev B.A., Corr. Member of the RAS, Gazprom
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Ermilov O.M., Academician of the RAS, Yamal-
Nenets Division of IPGG SB RAS, Tyumen, Russia
Kontorovich V.A., Corr. Member of the RAS, IPGG SB
RAS, Novosibirsk, Russia

Makhnach A.A., Academician of the NAS of Belarus,
Scientific-Productional Centre for Geology, Minsk,
Belarus

Skorobogatov V.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), Gazprom
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Editorial Board

Abukova L.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Baganova M.N., Cand. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Batalin O.Yu., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Eremin N.A., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kovalenko K.V., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kouzin A.M., Cand. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Podnek V.E., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Sumin A.M., Cand. Sci. (Law), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Shuster V.L., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Staff

Bashkina E.M., **Surnachev D.V.**, **Chigarev V.B.**,
Datsko T.G.

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,
Russian Federation, 119333
Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate El No. FS77-67021
from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer review.

Publication frequency: 4 issues per year.

Site: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Science Citation Index.

Approved by the Higher Attestation Commission
(scientific specialties 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Previous title – *Georesources, Geoenergetics,*
Geopolitics reg. sert. El. No. FS77-36038 from
23.04.2009.

Cover design: D. Filippova

Strategic planning issues of oil and gas industry

Punanova S.A. On the issue of choosing the most effective types of research in forecasting and searching for large hydrocarbon accumulations in the north of Western Siberia **323**

Experimental and theoretical studies of thermodynamic features and phase behavior of hydrocarbon mixtures

Kuryakov V.N. Determining the onset of asphaltene precipitation in a model oil system toluene–asphaltene–heptane by ultramicroscopy method **338**

Hydrothermodynamic and geomechanical modeling of the processes in saturated geological media

Ponomarev R.Yu., **Ziazev R.R.**, **Leshchenko A.A.**, **Migmanov R.R.**, **Ivlev M.I.** Flooding system optimization: Advantages of a hybrid approach to developing neural network filtration models **349**

Current methods of oil and gas mechanics and physics of reservoir systems

Gubinsky D.N., **Zarai E.A.**, **Kudymov A.Yu.** Current practice of accounting pressure–temperature conditions in porosity evaluation **364**

New methods and technologies of studying the geological environment of oil and gas basins

Abramov T.A., **Akkerman A.Sh.**, **Aleksandrov A.A.**, **Abzgildin R.R.**, **Luzan L.A.** Well test analysis of a low-thickness Cenomanian gas reservoir with permeable shale layer **381**

Abukova L.A., **Seliverstova M.E.** Geofluid dynamic features of oil and gas accumulation in the southwestern part of the Caspian depression **401**

Jomaa J. Analysis of geochemical parameters of hydrocarbon systems within the Euphrates graben: Oil–oil correlation based on cluster analysis **415**

Innovative technologies for oil and gas resources exploitation in complicated geological and critical environmental conditions

Krotova A.G., **Shpurov I.V.** A review of the main trends in the development of the raw material base of hard-to-recover reserves of Oligocene deposits of the Khadum Formation of the Eastern Pre-Caucasus region **430**

New technologies and approaches to oil and gas field development

Galkin V.I., **Eremeev N.S.**, **Ushakhin A.N.** Development of probabilistic models for forecasting the presence of reservoirs in horizontal wells **445**

ПРОБЛЕМЫ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Оригинальная статья

УДК 553.98(571.1)

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>**К вопросу о выборе наиболее эффективных видов исследований при прогнозировании и поиске крупных скоплений углеводородов на севере Западной Сибири**

С.А. Пунанова ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Направления работ по выбору и рекомендации по внедрению эффективных видов исследований при поиске углеводородного сырья являются актуальными, так как выявленные закономерности дают основания для возможности прогноза скоплений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных отложений, что способствует увеличению ресурсной базы региона. *Цель работы.* Анализ и систематизация связи основных параметров залежи, таких как эффективный объем коллектора и коллекторские свойства – проницаемость и пористость – с величиной геологических запасов, а также выработка методических рекомендаций по программе видов исследования. *Материалы и методы.* Геолого-промысловые характеристики залежей мезозойских нефтегазоносных комплексов Западной Сибири: фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, их эффективный объем; балансовые запасы углеводородов 2022 года. Статистический анализ особенностей связи геологических параметров залежей с масштабностью месторождений для каждого комплекса, интерпретация данных анализа Rock-Eval. *Результаты.* Обобщены исследования по оценке геохимических особенностей и масштабности скоплений углеводородов в мезозойских нефтегазоносных комплексах северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Выявлены связи геологических запасов месторождений с тектоническими, палеофациальными и геохимическими особенностями отложений, а также с основными характеристиками коллектора. Проведена оценка перспективных объектов на основании геохимических исследований и при учете данных о масштабности скоплений углеводородов. *Выводы.* На основе установленных зависимостей могут быть оценены перспективы обнаружения мегарезервуарных скоплений углеводородов и наиболее результативные виды исследований.

Ключевые слова: геологические запасы, углеводороды, виды исследования, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, коллекторы, нефтегазоносные комплексы, залежи

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800253-3).

Для цитирования: Пунанова С.А. К вопросу о выборе наиболее эффективных видов исследований при прогнозировании и поиске крупных скоплений углеводородов на севере Западной Сибири // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 323–337. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>

✉ Пунанова Светлана Александровна, e-mail: punanova_s@ipng.ru

© Пунанова С.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В настоящее время задача поддержания добычи нефти и газа на высоком уровне усложняется год от года, отчего проведенный в работе анализ минерально-сырьевой базы мезозойских нефтегазоносных комплексов (НГК) на основе типизации скоплений углеводородов (УВ) по величине начальных запасов с выяснением причин разномасштабности месторождений и залежей представляется актуальным, своевременным и имеет большое научное и практическое значение. Целью исследования является анализ и систематизация связи основных параметров залежи, таких как эффективный объем коллектора и коллекторские свойства – проницаемость и пористость – с величиной геологических запасов. Для решения представленной задачи, опираясь на литературные данные и результаты собственных работ, обобщены и систематизированы материалы по геологическим запасам УВ скоплений в мезозойских НГК Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В работе использованы материалы Государственных балансов полезных ископаемых Российской Федерации на 01.01.2022. Учтены геологические запасы (категорий А+В+С1) жидких УВ (нефть+конденсат, тыс. т) и газообразных УВ (свободный газ, конденсатосодержащий газ, растворенный газ, млн м³). Для унификации оценок запасы по газообразным УВ, приведенные в млн м³, пересчитывались с учетом плотности газа в тыс. т. В соответствии с классификацией запасов*, месторождения

по величине начальных запасов (тыс. т) расчленяются на 4 группы: I – мелкие (от менее 5 000 до 15 000), II – средние (15 000–60 000), III – крупные (60 000–300 000) и IV – уникальные (более 300 000). Залежи с запасами более 1 млрд т условного топлива относятся к гигантским скоплениям (по классификации ОАО «Газпром»).

Исследования по выявлению благоприятных факторов генерации скоплений с высокими геологическими запасами в мегарезервуарах проводились неоднократно. Так, на примере уникальных и крупных по геологическим запасам месторождений Енисей-Хатангского регионального прогиба установлена связь величины геологических запасов с эффективным объемом ловушки [1]. На основе обобщения фактического материала по 26 крупнейшим мировым месторождениям нефти и газа выявлена связь крупности запасов с такими количественными геологическими параметрами как площадь, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, а также качественными – литологический состав коллекторов, состав и мощность флюидоупоров [2].

Результаты и обсуждение

Статистические данные о масштабности скоплений НГК северных регионов Западно- Сибирского НГБ

Рассмотрим статистические закономерности распределения масштабности скоплений, сводные данные о коллекторах юрских и меловых НГК, а также характеристику связи геологических запасов с эффективным объемом и емкостными свойствами коллекторов.

* Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». Зарегистрировано в Минюсте России 31.12.2013 № 30943), вступил в силу 01.01.2016.

В табл. 1 показаны свойства коллекторов юрско-меловых НГК и их эффективный объем. Сравнение исследуемых характеристик свидетельствует о том, что связь запасов УВ в юрских НГК с пористостью, проницаемостью и эффективным объемом коллекторов проявляется относительно четко. Отмечается, что нижнесреднеюрский коллектор

по средним категориям запасов имеет больший эффективный объем, чем верхнеюрский. Максимальны эффективные объемы коллекторов уникальных по запасам залежей УВ, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) отложений увеличиваются (пористость и проницаемость) для залежей с более крупными запасами.

Табл. 1. Характеристика коллекторов мезозойских нефтегазоносных комплексов и их эффективный объем

Table 1. Characteristics of reservoirs of Mesozoic oil and gas complexes and their effective volume

Нефтегазоносные комплексы	Свойства коллектора	Характеристики залежей средних, крупных, уникальных и гигантских по запасам месторождений УВ			
		Средние	Крупные	Уникальные	Гигантские
Верхний продуктивный	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	1 138 688,9–1 421 250	3 726 037,8–9 464 121,7	4 734 439,14–91 804 687,5	13 361 873,2–332 760 502,9
	Средняя пористость, доли ед.	0,18	0,22–0,24	0,15–0,31	0,17–0,28
	Средняя проницаемость, мкм ²	Нет данных	0,0526–0,10	0,001–0,489	0,024–0,36
Ачимовский	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	63 180–1 769 378	1 544 881,7–3 175 203,7	Отсутствуют залежи	7 788 795,1–131 308 660,4
	Средняя пористость, доли ед.	0,13–0,185	0,142–0,169		0,14–0,15
	Средняя проницаемость, мкм ²	0,000476–0,0145	0,00068–0,00123		0,00047
Верхнеюрский	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	4 906–1 182 441	203 198–4 545 318	Отсутствуют залежи	Отсутствуют залежи
	Средняя пористость, доли ед.	0,126–0,19	0,15–0,17		
	Средняя проницаемость, мкм ²	0,0028–0,17	0,06–0,14		
Нижнесреднеюрский	Эффективный объем коллектора, тыс. м ³	94 472–1 268 136	2 480 835–4 485 114	182 026–8 393 876	Отсутствуют залежи
	Средняя пористость, доли ед.	0,123–0,17	0,13–0,18	0,15–0,16	
	Средняя проницаемость, мкм ²	0,0006–0,01	0,02	0,01–0,33	

Источник: разработано автором с использованием данных [3]

Source: developed by the author using data from [3]

Коллекторы в нижнесреднеюрских отложениях по сравнению с верхнеюрскими характеризуются более высокой связью запасов с величинами пористости, особенно

в разряде крупных и уникальных по запасам месторождений. Диапазон изменения величин проницаемости более значителен для нижнесреднеюрского комплекса.

Верхний продуктивный комплекс обладает по всем категориям запасов существенно бóльшим эффективным объемом коллектора, чем ачимовский и юрские. Гигантские по запасам скопления УВ имеют и максимальные эффективные объемы коллекторов. Пористость и проницаемость по усредненным данным для отложений ачимовского комплекса отличаются очень низкими величинами, которые не связаны с величиной запасов. Отложения верхнего продуктивного комплекса характеризуются коллекторами с высокими емкостными свойствами (пористость до 0,3 долей ед., а проницаемость до 0,5 мкм²), которые увеличиваются в залежах с более высокими запасами. Характерной особенностью отложений верхнего продуктивного комплекса является угленасыщенность и высокая песчаность, которая увеличивается в восточном и северо-восточном направлениях. В среднем на разведанных площадях доля коллекторов составляет 60–75% [3, 4].

Разномасштабные скопления и геолого-геохимическая ситуация региона

Анализ данных по балансам запасов и аналитического материала по региону свидетельствуют о том, что наиболее важными показателями перспективности региона являются геодинамический, палеофациальный и структурно-формационный. Учитывая такие тенденции, автором было обращено особое внимание именно на эти геологические процессы, а также исследовались геохимические характеристики исходных нефтематеринских свит, так как эти факторы контролируют развитие здесь наиболее крупных по геологическим запасам скоплений УВ [4].

Основные выводы исследований детально представлены в работах [3, 4].

Величины масштабности месторождений юрских НГК связаны со структурными особенностями региона. Была выявлена приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений к крупным положительным структурным элементам – мега- и мезовалам. Проявилась зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного органического вещества (ОВ). Кроме того, было показано, что с увеличением стадийности преобразования ОВ (от МК₁ до МК₄ и АП₁) меняется соответственно и фазовое состояние залежей от нефтяной к газоконденсатнонефтяной, газоконденсатной и газовой.

В ачимовском комплексе основные процессы, контролирующие величины запасов, связаны с фациально-литологическим фактором, а именно стратиграфическими, палеобатиметрическими и морфологическими особенностями отложений. Ачимовские отложения являются самостоятельным НГК, который входит в состав неокомского продуктивного мегакомплекса [5, 6].

Характер распределения мегарезервуаров нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе, который объединяет континентальные угленосные и прибрежно-морские фации отложений апта, альба и сеномана, детально прорабатывался нами и другими авторами [7–9]. Большое значение при констатации закономерностей размещения гигантских скоплений нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе в северных регионах Западной Сибири отводится геодинамическим процессам. В ряде публикаций отмечается связь, т. е. коррелируемость, величин высот залежей и геологических запасов [4, 8].

На изучаемой территории главные нефтегазоматеринские толщи (НГМТ) связаны с меловыми, верхнеюрскими и нижнесреднеюрскими отложениями. В работах [10–12], приводятся сведения о НГМТ и высоких генерационных показателях как юрских, так и меловых отложений. В табл. 2 на основе обобщения фактического материала автором приведена геолого-геохимическая характеристика НГК региона – тип ОВ, литолого-формационные данные, стадийность катагенеза, толщины и глубины залегания.

Детально изученные в течение трех этапов работ по госбюджетной теме ИПНГ РАН (2022–2024 гг.) НГК

нижнесреднеюрских, верхнеюрских и меловых (ачимовский и верхний продуктивный комплекс – апт, альб, сеноман) отложений северных регионов Западной Сибири по величине геологических запасов, их связи с основными характеристиками коллектора (эффективным объемом и фильтрационно-емкостными свойствами – пористостью и проницаемостью), с литофациальными, катагенетическими и структурными особенностями региона являются самостоятельными, имеющими высокогенерационные НГМТ; и, вероятно, величины геологических запасов в них обусловлены факторами, присущими индивидуально каждому комплексу [4, 13, 14].

Табл. 2. Геолого-геохимическая характеристика мезозойских нефтегазоносных комплексов
Table 2. Geological and geochemical characteristics of Mesozoic oil and gas complexes

Газонефте-носные комплексы	Тип ОВ и содержание $C_{орг}$	Формации	Стадии катагенеза, R^o , %	Толщина формации, м	Глубины залегания, м
Верхний продуктивный комплекс $K_1^a - K_2^s$	<u>Гумусовый*</u> , сапропелево-гумусовый $C_{орг} = 1,2-3,0$	Прибрежно-континентальная, песчано-алеврито-глинистая, серо- и темноцветная; субугленосная	PK_2-PK_3 0,3–0,65	950–1150	500–2350
Ачимовский комплекс K_1^b-v	<u>Сапропелево-гумусовый</u> $C_{орг} = 0,61-4,0$	Мелководно-и прибрежно-морская, песчано-глинистая, серо-цветная	MK_1-MK_2 0,65–0,8	100–500	2500–3800
Верхнеюрский комплекс J_3	<u>Сапропелевый</u> , гумусово-сапропелевый $C_{орг} = 3,0$	Мелководно-морская, песчано-глинистая, сероцветная	MK_2 0,65–0,85	50–400	2500–3950
Нижнесреднеюрский J_{1-2}	<u>Гумусовый</u> , сапропелево-гумусовый $C_{орг} = 3,0$	Прибрежно-морская и континентальная; сероцветная; песчано-алеврито-глинистая; субугленосная	MK_3 0,85–1,15	500–2000	2900–5500

*Подчеркнут доминирующий тип ОВ.

Источник: Пуанова С.А. Мегарезервуарные скопления углеводородов в апт-сеноманских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Рассохинские чтения. Ухта: УГТУ, 2024. С. 44–48.

Source: Punanova S.A. Megaserervoir hydrocarbon accumulations in the Apt–Cenomanian sediments of the West Siberian oil and gas basin. In: *Rassokhin Readings*. Ukhta: UGTU, 2024. P. 44–48. (In Russ.).

Как же можно объяснить отсутствие унаследованности и преемственности величин запасов в отложениях двух нефтегазоносных комплексов юры? Возможно, главная причина различия масштабности скоплений связана с резкой перестройкой структурного плана на границе средней юры, а также со значительной глинизацией отложений верхней юры и ухудшением их коллекторских свойств в северо-западном направлении. Именно в этом направлении отмечается уменьшение активного объема коллекторов и ухудшаются их ФЕС. Кроме того, в отличие от баженовской свиты центральных районов Западной Сибири, сланцевых, высокоуглеродистых образований, верхнеюрское ОВ северного арктического региона содержит примесь террагенной органики и характеризуется окисленностью в диагенезе, что не может не сказаться на свойствах генерированных нефтей и конденсатов [3, 4].

***Обоснование перспектив
нефтегазоносности
рекомендованных объектов;
программа видов работ и
методов исследования***

Апробация научно-методических решений прогноза поисков мегарезервуарных скоплений нефти и газа проведена на нескольких площадях Ямальской и Южно-Карской нефтегазоносных областей. На основании существующей продуктивности и результатов пиролиза ОВ пород, выполненных методом Rock-Eval, (аналитические данные Скоробогатова В.А.) намечены перспективные объекты. Представляют интерес в плане выявления крупных скоплений УВ доюрские и палеозойские отложения на площадях Восточно-Бованенковская и Тарминская и нижнесреднеюрские и доюрские отложения, также, включая и палеозойские, на площадях

Малыгинская и Сядорская. Обзорная схема и перспективные объекты показаны на рис. 1 (на схеме выделены красными линиями, названия месторождений – красным цветом).

Возможность высоких перспектив обнаружения скоплений УВ в доюрских и нижнесреднеюрских и палеозойских отложениях на рекомендованных перспективных объектах обосновывается следующими благоприятными показателями (рис. 2):

1. Величинами T_{\max} (та температура, при которой выход УВ на пике наиболее интенсивен, эти величины отбивают на графиках зоны генерации нефтяных, газоконденсатных и газовых скоплений), см. рис. 2а. ОВ отложений на рекомендованных площадях приурочено на значительных глубинах (3700 м) к зоне «нефтяного окна» (T_{\max} до 465 °С) или к зоне НГК скоплений на глубинах 4000 м (T_{\max} до 480 °С).

2. Типами ОВ отложений – сапропелево-гумусовым и гумусово-сапропелевым (см. рис. 2б).

3. Стадийностью катагенетического преобразования ОВ (график Коннона–Кассоу – см. рис. 2в) – зоны слабой и средней степени преобразованности.

На площадях Малыгинская и Сядорская разрабатываются залежи в $K_{1ач}$ и в J_{1-2} отложениях (в последних – уникальные по запасам скопления). Исходя из геохимических данных (ОВ в ачимовских отложениях на площадях Малыгинская и Сядорская соответствует зоне «нефтяного окна» на глубинах до 3800 м, отложения имеют высокий генерационный потенциал, гумусово-сапропелевый тип ОВ), на этих площадях прогнозируется обнаружение как нефтяных скоплений, так и НГК в зоне более повышенных палеотемператур на больших глубинах в доюрских и палеозойских комплексах.

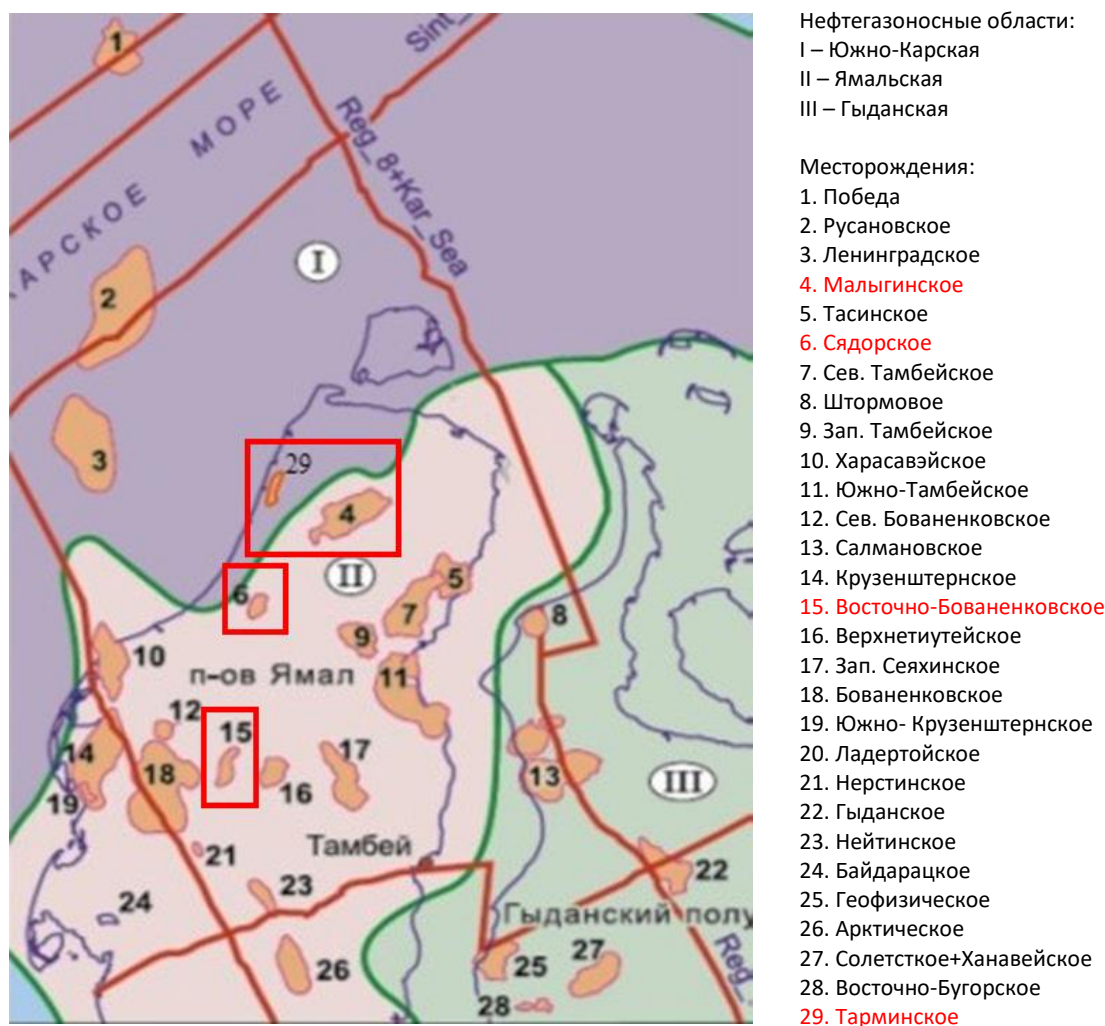


Рис. 1. Обзорная схема Карско-Ямальского региона с рекомендованными автором перспективными объектами (показано красным цветом)

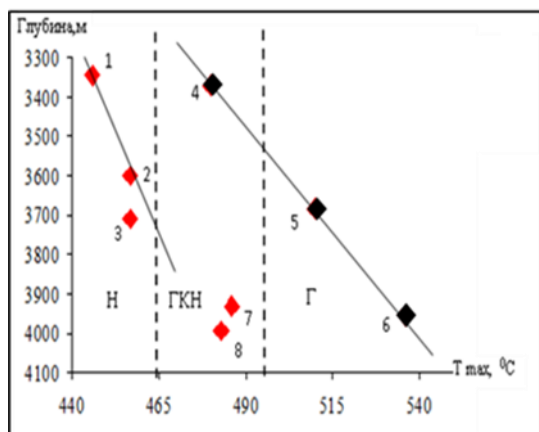
Fig. 1. Overview map of the Kara-Yamal region with promising objects recommended by the author (shown in red)

Источник: адаптировано из [15]/Source: adapted from [15]

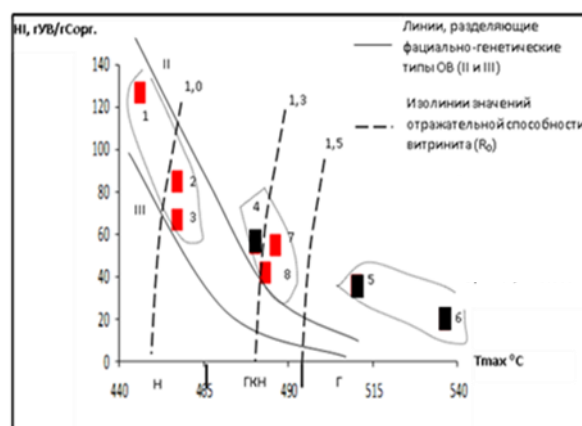
На Восточно-Бованенковской (уникальные по запасам скопления в J_{1-2} отложениях и гигантские в $K_{1ач}$) и Тарминской площадях (на глубинах 3600–3700 м дифференцируются в нефтяной зоне) прогнозируются НГК и газовые скопления на больших глубинах в доюрском комплексе, включая палеозойский.

Проведенный анализ интенсивности генерации газообразных УВ в нижнеюрских

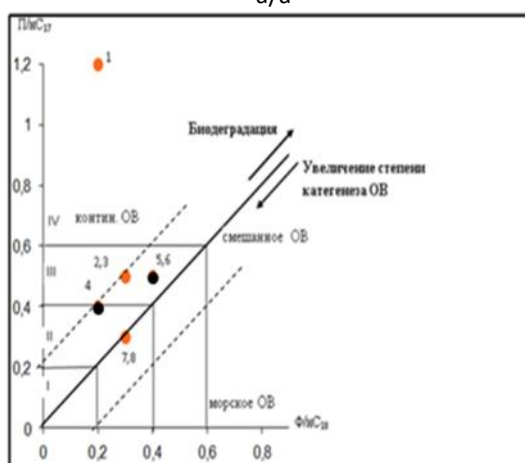
отложениях ($\text{млн м}^3/\text{км}^2$), использование результатов расчетов интенсивности эмиграции жидких УВ ($\text{тыс. т}/\text{км}^2$) нижнесреднеюрскими отложениями северных регионов Западно-Сибирского НГБ для выбора наиболее перспективных локальных объектов в доюрском и юрском комплексах региона, выполненный ранее, может подтвердить перспективность выбранных объектов [16]).



а/а



б/б



в/в

Зоны аккумуляции УВ скоплений:

- Н – нефтяных
- ГКН – газоконденсатнонефтяных
- Г – газовых

HI – индекс водорода

Площади:

- 1. Малыгинская (К₁ач.)
- 2. Сядорская (К₁ач.)
- 3. Тарминская (J₁₋₂)
- 4–6. Харасавэйская (J₁₋₂)
- 7, 8. Восточно-Бованенковская (J₁₋₂)

Рис. 2. Геохимическая характеристика ОВ ачимовских и юрских отложений (УВ соотношения и результаты пиролиза):

а – зависимость T_{max} от глубины залегания отложений на различных площадях (зоны нахождения нефтяных, газоконденсатнонефтяных и газовых скоплений);

б – зависимость индекса водорода от T_{max}

в – отношение изопреноидов и нормальных алканов как показатель степени термической зрелости ОВ пород (график Коннона–Кассоу)

Fig. 2. Geochemical characteristics of the organic matter of the Achimov and Jurassic deposits (hydrocarbon ratios and pyrolysis results):

a – dependence of T_{max} on the depth of deposits in different areas (zones of oil, gas condensate–oil and gas accumulations);

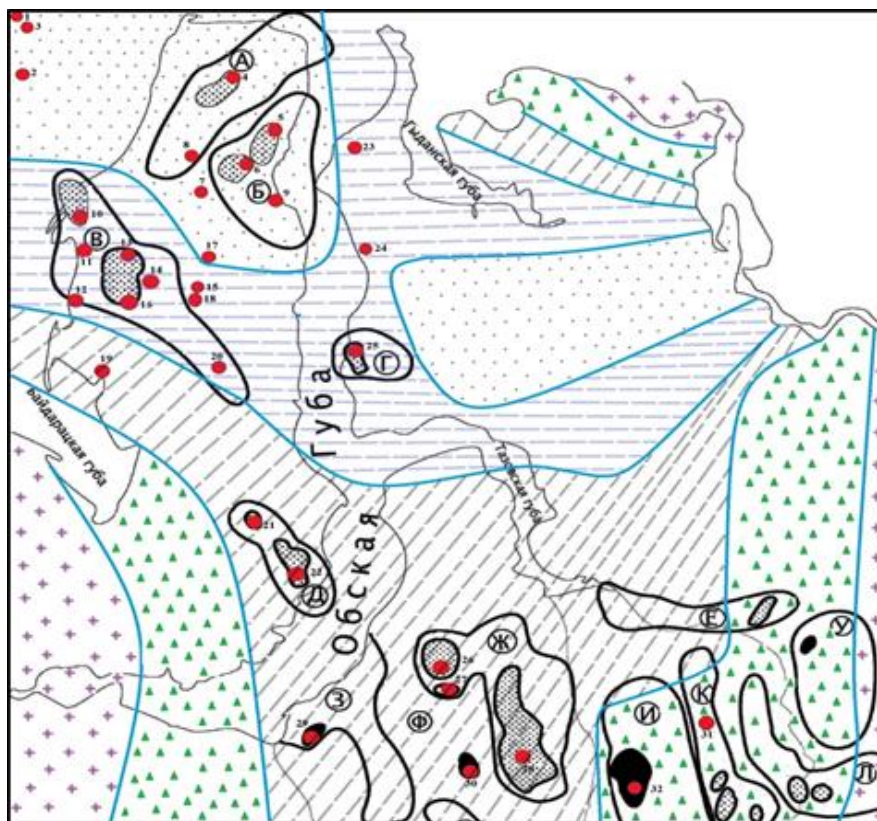
b – dependence of the hydrogen index on T_{max}

c – ratio of isoprenoids and normal alkanes as an indicator of the degree of thermal maturity of the organic matter of rocks (Connan–Cassou)

На рис. 3 изображена схема-модель, иллюстрирующая интенсивность генерации газообразных УВ [17]).

По масштабам эмиграции жидких и газообразных УВ в Западно-Арктической акватории (для Южно-Карского региона) установлена максимальная плотность эмиграции, приуроченная к глинистым

отложениям нижнесреднеюрского возраста, которая составила 11 млн т/км² нефти и 7 млрд м³ газа. Таким образом, перспективные рекомендованные объекты характеризуются по нижнеюрским отложениям высокой величиной интенсивности генерации газообразных УВ и эмиграции жидких и газообразных УВ.



● месторождения УВ

Тип залежи: ● нефтяная ● газоконденсатнонефтяная ● газоконденсатная

Структурные элементы: А – Северо-Ямальский мегавал
 Б – Средне-Ямальский мегавал
 В – Бованенковско-Нурминский наклонный мегавал
 Г – Геофизический мезовал
 Д – Южно-Ямальский мезовал

Зоны величин интенсивности генерации газообразных УВ (млн м³/км²):

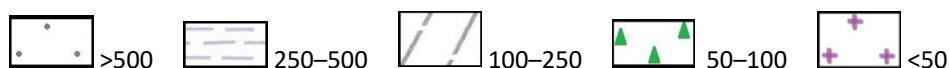


Рис. 3. Схема-модель интенсивности генерации газообразных УВ в нижнеюрских отложениях

Fig. 3. Schematic model of the intensity of generation of gaseous hydrocarbons in the Lower Jurassic deposits

Источник: адаптировано из [16] по аналитическим данным [17], структурные элементы по [18]

Source: adapted from [16] based on analytical data from [17], structural elements from [18]

Методические рекомендации по программе видов исследования

1. Детальное изучение геолого-геофизических материалов объектов выбранных месторождений (разрезы, профили, результаты сейсморазведки, магниторазведки и др.).

2. Оценка тектонической и палеофациальной обстановок.

3. Детальное изучение масштабов скоплений по балансам запасов 2023–2024 гг.

4. Количественные значения площади (объема) резервуара, высоты залежи, ФЕС коллекторов.

5. Качественная и количественная оценка надежности флюидоупора (состав, толщина, наличие нарушений или проницаемых прослоев).

6. Отбор и изучение керн юрских и доюрских отложений.

7. Геохимическая характеристика нефтегазоматеринских свит, их генерационный потенциал: пиролиз Rock-Eval, микроэлементный, битуминологический, хроматографический, хромато-масспектрометрический анализы, стадийность катагенеза, тип ОВ.

8. Построение моделей месторождения с охватом глубоких горизонтов: литофациальной, структурной, петрофизической, геохимической, геофлюидальной.

Заключение

Нефтегазоносные комплексы нижне-среднеюрских, верхнеюрских и меловых (ачимовский и верхний продуктивный комплекс – апт, альб, сеноман) отложений северных регионов Западной Сибири по величине геологических запасов являются самостоятельными, способными генерировать большие количества УВ скоплений в мегарезервуарах осадочного бассейна. Это научно-практическое положение обосновано в результате обобщения и систематизации данных по геологическим запасам УВ всех рассмотренных комплексов с привязкой гигантских, уникальных и крупных по геологическим запасам залежей к ФЕС коллекторов, а также к литолого-фациальным, катагенетическим, тектоническим и геодинамическим особенностям процессов нефтегазогенерации и аккумуляции нефти и газа на изучаемой территории.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Результаты проведенных работ можно использовать для выбора наиболее эффективных видов исследований при прогнозировании и поиске крупных скоплений УВ. Очевидно, что для каждого комплекса это будут определенные и специфические научно-методические приемы, направленные на поиск в них мегарезервуарных скоплений.

Юрские отложения $J_{1-2}-J_3$ – палеофациальный анализ, тектонико-структурный, изучение ФЕС отложений; K_1 (ачимовский комплекс) – литолого-фациальный анализ (палеобатиметрический, морфоструктурный, клиноформный), сейсмические профили с выявлением сейсмических образований; K_{1-2} (верхний продуктивный комплекс, апт, альб, сеноман) – геоструктурный анализ с выявлением высот ловушек. Нефтегенерационный потенциал мезозойских отложений в данном возрастном интервале был достаточно высок и мог генерировать большие запасы УВ, несмотря на различия исходных характеристик – тип ОВ и его катагенетическую преобразованность.

Апробация научно-методических решений прогноза поисков мегарезервуарных скоплений проведена на нескольких перспективных объектах. Представляют интерес в плане выявления крупных скоплений УВ площади Малыгинская, Сядорская, Восточно-Бованенковская и Тарминская. На этих площадях прогнозируются крупные скопления УВ в глубоких горизонтах – в доюрских, возможно палеозойских. Разработана программа видов работ и методов исследования для оценки перспективности выбранных объектов.

Список источников

1. Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Характеристика природных мегарезервуаров Енисей-Хатангского регионального прогиба с позиции поиска месторождений углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6(107). С. 23–27. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-23-27>
2. Шустер В.Л. Научные основы прогноза и поисков крупных скоплений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 88–96. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art6>
3. Пунанова С.А., Добрынина С.А. О геолого-геохимических особенностях скоплений углеводородов с разными запасами в меловых отложениях Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 8(109). С. 34–40. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-34-40>
4. Пунанова С.А. Масштабность скоплений углеводородов в нефтегазоносных отложениях Западной Сибири и причины ее изменчивости // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2024. № 7(391). С. 5–13.
5. Бородкин В.Н., Смирнов О.А. Морфотипы клиноформных образований неокома севера Западно-Сибирской низменности с учетом особенностей седиментационных процессов // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 3. С. 4–12. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.2>
6. Конторович В.А., Аюнова Д.В., Гусева С.М. и др. Сейсмогеологическая характеристика осадочных комплексов и нефтегазоносность Ямальской, Гыданской и Южно-Карской нефтегазоносных областей (Арктические регионы Западной Сибири, шельф Карского моря) // Геофизические технологии. 2018. № 4. С. 10–26. <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-4-3>
7. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Низяева И.С. и др. Палеогеографические реконструкции юрских отложений Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2024. Т. 19, № 1. С. 3. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html (дата обращения: 14.10.2024).
8. Карагодин Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентраций гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный подход) // Георесурсы. 2006. № 1(18). С. 28–30.
9. Жилина И.В., Кузнецов Р.О. Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 58–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>
10. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6(175). С. 20–25.
11. Сидоров Д.А., Сокольникова А.А., Фищенко А.Н. и др. Моделирование нефтегазовых систем восточного борта Западно-Сибирского бассейна на юго-востоке Ямало-Ненецкого автономного округа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18, № 1. С. 11. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2023/5_2023.html (дата обращения: 14.10.2024).
12. Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ярославцева Е.С. Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 3. С. 21–27. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>
13. Фурсенко Е.А., Бурухина А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических

районов Западной Сибири // Геохимия. 2021. Т. 66, № 12. С. 1077–1105. <https://doi.org/10.31857/S0016752521120025>

14. *Скоробогатов В.А.* Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2018. № 10(82). С. 126–141.

15. *Конторович В.А.* Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских (*берриас-нижнеаптских*) отложений арктических регионов Западной Сибири и шельфа Карского моря // Геология и геофизика. 2020. Т. 61, № 12. С. 1735–1755. <https://doi.org/10.15372/GiG2020154>

16. *Шустер В.Л., Пунанова С.А.* Перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений севера Западной Сибири в нетрадиционных ловушках // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 1. С. 30–41. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>

17. *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. С. 1. URL: https://ngtp.ru/rub/2011/31_2011.html (дата обращения: 14.10.2024).

18. *Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1875–1887.

Информация об авторе

Светлана Александровна Пунанова – д.г.-м.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3691-7142, <https://orcid.org/0000-0003-2022-2906>; e-mail: punanova_s@ipng.ru

Поступила в редакцию 13.11.2024

STRATEGIC PLANNING ISSUES OF OIL AND GAS INDUSTRY

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>**On the issue of choosing the most effective types of research in forecasting and searching for large hydrocarbon accumulations in the north of Western Siberia****S.A. Punanova** ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* The areas of work on the selection and recommendations for the deployment of the effective types of research in hydrocarbon exploration are relevant, because the identified regularities provide the possibility of forecasting oil and gas accumulations in the megareservoirs of sedimentary deposits, which contributes to the increase of the resource base of the region. *Objective.* Analysis and systematization of the relationship of the main parameters of the deposit, such as effective reservoir volume and reservoir properties – permeability and porosity – with the value of geological reserves, as well as the development of methodological guidelines for the program of the research types. *Materials and methods.* Geological and field characteristics of the deposits of the Mesozoic oil and gas complexes of Western Siberia: porosity and permeability of reservoir rocks; their effective volume; balance hydrocarbon reserves in 2022. Statistical analysis of the peculiarities of the relationship between geological parameters of the deposits and the scale of the deposits for each complex; interpretation of the Rock-Eval analysis data. *Results.* The research on the assessment of the geochemical features and the scale of hydrocarbon accumulations in the Mesozoic oil and gas complexes of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin is summarized. The relations of geological reserves of deposits with tectonic, paleofacial and geochemical features of sediments, as well as with the main reservoir characteristics are revealed. The prospective objects are evaluated on the basis of geochemical studies and considering the data on the scale of hydrocarbon accumulations. *Conclusions.* Prospects for detection of megareservoir accumulations of hydrocarbons and the most productive types of research can be assessed on the basis of the established dependencies.

Keywords: geological reserves, hydrocarbons, types of research, West Siberian oil and gas basin, reservoirs, oil and gas complexes, deposits

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800253-3).

For citation: Punanova S.A. On the issue of choosing the most effective types of research in forecasting and searching for large hydrocarbon accumulations in the north of Western Siberia. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 323–337. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art1>

✉ Svetlana A. Punanova, e-mail: punanova_s@ipng.ru

© Punanova S.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Characteristics of natural megareservoirs of the Yenisei-Khatanga regional trough from a hydrocarbon prospecting perspective. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 6(107). P. 23–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-6-23-27>
2. Shuster V.L. Scientific foundations of forecasting and searching for large accumulations of hydrocarbons. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 3(42). P. 88–96. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art6>
3. Punanova S.A., Dobrynina S.A. On the geological and geochemical features of hydrocarbon accumulations with different reserves in the Cretaceous deposits of Western Siberia. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 8(109). P. 34–40. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-8-34-40>
4. Punanova S.A. The scale of hydrocarbon accumulations in the oil and gas-bearing sediments of the Western Siberia and the causes of its variability. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2024. No. 7(391). P. 5–13. (In Russ.).
5. Borodkin V.N., Smirnov O.A. Morphotypes of Neocomian clinof ormations in the North of the West Siberian Lowland taking into account the features of sedimentation processes. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 3. P. 4–12. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.2>
6. Kontorovich V.A., Ayunova D.V., Guseva S.M. et al. Seismic and geological characteristics of sedimentary sequences and petroleum potential of the Yamal, Gydan and South Kara petroleum areas (Arctic regions of West Siberia, the Kara Sea shelf). *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2018. No. 4. P. 10–26. (In Russ.). <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-4-3>
7. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Nizyaeva I.S. et al. Paleogeographic reconstructions of Jurassic strata of Western Siberia. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2024. Vol. 19, No. 1. P. 3. (In Russ.). URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/1_2024.html (accessed 14.10.2024).
8. Karagodin Yu.N. Spatio-temporal patterns of concentrations of giant oil and gas accumulations in Western Siberia (systemic approach). *Georesursy*. 2006. No. 1(18). P. 28–30. (In Russ.).
9. Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 4(39). P. 58–67. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>
10. Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries. *Mineral Resources of Russia. Economics & Management*. 2021. No. 1–6(175). P. 20–25. (In Russ.).
11. Sidorov D.A., Sokolnikova A.A., Fishchenko A.N. et al. Modeling of petroleum systems of the eastern limit of the Western Siberian basin in the south-east of the Yamal-Nenets Autonomous District. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2023. Vol. 18, No. 1. P. 11. (In Russ.). URL: https://www.ngtp.ru/rub/2023/5_2023.html (accessed 14.10.2024).
12. Borisova L.S., Fomin A.N., Yaroslavtseva E.S. Geochemical features of the organic matter from Jurassic sediments of the Nadym-Taz interfluv e. *Georesursy*. 2020. Vol. 22, No. 3. P. 21–27. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.3.21-27>

13. Fursenko E.A., Burukhina A.I., Kim N.S., Rodchenko A.P. Current understanding of the geochemistry of organic matter and naphthydes in Mesozoic rocks of Arctic Western Siberia. *Geochemistry International*. 2021. Vol. 59, No. 12. P. 1113–1141. <https://doi.org/10.1134/S0016702921120028>
14. Skorobogatov V.A. The largest, giant and unique sedimentary basins of the world and their role in the development of the gas industry in the 21st century. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2018. No. 10(82). P. 126–141. (In Russ.).
15. Kontorovich V.A. A model of the geological structure and the oil and gas prospects of Neocomian (Berriasian–lower Aptian) sediments of the West Siberia Arctic regions and the Kara Sea shelf. *Russian Geology and Geophysics*. 2020. Vol. 61, No. 12. P. 1429–1447. <https://doi.org/10.15372/RGG2020154>
16. Schuster V.L., Punanova S.A. Oil and gas potential of the deep-lying Jurassic and pre-Jurassic deposits of the North of Western Siberia in unconventional traps. *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 1. P. 30–41. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.1.3>
17. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of the study of Lower and Middle Jurassic deposits of the West Siberian Plate in connection with the assessment of their hydrocarbon potential. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2011. Vol. 6, No. 3. P. 1. (In Russ.). URL: https://ngtp.ru/rub/2011/31_2011.html (accessed 14.10.2024).
18. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. *Geologiya i geofizika*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1875–1887. (In Russ.).

Information about the author

Svetlana A. Punanova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-2022-2906>; e-mail: punanova_s@ipng.ru

Received 13.11.2024

EXPERIMENTAL AND THEORETICAL STUDIES OF THERMODYNAMIC FEATURES AND PHASE BEHAVIOR OF HYDROCARBON MIXTURES

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art2>

Determining the onset of asphaltene precipitation in a model oil system toluene–asphaltene–heptane by ultramicroscopy method

V.N. Kuryakov ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. Determining the stability threshold of oils and oil systems is an important task in the oil industry. It is important to be able to detect the precipitation of solid phase from oils at the earliest stages. For the first time, the ultramicroscopy method was used to study the precipitation of asphaltenes from a toluene solution during titration with heptane. The study allowed for the visualization of asphaltene aggregates in the toluene–asphaltene–heptane mixture at the earliest stages of aggregation. The relationship between the numerical concentration of asphaltene aggregates and the heptane concentration was measured. Analysis of this dependence led to the determination of the threshold concentration of heptane, above which asphaltene precipitation and aggregation (referred to as the “Onset point”) occurred. A comparison was made between the capabilities of ultramicroscopy and those of dynamic and static light scattering methods for determining the “Onset point”. It was shown that the ultramicroscopy method has greater sensitivity and can detect the onset of aggregation at lower concentrations of the precipitant.

Keywords: asphaltenes, aggregation, oil, ultramicroscopy, light scattering, disperse systems

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800364-6).

For citation: Kuryakov V.N. Determining the onset of asphaltene precipitation in a model oil system toluene–asphaltene–heptane by ultramicroscopy method. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 338–348. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art2>

✉ Vladimir N. Kuryakov, e-mail: Vladimir.kuryakov@ipng.ru

© Kuryakov V.N., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Introduction

Asphaltenes are high-molecular fractions of oil. Together with other oil fractions, such as paraffins and resins, asphaltenes can form asphalt–resin–paraffin deposits (ARPD) during oil field development, as well as during the transportation and processing of extracted oil. The formation of ARPD leads to a decrease in well flow rates, reduces the effective diameter of oil pipelines and may cause the failure of process equipment. Finding a solution to the ARPD problem is a critical challenge in the oil industry. One of the key steps in addressing this issue is studying the processes of asphaltene precipitation from oil and oil systems.

Important information for an oil system containing dissolved asphaltenes is under what conditions and how asphaltenes begin to precipitate from such a system as a solid phase. Precipitation of asphaltenes from solution can occur when the temperature, pressure or composition of the oil system changes. An established method for assessing the stability of oil systems is the process of titrating such a system with an asphaltene precipitant (a liquid alkane, such as heptane or pentane) and determining the concentration of the precipitant, the excess of which leads to precipitation of asphaltenes from solution and the beginning of their aggregation. There are many methods for detecting the onset of aggregation.

Densitometry is the determination of the onset of asphaltene aggregation by measuring the density of the mixture of the oil system during titration with a precipitant [1–3]. A widely used optical method for determining the stability threshold of oil systems is based on measuring the intensity of light transmitted through a sample titrated with a precipitant [4]. The “Spot” method— analysis of

the image of a sample spot on filter paper – is also used [1]. Using the method of differential scanning calorimetry (DSC), it is possible to determine the temperature of the onset of precipitation of asphaltenes from a solution [1]. The pressure of the onset of asphaltene precipitation is determined using PVT installations with the ability to detect various physicochemical parameters of the sample. For example, by analyzing changes in the intensity of scattered light in the near infrared range [5], measuring the electrical conductivity of the sample [3], measuring the speed of sound, by the appearance of asphaltene aggregates detected by optical microscopy or using the filtration method, in which a small volume of the sample is filtered through a filter, and then the filter is analyzed for the presence of asphaltene particles on it [3, 5, 6]. Also, the onset of asphaltene precipitation from a sample of an oil system during titration can be determined using a spectrophotometer – by changes in the transmission spectrum [5] or by measuring the interfacial tension at the air–sample boundary [6, 7]. Asphaltene aggregation also leads to changes in the viscosity of the oil system, making viscometry another useful method for detecting aggregation onset [3, 5, 6].

The dynamic light scattering (DLS) method allows measuring the size of nanoparticles in liquid media. This method is also used to determine the threshold of resistance of petroleum systems to asphaltene precipitation [8–10]. At the same time, the DLS method allows studying the kinetics of asphaltene aggregate growth at early stages of aggregation [11, 12].

Not only experimental methods, but also modeling of petroleum systems is also one of the ways to predict the threshold of their resistance to asphaltene precipitation in the form of a solid phase [13].

It is important to note that at the time of writing this article, it was not possible to find any published works on the study of asphaltene precipitation using the ultramicroscopy method. In the work [14], a device based on the ultramicroscopy method and the method of nanoparticles tracking analysis (NTA) in oil systems were used, but not for studying the stability of oil systems, but for measuring the sizes of particles added to bitumen. An important difference between the ultramicroscopy method and the above-mentioned methods is that this method allows one to visualize and directly count the asphaltene submicron and nanoscale aggregates in the sample, and to study the aggregation process at the earliest stages.

Materials and methods

Asphaltenes for the studies were isolated from bitumen (asphaltenes content – 18 wt%) using the ASTM D6560 method by adding a 40-fold excess of *n*-heptane.

The purity of toluene used to prepare the samples in this work was 99.8%; heptane was of chemically pure grade.

Ultramicroscopy measurements were performed on an NP Counter nanoparticle concentration meter (NP VISION, Russia). This device uses a laser with a wavelength of 650 nm, a power of 50 mW and a digital camera with a matrix size of 5 megapixels, with a shooting speed of up to 52 frames per second. To estimate the sample volume in which the particles are counted, the device was preliminarily calibrated. A micrograph with a frame size of 640×480 pixels was taken for an object-micrometer with a division value of 0.01 mm. Particles in the sample were observed at the same resolution. From the analysis of the obtained micrograph of the object-micrometer, a connection was established between one pixel of the image obtained with this device configuration and the

real distances in the image plane in micrometers of 0.619 $\mu\text{m}/\text{px}$. The depth of the part of the sample in which the particles are observed was estimated using the formula proposed by Rudolf Oldenburg and Michael Shribak [15]. For the lens with a magnification of 10 times used in the device, the depth of the field, according to our estimates, is about 15 μm .

Image analysis and particle counting occurs only in the frame area selected by the user (region of interest, ROI) – the central part of the laser beam visible in the frame. When measuring the particle concentration in a sample, a video of the sample under study is recorded at a rate of 30 frames per second. For each such frame, the image is analyzed in the ROI. The algorithms of the device software find all light objects in the ROI and count their number. The particle concentration is measured as the arithmetic mean of the concentration data obtained for each video frame.

DLS measurements were performed on a Photocor Compact-Z particle size analyzer (Photocor, Russia). The measurements were taken at a scattering angle of 90 degrees.

Weighing of components during sample preparation was performed on analytical balance FA2204N (0.1 mg, Jaonlab, China).

Initially, a solution in toluene with a concentration of 1 g/l was prepared from dry asphaltene powder and kept in a dark place for 24 hours until the asphaltenes were completely dissolved. Then, a sample for research with a concentration of 0.1 g/l was prepared from part of this sample and was also kept in a dark place for 24 hours before measurements.

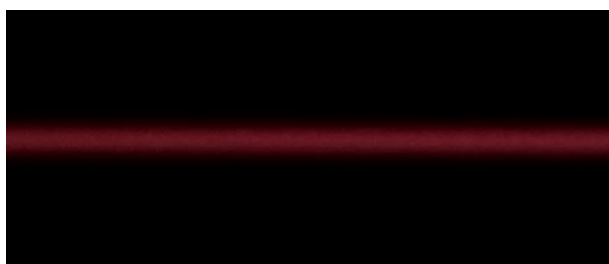
The threshold concentration of heptane was determined using the following method. 0,3 ml of the solution was collected into a 2 ml sapphire cuvette using variable volume dispensers and then heptane was added step by step (by titration). First, 100 μl was added three times, then the step was reduced to 30 μl .

After each addition of heptane, measurements were carried out using the DLS and ultramicroscopy methods. Accordingly, after each titration step, information on the scattered light intensity, particle size (if particles were detected by DLS) and particle number concentration was obtained for the sample.

Results and discussion

Figs. 1a and 1b show the field of view of an ultramicroscope when observing pure toluene and a 0.1 g/l solution in toluene respectively. Due to light scattering on toluene molecules (Rayleigh scattering), a focused laser beam is visible in Fig. 1a, while no particles are

observed in toluene. In the sample of asphaltene solution in toluene (1b), the laser beam is slightly defocused, apparently due to local heating of the sample by laser radiation (thermal lens effect). Several submicron-sized particles can also be observed. Due to the heating of the sample by the laser beam, the particles perform a constant convective movement upward. For this reason, the images of luminous objects in the photo are slightly blurred. At this stage of the research, it is not possible to establish the exact size and nature of these particles. Apparently, this sample of asphaltene solution contains components insoluble in toluene. Their concentration can be estimated at about 10^6 pcs/ml.



a/a



b/б

Fig. 1. Field of view of an ultramicroscope (NP Counter) when observing pure toluene (a) and a sample of 0.1 g/l asphaltene solution in toluene (b)

Рис. 1. Поле зрения ультрамикроскопа (NP Counter) при наблюдении чистого толуола (а) и образца 0,1 г/л раствора асфальтенов в толуоле (б)

A 0.1 g/l asphaltene solution in toluene was titrated with heptane, measuring the scattered light intensity, the correlation function of scattered light intensity fluctuations, and the particle number concentration in it after each addition of the next portion of heptane. Fig. 2 shows the dependence of the particle number concentration (C_N) in the sample on the amount of added heptane.

Fig. 2 shows that the particle concentration increases very slightly from 0% to 65%. Such increase in concentration is due to the short-term formation of a local high concentration of heptane with each

addition to the sample during titration and the appearance of a small number of aggregates in this, briefly supersaturated with heptane, region. At the same time, starting from 69%, a significant increase in the concentration of asphaltene particles is already observed. At concentrations of 75–76%, the ultramicroscope field of view changes – there are a lot of particles and their images overlap each other. At such and higher concentrations of particles in the sample, it is no longer possible to measure the concentration with good accuracy using the ultramicroscopy method without additional dilution of the sample.

Due to the overlapping of the images of two particles in the frame, such objects will be perceived by the program algorithms as a single object and the measured concentration will be

underestimated. Fig. 3 shows an image of the field of view of an ultramicroscope when observing a sample of asphaltene solution of 0.1 g/l at 74 vol%.

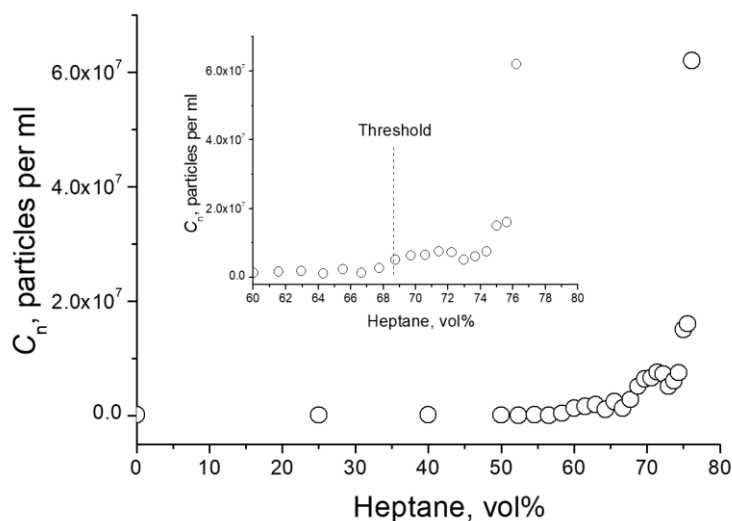


Fig. 2. Dependence of the numerical concentration of particles in a 0.1 g/l sample of asphaltenes in toluene on the volume concentration of heptane during titration

Рис. 2. Зависимость численной концентрации частиц в образце 0,1 г/л асфальтенов в толуоле от объемной концентрации гептана при титровании

Comparison of Figs. 1b and 3 clearly shows the qualitative difference in particle concentration during this experiment, while Fig. 2 provides a quantitative estimate of the

concentration change during titration. This allows one to determine the threshold heptane concentration above which asphaltenes begin to precipitate from the solution and aggregate.



Fig. 3. Ultramicroscope field of view image of a 0.1 g/l asphaltene solution sample in toluene after adding 74 vol% heptane by titration

Рис. 3. Изображение поля зрения ультрамикроскопа при наблюдении образца раствора асфальтенов 0,1 г/л в толуоле после добавления титрованием 74 об.% гептана

During titration of a 0.1 g/l asphaltene solution with heptane, the dependences of scattered light intensity and particle size (if detected by DLS) on the heptane concentration

were measured simultaneously with ultramicroscopy measurements. Fig. 4 shows the dependence of scattered light intensity on the heptane concentration during titration.

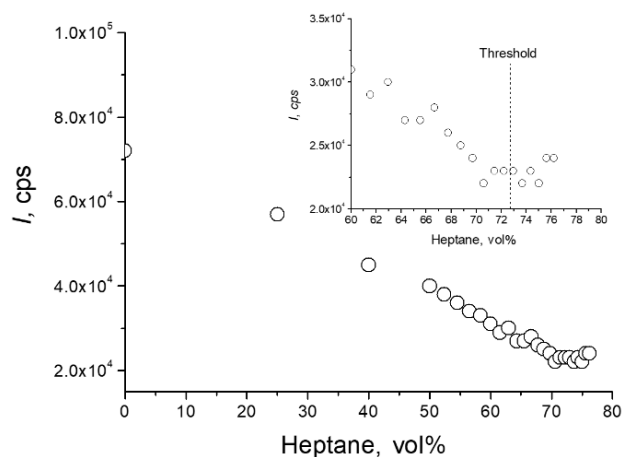


Fig. 4. Scattered light intensity vs. heptane volume concentration for a 0.1 g/l asphaltene solution in toluene during titration, where cps is counts per second

Рис. 4. Зависимость интенсивности рассеянного света от объемной концентрации гептана для раствора 0,1 г/л асфальтенов в толуоле при титровании, где cps – counts per second (импульсы в секунду)

Fig. 4 clearly shows that as heptane was added to the sample to 71–72%, the scattered light intensity decreased due to the dilution of the asphaltene solution (brown solution) with a transparent liquid (heptane). Starting from 72–73%, the scattered light intensity begins to slowly increase with increasing heptane concentration. For a sample containing 76% heptane, the scattered light intensity will increase without adding heptane, since the asphaltene aggregation process has begun in the sample. For a sample with 76.2% heptane, the intensity changed from 24,000 cps to 36,000 in 15 minutes after titration was stopped.

At the penultimate titration step (75.6%), no particles were detected in the sample by the DLS method – processing of the correlation functions of the scattered light intensity did not provide reliable information on the particle

sizes. At a concentration of 76.2% (the last iteration of titration), processing the correlation functions measured by the DLS method allows us to detect the presence of particles in the sample and measure their hydrodynamic radius. The size of asphaltene aggregates (hydrodynamic radius) in the sample after completion of titration (76.2%) measured by the DLS method was about 60 nm. Since the concentration of heptane in such a sample is close to the threshold, the growth rate of the average size of aggregates is quite low. 15 minutes after the end of titration, taking into account the accuracy of the DLS measurement, the average particle size in the sample did not change, despite the fact that the intensity during this time increased from 24,000 cps to 36,000 cps. At heptane concentrations significantly higher than the threshold, the growth rate will be high [11].

As seen from the conducted studies, the threshold concentration values of heptane for the studied sample, determined by two different methods (DLS and ultramicroscopy), are very similar. The ultramicroscopy method detects the onset of asphaltene precipitation from the solution at lower concentrations compared to the DLS method, which measures the size of the precipitated asphaltene aggregates. This is because, for DLS to accurately measure particle size in a liquid, the concentration of the particles must be sufficiently high.

Conclusion

For the first time, the ultramicroscopy method was used to determine the threshold concentration of heptane that leads to the onset

of asphaltene precipitation from a solution in toluene. It was shown that this method allows one to measure the concentration of asphaltene aggregates in model oil systems and, from the analysis of such measurements during titration, determine the threshold value of the precipitant (heptane). Comparison of the results of determining the threshold concentration of heptane by the ultramicroscopy method and the DLS and SLS methods showed that the ultramicroscopy method is not inferior to these two methods in sensitivity. Moreover, it can be said that the ultramicroscopy method provides the ability to study earlier stages of asphaltene aggregation than the DLS and SLS methods, since it allows one to detect individual nanoparticles in a liquid.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Ekulu G., Rogalski M., Sadiki A., Bokolo M. Experimental investigation of asphaltene flocculation threshold in crude oils using different methods: comparative study. *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2013. Vol. 34, No. 12. P. 1663–1674. <https://doi.org/10.1080/01932691.2012.762928>
2. Meybodi M.K., Moghadasi J. A novel technique for determination of the onset of asphaltene precipitation using accurate density measurements. *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*. 2016. Vol. 5, No. 4. P. 25–35. <https://doi.org/10.22050/ijogst.2016.41573>
3. Shadman M.M., Saeedi Dehaghani A.H., Badizad M.H. How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? *Petroleum*. 2017. Vol. 3, No. 3. P. 287–291. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.011>
4. Xiong R., Guo J., Kiyangi W. et al. Method for judging the stability of asphaltene in crude oil. *ACS Omega*. 2020. Vol. 5, No. 34. P. 21420–21427. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c01779>
5. Fakher S., Yousef A., Al-Sakkaf A., Eldakar S. Asphaltene onset pressure measurement and calculation techniques: A review. *Petroleum*. 2024. Vol. 10. P. 191–201. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.04.001>
6. Soleymanzadeh A., Yousefi M., Kord S., Mohammadzadeh O. A review on methods of determining onset of asphaltene precipitation. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. Vol. 9. P. 1375–1396. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0533-5>

7. Mousavi-Dehghani S., Riazi M., Vafaie-Sefti M., Mansoori G. An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004. Vol. 42, No. 2–4. P. 145–156. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.007>
8. Gorshkov A.M., Shishmina L.V., Roslyak A.T. New method for the onset point determination of the petroleum asphaltene aggregation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2014. Vol. 21. P. 012027. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/21/1/012027>
9. Gorodetskii E.E., Kuryakov V.N., Yudin I.K. et al. Light scattering study of heavy petroleum fractions stability and aggregation kinetic in oil systems. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2012. No. 2(6). P. 13. (In Russ.). URL: https://oilgasjournal.ru/vol_6/gorodetsky.html (accessed 03.12.2024).
10. Kuryakov V.N., Kosov V.I., Muratov A.R. Investigation of asphaltene aggregation by means of dynamic and static light scattering. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. No. 3(22). P. 30. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art30>
11. Anisimov M.A., Ganeeva Yu.M., Gorodetskii E.E. et al. Effects of resins on aggregation and stability of asphaltenes. *Energy & Fuels*. 2014. Vol. 28, No. 10. P. 6200–6209. <https://doi.org/10.1021/ef501145a>
12. Kuryakov V.N. Study of asphaltene reaggregation in toluene/heptane mixture by dynamic and static light scattering. *Petroleum Research*. 2023. Vol. 9, No. 1. P. 48–54. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.03.004>
13. Arya A., von Solms N., Kontogeorgis G.M. Determination of asphaltene onset conditions using the cubic plus association equation of state. *Fluid Phase Equilibria*. 2015. Vol. 400. P. 8–19. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.04.032>
14. Rodriguez-DeVecchis V.M., Carbognani Ortega L., Scott C.E., Pereira-Almao P. Use of nanoparticle tracking analysis for particle size determination of dispersed catalyst in bitumen and heavy oil fractions. *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 2015. Vol. 54, No. 40. P. 9877–9886. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b02420>

Information about the author

Vladimir N. Kuryakov – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-1271-8082>; e-mail: Vladimir.kuryakov@ipng.ru

Received 15.11.2024

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УВ СМЕСЕЙ

Оригинальная статья

УДК 541.182

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art2>

Определение порога начала осаждения асфальтенов в модельной нефтяной системе толуол–асфальтен–гептан методом ультрамикроскопии

В.Н. Курьяков ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Аннотация. Определение порога устойчивости нефтей и нефтяных систем – важная задача в нефтяной отрасли. Важно быть способным детектировать выпадение твердой фазы из нефтей на самых ранних стадиях. Впервые методом ультрамикроскопии проведено исследование выпадения асфальтенов из раствора в толуоле при титровании гептаном. Проведенные исследования позволили визуализировать появление асфальтеновых агрегатов в модельной системе толуол–асфальтены–гептан на самых ранних стадиях агрегации. Измерена зависимость численной концентрации асфальтеновых агрегатов от концентрации гептана. Анализ такой зависимости позволил определить пороговую концентрацию гептана, при превышении которой в образце начинается выпадение асфальтенов из раствора и их агрегация («порог устойчивости»). Проведено сравнение возможностей методов ультрамикроскопии и метода динамического и статического рассеяния света для определения «порога устойчивости». Показано, что метод ультрамикроскопии обладает большей чувствительностью и позволяет детектировать начало агрегации при более низких концентрациях осадителя.

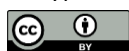
Ключевые слова: асфальтены, агрегация, нефть, ультрамикроскопия, светорассеяние, дисперсные системы

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800364-6).

Для цитирования: Курьяков В.Н. Определение порога начала осаждения асфальтенов в модельной нефтяной системе толуол–асфальтен–гептан методом ультрамикроскопии // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 338–348. (На англ. яз.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art2>

✉ Курьяков Владимир Николаевич, e-mail: Vladimir.kuryakov@ipng.ru

© Курьяков В.Н., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Ekulu G., Rogalski M., Sadiki A., Bokolo M.* Experimental investigation of asphaltenes flocculation threshold in crude oils using different methods: comparative study // *Journal of Dispersion Science and Technology*. 2013. Vol. 34, No. 12. P. 1663–1674. <https://doi.org/10.1080/01932691.2012.762928>
2. *Meybodi M.K., Moghadasi J.* A novel technique for determination of the onset of asphaltene precipitation using accurate density measurements // *Iranian Journal of Oil & Gas Science and Technology*. 2016. Vol. 5, No. 4. P. 25–35. <https://doi.org/10.22050/ijogst.2016.41573>
3. *Shadman M.M., Saeedi Dehaghani A.H., Badizad M.H.* How much do you know about the methods for determining onset of asphaltene precipitation? // *Petroleum*. 2017. Vol. 3, No. 3. P. 287–291. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.011>
4. *Xiong R., Guo J., Kiyangi W.* et al. Method for judging the stability of asphaltenes in crude oil // *ACS Omega*. 2020. Vol. 5, No. 34. P. 21420–21427. <https://doi.org/10.1021/acsomega.0c01779>
5. *Fakher S., Yousef A., Al-Sakkaf A., Eldakar S.* Asphaltene onset pressure measurement and calculation techniques: A review // *Petroleum*. 2024. Vol. 10. P. 191–201. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.04.001>
6. *Soleymanzadeh A., Yousefi M., Kord S., Mohammadzadeh O.* A review on methods of determining onset of asphaltene precipitation // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019. Vol. 9. P. 1375–1396. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0533-5>
7. *Mousavi-Dehghani S., Riazi M., Vafaie-Sefti M., Mansoori G.* An analysis of methods for determination of onsets of asphaltene phase separations // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2004. Vol. 42, No. 2–4. P. 145–156. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2003.12.007>
8. *Gorshkov A.M., Shishmina L.V., Roslyak A.T.* New method for the onset point determination of the petroleum asphaltene aggregation // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2014. Vol. 21. P. 012027. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/21/1/012027>
9. *Городецкий Е.Е., Курьяков В.Н., Юдин И.К.* и др. Исследование устойчивости и кинетики агрегации тяжелых фракций в модельных системах и природных нефтях // *Георесурсы, геоэнергетика, геополитика*. 2012. Вып. 2(6). С. 13. URL: https://oilgasjournal.ru/vol_6/gorodetsky.html (дата обращения: 03.12.2024).
10. *Курьяков В.Н., Косов В.И., Муратов А.Р.* Исследование агрегации асфальтенов с помощью динамического и статического рассеяния света // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2018. Вып. 3(22). С. 30. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-22.art30>
11. *Anisimov M.A., Ganeeva Yu.M., Gorodetskii E.E.* et al. Effects of resins on aggregation and stability of asphaltenes // *Energy & Fuels*. 2014. Vol. 28, No. 10. P. 6200–6209. <https://doi.org/10.1021/ef501145a>
12. *Kuryakov V.N.* Study of asphaltene reaggregation in toluene/heptane mixture by dynamic and static light scattering // *Petroleum Research*. 2023. Vol. 9, No. 1. P. 48–54. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.03.004>

13. *Arya A., von Solms N., Kontogeorgis G.M.* Determination of asphaltene onset conditions using the cubic plus association equation of state // *Fluid Phase Equilibria*. 2015. Vol. 400. P. 8–19. <https://doi.org/10.1016/j.fluid.2015.04.032>

14. *Rodriguez-DeVecchis V.M., Carbognani Ortega L., Scott C.E., Pereira-Almao P.* Use of nanoparticle tracking analysis for particle size determination of dispersed catalyst in bitumen and heavy oil fractions // *Industrial and Engineering Chemistry Research*. 2015. Vol. 54, No. 40. P. 9877–9886. <https://doi.org/10.1021/acs.iecr.5b02420>

Информация об авторе

Владимир Николаевич Курьяков – к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7000-1166, <https://orcid.org/0000-0002-1271-8082>; e-mail: Vladimir.kuryakov@ipng.ru

Поступила в редакцию 15.11.2024

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 681.5.017

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art3>

Оптимизация системы заводнения: преимущества гибридного подхода к разработке нейросетевых моделей фильтрации

Р.Ю. Пономарев, Р.Р. Зиязев ✉, А.А. Лещенко, Р.Р. Мигманов, М.И. Ивлев

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Аннотация. *Актуальность.* В последнее время нейронные сети все чаще используются для обработки и прогнозирования динамики технологических показателей работы скважин. Однако есть ряд ограничений в их применении для оптимизации системы заводнения. *Цель работы.* Разработка моделей, позволяющих корректно воспроизвести процесс влияния системы поддержания пластового давления на работу добывающих скважин. Рассмотрена задача моделирования реакции добывающих скважин на изменение режимов закачки воды в нагнетательных скважинах с помощью методов нейросетевого моделирования. *Результаты.* Предложены подходы к созданию и обучению физико-информированных нейронных сетей для моделирования откликов в добыче нефти по изменениям режимов в системе поддержания пластового давления. Приведены результаты тестирования обучения и прогностических способностей моделей PINN (physics-informed neural network), проведено сравнение с результатами прогнозирования на классической нейронной сети LSTM. *Выводы.* При гибридном обучении моделей с учетом фактических данных модели PINN позволяют нивелировать ограничения классических нейронных сетей.

Ключевые слова: нейросетевое моделирование, разработка месторождений, физико-информированные нейронные сети, оптимизация режимов работы нагнетательных скважин

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Пономарев Р.Ю., Зиязев Р.Р., Лещенко А.А., Мигманов Р.Р., Ивлев М.И. Оптимизация системы заводнения: преимущества гибридного подхода к разработке нейросетевых моделей фильтрации // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 349–363. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art3>

✉ Зиязев Рамиль Ришатович, e-mail: rrziyazev@tnnc.rosneft.ru

© Пономарев Р.Ю., Зиязев Р.Р., Лещенко А.А., Мигманов Р.Р., Ивлев М.И., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В настоящее время отмечается тенденция к цифровизации добывающего промысла в России. Успешно внедряются термоманометрические и телеметрические системы для быстрого получения информации о состоянии скважин и оперативного управления процессом разработки. В ручном режиме обработать такие объемы информации не представляется возможным, либо этот процесс занимает очень большой объем человеческих ресурсов и времени. Поэтому текущий вектор развития нефтегазовой отрасли требует создания инструментов для автоматизированного анализа большого объема геолого-промысловых данных и выдачи рекомендаций с целью решения поставленных задач производства. В работе рассматривается процесс управления системой заводнения пласта, как одна из перспективных областей для апробации инструментов интеллектуального управления.

Заводнение – это процесс закачки воды в пласт, направленный на увеличение и поддержание отборов нефти. Эффективность системы поддержания пластового давления (ППД) успешно доказана и заключается в увеличении коэффициента извлечения нефти относительно варианта разработки на естественном режиме. Также отметим, что управление системой ППД на четвертой стадии разработки является эффективным и экономически оправданным методом управления базовой добычей месторождения [1]. Классический подход для управления ППД – это постанализ событий, произошедших на месторождении. Мероприятия при таком подходе подбираются итерационно при анализе

потерь добычи нефти. Эффективность управления можно повысить с помощью проактивного подхода: до выдачи рекомендаций проводить этап многовариантного моделирования с определением оптимального режима работы скважин [1]. Методы машинного обучения и нейросетевого моделирования являются перспективным направлением для решения такой задачи [2, 3]. Таким образом, цель работы – проанализировать классические подходы к нейросетевому моделированию и разработать модели, позволяющие воспроизвести процесс влияния системы ППД на добывающие скважины.

Моделирование на базе нейронных сетей

Машинное обучение базируется на процессе самообучения – процедуре адаптации расчетной модели под экспериментальные данные. В работе рассматривается один из методов машинного обучения – нейронные сети. Теоретически нейронные сети позволяют воспроизвести любую сложную монотонную функцию, что придает методу характер универсальности [4, 5]. Математическая постановка задачи обучения нейронной сети описывается так: есть некая произвольная модель нейронной сети, например модель многослойного персептрона, с произвольной функцией активации [4]:

$$y = W_y \cdot f(W_x \cdot x + b_x) + b_y, \quad (1)$$

где x – входной вектор данных, который подается на вход нейросети;

W_x, W_y, b_x, b_y – векторы настроечных коэффициентов (веса модели);

операция « \cdot » – матричное умножение;

f – произвольная функция активации.

Обучить нейронную сеть – это найти минимум некоторой целевой функции $loss$ (функция потерь), которая характеризует степень отклонения расчетных данных от фактических замеров:

$$loss = \sum (y_{\text{факт}} - y_{\text{расчет}})^2 \rightarrow 0, \quad (2)$$

где $y_{\text{факт}}$ – фактические данные из обучающей выборки,

$y_{\text{расчет}}$ – рассчитанные значения нейронной сети.

Нейронные сети в процессе обучения на экспериментальных данных позволяют решать такие задачи, как классификация, восстановление функциональной связи между параметрами, прогнозирование и оптимизация. Данного функционала достаточно для того, чтобы обработать и спрогнозировать динамику технологических показателей работы скважин [6, 7]. Однако есть ряд ограничений возможностей классических нейронных сетей:

а) нейронные сети – интерполяционный инструмент, не позволяющий достоверно прогнозировать за пределами обучающей выборки;

б) при обучении только на экспериментальных данных нейронная сеть может сформировать нефизичные зависимости.

Поэтому в классическом представлении нейронные сети показывают качественные результаты при достоверной и разнообразной обучающей выборке. К примеру, нейронные сети можно эффективно использовать для аппроксимации решений уравнений гидродинамической модели (ГДМ) [8–10], где ГДМ выступает как объект для генерации обучающей выборки. Обученные нейронные сети показывают высокую скорость расчетов

и приемлемую точность относительно объекта обучения. В дальнейшем обученные нейронные сети используются для расчета оптимизационных задач, решение которых с помощью ГДМ невозможно из-за длительного времени расчета.

При обучении нейронных сетей на фактических данных возникают проблемы с адаптацией модели из-за низкого качества обучающей выборки. В нефтегазовой отрасли проблемы обучающей выборки связаны:

а) с наличием «шумных» замеров;

б) с низкой дискретностью замеров для ряда параметров (например, обводненность).

Также следует отметить ограниченность изменения фактических параметров в обучающей выборке: например, при использовании ГДМ можно сгенерировать любые альтернативные сценарии по изменению закачки в произвольном диапазоне. При использовании реальных данных есть только фактический вариант изменения закачки, который может быть ограничен небольшим диапазоном регулирования. Это накладывает значительные ограничения на возможности применения нейронных сетей.

Таким образом, резюмируя все вышесказанное, можно сделать вывод, что прогнозирование на реальных данных – это нетривиальная задача машинного обучения, требующая дополнительных работ как при обработке исходных данных, так и при разработке математических моделей нейронных сетей.

В последнее время нейросетевое моделирование все чаще используется при нахождении приближенного аналитического решения краевых задач для дифференциальных уравнений [4, 11].

Такого рода модели называют физико-информированные нейронные сети (PINN – physics-informed neural network). По сравнению с традиционными методами на основе сеток машинное обучение представляет бессеточный подход к аппроксимации искомого решения.

Данные модели можно использовать совместно с экспериментальными данными и в таком случае дифференциальные уравнения, описывающие некоторое физическое явление (3), выступают в роли регуляризации итогового решения [4].

Функция F может быть представлена в виде многомерной векторной функции.

$$F\left(x_1, x_2, \dots, x_m, z, \frac{\partial z}{\partial x_1}, \frac{\partial z}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial z}{\partial x_m}, \frac{\partial^2 z}{\partial x_1^2}, \frac{\partial^2 z}{\partial x_1 \partial x_2}, \frac{\partial^2 z}{\partial x_2^2}, \dots, \frac{\partial^n z}{\partial x_m^n}\right) = 0, \tag{3}$$

Иными словами, добавленная физико-математическая модель ограничивает область поиска итогового решения при обучении нейронной сети. В таком случае целевая функция обучения может быть записана в виде:

$$\text{loss} = \sum (y_{\text{факт}} - y_{\text{расчет}})^2 + \|F\|_2 \rightarrow 0 \tag{4}$$

где $\|F\|_2$ – L_2 норма выражения (3).

Данный подход, на взгляд авторов, является достаточно перспективным для решения задач нейросетевого моделирования при ограниченном наборе обучающих примеров и является приоритетным в реализованном решении для разработки алгоритмов моделирования процессов заводнения.

Разработка моделей PINN для решения задач моделирования отклика в системе ППД

Рассмотрим классический пример элемента заводнения: в центре – добывающая скважина, окруженная несколькими нагнетательными скважинами (рис. 1).

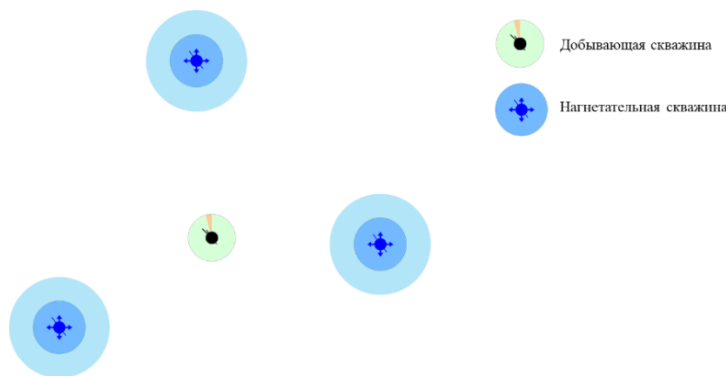


Рис. 1. Схема элемента заводнения
Fig. 1. Schematic diagram of a flooding element

В процессе разработки режимы на нагнетательных скважинах изменяются, что приводит к отклику в добыче нефти на добывающей скважине. Влияние нагнетательной скважины можно разделить на две составляющие: влияние на динамику отборов жидкости и влияние на динамику обводненности добываемой продукции. Оба фактора напрямую влияют на итоговый объем добываемой нефти. Для моделирования также предлагается разделить влияние и использовать две нейросетевые модели для расчета.

*Моделирование отклика
по дебиту жидкости*

Для упрощенного описания притока жидкости к добывающей скважине можно успешно использовать модель однофазного потока. На практике известны способы упрощенного описания изменения дебита жидкости от изменения закачки, которые основаны только на моделировании однофазного процесса (модель CRM) [12, 13].

В данной работе для описания однофазного потока используется дифференциальное уравнение движения упругой жидкости в упругой пористой среде – уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial P}{\partial t} = a \left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2} \right), \quad (4)$$

где P – давление;

x, y, z – пространственные координаты;

a – коэффициент пьезопроводности.

Решение уравнения (4), а именно функция $P(x, y, z, t)$, позволяет определить

давление в разных точках пласта. Зная давление, фильтрационные свойства пласта и площадь притока можно пересчитать суммарный приток жидкости к скважине через выражение (5):

$$Q = - \frac{k \cdot S}{\mu} \cdot \nabla P, \quad (5)$$

где P – давление;

k – коэффициент проницаемости;

μ – вязкость флюида;

S – площадь притока;

Q – дебит жидкости добывающей скважины,

∇ – операция градиент.

Воспользуемся моделью PINN для моделирования описанной задачи: в качестве базовой используется модель многослойного персептрона с одним скрытым слоем и тангенциальной функцией активации (1). Нейронная сеть в такой постановке должна рассчитывать давление в различных точках пласта при заданных забойных давлениях в скважинах. Итоговое решение нейронной сети должно максимально удовлетворять уравнению (4), но при этом при подстановке рассчитанных значений в уравнение (5) рассчитанный дебит жидкости должен максимально удовлетворять фактическим значениям.

Для упрощения и ускорения обучения модели задача сводится к решению системы одномерных уравнений, где давление рассчитывается вдоль линии между нагнетательной и добывающей скважинами, а суммарный дебит жидкости будет равен сумме притоков жидкости с каждого направления (рис. 2).

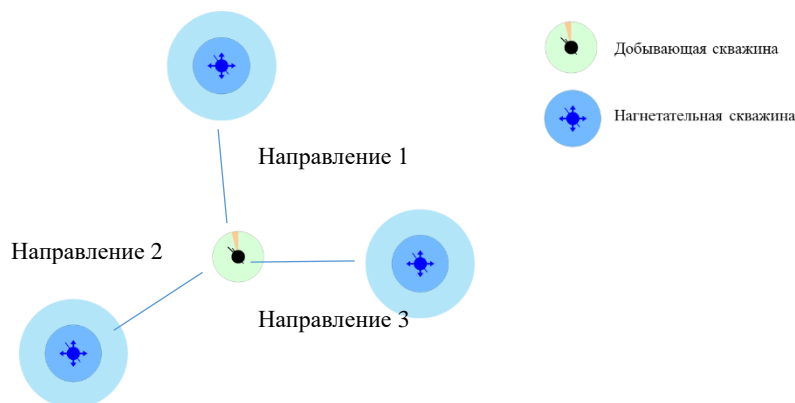


Рис. 2. Схема подбора параметров для расчета модели (пояснения в тексте)

Fig. 2. Schematic diagram of selecting the parameters for model calculation (further explanations in the text)

Тогда уравнения (4) и (5) можно записать в виде системы одномерных уравнений для каждого направления:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_1}{\partial t} - a_1 \frac{\partial^2 P_1}{\partial x_1^2} = 0, \text{ для направления 1} \\ \frac{\partial P_2}{\partial t} - a_2 \frac{\partial^2 P_2}{\partial x_2^2} = 0, \text{ для направления 2} \\ \frac{\partial P_3}{\partial t} - a_3 \frac{\partial^2 P_3}{\partial x_3^2} = 0, \text{ для направления 3} \\ Q = \sum_{i=1}^3 J_i \frac{dP_i}{dx_i} \end{cases}, \quad (6)$$

где интегральный параметр $J = -\frac{k}{\mu} S$;

k, S, μ – фильтрационные параметры пласта.

Параметры пласта – коэффициенты пьезопроводности и коэффициенты J – подбираются в ходе обучения для достижения максимальной сходимости с фактическим дебитом жидкости для каждого направления течения.

Целевая функция обучения нейронной сети записывается так:

$$\text{Loss} = \sum_{i=1}^N \left\| \frac{\partial P_i}{\partial t} - a_i \frac{\partial^2 P_i}{\partial x_i^2} \right\|_2 + \sum_{t=1}^T (Q_{t \text{ факт}} - Q_{t \text{ расчет}})^2 + \sum_{t=1}^T (P_{t \text{ заб.факт.}} - P_{t \text{ заб.расчет}})^2 \rightarrow 0 \quad (7)$$

где N – общее количество нагнетательных скважин;

T – количество точек для обучения.

Производные $\frac{\partial P_i}{\partial t}$ и $\frac{\partial^2 P_i}{\partial x_i^2}$ рассчитываются аналитически для модели многослойного персептрона с одним скрытым слоем (1) по формулам (8) и (9):

$$\frac{\partial P}{\partial t} = W_y \cdot f'(W_x \cdot (x, t) + b_x) \cdot W_x(2), \quad (8)$$

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = W_y \cdot f''(W_x \cdot (x, t) + b_x) \cdot W_x^2(1), \quad (9)$$

где (1) и (2) – индексы строк матрицы W_x

Тогда L_2 норму в выражении (7) для i -й нагнетательной скважины можно записать как:

$$\left\| \frac{\partial P}{\partial t} - a \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} \right\|_2 = \sqrt{\sum_{j=1}^X \sum_{i=1}^T (W_y \cdot f'(W_x \cdot (x_j, t_i) + b_x) \cdot W_x(2) - a \cdot W_y \cdot f''(W_x \cdot (x_j, t_i) + b_x) \cdot W_x^2(1))^2}, \quad (10)$$

где T – количество точек для обучения;

X – расстояние до добывающей скважины.

Протестируем модель для моделирования элемента заводнения, представленного на рис. 2. В качестве экспериментальных данных для обучения используются данные, рассчитанные с использованием ГДМ за последние 180 дней. Последние 30 точек расчета отводятся для тестирования прогностической способности нейронной сети. Модель

быстро обучается – основное падение ошибки при обучении происходит за первые 50 эпох обучения, а основная доля ошибки образуется за счет отклонения жидкости.

В результате обучения модели средняя абсолютная ошибка адаптации (MAPE, %) модели составляет 1,4%, что говорит о высокой точности настройки модели (рис. 3).

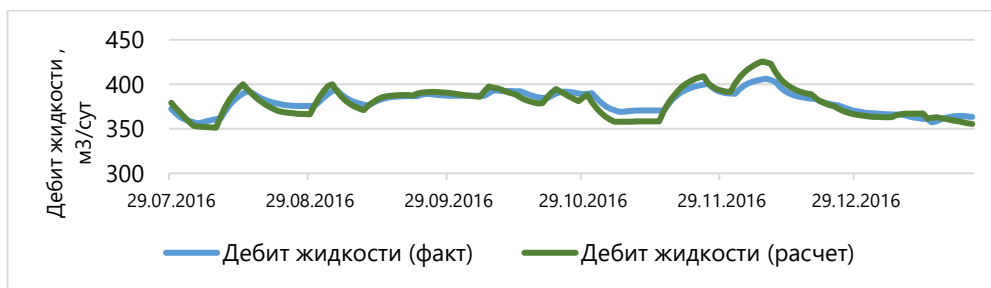


Рис. 3. Результаты оценки качества настройки модели

Fig. 3. Results of quality assessment of history matching

В процесс обучения нейронная сеть восстанавливает давление в разрезе каждой пары нагнетательной и добывающей скважин. Отклонение восстановленной динамики давления от динамики в ГДМ составляет 3,8% или порядка 6 атм.

Для тестирования прогностической способности нейросетевой модели рассчитаны два прогнозных варианта:

- а) закачка равна минимальному значению за историю;
- б) отключение закачки.

Отметим, что в обучающей выборке не было события с отключением нагнетательных скважин, минимальный дебит жидкости в период обучения составляет 370 м³/сут, а среднее время удержания стабильных уровней закачки – порядка двух месяцев.

Отклонение прогнозов PINN от рассчитанных с использованием гидродинамической модели составляет 4,8% на период один год, что можно считать хорошим показателем.

Для сравнения проведено обучение классической рекуррентной нейронной сети LSTM без использования физической модели фильтрации (рис. 4). В примере «а» средняя ошибка прогнозирования составляет 13%

на весь период прогнозирования и 5% на период три месяца. В эксперименте «б» средняя ошибка LSTM составляет 41% на весь период прогнозирования и 32% на период три месяца.

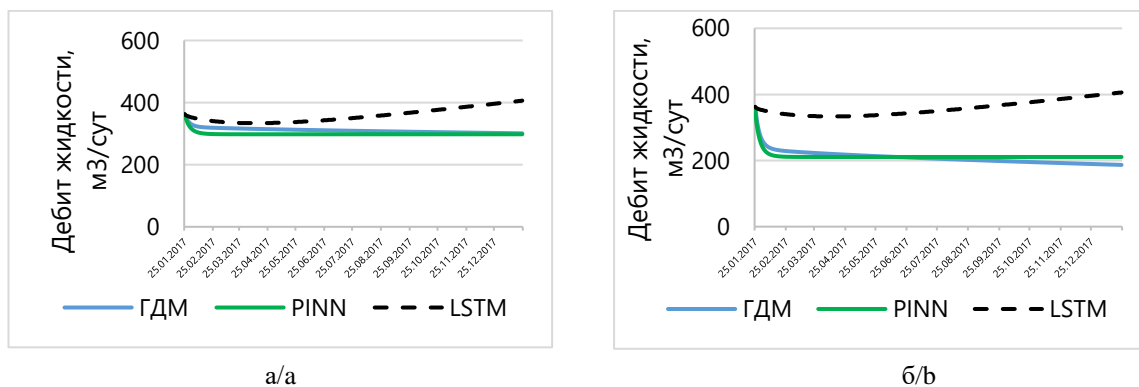


Рис. 4. Сопоставление результатов нейросетевых прогнозов:

а – минимальные режимы закачки по обучающей выборке; б – отключение закачки

Fig. 4. Comparison of neural network forecasting results:

а – minimum injection modes by training set; б – disabling of injection

Результаты эксперимента подтверждают ограничения классических нейронных сетей: при прогнозировании в пределах значений обучающей выборки можно получить достаточно точный краткосрочный прогноз с ошибкой 5%. Но при прогнозировании за пределами обучающей выборки значение ошибки у модели LSTMкратно увеличивается, даже при расчетах

на краткосрочный период. В свою очередь нейронная сеть PINN обеспечивает достаточно точные результаты прогноза.

Модель также протестирована на реальном наборе данных. Для тестирования выбрано небольшое нефтяное месторождение. Кроссплот сопоставления средних тестовых дебитов жидкости на этапе обучения представлен на рис. 5.

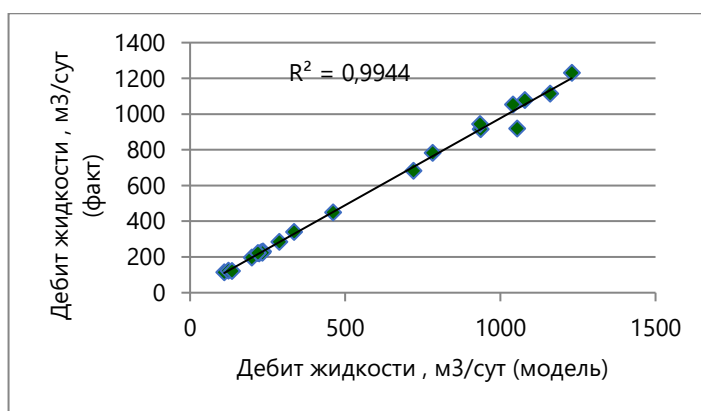
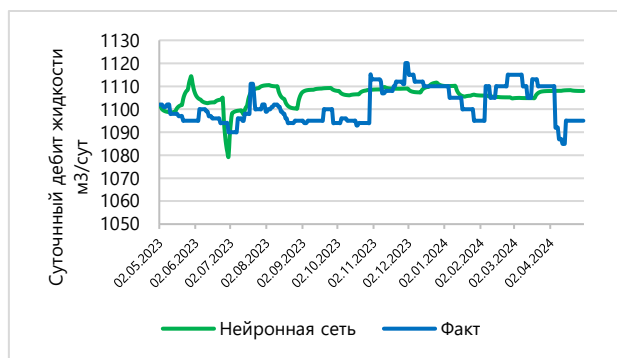


Рис. 5. Результат проверки точности настройки модели на реальные данные

Fig. 5. Result of testing the accuracy of history matching

Для тестирования прогностической способности модели PINN был рассчитан прогнозный вариант с подстановкой фактических режимов работы нагнетательных скважин.

Длительность прогноза составляет 365 дней. Точность прогнозирования в среднем по динамике – 4,3%. Примеры прогнозов по скважинам представлены на рис. 6.



а/а



б/б

Рис. 6. Результаты тестирования точности ретропрогноза
а – для первой скважины; б – для второй скважины

Fig. 6. Results of testing the accuracy of retrospective forecast
а – for the first well; б – for the second well

Скачкообразные изменения дебита жидкости до нуля связаны с фактическим отключением добывающих скважин. В период фактического отключения скважин прогноз по нейросети был принудительно «обнулен» и этот период времени не участвовал в расчете средней ошибки прогнозирования. Остальная немонотонность динамики объясняется фактическим изменением режимов работы добывающей скважины и ее окружения.

По результатам расчетов можно сделать вывод, что разработанная модель PINN на основе уравнения пьезопроводности успешно позволяет моделировать отклик системы ППД на добычу жидкости.

Моделирование отклика по обводненности

Аналогичным способом создадим модель PINN для моделирования обводненности продукции. Для описания двухфазного потока в системе нефть–вода используется

теория Баклея–Левретта. Теория описывает изменение водонасыщенности по пласту в зависимости от времени и кривых фазовых проницаемостей. Распределение водонасыщенности описывается гиперболическим дифференциальным уравнением:

$$m \frac{\partial s}{\partial t} + V(t) \cdot f'(s) \frac{\partial s}{\partial x} = 0, \quad (11)$$

где m – пористость;
 s – водонасыщенность;
 $V(t)$ – суммарная скорость фильтрации фаз;
 $f(s)$ – функция Баклея.

Как и в случае с моделированием жидкости, для упрощения и ускорения расчетов задача сводится к решению системы одномерных уравнений, где водонасыщенность рассчитывается вдоль линии между нагнетательной и добывающей скважинами, а суммарный приток воды будет равен сумме притоков воды с каждого направления.

Нейронная сеть при такой подстановке воспроизводит водонасыщенность в различных направлениях пласта. При обучении нейронной сети также нужно подобрать параметры пласта – кривые фазовых проницаемостей. Кривые фазовых проницаемостей аппроксимируются на основе корреляции Кори.

Модель протестирована на синтетических данных ГДМ: обучение производилось на 180 точках динамики.

Отметим, что обучение сети по модели производится в разы медленнее, чем по жидкости: ошибка продолжительно и монотонно снижается в течение всего периода обучения. Основной вклад в ошибку вносит дифференциальное уравнение (6).

Результаты обучения нейросетевой модели и сопоставление результатов прогноза для разных моделей представлены на рис. 7. Средняя ошибка обучения составляет 1%.

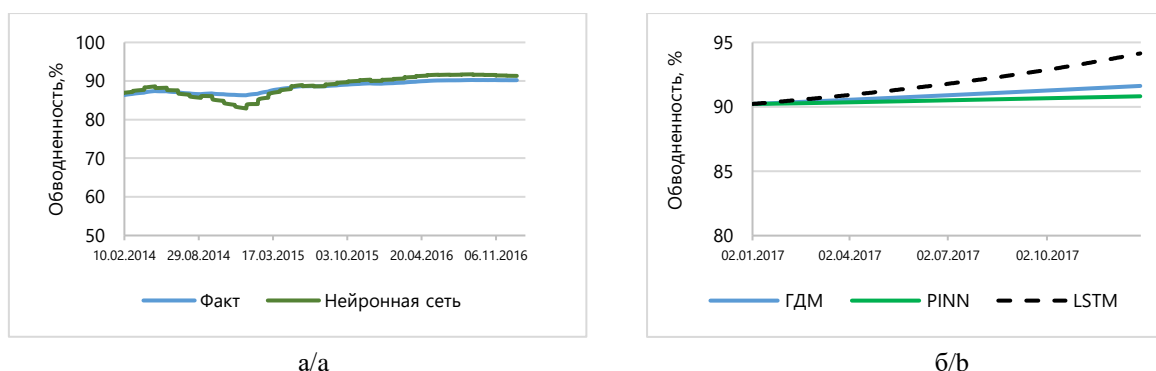


Рис. 7. Результаты обучения и прогноза:
а – результат обучения PINN; б – прогноз обводненности на один год

Fig. 7. Training and forecast results:
a – PINN training result; b – one-year water cut forecast

Для проверки прогностической способности модели заданы произвольные уровни закачки в нейросетевую модель и в ГДМ, точность прогнозов на период 365 дней равна 0,4%, что при пересчете на дебит нефти составляет 4% (см. рис 6б).

Для сравнения был рассчитан аналогичный вариант на модели LSTM. Точность прогноза на весь период прогнозирования составляет 2%, а на период три месяца – 0.3%. При пересчете на дебит нефти ошибки равны 15% и 3% соответственно. При этом скорость обучения модели LSTM в три раза выше, чем у разработанной модели PINN.

Модель PINN находится на стадии доработки: в данный момент PINN с теорией

Баклея–Леверетта уступает классической модели LSTM по времени обучения, а на «коротком горизонте» прогнозирования точность расчета модели LSTM не уступает более сложной модели PINN, поэтому пока для решения промысловых задач по оптимизации закачки используется модель LSTM для прогнозирования обводненности в комбинации с моделью PINN по жидкости.

Заключение

Управление заводнением – важный процесс мониторинга разработки, требующий оперативного реагирования и наличия инструментов, способных обрабатывать большие объемы информации.

Проанализированы и выявлены ограничения классических методов нейросетевого моделирования при использовании реальных промысловых данных.

Разработаны подходы для моделирования откликов в системе ППД на основе физико-информированных нейронных сетей. Для обучения модели используется упрощенное физическое описание процесса, которое не полностью описывает поведение системы. Несмотря на это, по результатам тестов модели показали хорошую сходимость при прогнозировании технологических показателей работы скважин при различных уровнях закачки.

Предлагаемые модификации и подходы для нейросетевого моделирования достаточно точно моделируют процессы заводнения с использованием реальных промысловых данных: средняя ошибка прогнозирования дебита нефти менее 10% на период три месяца. Краткосрочность прогнозирования напрямую связана с применением модели LSTM для моделирования обводненности. В данный момент проводится доработка модели PINN для решения аналогичной задачи – моделирования обводненности продукции, что позволит нивелировать ограничения классических нейронных сетей.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Потрясов А.А., Бриллиант Л.С., Печеркин М.Ф., Комягин А.И. Автоматизация процессов управления заводнения на нефтяном месторождении // Недропользование XXI век. 2016. № 6(63). С. 112–121.
2. Бриллиант Л.С., Комягин А.И., Бляшук М.М. и др. Пат. RU 2614338 С1 Способ оперативного управления заводнением пластов № 2015156293; Заявл. 25.12.2015; Оpubл. 24.03.2017 // Изобретения. Полезные модели. 2017. Бюл. № 9. 20 с.
3. Artun E. Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models // SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA, 23–26 May 2016. Paper SPE-180488-MS. <https://doi.org/10.2118/180488-MS>
4. Васильев А.Н., Тархов Д.А., Шемякина Т.А. Нейросетевой подход к задачам математической физики. СПб.: Нестор-История, 2015. 260 с.
5. Колмогоров А.Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных в виде суперпозиции непрерывных функций одного переменного // Доклады АН СССР. 1957. Т. 114, № 5. С. 953–956.
6. Иваненко Б.П. Нейросетевое имитационное моделирование нефтяных месторождений и гидрогеологических объектов. Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2014. 188 с.
7. Стрекалов А.В., Хусаинов А.Т. Математическое моделирование процессов нефтедобычи на основе нейронных сетей. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2013. 163 с.
8. Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю. и др. Методика тестирования алгоритмов прокси-моделирования // Недропользование XXI век. 2020. № 4(87). С. 128–137.

9. *Ponomarev R.Yu., Vershinin V.E.* Long-term forecasting and optimization of non-stationary well operation modes through neural networks simulation // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206529-MS. <https://doi.org/10.2118/206529-MS>
10. *Vershinin V.E., Ponomarev R.Yu., Strekalov A.V.* Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201937-MS <https://doi.org/10.2118/201937-MS>
11. *Васильев А.Н., Тархов Д.А., Шемякина Т.А.* Приближенные аналитические решения обыкновенных дифференциальных уравнений // Современные информационные технологии и ИТ-образование. 2016. Т. 12, № 3-2. С.188–195.
12. *Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В.* и др. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4, № 4. С. 148–168. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168>
13. *Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А.* и др. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4, № 3. С. 146–164. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>

Информация об авторах

Роман Юрьевич Пономарев – менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 8626-3037, <https://orcid.org/0000-0001-7241-573X>; e-mail: ruromarev@tncn.rosneft.ru

Рамиль Ришатович Зиязев – заместитель начальника управления, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 8780-5249, <https://orcid.org/0009-0000-0289-5977>; e-mail: rrziyazev@tncn.rosneft.ru

Антон Александрович Лещенко – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-5780-6770>; e-mail: AA_Leshchenko2@tncn.rosneft.ru

Руслан Рамилевич Мигманов – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 3268-4097, <https://orcid.org/0000-0003-4842-0592>; e-mail: rrmigmanov@tncn.rosneft.ru

Михаил Игоревич Ивлев – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 2993-8883, <https://orcid.org/0009-0006-3533-3587>; e-mail: miiivlev@tncn.rosneft.ru.

Поступила в редакцию 14.10.2024

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELLING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art3>

Flooding system optimization: Advantages of a hybrid approach to developing neural network filtration models

R.Yu. Ponomarev, R.R. Ziazev ✉, A.A. Leshchenko, R.R. Migmanov, M.I. Ivlev

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

Abstract. *Background.* Currently, neural networks are increasingly used for processing and forecasting the dynamics of well performance. However, there are a number of limitations in their application for flooding system optimization. *Objective.* To develop models that can correctly reproduce the impact of the reservoir pressure maintenance system on the operation of production wells. The article considers the problem of modeling the reaction of producing wells to the changes in water injection modes in injection wells using neural network modeling *methods.* *Results.* We propose the approaches to the creation and training of physics-informed neural networks for modeling responses in oil production to regime changes in the reservoir pressure maintenance system. The results of testing the training and predictive abilities of PINN (physics-informed neural network) models are presented, and a comparison is made with the results of forecasting on the classical LSTM neural network. *Conclusions.* With hybrid training of models based on actual data, PINN models make it possible to offset the limitations of classical neural networks.

Keywords: neural network modeling, field development, physics-informed neural network, optimization of injection well operation modes

Funding: the work received no funding.

For citation: Ponomarev R.Yu., Ziazev R.R., Leshchenko A.A., Migmanov R.R., Ivlev M.I. Flooding system optimization: Advantages of a hybrid approach to developing neural network filtration models. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 349–363. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art3>

✉ Ramil R. Ziazev, e-mail: rrziazev@tnnc.rosneft.ru

© Ponomarev R.Yu., Ziazev R.R., Lechenko A.A., Migmanov R.R., Ivlev M.I., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Potryasov A.A., Brilliant L.S., Pecherkin M.F., Komyagin A.I. Automating oil-field waterflood operations. *Subsoil Use XXI Century*. 2016. No. 6(63). P. 112–121. (In Russ.).
2. Brilliant L.S., Komyagin A.I., Blyashuk M.M. et al. Pat. RU 2614338 C1. Method of real-time control of reservoir flooding. No. 2015156293; App. 25.12.2015; Publ. 24.03.2017. *Inventions. Utility Models*. 2017. Bull. No. 9. 20 p. (In Russ.).
3. Artun E. Characterizing reservoir connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models. In: *SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA*, 23–26 May 2016. Paper SPE-180488-MS. <https://doi.org/10.2118/180488-MS>
4. Vasiliev A.N., Tarkhov D.A., Shemyakina T.A. *Neural Network Approach to Problems of Mathematical Physics*. St. Petersburg: Nestor-Istoriya, 2015. 260 p. (In Russ.).
5. Kolmogorov A.N. On the representation of continuous functions of many variables by superposition of continuous functions of one variable and addition. *Doklady AN SSSR*. 1957. Vol. 114, No. 5. P. 953–956. (In Russ.).
6. Ivanenko B.P. *Neural Network Simulation of Oil Fields and Hydrogeological Objects*. Tomsk: Publishing House of Tomsk State University, 2014. 188 p. (In Russ.).
7. Strekalov A.V., Khusainov A.T. *Mathematical Modeling of Oil Production Processes Based on Neural Networks*. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2013. 163 p. (In Russ.).
8. Brilliant L.S., Zavyalov A.S., Danko M.Yu. et al. Procedure of proxy modelling algorithms testing. *Subsoil Use XXI Century*. 2020. No. 4(87). P. 128–137. (In Russ.).
9. Ponomarev R.Yu., Vershinin V.E. Long-term forecasting and optimization of non-stationary well operation modes through neural networks simulation. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*, 12–15 October 2021. Paper SPE-206529-MS. <https://doi.org/10.2118/206529-MS>
10. Vershinin V.E., Ponomarev R.Yu., Strekalov A.V. Neural network as a tool for predicting and controlling the technological regime of production wells. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*, 26–29 October 2020. Paper SPE-201937-MS <https://doi.org/10.2118/201937-MS>
11. Vasilyev A.N., Tarkhov D.A., Shemyakina T.A. Approximate analytical solutions of ordinary differential equations. *Modern Information Technologies and IT Education*. 2016. Vol. 12, No. 2-3. P. 188–195. (In Russ.).
12. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V. et al. Applying CRM model to study well interference. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2018. Vol. 4, No. 4. P. 148–168. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-4-148-168>
13. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A. et al. Considerations on mathematical modeling of producer-injector interference. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2018. Vol. 4, No. 3. P. 146–164. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>

Information about the authors

Roman Yu. Ponomarev – Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-7241-573X>; e-mail: ryonomarev@tnnc.rosneft.ru

Ramil R. Ziayev – Deputy Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-0289-5977>; e-mail: rrziayev@tnnc.rosneft.ru

Anton A. Leshchenko – Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-5780-6770>; e-mail: AA_Leshchenko2@tnnc.rosneft.ru

Ruslan R. Migmanov – Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4842-0592>; e-mail: rmigmanov@tnnc.rosneft.ru

Mikhail I. Ivlev – Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0006-3533-3587>; e-mail: miivlev@tnnc.rosneft.ru

Received 14.10.2024

СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ МЕХАНИКИ И ФИЗИКИ ПЛАСТОВЫХ СИСТЕМ

Оригинальная статья

УДК 550.8.012

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>**Современная практика учета термобарических условий в оценке коэффициента пористости****Д.Н. Губинский** ✉, **Е.А. Зарай**, **А.Ю. Кудымов**

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Поднимается проблематика вопроса учета термобарических условий в оценке коэффициента пористости. *Цель работы.* Подчеркнуть актуальность проблемы и продемонстрировать авторский опыт на примере материалов из терригенных отложений. *Материалы и методы.* Рассмотрен современный методологический подход к расчету эффективного изостатического давления с использованием данных керна, результатов геофизических исследований скважин и опробования пластов на кабеле. *Результаты.* Приводятся результаты петрофизического моделирования – сопоставления полученных переводных коэффициентов из атмосферных условий в термобарические условия для коэффициента пористости, а также справочные величины переводных коэффициентов, основанные на авторском опыте. *Выводы.* Отмечается важность взаимодействия и параллельной работы специалистов разного профиля для эффективного планирования программ лабораторных исследований керна.

Ключевые слова: подсчетные параметры, коэффициент пористости, термобарические условия, сжимаемость, петрофизическое моделирование, изостатическое давление, давление обжима, геомеханическое моделирование, упруго-прочностные свойства, главное напряжение, всестороннее сжатие

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Губинский Д.Н., Зарай Е.А., Кудымов А.Ю. Современная практика учета термобарических условий в оценке коэффициента пористости // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 364–380. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>

✉ Губинский Данил Николаевич, e-mail: dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru

© Губинский Д.Н., Зарай Е.А., Кудымов А.Ю., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

При подсчете запасов углеводородного сырья (УВС) в подавляющем большинстве случаев обоснование коэффициентов пористости и нефтегазонасыщенности, как подсчетных параметров газонефтяных залежей, выполняется с использованием материалов геофизических исследований скважин (ГИС). При этом критерием достоверности оценки рассматриваемых параметров, а также основой формирования интерпретационных решений всегда выступают результаты лабораторных исследований керна.

Априори результаты записи методов ГИС получают в скважинной среде, т. е. в объеме столба промывочной жидкости, разрешенном техническими характеристиками прибора, с соответствующими глубине термобарическими условиями – давлением, температурой, геолого-физическими параметрами изучаемой среды. Так, по итогам предобработки материала из скважины, зарегистрированного приборами каротажа, учитывая технические поправки за параметры скважинной среды, получают аутентичные физические характеристики изучаемого геологического разреза.

Методически основу петрофизического моделирования составляют функциональные связи параметров типа «кern–кern», «кern–ГИС», «ГИС–ГИС», «опробование–ГИС» и пр., основные из которых согласно действующим «Методическим рекомендациям по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом»* должны быть получены на представительной для изучаемого объекта коллекции образцов

* Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. М.; Тверь, 2003. 258 с.

керна «в условиях, максимально приближенных или, по крайней мере, не противоречащих условиям измерения используемой геофизической характеристики», т. е. в пластовых.

Вопрос учета термобарических условий при оценке подсчетных параметров стоит как у российских, так и зарубежных исследователей достаточно давно и остро. Так, в своих работах данную тематику рассматривали Авчян Г.М. [1], Балашов Д.Б. [2], Марморштейн Л.М. [3], Добрынин В.М. [4] и другие еще до 2000 г. Свою актуальность тема вновь приобрела в последние несколько лет. Одним из последних современных ее упоминаний является доклад Лушпеева В.А., Котовой В.З. и Теплоухова В.М. на научно-практической конференции имени Е.Г. Коваленко 2023 г. «Актуальные вопросы экспертизы геологических и извлекаемых запасов УВС», посвященный проблемам определения коэффициента пористости как подсчетного параметра.

Цель данной работы – подчеркнуть актуальность проблемы влияния пластовых условий на результат определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), а именно коэффициента пористости, на керновом материале в лабораторных условиях и продемонстрировать авторский опыт на примере данных, полученных из пластов терригенных отложений.

Как правило, при подъеме керна на дневную поверхность с использованием даже современных технологий керноотбора горная порода претерпевает изменения как температуры, так и напряженного состояния. При этом отобранный каменный материал деформируется (разуплотняется) и, как следствие, изменяются его петрофизические характеристики.

Данный факт также указывает на необходимость изучения физических свойств горных пород в термобарических условиях (ТБУ), максимально приближенных к пластовым условиям изучаемого объекта.

Первые в мире упоминания о необходимости учета пластовых условий при оценке пористости появляются в середине XX века [2, 3, 5]. В это же время за рубежом начинают применяться единичные экспериментальные установки для определения пористости в термобарических условиях. Изначально в РФ повсеместно эксперименты на керне проводились по большей мере в стандартных условиях (атмосферных), при этом существуют упоминания о единичных тестах в термобарических условиях в рамках научных фундаментальных работ. В связи с приходом зарубежных технологий в РФ в конце 90-х – начале 2000-х годов, подчеркивая практику западных специалистов, стали проследиваться единичные опыты исследований в ТБУ на экспериментальной аппаратуре уже в рамках производственных задач добывающих компаний. С этого времени исследования в пластовых условиях укрепились в программах по исследованию керна и начали приобретать массовый характер, однако стандарта, методических руководств по проведению таких экспериментов не поступало, соответственно специалисты лабораторий проводили такие тесты, ссылаясь на зарубежные источники и практический приобретенный опыт, в том числе учитывая конструктивные особенности имеющегося оборудования. Вместе с тем от экспертов поступало все больше требований и рекомендаций недропользователю о приведении определенных

по геолого-геофизическим данным ФЕС к пластовым условиям.

В 2015 г. вышел научный труд зарубежных специалистов МакФи, Рида и Зубизареты по лучшим практикам исследования керна, который в некотором смысле стал ориентиром и наглядным пособием по последним тенденциям [6]. В исследовательских лабораториях начали актуализироваться локальные нормативные документы, где более детально стали описывать процедуры и необходимые вводные для создания условий проведения экспериментов.

В данной публикации представлен авторский опыт в вопросе методологии оценки подсчетных параметров, а именно коэффициента пористости, в условиях, приближенных к пластовым.

Современное планирование и реализация лабораторных исследований керна

Преимущественно, при условии наличия экспериментов по определению ФЕС в термобарических условиях, в ходе подготовки выборки керновых исследований для интеграции в петрофизическую модель, специалисты-петрофизики пользуются функциональными связями « $K_p^{ТБУ}=f(K_p^{АУ})$ » для перевода коэффициента пористости (K_p) из АУ (атмосферные условия) в ТБУ без должного анализа результатов, полученных на образцах керна. Тем не менее, ключевое влияние на результат эксперимента оказывает предварительно рассчитанное давление всестороннего сжатия, используемого при проведении специальных исследований, обусловленных конструктивными особенностями оборудования.

Так, до недавнего времени в силу отсутствия должного взаимодействия между специалистами по исследованию керна и геологами, петрофизиками, а также ограниченного взаимодействия звеньев заказчик–подрядчик, величины давлений, необходимые для проведения эксперимента в индивидуальном кернодержателе, рассчитывались стандартно, как разница горного ($P_{горн}$) и пластового ($P_{пл}$) напряжений, без учета дополнительных воздействий на породу в резервуаре [5]. Т. е. рассчитывалось эффективное давление, использование которого предполагает, что основное воздействие на породу в пласте оказывает только вертикальное (горное) давление, при этом латеральными стрессами пренебрегают, и в большинстве случаев расчет вертикального напряжения производился с постоянным градиентом. Как результат – переобжим (чрезмерное уплотнение) образцов в ходе эксперимента и недостоверные значения выходных параметров – снижение пористости образца, увеличение параметра пористости (P_p) и показателя цементации « m », характеризующего геометрию пор, и т. д.

Современное планирование исследований керна основывается на взаимодействии таких сегментов, как петрофизика, геомеханика, геология и непосредственно лабораторный центр.

Так как определение пористости в термобарических условиях относится к специальным видам исследований (в международной классификации имеет аббревиатуру SCAL), формирование коллекций керновых исследований в термобарических условиях производится по результатам стандартных испытаний в атмосферных условиях: пористость, проницаемость по газу (в международной классификации имеет аббревиатуру RCA). При этом необходимо охватить весь диапазон изменения свойств разреза – отобрать образцы с наиболее часто встречающимися величинами пористости и проницаемости с учетом изменчивости их свойств, в связи с положением на структуре и в разрезе (рис. 1). Таким образом, основа коллекции закладывается на этапе разметки и отбора образцов на полноразмерном керне.

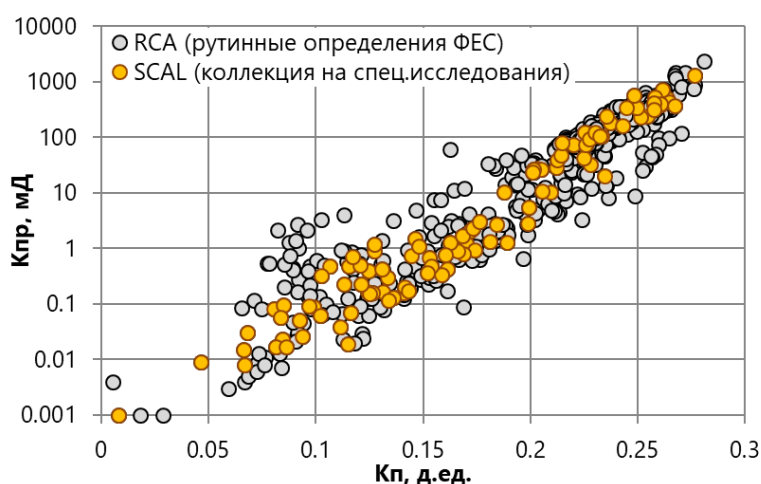


Рис. 1. Пример кросс-плота сопоставления пористости и проницаемости с целью выбора образцов для специальных исследований

Fig. 1. Example of a crossplot of porosity and permeability comparison in order to select specimens

Разметка образцов на исследования осуществляется, согласно утвержденных программ испытаний, с учетом требований локальных нормативных документов, в которых указан необходимый объем исследований, при этом при разметке могут использоваться результаты ГИС,

фотографии полноразмерного керна в дневном и ультрафиолетовом свете, данные томографических исследований, профильные испытания керна (проницаемость, акустические свойства). На рис. 2 представлен пример разметки образцов на стандартные исследования.

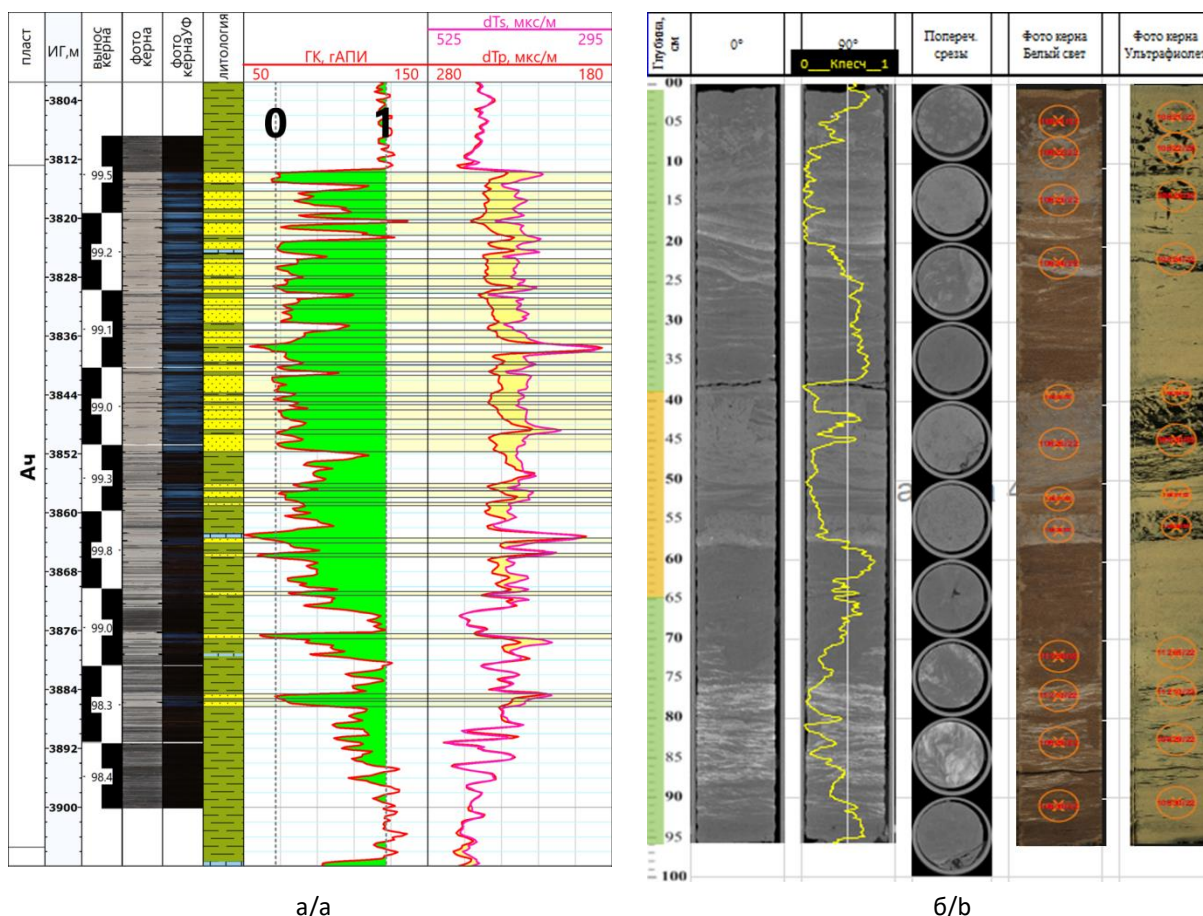


Рис. 2. Примеры использования данных ГИС (а) и компьютерной томографии (б) для разметки и изготовления образцов керна

Fig. 2. Examples of using well logging (a) and computer tomography data (b) for marking and making the core samples

Важным этапом является определение входных параметров пластовых условий для проведения эксперимента – это параметры модели флюида (минерализация, плотности в поверхностных и пластовых условиях, вязкость), температура и давление – капиллярное, горное, пластовое, эффективное и изостатическое.

Как упомянуто выше, последний параметр является ключевым при создании термобарических условий и современная практика построения геомеханической модели позволяет достаточно обоснованно получить величины всесторонних напряжений на горную породу в пласте.

Например, анализ графиков закачки, полученных в результате проведения тестов на утечку, применения инструмента опробования пластов на кабеле (ОПК) в режиме стресс тестов и мини-гидро-разрыва пласта (ГРП), является основным инструментом количественной оценки минимального горизонтального напряжения и пластового давления, а с использованием результатов записи метода гамма-гамма плотностного каротажа (ГГК-П) определяется горное (вертикальное) давление. При этом для полноценной калибровки и моделирования профилей напряжения

необходим большой спектр геолого-геофизического материала – это данные ГИС (ГГК-П, АКШ – широкополосный акустический каротаж, инклинометрия), изучения керна (определение деформационно-прочностных свойств, коэффициента пороупругости Био), испытаний/опробования (ГДК – гидродинамический каротаж, ОПК, мини-ГРП и пр.) и регионального представления о геологическом строении и тектонике. Пример фрагмента одномерной геомеханической модели, верифицированной на фактический материал, приводится на рис. 3.

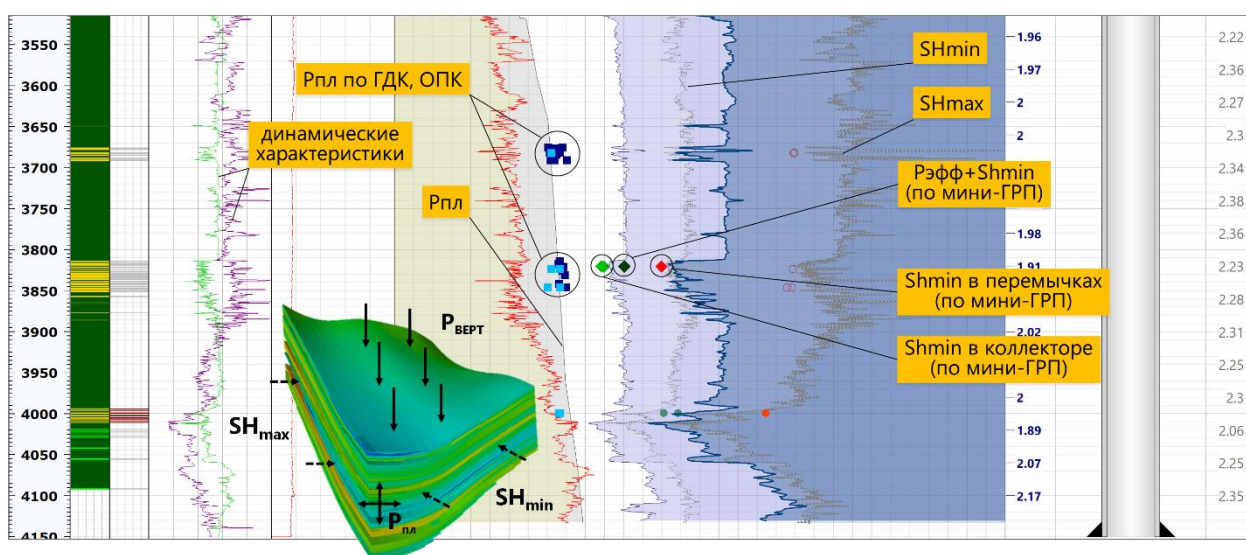


Рис. 3. Фрагмент одномерной геомеханической модели ачимовских отложений

Fig. 3. Fragment of one-dimensional geomechanical model of the Achimov deposits

В данном случае результатом комплексной работы специалистов разного профиля в ключе проработки программы керновых исследований являются обоснованные входные параметры для моделирования пластовых условий при проведении лабораторных тестов на керне.

Принципы проведения экспериментов

Сущность эксперимента определения пористости в термобарических условиях заключается в определении вытесненной

жидкости из 100%-го насыщенного образца при создании необходимого эффективного давления (уплотнения породы до условий, максимально приближенных к пластовым).

В большинстве современных лабораторий для проведения экспериментов используются индивидуальные гидростатические кернодержатели для стандартных образцов (цилиндрические образцы), как правило, изготовленных параллельно напластованию.

Также эксперименты по определению пористости в ТБУ можно проводить в специальных геомеханических кернодержателях, в данном случае – на перпендикулярных образцах (обычно цилиндрической формы).

Основными отличиями этих кернодержателей является схема создания условий проведения экспериментов. Так, в гидростатическом кернодержателе на образец действует со всех сторон одинаковое давление (всесторонний обжим), а в геомеханическом кернодержателе есть возможность создать неравные осевые и радиальные напряжения. Схема создания условий в геомеханическом кернодержателе наиболее максимально приближена к пластовым условиям, так как одновременно можно создать и вертикальное (горное давление) и горизонтальное напряжения.

Однако, в связи с тем, что геомеханические кернодержатели имеют достаточно сложную конструкцию и свои особенности (в том числе большую ориентированность на геомеханические испытания), гидростатические кернодержатели, учитывая простоту их использования, нашли массовое применение для определения пористости в ТБУ – при проведении экспериментов используется изостатическое давление как величина всестороннего обжимного давления.

Также стоит упомянуть об исследовании сильноглинистых горных пород. В связи с тем, что обычно при проведении тестов по определению пористости в ТБУ параллельно проводится измерение электрических свойств (удельное электрическое сопротивление с расчетом параметра пористости), то образцы имеют 100%-е водонасыщение моделью пластовой воды либо пластовой водой. Таким образом,

сильноглинистые образцы имеют избыточно набухшее состояние, в связи с чем наиболее корректно определять пористость в ТБУ таких горных пород на образцах со смоделированной остаточной водонасыщенностью (либо с текущей) с последующим донасыщением инертной к глинистым минералам жидкостью.

Результаты

Ниже приводятся приемы и методы оперативной оценки изостатического давления, которые рекомендуют к использованию авторы при петрофизическом моделировании, а в частности, учете термобарических условий при проведении лабораторных тестов по оценке ФЕС и дальнейшей количественной интерпретации ГИС. Приводится сопоставительный анализ возможных расхождений пористости, определенной в атмосферных и термобарических условиях, основанный на авторском опыте.

Оперативная оценка изостатического давления

Работа петрофизика при разработке петрофизической модели подразумевает комплексный анализ входных данных и в ключе обоснования поправки за термобарические условия – это, прежде всего, анализ параметров среды, созданных при проведении лабораторных тестов, в ходе которых получены физические характеристики образцов керна.

Необходимо составить площадную характеристику рассматриваемых отложений и оценить степень сходимости величин температуры, минерализации, поровых давлений, созданных при проведении эксперимента в индивидуальном кернодержателе.

Комплексный анализ направлен как на имеющиеся геолого-геофизические данные (пробы пластовой воды, термометрия, результаты испытаний и пр.), так и на верификацию этих данных эмпирическими расчетами, откалиброванными на максимум прямых измерений в скважинах.

Такие расчеты, например, позволяют оперативно оценить указанные в отчетах по лабораторным исследованиям величины давлений обжима образцов в кернодержателе по формуле Хольта [7, 8]:

$$P_{iso} = (\sigma_v + \sigma_H + \sigma_h)/3 - \alpha P_{п},$$

где σ_v – вертикальное напряжение (геостатическая нагрузка), оцениваемое по стандартной формуле (закон Архимеда):

$$\sigma_v = \int \rho(h) dh;$$

ρ – расчетная по данным ГГКп плотность;

h – вертикальная глубина;

σ_h – минимальное горизонтальное напряжение;

σ_H – максимальное горизонтальное напряжение;

$P_{п}$ – пластовое (поровое) давление, определяемое по прямым замерам в скважинах, а также АКШ, каротажу сопротивления, интервальным скоростям по сейсмическим исследованиям, данным бурения;

α – коэффициент пороупругости Био, определяемый по данным керна, иначе – статистически близкая к 1 величина (зависит от степени сцементированности породы).

Величины минимального/максимального горизонтальных напряжений оценивают с использованием сведений об упруго-прочностных характеристиках породы – коэффициент Пуассона и модуль Юнга (по данным АКШ и калибровкой на результаты исследований керна) для коллекторов, исключая влияние заземленного газа, вмещающих пород, по формулам:

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) p_n + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_h,$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \alpha \left(\frac{1-2\nu}{1-\nu} \right) p_n + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h + \frac{\nu E}{1-\nu^2} \varepsilon_H,$$

где ν , E – коэффициент Пуассона и модуль Юнга,

ε_H , ε_h – тектонические деформации (калибруются на параметры ГРП (давление закрытия, высота трещины и пр.) по площади, регионально).

В рамках оперативной оценки изостатической нагрузки для анализа результатов исследования керна в пластовых условиях предлагается усеченный вариант уравнений, рассчитанный на условия пассивных бассейнов [6], позволяющий оценить σ_h , σ_H , и в конечном итоге P_{iso} ,

в отсутствие полноценной 1D геомеханической модели:

$$\sigma_h = \frac{\nu_{\min}}{1-\nu_{\min}} (\sigma_v - \alpha P_{п}) + \alpha P_{п},$$

$$\sigma_H = \frac{\nu_{\max}}{1-\nu_{\max}} (\sigma_v - \alpha P_{п}) + \alpha P_{п}.$$

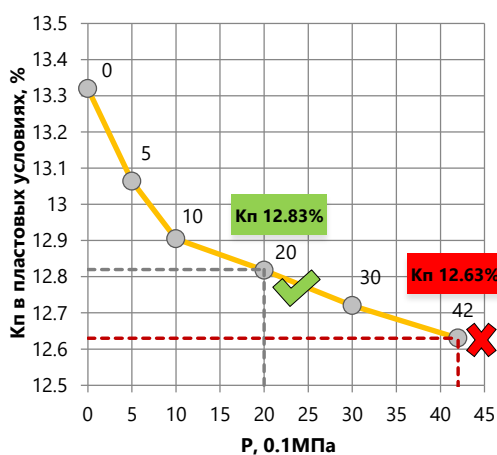
Безусловно, при работе с залежами, сформированными в условиях тектонически активного бассейна, погрешность подобной оценки возрастает и необходимо в рамках анализа прибегнуть к полноценному геомеханическому моделированию, учитывая повышенную анизотропию горизонтального напряжения.

В процессе расчетов необходимо также ориентироваться на фактические скважинные данные, такие как результаты испытаний на утечки, ОПК, мини-ГРП и пр.

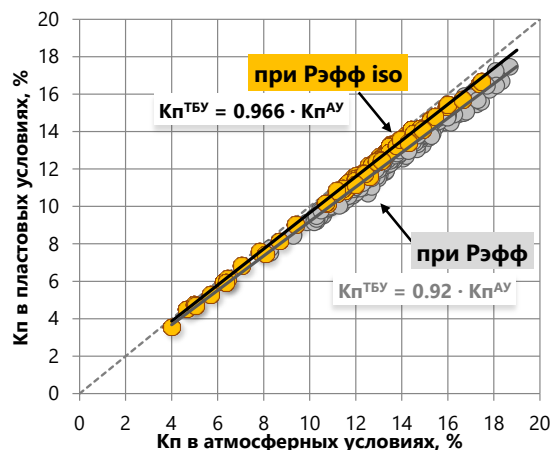
На рис. 4 и в табл. 1 приводится пример расчета изостатического давления

и результатов дополнительно проведенных экспериментов на керновом материале валанжинских отложений в пределах месторождения Западной Сибири.

Учитывая калибровку на фактические скважинные данные, эмпирические величины давления отличаются от использованных ранее в среднем на -16,6 МПа. В данном случае дополнительные исследования керна позволили уточнить петрофизическую основу интерпретации ГИС и лучше адаптировать результат расчетов ФЕС на фактические скважинные данные.



а/а



б/б

Рис. 4. Пример изменения пористости коллектора с ростом давления обжима (а) и сопоставления результатов экспериментов по определению пористости в ТБУ при разных эффективных давлениях (б)

Fig. 4. Example of porosity change with an increase in pressure (a) and a comparison of the results of experiments to determine porosity under pressure–temperature conditions at different effective pressures (b)

Таблица 1. Результаты расчетов эффективного изостатического давления

Table 1. Results of calculating the net isostatic pressure

Пласт	Коэф-т Пуассона		Давление пластовое	Средняя глубина пласта	ТБУ исторических исследований керна		Откалиброванные расчетные данные				Δ
	Мин	Макс			Давление горное (σ _г)	Эффективное давление	Давление горное (σ _г)	Минимальное горизонтальное напряжение (σ _h)	Максимальное горизонтальное напряжение (σ _H)	Расчетное	
										Эффективное изостатическое давление (σ _{iso})	
МПа	м	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа	МПа		
БУ16/1	0.207	0.315	32.9	3235.0	77.2	44.3	78.4	44.8	53.9	26.1	18.2
БУ16/2	0.217	0.320	33.0	3286.0	78.9	45.9	79.8	46.0	55.0	27.3	18.6
БУ16/3	0.194	0.304	33.3	3313.0	79.9	46.6	80.6	44.7	54.0	26.4	20.2

На рис. 5 приведен пример того, как меняется переводной коэффициент АУ-ТБУ в терригенных отложениях яковлевской свиты, характерной особенностью которой является изменчивость осадков по латерали и разрезу, что создает сложности при

корреляции разрезов. В литологическом составе коллектора преобладает песчаная фракция и не отмечается осложняющих для проведения экспериментов в термобарических условиях включений, таких как монтмориллонит или пирит (рис. 6).

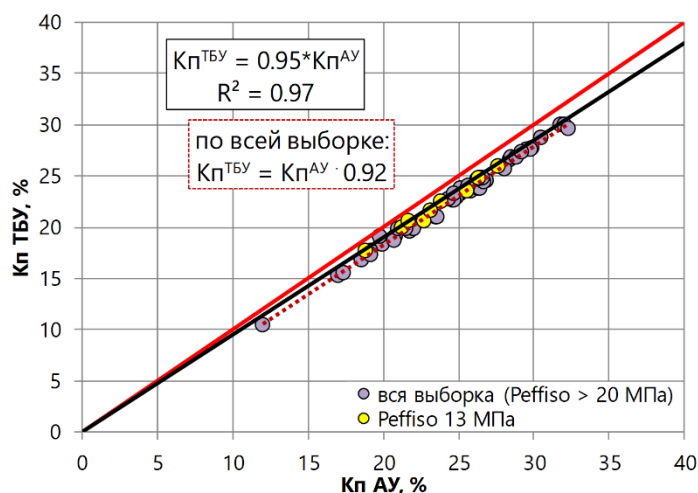


Рис. 5. Сопоставление результатов определения пористости на керне из отложений яковлевской свиты, полученных при создании разных эффективных давлений

Fig. 5. Comparison of the results of porosity evaluation on the core from the deposits of the Yakovlev formation obtained at different net pressures

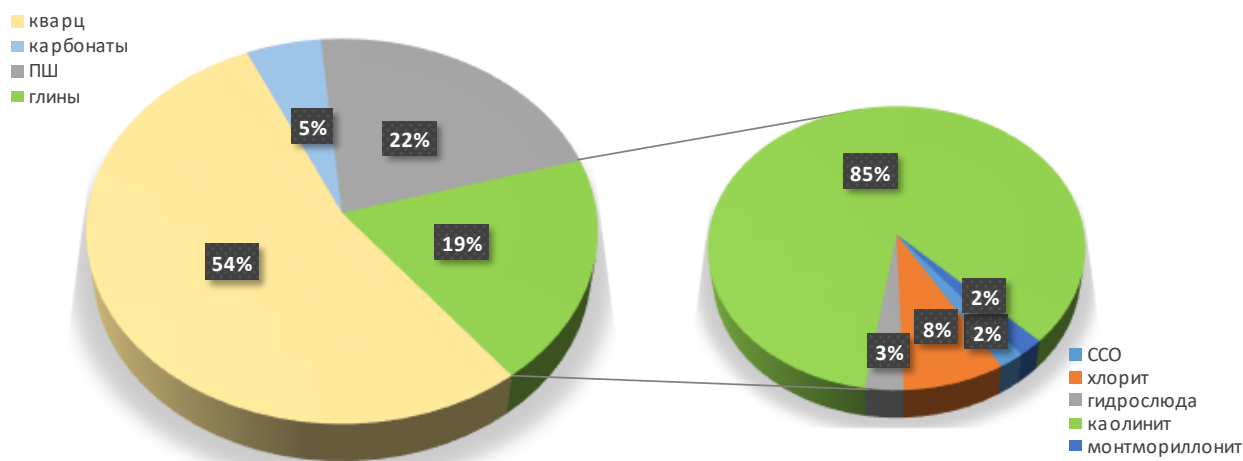


Рис. 6. Минералогический состав пород Яковлевской свиты месторождения на востоке Западной Сибири

Fig. 6. Mineral composition of rocks of the Yakovlev formation of a deposit in the east of Western Siberia

Видно, что с использованием выборки результатов всех исследований в термобарических условиях, выполненных при различных величинах давления обжима, коэффициент перевода

Кп из АУ в ТБУ достаточно низкий (0,92), что не свойственно для данных отложений (средняя глубина залегания 1700–1900 м, пластовое давление 18–20 МПа).

Ориентируясь на результаты, полученные при выверенной изостатической нагрузке, коэффициент увеличивается, принимая величину 0,95, тем самым исключая излишнее занижение величин K_p .

На рис. 7 приведен пример изменения переводного коэффициента АУ-ТБУ в юрских отложениях, вскрытых скважинами на месторождении Западной Сибири. Породы пластов терригенные, континен-

тального генезиса, в фациальном отношении весьма неоднородные как по площадям, так и по разрезу. Литологически коллектор сложен алевритистым полимиктовым песчаником с карбонатно-глинистым цементом. В данном случае в составе глин присутствует небольшая доля монтмориллонита (~2%), но на сжимаемость породы такое процентное соотношение не влияет (рис. 8).

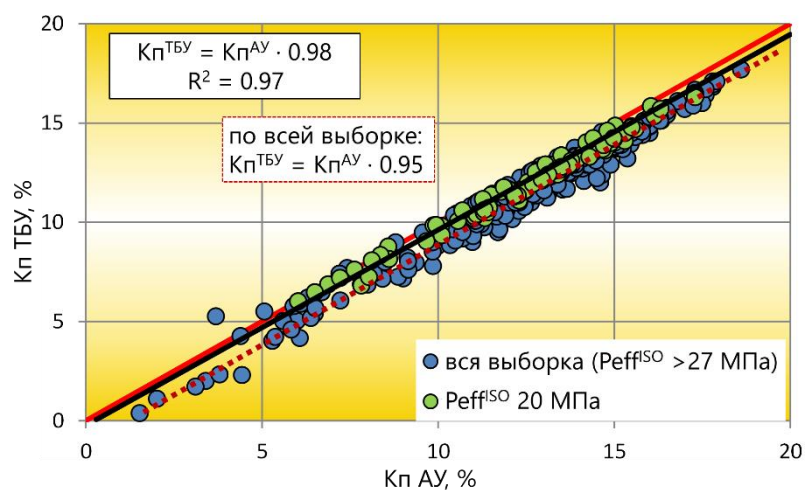


Рис. 7. Сопоставление результатов определения пористости на керне юрских отложений, полученных при создании разных эффективных давлений

Fig. 7. Comparison of the results of porosity evaluation on the core of Jurassic deposits obtained at different net pressures

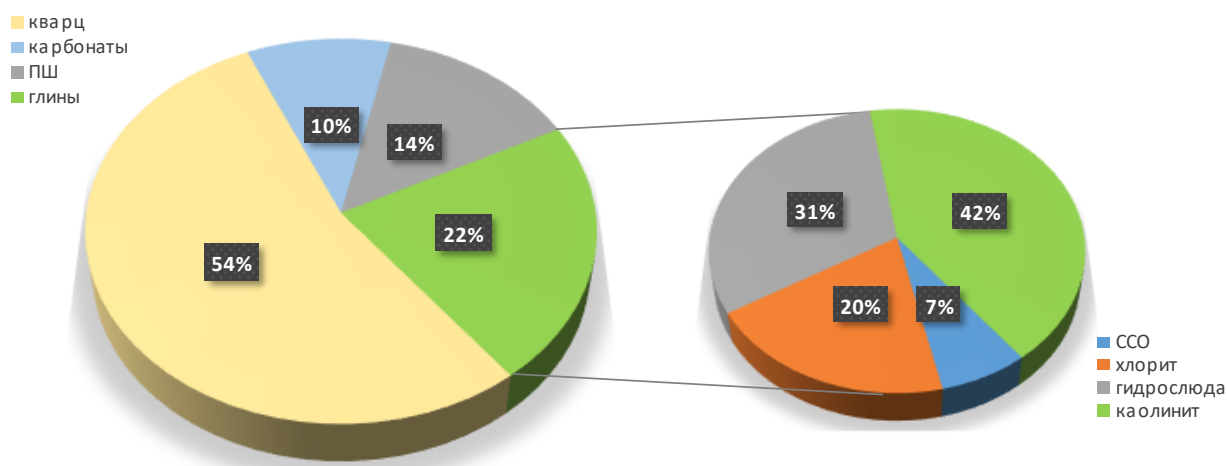


Рис. 8. Минералогический состав пород юрских отложений месторождения на востоке Западной Сибири

Fig. 8. Mineral composition of the rocks of the Jurassic deposits of a field in the east of Western Siberia

Несмотря на достаточно большую глубину залегания юрских отложений на данном месторождении (2800–2900 м), где степень уплотнения горных пород уже достаточно высока, разница эффективного изостатического давления в 7 МПа оказывает влияние на переводной коэффициент АУ-ТБУ.

Яркий пример достаточно низкого переводного коэффициента – материал из глинистых туронских отложений, где основным влияющим фактором является присутствие в составе глин монтмориллонита, в значительной степени подверженного сжимаемости ввиду особенности строения и способности к набуханию (рис. 9 и 10).

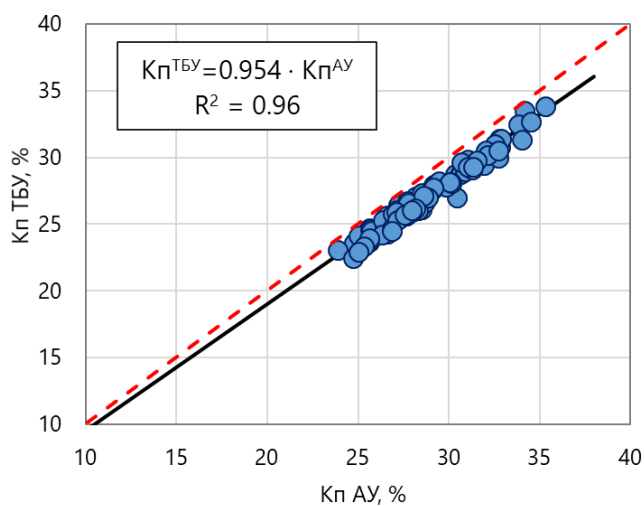


Рис. 9. Сопоставление результатов определения пористости на керне туронских отложений в стандартных условиях и при создании эффективного изостатического давления

Fig. 9. Comparison of the results of porosity evaluation on the core of the Turonian deposits under standard conditions and under net isostatic pressure

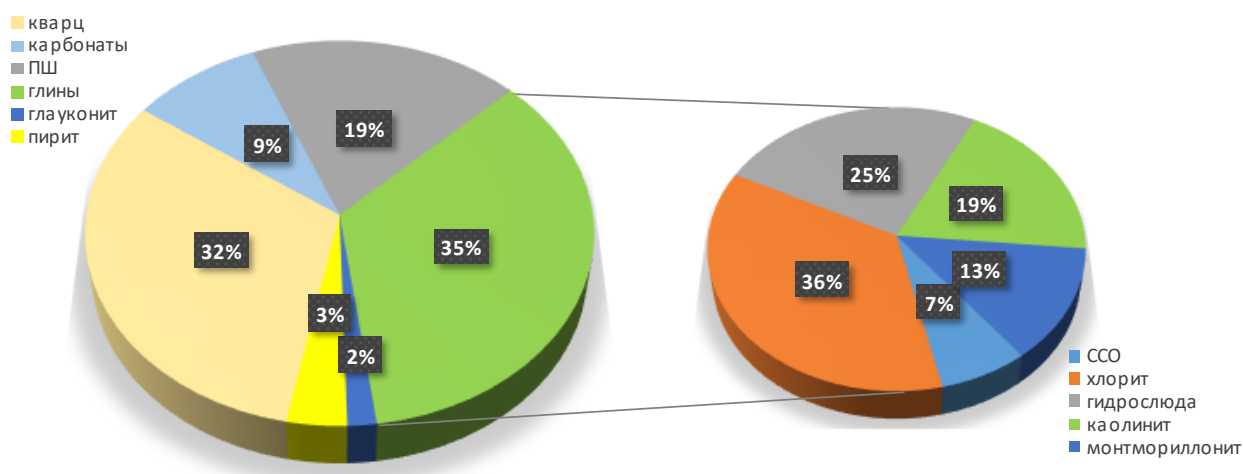


Рис. 10. Минералогический состав пород туронских отложений месторождения Западной Сибири

Fig. 10. Mineral composition of the rocks of the Turonian deposits of a West Siberian field

Глубина залегания данных отложений составляет 1000–1100 м, пластовые давления ~10,5 МПа. При схожей глубинности низкие переводные коэффициенты, например, пород сеномана обусловлены низкой степенью сцементированности и, как следствие, податливостью к деформации, являясь при этом достаточно «чистыми» с точки зрения глинистости. Отложения турона, напротив, имеют сложный состав и высокую степень глинизации, однако, в данном случае именно они способствуют повышенной сжимаемости пород.

**Сопоставительный анализ
возможных расхождений пористости,
определенной в атмосферных и
термобарических условиях**

Сопоставительный анализ пористости в поверхностных и пластовых условиях

показывает, что коэффициент перевода Кп из АУ в ТБУ, исключая индивидуальные осложненные случаи (зоны аномально высокого пластового давления, присутствие акцессорных минералов и пр.), в среднем для терригенных отложений изменяется от 0,92 до 0,98 – его значение зависит от величин давления, условий осадконакопления, степени сцементированности породы и пр. (рис. 11).

На рис. 12 приводится график изменения данного коэффициента с глубиной, основанный на авторском опыте работы с терригенными отложениями, который может быть использован в качестве справочной информации при работе со вновь открытыми или малоизученными керном пластами.

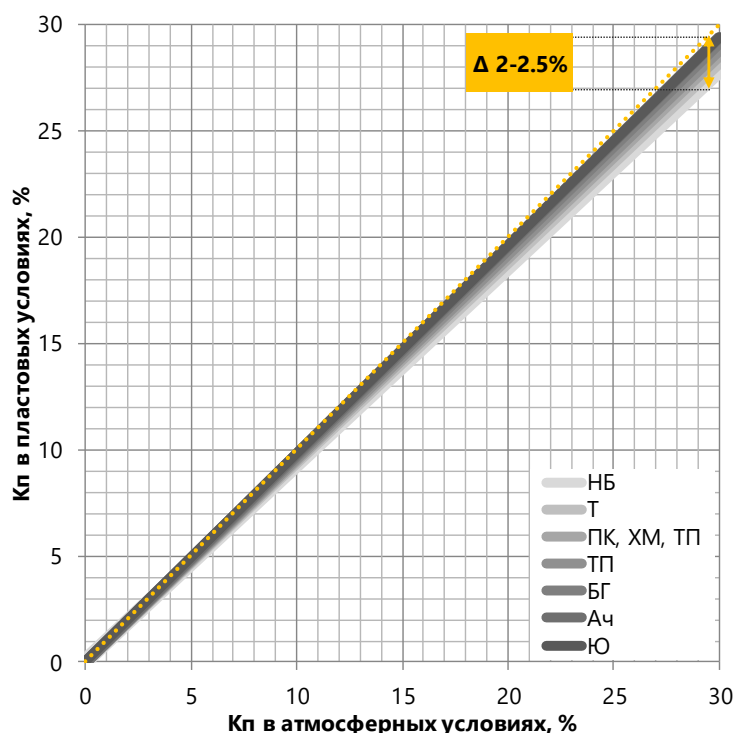


Рис. 11. Результаты сравнения порядка величин Кп, определенных на керне с учетом пластовых условий для стандартного геологического разреза Западной Сибири

Fig. 11. Results of comparing the order of magnitude of porosity index determined on the core with regard to formation conditions for a standard geological section in Western Siberia

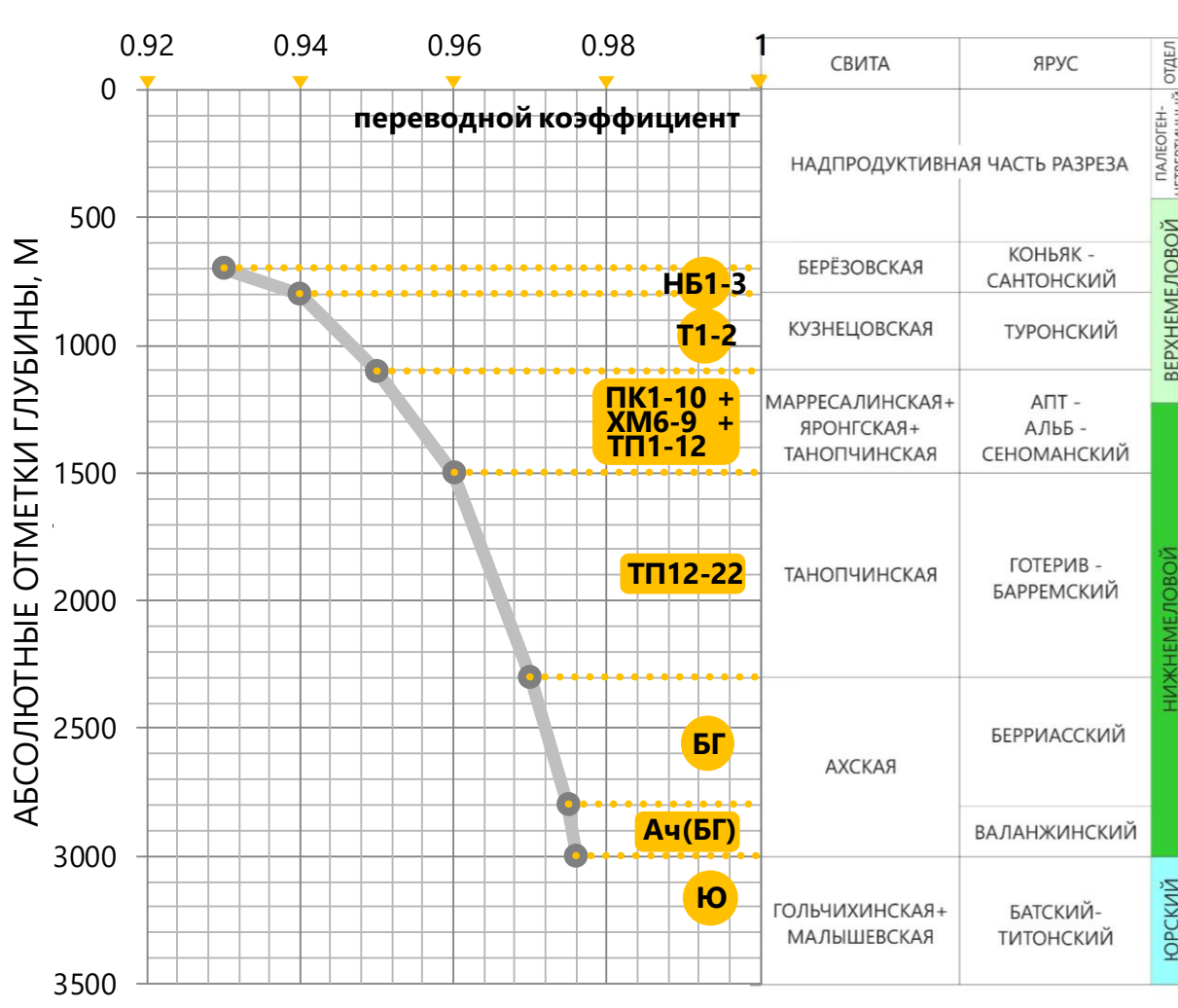


Рис. 12. График изменения коэффициента приведения пористости из атмосферных условий к пластовым с глубиной для стандартного геологического разреза Западной Сибири

Fig. 12. Graph of variation of the porosity convention factor at the transition from atmospheric to reservoir conditions for a standard geological section in Western Siberia

Выводы

Современное планирование исследований керна должно строиться на взаимодействии специалистов разного профиля для лучшей проработки программы. Для корректного учета термобарических условий в петрофизическом моделировании на образцах керна должны быть проведены такие исследования, как изучение сжимаемости горных пород на насыщенных образцах в термобарических условиях. При этом особое внимание необходимо

уделять работе со слабоконсолированными и сильноглинистыми породами.

В случае отсутствия лабораторных измерений пористости при эффективном изостатическом давлении на конкретной выборке керновых исследований рекомендуется делать пересчеты всего массива значений пористости по уравнению перевода, полученного на основе прямых измерений на керне в атмосферных и пластовых условиях для аналогичных объектов с близкими условиями осадконакопления.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Авчян Г.М.* Физические свойства осадочных пород при высоких давлениях и температурах. М.: Недра, 1972. 145 с.
2. *Балашов Д.Б., Дорогощицкая Л.М., Туезова Н.А.* Изучение некоторых физических свойств горных пород в условиях пластовых давлений и температур // Методы разведочной и промысловой геофизики в Западно-Сибирской низменности: Сб. статей / Под. ред. Л.А. Сигала и В.Л. Кузнецова. Новосибирск: [б. и.], 1969. С. 76–84. (Труды СНИИГТИМС. Вып. 93).
3. *Марморштейн Л.М.* Влияние горного давления на электрическое сопротивление и коэффициент пористости горных пород (на примере Чайдахского участка Нордвикского района): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1962. 19 с.
4. *Dobrynin V.M.* Effect of overburden pressure on some properties of sandstones // Society of Petroleum Engineers Journal. 1962. Vol. 2, No. 4. P. 360–366. <https://doi.org/10.2118/461-PA>
5. *Teeuw D.* Prediction of formation compressibility from laboratory compressibility data // Society of Petroleum Engineers Journal. 1971. Vol. 11, No. 3. P. 263–271. <https://doi.org/10.2118/2973-PA>
6. *McPhee C., Reed J., Zubizarreta I.* Core Analysis: A Best Practice Guide. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
7. *Holt R.M., Brignoli M., Kenter C.J.* Core quality: Quantification of coring-induced rock alteration // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2000. Vol. 37, No. 6. P. 889–907. [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(00\)00009-5](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(00)00009-5)
8. *Holt R.M., Lehr C., Kenter C.J., Spits P.* In situ porosity from cores: The rock mechanics approach to overburden correction // International Symposium of the Society of Core Analysts, Edinburgh, UK, 17–19 September 2001. Paper SCA2001-09. URL: <https://www.jgmaas.com/SCA/2001/SCA2001-09.pdf> (дата обращения: 11.10.2024).

Информация об авторах

Данил Николаевич Губинский – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0002-1227-9654>; e-mail: dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru

Евгений Александрович Зарай – главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0007-3250-6080>; e-mail: eazarai@tnnc.rosneft.ru

Алексей Юрьевич Кудымов – начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>; e-mail: aykudymov@tnnc.rosneft.ru

Поступила в редакцию 14.10.2024

CURRENT METHODS OF OIL AND GAS MECHANICS AND PHYSICS OF RESERVOIR SYSTEMS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>**Current practice of accounting pressure–temperature conditions in porosity evaluation****D.N. Gubinsky** ✉, **E.A. Zarai**, **A.Yu. Kudymov**

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

Abstract. *Background.* The problem of taking into account pressure–temperature conditions in estimating the porosity coefficient is raised. *Objective.* To emphasize the relevance of the problem and demonstrate the authors' experience using the example of materials from terrigenous deposits. *Materials and methods.* A modern methodological approach to calculating effective isostatic pressure using core data, the results of geophysical studies of wells and testing of formations on a cable is considered. *Results.* The results of petrophysical modeling are presented, comparing the obtained conversion coefficients from atmospheric conditions to pressure–temperature conditions for the porosity coefficient, as well as reference values of the conversion coefficients based on the authors' experience. *Conclusions.* The importance of interaction and simultaneous work of the specialists in different areas for effective planning of laboratory core research programs is noted.

Keywords: volumetric parameters, porosity index, pressure–temperature conditions, compressibility, petrophysical modeling, isostatic pressure, overburden stress, geomechanical modeling, stress-related properties, principal stress, triaxial compression

Funding: the work received no funding.

For citation: Gubinsky D.N., Zarai E.A., Kudymov A.Yu. Current practice of accounting pressure–temperature conditions in porosity evaluation. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 364–380. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art4>

✉ Danil N. Gubinsky, e-mail: dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru

© Gubinsky D.N., Zarai E.A., Kudymov A.Yu., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Avchyan G.M. *Physical Properties of Sedimentary Rocks at High Pressures and Temperatures*. Moscow: Nedra, 1972. 145 p. (In Russ.).
2. Balashov D.B., Dorogonitskaya L.M., Tuezova N.A. Studying some physical properties of rocks under formation pressures and temperatures. In: Sigal L.A., Kuznetsov V.L., eds. *Methods of Exploration and Field Geophysics in the West Siberian Depression: Collected Papers*. Novosibirsk: [s. n.], 1969. P. 76–84. (SNIIGGiMS Transactions. Vol. 93). (In Russ.).
3. Marmorstein L.M. Influence of mountain pressure on electrical resistance and porosity coefficient of rocks (case study of the Chaidakh section of the Nordvik area). Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 1962. 19 p. (In Russ.).
4. Dobrynin V.M. Effect of overburden pressure on some properties of sandstones. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1962. Vol. 2, No. 4. P. 360–366. <https://doi.org/10.2118/461-PA>
5. Teeuw D. Prediction of formation compressibility from laboratory compressibility data. *Society of Petroleum Engineers Journal*. 1971. Vol. 11, No. 3. P. 263–271. <https://doi.org/10.2118/2973-PA>
6. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core Analysis: A Best Practice Guide*. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p. <https://doi.org/10.1016/c2014-0-00418-2>
7. Holt R.M., Brignoli M., Kenter C.J. Core quality: Quantification of coring-induced rock alteration. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. 2000. Vol. 37, No. 6. P. 889–907. [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(00\)00009-5](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(00)00009-5)
8. Holt R.M., Lehr C., Kenter C.J., Spits P. *In situ* porosity from cores: The rock mechanics approach to overburden correction. In: *International Symposium of the Society of Core Analysts*, Edinburgh, UK, 17–19 September 2001. Paper SCA2001-09. URL: <https://www.jgmaas.com/SCA/2001/SCA2001-09.pdf> (accessed 11.10.2024).

Information about the authors

Danil N. Gubinsky – Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-1227-9654>; e-mail: dngubinskiy@tnnc.rosneft.ru

Evgeniy A. Zarai – Chief Manager, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-3250-6080>; e-mail: eazarai@tnnc.rosneft.ru

Alexey Yu. Kudymov – Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-2432-4419>; e-mail: aykudymov@tnnc.rosneft.ru

Received 14.10.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.279.23

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>

Анализ гидродинамических исследований маломощной сеноманской газовой залежи при наличии проницаемой глинистой перемычки

Т.А. Абрамов¹, А.Ш. Аккерман¹ ✉, А.А. Александров², Р.Р. Абзгильдин², Л.А. Лузан²

1 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

2 – ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Для эффективной разработки месторождений необходимо понимание охвата дренированием залежи как по площади, так и по разрезу. Эта задача особенно актуальна для маломощных объектов, подстилаемых подошвенной водой, каким является рассматриваемая в работе газонасыщенная залежь покурской свиты (пласт ПК-1). *Цель работы.* Оценка характера проницаемости алевролитовой перемычки, разделяющей циклиты ПК1-1 и ПК1-2. *Материалы и методы.* Гидродинамические методы исследования скважин: анализ и интерпретация фактических данных записи кривых восстановления давления и гидропрослушивания, их сопоставление с результатами численного и аналитического моделирования, реализованного в программном модуле Saphir программного комплекса Карра Workstation. *Результаты.* Выявлены диагностические признаки кривой восстановления давления, позволяющие установить подключение нескрытого продуктивного интервала через низкопроницаемый слой. Обнаружено, что охват дренированием всего продуктивного интервала происходит за достаточно короткий промежуток времени, находящийся в пределах 1 ч для вертикальной скважины, и 10 ч – для горизонтальной. Выполненные оценки подтверждаются данными гидропрослушивания. *Выводы.* Установлен проницаемый характер алевролитовой перемычки, обеспечивающий полный охват дренированием по разрезу. Полученные результаты дают необходимую информацию для оценки темпов выработки запасов, динамики внедрения воды, а также для формирования технологических режимов работы скважин.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, сеноманская залежь, слабопроницаемая перемычка, кривая восстановления давления, гидропрослушивание, горизонтальная скважина, вертикальная скважина с частичным вскрытием пласта

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Александров А.А., Абзгильдин Р.Р., Лузан Л.А. Анализ гидродинамических исследований маломощной сеноманской газовой залежи при наличии проницаемой глинистой перемычки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 381–400. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>

✉ Аккерман Анель Шалхаровна, e-mail: ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

© Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш., Александров А.А., Абзгильдин Р.Р., Лузан Л.А., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Рассматриваемая в работе маломощная залежь пласта покурской свиты (ПК1) характеризуется наличием глинистой алевролитовой перемычки, разделяющей пласт на два циклита: верхний (ПК1-1) и нижний (ПК1-2). Нижний циклит при этом характеризуется наличием подошвенной воды. Как известно, эффективная разработка таких коллекторов обеспечивается за счет бурения горизонтальных скважин (ГС) [1–3], что легло в основу решений при проектировании разработки залежи. С целью предупреждения раннего обводнения траектории горизонтальных стволов были проведены по верхнему циклиту. Непроницаемая перемычка, в силу своих значений ниже граничных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), при построении геолого-гидродинамической модели (ГГДМ) выделялась как неколлектор, что в свою очередь переносилось в виде исходных данных, используемых для интерпретации гидродинамических исследований (ГДИ). При этом задействование нижнего циклита в процессе разработки предполагалось за счет дренирования через окна слияния – зоны отсутствия перемычки, выделяемые по данным сейсмоки и корреляций скважин.

Однако по мере накопления данных о динамике охвата дренированием запасов и анализа повторных ГДИ начало меняться представление о характере проницаемости перемычки [4]. Как следует из работ [1, 5], непроницаемых пород в природе не существует, и неколлектор может участвовать в вертикальных перетоках, не внося при этом значительного вклада в общую продуктивность скважины. Такой сценарий вполне ожидаем на рассматриваемой залежи, с учетом высокой

подвижности флюида в газонасыщенном продуктивном интервале, а также проницаемости, близкой по различным оценкам к заглинизированным туронским отложениям (порядка 1 мД), которые на данный момент уже активно разрабатываются компаниями-операторами [6–8].

В целом вопрос о характере проницаемости глинистых включений является актуальным для сеноманских отложений. Проблемы подобного рода поднимались на Медвеьем месторождении для оценки участков залежи линзовидного характера, где встречались формы алевролитистой разности, в связи с чем происходило более медленное продвижение контактов [9]. Для рассматриваемой в работе залежи ключевой проблемой является отсутствие петрофизических исследований неколлектора, и, как следствие, значений его ФЕС.

Очевидно, что оценка фильтрации через перемычку играет важную роль для получения представлений о строении пласта, достоверно отображающих выработку запасов газа и являющихся базой для корректировки проектных решений и режимов эксплуатации скважин. Основным способом решения данной задачи в таком случае являются ГДИ. При этом поиск и анализ характерных диагностических признаков связан с необходимостью учета в расчетах сложной геометрии (расчлененности) пласта по разрезу и горизонтальных стволов скважин. Такой подход в большинстве случаев требует использования инструментов численного моделирования, так как он выходит за рамки стандартного набора аналитических моделей, используемых для интерпретации «рядовых» ГДИ.

В работе Аккерман А.Ш. [4] был представлен ряд тезисов, касающихся преимущественно теоретических аспектов дренирования перемычки. В настоящей статье представлены результаты интерпретации данных фактических исследований, дополняющие и подтверждающие ранее сделанные выводы.

Целью данной работы является оценка характера проницаемости алевролитовой перемычки, разделяющей циклиты ПК1-1 и ПК1-2, получение дополнительной информации о характерных откликах кривой восстановления давления (КВД), указывающих на охват дренированием всего продуктивного разреза, и ее подтверждение результатами практических исследований.

Материалы и методы

В работе представлены результаты анализа и сопоставления фактических и модельных данных гидродинамических исследований скважин, выполненных методом записи КВД и кривой гидропрослушивания. Данные КВД анализировались путем построения диагностических графиков в билогарифмическом масштабе, кривая гидропрослушивания – путем оценки динамики забойного давления на графике истории.

Моделирование выполнялось численным и аналитическим методами в программном модуле Saphir программного комплекса Карра Workstation. Для учета неоднородности коллектора по разрезу численная модель задавалась в виде трехслойного коллектора. По результатам адаптации модели на фактические данные выявлен характерный вид отклика КВД

для дренировании пласта при наличии слабопроницаемой перемычки, для которой также установлен возможный диапазон ее проницаемости.

Результаты исследований методом восстановления давления в вертикальных скважинах

Анализ результатов ГДИ после приращения вскрытого интервала

В работе [4] было высказано предположение о том, что наличие сферического течения в вертикальных скважинах (ВС) является диагностическим признаком дренирования всей газонасыщенной толщины. Оно основывалось на том, что через относительно небольшой интервал перфорации происходит охват дренированием значительно большей толщины, включающей перемычку и отсеченный ею циклит, что, как известно, является необходимым условием для проявления сферического течения. Признаки сферического течения отмечались в двух из пяти пробуренных вертикальных скважин, вторичное вскрытие в которых производилось либо в первый, либо во второй циклит.

С момента публикации работы [4] в скважине ХХ5 с целью поддержания уровня добычи газа было выполнено приобщение интервала перфорации в верхнем циклите («дострел»), разделенного с ранее проперфорированным нижним интервалом перемычкой толщиной 2,8 м. По результатам сопоставления диагностических графиков кривой восстановления давления до и после дострела на производной давления отмечается формирование единой «полки» радиального режима (рис. 1).

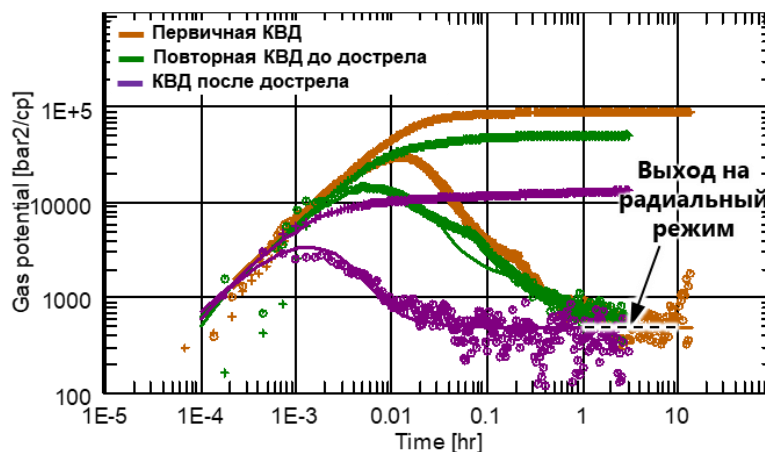


Рис. 1. Диагностический график КВД скв. XX5 до и после дострела

Fig. 1. Diagnostic graph of the pressure build-up curve of the XX5 well before and after additional perforation

При этом после дострела наблюдается исчезновение характерного отрицательного наклона в интервале до 10 ч, а также снижение полного скин-фактора, проявляющегося в виде уменьшения расстояния между «полкой» производной давления и бипологарифмическим графиком давления. Все это предположительно указывает на то, что до и после дострела дренированием была охвачена одинаковая газонасыщенная толщина, т. е. до дострела верхний циклит уже был вовлечен через проницаемую перемычку.

С учетом сложного характера разреза проверка данного предположения возможна только путем проведения численного моделирования КВД. Модель пласта была задана в виде слоистого коллектора с коэффициентом перетока между слоями, равным 1. Количество слоев и их толщина задавались согласно данным результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), по которым продуктивный интервал по скважине XX5 представлен девятью пропластками, среди которых выделяется пять интервалов коллектора, перемежающихся четырьмя интервалами неколлектора.

Первый этап настройки производился по КВД до дострела как наиболее явно характеризующей неоднородность пласта по разрезу. Настройка производилась путем вариации проницаемостей по пропласткам, после чего была выполнена верификация полученной модели на КВД после дострела с учетом приобщения дополнительного интервала. Результаты настройки представлены на рис. 2.

Как видно, полученное распределение проницаемости по разрезу (см. рис. 2в) достаточно точно описывает поведение КВД до и после дострела (см. рис. 2а и 2б соответственно). Результаты настройки показывают, что исходно вскрытые пропластки коллектора 3 и 5 интервала 1 характеризуются значениями проницаемости 500 мД и 750 мД соответственно, что в несколько раз меньше, чем в пропластке 1 (1500 мД), приобращенном в результате дострела (интервал 2). В свою очередь, нижележащие коллекторы 7 и 9, не вскрытые перфорацией, характеризуются еще меньшей проницаемостью, равной 100 мД. Полученное распределение проницаемости по интервалам коллекторов на качественном уровне коррелирует с РИГИС.

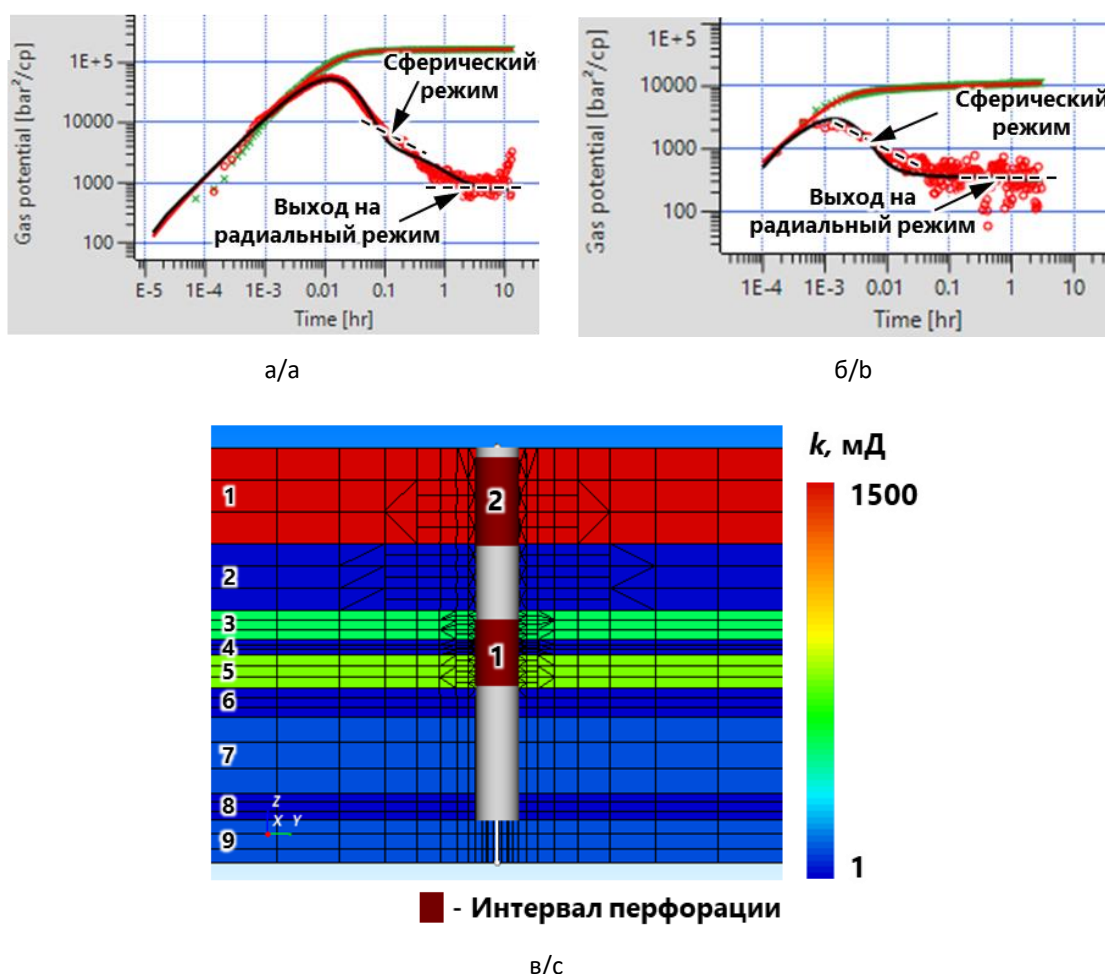


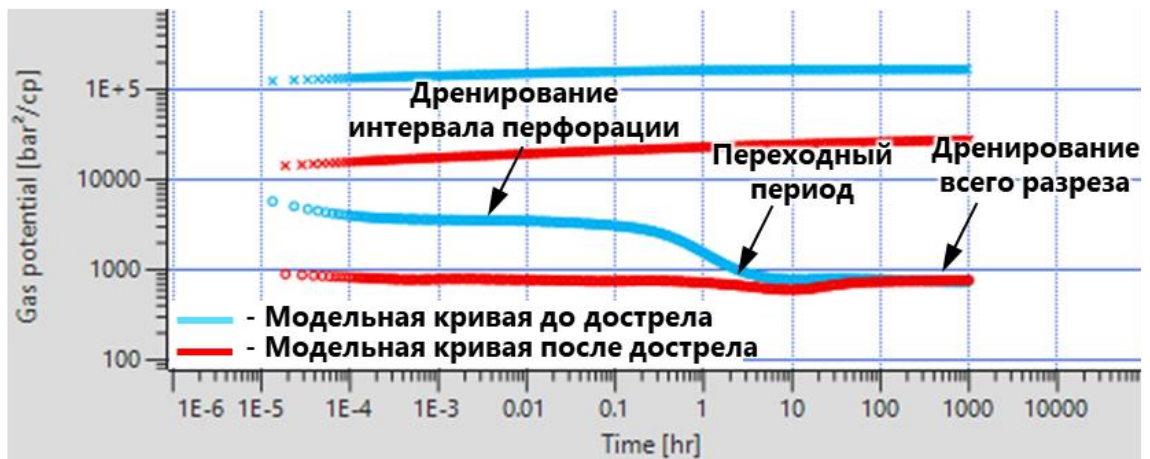
Рис. 2. Результаты настройки параметров численной модели:
 а – КВД до дострела;
 б – КВД после дострела;
 в – распределение проницаемости по интервалам коллекторов

Fig. 2. Results of adjusting the parameters of the numerical model:
 а – pressure build-up curve before additional perforation;
 б – pressure build-up curve after additional perforation;
 с – permeability distribution by reservoir intervals

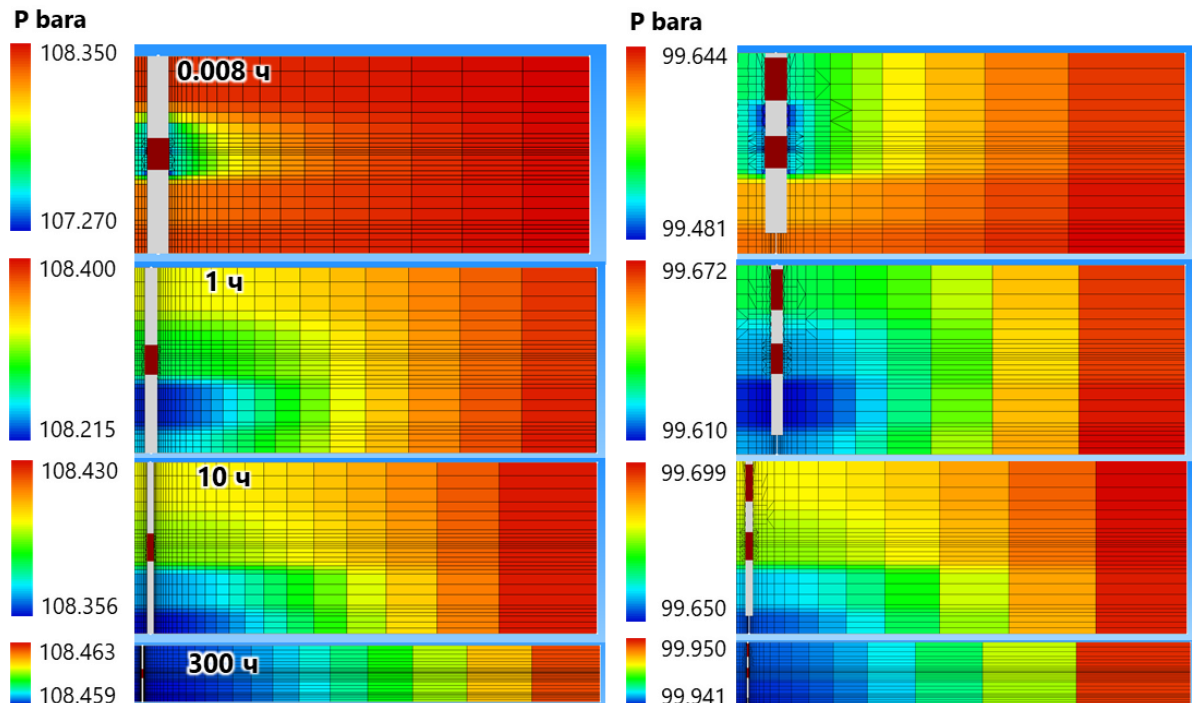
В контексте рассматриваемой задачи немаловажной является оценка проницаемости неколектора (пропластки 2, 4, 6, 8). По результатам настройки отмечается более высокая проницаемость для пропластков 2 и 4, равная 10 мД. Для нижележащих пропластков 6 и 8 значение проницаемости составило 1 мД.

Результаты численного моделирования также позволили уточнить поведение зашумленного конечного участка производ-

ной для обеих КВД, где по данным модели наблюдается продолжающееся снижение производной с небольшим отрицательным наклоном. Для уточнения причин подобного поведения были построены синтетические КВД для длительного замера. Для уточнения характера дренирования пласта в начальный период расчет КВД производился без учета влияния ствола скважины (ВСС). Результаты расчета представлены на рис. 3.



а/а



■ область минимального давления
 ■ область максимального давления

б/б

Рис. 3. Результаты расчета численной модели на характерных этапах дренирования пласта для двух вариантов вскрытия:
 а – сопоставление диагностических графиков синтетических КВД;
 б – распределение давления по разрезам на характерных временных периодах

Fig. 3. Results of the numerical model calculation at characteristic stages of formation drainage for the two perforation scenarios:
 а – comparison of diagnostic graphs of the synthetic pressure build-up curves;
 б – pressure distribution in cross-sections at characteristic time periods

По результатам сопоставления диагностических графиков синтетических КВД ожидаемо наблюдается различный характер поведения давления. В условиях отсутствия ВСС производная для варианта с исходной перфорацией формирует две «полки» с переходным периодом в интервале от 0,1 ч до 10 ч. Для варианта после дострела производная находится на одном уровне с формированием небольшого прогиба, также около отметки 10 ч. Подобное поведение уже ранее было описано в работе [4] для синтетических кривых в условиях наличия непроницаемой перемычки и в целом является характерным признаком двойной среды, в данном случае – двойной проницаемости. В конечном периоде замера (после 100 ч) производные для обоих вариантов выходят на единую «полку». Таким образом, при реальных временах замера КВД, составляющих до 13 ч, производные еще находятся на разных уровнях и не являются строго горизонтальными, что было не очевидно на первый взгляд при сопоставлении фактических данных на рис. 1 вследствие их зашумленности. Также отметим, что «полки» на начальном этапе замера не являются строго горизонтальными, что логично объясняется постоянным приращением гидропроводности дренируемой части разреза со временем.

Ключевая причина различий между КВД для исходной перфорации и после дострела заключается в высокой проницаемости верхнего циклита. По результатам интерпретации проводимость kh верхнего циклита составляет 73% от интегрального значения проводимости по всему разрезу $(kh)_{umm}$. С учетом нижнего циклита, для варианта с перфорацией после дострела в начальный момент

времени уже дренируется 93% от $(kh)_{umm}$, поэтому приобщения нижележащих интервалов проявляются как несущественный наклон производной.

Более явное объяснение поведения кривых возможно за счет построения разрезов с распределением давления по различным характерным временным периодам поведения КВД, что представлено на рис. 3б. В связи с особенностями программного обеспечения для более наглядного отображения особенностей распределения давления на каждом характерном этапе использовалась разная шкала давления. Как видно из рис. 3б, для исходного варианта перфорации в начальный период замера охвачена дренированием только средняя часть пласта, соответствующая 20% от $(kh)_{umm}$. Спустя 0,3 ч на производной отмечаются признаки формирования сферического течения, в период доминирования которого наблюдается постепенный охват дренированием всего разреза. При замере через 10 ч для обоих вариантов уже имеет место одинаковый характер дренирования пласта по разрезу с охватом всей его толщины. Однако для варианта после дострела в этот момент наблюдается прогиб производной, являющийся признаком вертикальных перетоков между пропластками, в то время как для исходного варианта перфорации этот эффект скрыт окончанием более доминирующего процесса подключения верхнего циклита. Наконец, с момента образования единой «полки», соответствующей формированию радиального течения по всему разрезу, отмечается отсутствие различий по характеру дренирования между двумя вариантами, и в этот период отсутствует градиент давления по вертикали.

Результаты интерпретации скважины XX10 с проницаемой перемычкой

Результаты анализа скважины XX5 послужили основой для пересмотра поведения КВД по скважине XX10 (рис. 4). Данная скважина вскрывает первый циклит и аналогично скважине XX5 демонстрирует снижение производной на среднем этапе замера (см. рис. 4а). Такое поведение изначально было воспринято как признак длительно доминирующего сферического течения. Однако более детальное рассмотрение характера диагностического графика показывает, что отклик на данное течение

доминирует непродолжительное время – примерно в течение половины логарифмического периода. В целом рассматриваемую КВД можно разделить на три характерных участка после окончания ВСС: пологого снижения, сферического течения и выхода на радиальный режим. Иными словами, наблюдается эффект проявления двух «полок», аналогичный описанному ранее на рис. 3. Логично предположить, что первая «полка» указывает на дренирование верхнего циклита, к которому спустя некоторое время через перемычку подключается второй циклит, вследствие чего формируется вторая «полка», соответствующая $(kh)_{\text{итт}}$.

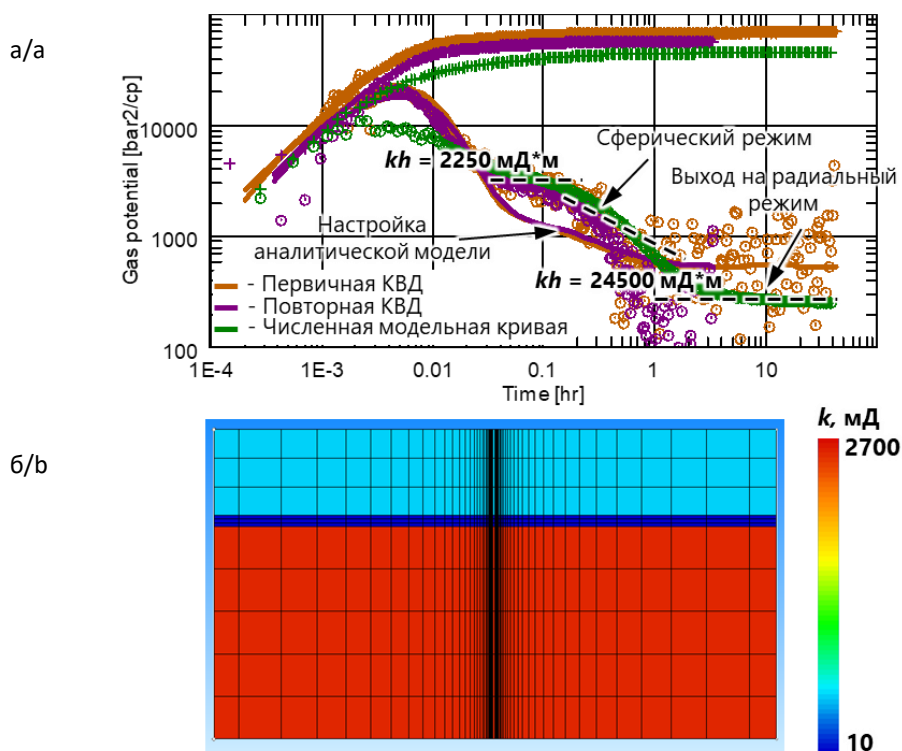


Рис. 4. Результаты интерпретации ГДИ скв. XX10:
 а – сопоставление модельного и фактического диагностических графиков КВД;
 б – распределение проницаемости по разрезу в численной модели

Fig. 4. Results of well testing interpretation for the XX10 well:
 а – comparison of the model and the actual diagnostic graphs of the pressure build-up curves;
 б – permeability distribution in the cross-section in the numerical model

На более сложный характер дренирования разреза также указывает тот факт, что достигнуть приемлемого совмещения между модельными и фактическими данными на среднем этапе замера КВД при использовании аналитической модели скважины с ограниченным вскрытием не представляется возможным.

Также отметим, что оценка интегральной гидропроводности по конечному участку КВД является приближенной из-за значительной степени его зашумленности, что является характерной проблемой при исследованиях сеноманских скважин с помощью пьезорезистивных датчиков [4]. При этом поведение скважины является устойчивым и дублируется при повторном замере.

По данным РИГИС разрез по скважине ХХ10 является более однородным по сравнению со скважиной ХХ5 и сформирован всего тремя пропластками, представленными верхним и нижним циклитами и перемычкой. В данном случае эффективная газонасыщенная толщина и проницаемость второго циклита имеют значения в несколько раз выше, чем у первого. Перемычка является относительно тонкой, с толщиной 0,8 м.

Аналогично предыдущему случаю поведение КВД было воспроизведено с помощью численной модели. По результатам итерационного расчета с подбором величин проницаемостей по слоям была получена модельная кривая (зеленая линия на рис. 4а), достаточно близко воспроизводящая поведение фактической производной, особенно по сравнению с аналитической моделью. Полученные по данным расчетов значения проницаемости первого и второго циклитов различаются примерно в 5 раз и составляют 480 мД и 2550 мД соответ-

ственно, проницаемость перемычки – 10 мД. Схема распределения проницаемости по разрезу представлена на рис. 4б.

На рис. 5 представлены аналогичные скважине ХХ5 распределения давления на моменты времени проявления трех отмеченных выше характерных этапов поведения производной: 0,02 ч, 0,8 ч и 30 ч. Как видно, на момент 0,02 ч процесс дренирования по разрезу также ограничивается только первым циклитом и частью перемычки. При этом, как и в предыдущем примере, происходит непрерывное увеличение охвата дренированием по разрезу, в первую очередь за счет включения перемычки, что также обуславливает формирование наклонного участка производной после ВСС. При замере через 0,8 ч в момент доминирования сферического течения отмечается включение в работу нижнего циклита. На момент формирования радиального режима, как и по скважине ХХ5, наблюдается выравнивание градиента давления по вертикали. При этом выравнивание носит неоконченный характер, в связи с чем производная на конец замера аналогично не является строго горизонтальной.

Таким образом, результаты переинтерпретации КВД по вертикальным скважинам ХХ5 и ХХ10 с использованием инструментов численного моделирования подтверждают проницаемый характер перемычки, вследствие которого возникает сложная динамика дренирования разреза. Слабопроницаемые (относительно коллектора) перемычки проявляют себя как флюидоупоры крайне непродолжительное время (менее 1 ч), формируя на производной КВД участки пониженной гидропроводности, которые сменяются признаками сферического течения по мере охвата дренированием разреза.

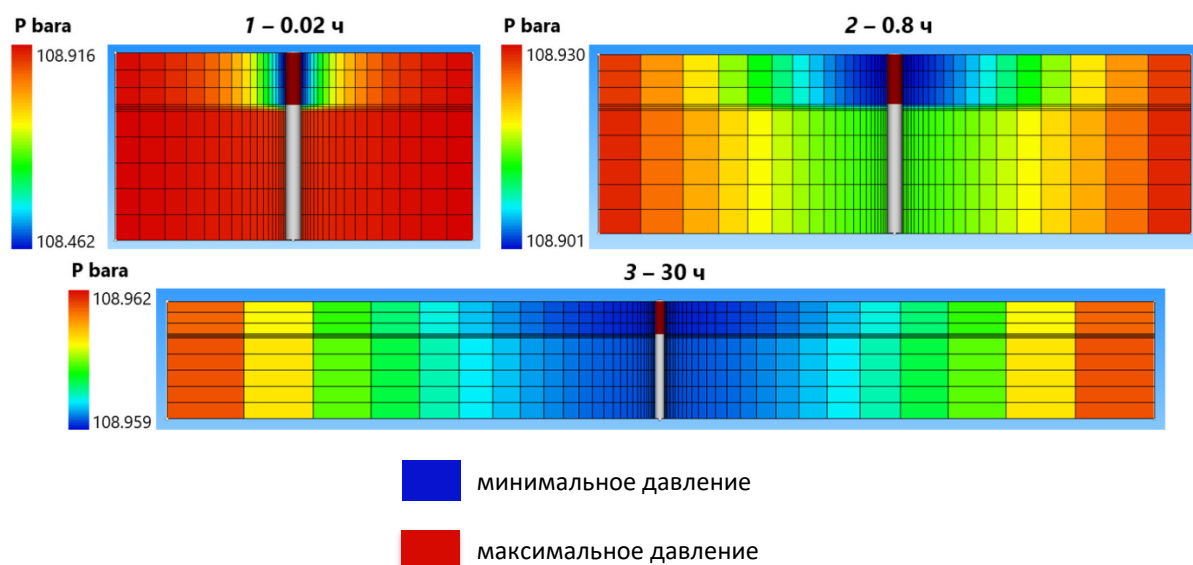


Рис. 5. Распределение давления по разрезу на моменты доминирования характерных режимов

Fig. 5. Pressure distribution in the cross-section at the moments of dominance of characteristic modes

Результаты ГДИ горизонтальной скважины

В конечном итоге понимание о проницаемости перемычки закрепилось после ГДИ, выполненных на скважинах нового куста после разбуривания.

Бурение новых скважин производилось поочередно, по ранее упомянутой схеме с проводкой стволов в первый цикллит над

перемычкой. Исследование первой горизонтальной скважины охарактеризовалось весьма любопытными результатами (рис. 6): на диагностическом графике КВД после ожидаемых участков работы ГС (1) и выхода на радиальный режим (2), примерно с замера через 10 ч, наблюдается снижение производной давления с последующим ее падением к 0 при замере примерно через 100 ч.

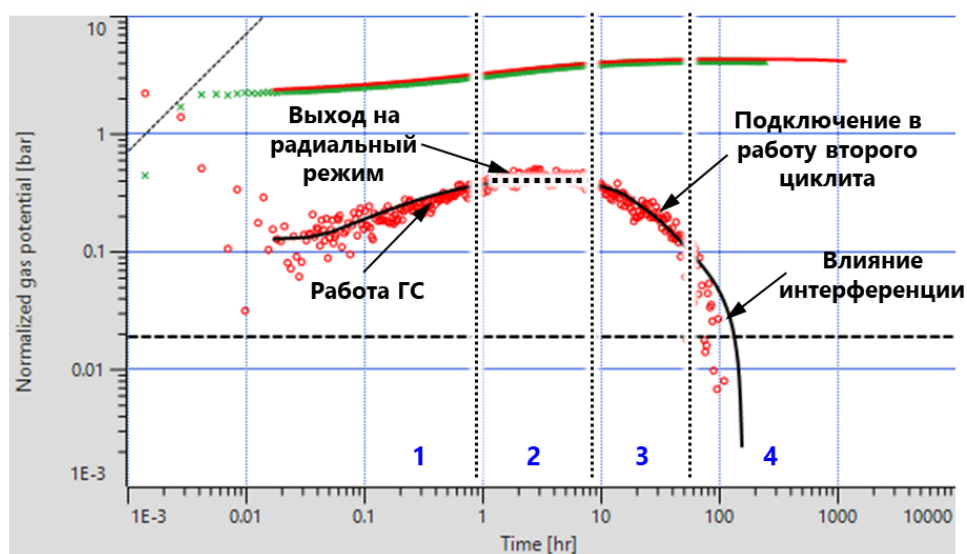


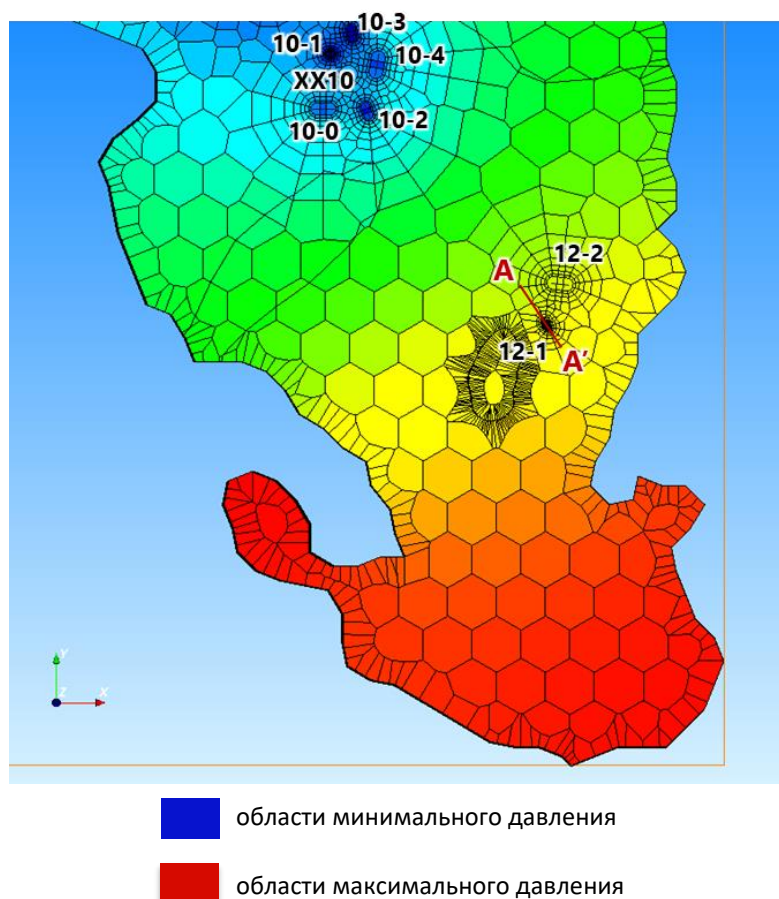
Рис. 6. Диагностический график КВД скв. ГС1 с настройкой численной модели

Fig. 6. Diagnostic graph of the pressure build-up curve of the GS1 well with the numerical model adjustment

Такое поведение производной при отсутствии влияния граничных эффектов (например, таких как граница постоянного давления или непроницаемый разлом [10]), как правило, может быть вызвано интерференцией со скважинами окружения. На первый взгляд это противоречит ситуации на момент замера, так как ближайшие эксплуатируемые скважины находились на соседнем кусте, удаленном на значительное расстояние в 6 км, в то время как полученная скорость реакции более характерна для внутрикустовой интерференции. Тем не менее, по результатам замера пластовое давление снижено на 5 бар относительно начального, что подтверждает нахождение

скважины в существенно расширенной области питания скважин соседнего куста.

С учетом того, что все рассматриваемые на данном участке скважины представлены горизонтальным окончанием и имеют длительную историю эксплуатации, единственно возможным способом установления причин быстрой реакции является проведение численного моделирования [8]. Использованная численная модель учитывала горизонтальный профиль и историю отработки скважин соседних кустов и представляла собой залежь, замкнутую непроницаемыми границами. Контур этих границ соответствовал фактическому контуру газоводяного контакта (рис. 7).



XX10, 10-0 ... 10-4, 12-1, 12-2 – скважины; А–А' – разрез

Рис. 7. Распределение давления по фрагменту численной модели залежи при замере КВД через 24 ч

Fig. 7. Pressure distribution over the fragment of the numerical model of the deposit when measuring the pressure build-up curve after 24 h

После добавления границ модельная производная показала более быстрое снижение. Ускорение было вызвано за счет того, что в кратковременной перспективе, соответствующей периоду замера КВД, подошвенная или законтурная вода проявляет себя как естественная граница [4]. Новый куст расположен в южной части пласта, ранее не охваченной разработкой. Для залежи, вытянутой с севера на юг, возник эффект «направленного продвижения» области снижения давления вдоль непроницаемых границ – контуров залежи – в сторону нового куста. Это в конечном итоге и вызвало высокую скорость интерференции на КВД.

Несмотря на ускоренную реакцию, учет фактических контуров не позволил получить приемлемой настройки модельной кривой на конечный участок производной. В таком случае логичным следующим этапом моделирования явился учет всей эффективной газонасыщенной толщины и

проницаемой перемычки, т. е. использование трехслойной модели. Исходя из ранее выполненных расчетов, было очевидно, что выход на «полку» при замере КВД примерно через 3 ч связан с дренированием верхнего циклита, что определяется известным значением его проницаемости. При этом по данным геологической модели отмечалось высокое значение проницаемости нижнего циклита, на порядок превышающее значение для верхнего. Эти данные легли в основу подбора значений проницаемости при настройке модели. В конечном итоге произвести настройку модели на факт удалось при использовании модели пласта со следующими значениями проницаемости: 350 мД (верхний циклит), 2,5 мД (перемычка) и 5500 мД (нижний циклит).

На рис. 8 представлено дренирование пласта по разрезу А–А' вдоль скважины 12-1, отмеченном на рис. 7, на различные характерные этапы КВД.

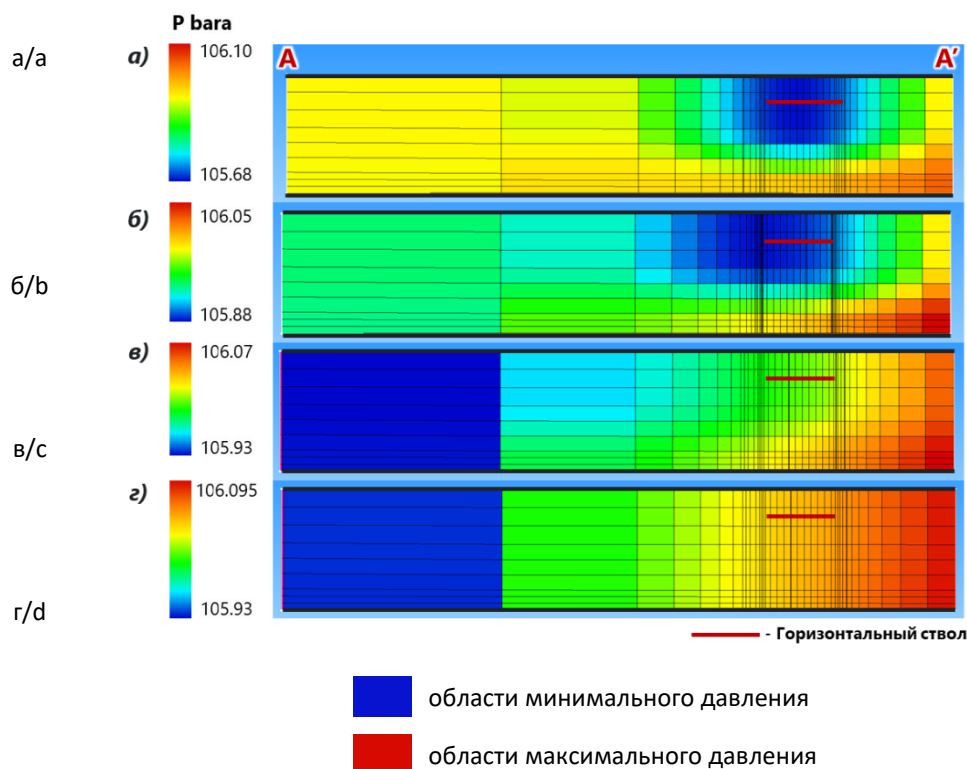


Рис. 8. Результаты дренирования пласта по разрезу А–А': а – 3 ч; б – 10 ч; в – 24 ч; г – 100 ч

Fig. 8. Results of formation drainage along the A-A' section: a – 3 h; b – 10 h; c – 24 h; d – 100 h

В момент выхода скважины на радиальный режим (через 3 ч) дренированием преимущественно охвачены верхний циклит и перемычка, что объясняет необходимость корректировки проницаемости в процессе настройки. Как и в примерах выше, момент начала снижения производной (через 10 ч) является следствием увеличения охвата дренированием по разрезу, что также ранее было отмечено в [4]. На момент увеличения темпа падения производной (через 24 ч) область минимального давления отмечается уже не в окрестности ГС, а для ячеек, расположенных ближе к эксплуатируемым кустам. И наконец, в момент достижения минимума производной в распределении давления по разрезу не отмечается признаков дренирования пласта горизонтальной скважиной. В этот период отмечается только латеральная изменчивость давления, соответствующая распределению на рис. 7.

Таким образом, полученные результаты показывают, что на первый взгляд «нелогичные» и «сверхбыстрые» отклики КВД могут соответствовать данным актуальной ГГДМ, если в процессе интерпретации учитываются контур залежи и особенности охвата дренированием по разрезу.

Результаты внутрикустового гидропрослушивания

После проведения первичных ГДИ по результатам бурения планировалась длительная остановка скважины на период обустройства куста. С учетом полученных результатов возник интерес оценить характер взаимодействия скважин при внутрикустовой интерференции, в связи с чем было решено произвести гидропрослушивание. Для этого на скважине продолжился замер динамики забойного давления до момента освоения и исследования соседней скважины. Результаты замера представлены на рис. 9.

При замере, начиная со 140 ч, скважина стала демонстрировать снижение забойного давления, что, как объяснено выше, вызвано влиянием соседних кустов (см. рис. 9а).

Спустя 1 месяц с момента освоения соседней возмущающей скважины, при замере наблюдается отчетливая реакция скважины 12-1, которая заключается в увеличении темпа падения давления после запуска с последующим его возвращением к исходному тренду снижения после остановки. Время реакции составило 12,6 ч, что, как отмечалось выше, является характерным временем для внутрикустового взаимодействия сеноманских скважин (см. рис. 9б). При этом отмечается характерная для высокосжимаемого флюида реакция только на интегральные изменения режимов (запуск–остановка), в то время как по факту отработка возмущающей скважины происходила с более сложной историей, включающей освоение, промежуточное исследование методом КВД, отработку скважины на установившихся режимах монотонно-ступенчатым методом (запись индикаторной диаграммы) и получение финальной КВД, на которую и отреагировала скважина при конечном замере.

Стандартная на сегодняшний день методика обработки и интерпретации данных гидропрослушивания заключается в построении билогарифмического графика линейного источника [11]. Однако в данном случае использование такой методики не представляется возможным ввиду ряда причин, а именно сложной истории отработки возмущающей скважины, наличия фонового снижения давления, а также горизонтального профиля наблюдательной и возмущающей скважин, в результате влияния которых билогарифмический график гидропрослушивания является зашумленным и не отображает характерного режима, используемого для интерпретации данных.

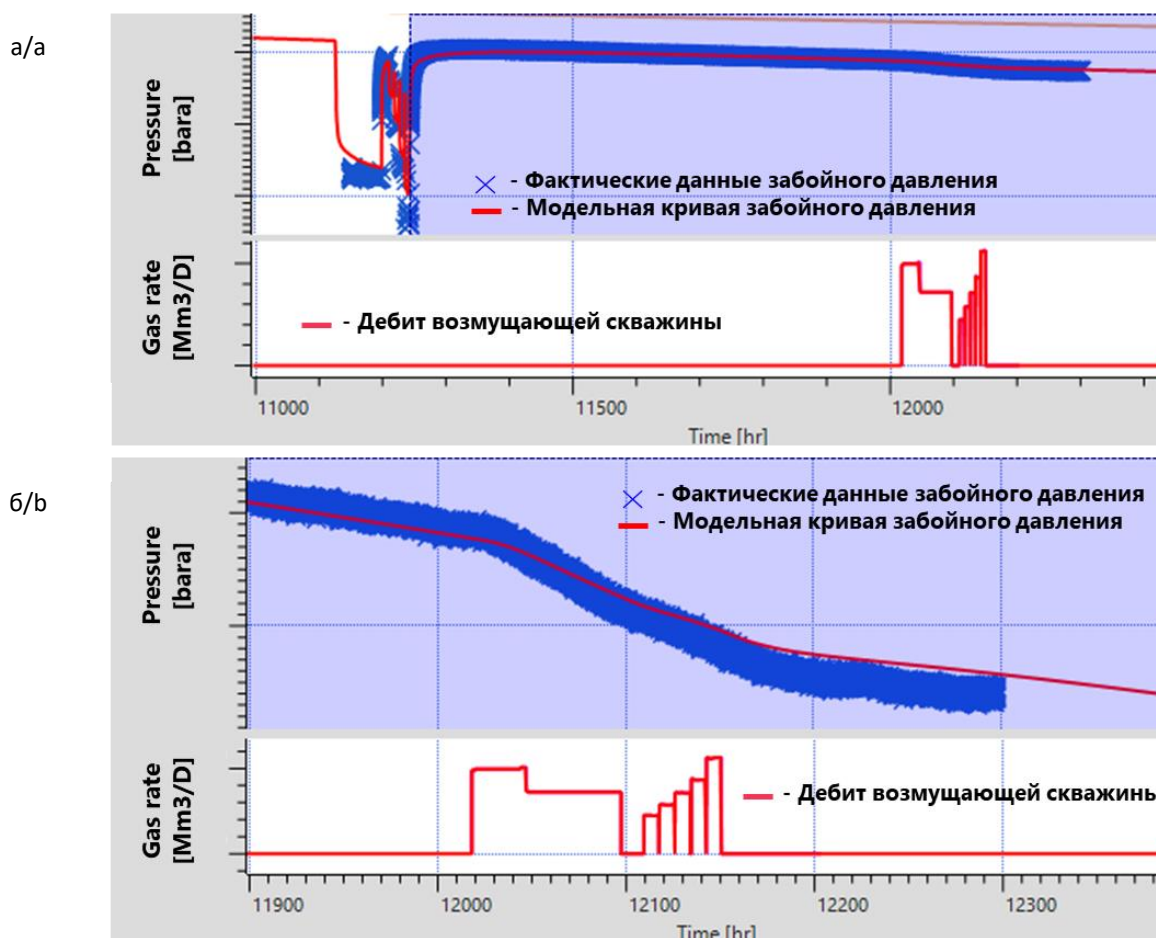


Рис. 9. Динамика забойного давления наблюдательной скважины при гидропрослушивании: а – настройка на всю историю; б – увеличенный масштаб гидропрослушивания

Fig. 9. Bottomhole pressure dynamics of the observation well during interference testing: а – total history matching; б – enlarged scale of interference testing

При этом настройка модели на «обычный» диагностический график КВД скважины 12-1 также не представляется возможной ввиду уже имеющегося падения производной к 0, вызванного влиянием соседних кустов.

В такой ситуации единственно возможной методикой интерпретации данных гидропрослушивания является настройка модели на фактическую динамику забойного давления на графике истории. Наличие непрерывно снижающегося забойного давления также требовало задействования ранее полученной слоистой модели, учитывающей контур залежи и работу скважин соседних кустов. Однако

использование постоянных значений толщин и проницаемости не позволяло настроиться на момент реакции на возмущение соседней скважины. Достичь этого удалось при использовании данных распределения толщин и проницаемости по первому и второму циклитам, полученных по построению 2D-карт соответствующих свойств гидродинамической модели. Проницаемость перемычки при этом являлась постоянной и была принята согласно настройке КВД. В результате удалось достичь приемлемого совмещения фактической и модельной кривых, представленного на рис. 9б.

Таким образом, по результатам выполненного комплекса КВД и гидропрослушивания на скважине 12-1:

- 1) подтвержден проницаемый характер перемычки;
- 2) получено практическое обоснование характерного отклика для подключения второго циклита в ГС;
- 3) выявлено влияние удаленного соседнего куста, которое подтверждает контур залежи и дренирование всего разреза;
- 4) подтверждена актуальность параметров ГГДМ.

Полученные результаты интерпретации ГДИ по скважинам с выявленными проводящими перемычками использовались для корректировки гидродинамической модели (ГДМ). В районах скважин, где зафиксирована проводящая перемычка по ГДИ, внесены регионы выклинивания в ГДМ для проводимости флюида через неколлектор. Данные модификации позволили адаптировать динамику падения пластового давления и подъема газовой контакта по скважинам. Внесенные корректировки позволили уточнить прогнозные технологические показатели по залежи и заложить ГТМ для поддержания плановых уровней добычи.

В дальнейшем планируется выполнение комплекса работ по изучению проводимости глинистых перемычек, направленных на определение ФЕС и повышение качества прогноза уровней добычи: проведение исследований на керне, корректировка петрофизической фильтрационной модели, реализация в геологической модели и ГДМ концепции «сплошного

коллектора», в котором глины будут представлены как коллектор с очень низкими ФЕС.

Выводы

1. Проведение интерпретации гидродинамических исследований с использованием средств численного моделирования и построением распределения давления по характерным временным этапам позволяет получить более полное понимание особенностей дренирования продуктивных пластов по разрезу.

2. Выполненные исследования подтверждают ранее опубликованные диагностические признаки дренирования разреза при наличии слабопроницаемой перемычки.

3. Согласно результатам выполненных исследований, установлен диапазон проницаемости глинистой перемычки маломощной сеноманской газовой залежи, составляющий 1–10 мД.

4. Охват дренированием всего продуктивного интервала происходит за достаточно короткий промежуток времени, находящийся в пределах 1 ч для ВС и 10 ч для ГС. Ожидается, что указанный диапазон может ранжироваться в зависимости от расчлененности и распределения проницаемости по разрезу, но в целом должен находиться в указанном порядке значений.

5. Полученные результаты дают необходимую информацию для оценки темпов выработки запасов, динамики внедрения воды, а также для формирования технологических режимов работы скважин.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Особенности разработки тонких водоплавающих залежей газа с неоднородными коллекторами // Нефтепромысловое дело. 2013. № 5. С. 5–10.
2. *Орлов А.Ю., Шехонин Р.С., Кунаккужин И.А.* и др. Накопленный опыт планирования и геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин в сеноманских отложениях Харампурского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11(611). С. 5–14. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-5-14](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14)
3. *Ильин А.В., Дубив И.Б.* Опыт разработки газовой залежей системой горизонтальных скважин // Вести газовой науки. 2023. № 2(54). С. 214–220.
4. *Аккерман А.Ш.* Проблематика гидродинамических исследований сеноманских скважин в условиях наличия проницаемой перемычки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8(101). С. 70–74. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-8-70-74>
5. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С.* и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
6. *Запорожец В.В., Зайцев А.В.* Оценка перспектив разработки коньякских и туронских газовых залежей Западной Сибири на примере ипатовской свиты // Территория Нефтегаз. 2021. № 1–2. С. 64–71.
7. *Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Снохин А.А.* Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3(88). С. 48–52. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-3-48-52>
8. *Толкачева Е.О., Александров А.А., Самсонов И.В.* и др. Особенности проведения гидропрослушивания на туронской газовой залежи // Газовая промышленность. 2021. № 4(815). С. 40–47.
9. *Indrupskiy I.M., Arkhipov Yu.A., Anikeyev D.P.* et al. Influence of permeability distribution on gas recovery from massive reservoir with bottom water // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187860-MS. <https://doi.org/10.2118/187860-MS>
10. *Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В.* и др. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
11. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>

Информация об авторах

Тимур Алексеевич Абрамов – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; SPIN-код: 5671-4440, <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: taabramov@tnnc.rosneft.ru

Анель Шалхаровна Аккерман – ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

Александр Александрович Александров – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0005-1491-1571>; e-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

Рустам Ринатович Абзильдин – начальник отдела, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-7721-537X>; e-mail: AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru

Леонид Александрович Лузан – менеджер, ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия; <https://orcid.org/0009-0003-9130-253X>; e-mail: LuzanLA@kharampurneftegaz.ru

Поступила в редакцию 08.11.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>

Well test analysis of a low-thickness Cenomanian gas reservoir with permeable shale layer

T.A. Abramov¹, A.Sh. Akkerman¹✉, A.A. Aleksandrov², R.R. Abzgildin², L.A. Luzan²

1 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

2 – Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia

Abstract. *Background.* Effective oil and gas field development requires understanding of the drainage of the reservoir both by area and by vertical direction. This task is especially relevant for low-thickness objects underlain by bottom water, such as the gas-saturated reservoir of the Pokur suite (PK-1 formation) considered in this work. *Objective.* To identify the permeability of the siltstone thin layer separating the PK1-1 and PK1-2 cyclites. *Materials and methods.* The article uses well testing methods: analysis and interpretation of the actual data of the pressure build-up curve registration and interference testing and their comparison with the results of numerical and analytical modeling performed in the Saphir module of the Kappa Workstation software. *Results.* Pressure build-up behavior was identified, allowing to establish the drainage through a low-permeability layer of an untapped productive layer. We found that the drainage covers the entire productive interval in a fairly short period of time: within 1 hour for a vertical well and 10 hours for a horizontal one. These estimations are proved by the data of interference testing. *Conclusions.* The permeable nature of the siltstone thin layer was established, through which the whole productive interval is drained during well production. The obtained results are necessary for reserve recovery and water influx dynamics estimation and calculation of well operation parameters.

Keywords: well testing, Cenomanian reservoir, low-permeability layer, pressure build-up curve, interference testing, horizontal well, limited entry well

Funding: the work received no funding.

For citation: Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Aleksandrov A.A., Abzgildin R.R., Luzan L.A. Well test analysis of a low-thickness Cenomanian gas reservoir with permeable shale layer. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 381–400. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art5>

✉ Anel Sh. Akkerman, e-mail: ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

© Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Aleksandrov A.A., Abzgildin R.R., Luzan L.A., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Zakirov S.N., Indrupsky I.M., Zakirov E.S. et al. Some specific features of development of thin water-floating gas deposits with heterogeneous collectors. *Oilfield Engineering*. 2013. No. 5. P. 5–10. (In Russ.).
2. Orlov A.Yu., Shekhonin R.S., Kunakkuzhin I.A. et al. The accumulated experience of planning and geological support of horizontal wells drilling in the Cenomanian sediments of the Kharampur field. *Oilfield Engineering*. 2019. No. 11(611). P. 5–14. (In Russ.). [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11\(611\)-5-14](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-11(611)-5-14)
3. Ilin A.V., Dubiv I.B. Practice of developing a Cenomanian gas deposit by a system of horizontal wells. *Vesti gazovoy nauki*. 2023. No. 2(54). P. 214–220. (In Russ.).
4. Akkerman A.Sh. Well test problems of Cenomanian reservoir with the presence of a permeable barrier. *Exposition Oil Gas*. 2023. No. 8(101). P. 70–74. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-8-70-74>
5. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al. *New Principles and Technologies of Oil and Gas Field Development*. Part 2. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2009. 484 p. (In Russ.).
6. Zaporozhets V.V., Zaitsev A.V. Assessment of the prospects for the development of the Coniacian and Turonian gas deposits in Western Siberia on the example of the Ipatovskaya suite. *Territorija Neftegaz*. 2021. No. 1–2. P. 64–71. (In Russ.).
7. Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir Turonian. *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 3(88). P. 48–52. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-3-48-52>
8. Tolkacheva E.O., Aleksandrov A.A., Samsonov I.V. et al. Specific features of well-interference testing at Turonian gas deposit. *Gazovaya promyshlennost*. 2021. No. 4(815). P. 40–47. (In Russ.).
9. Indrupskiy I.M., Arkhipov Yu.A., Anikeyev D.P. et al. Influence of permeability distribution on gas recovery from massive reservoir with bottom water. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187860-MS. <https://doi.org/10.2118/187860-MS>
10. Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V. et al. The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 127–138. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
11. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>

Information about the authors

Timur A. Abramov – Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-5766-9565>; e-mail: taabramov@tnnc.rosneft.ru

Anel Sh. Akkerman – Leading Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-2534-8510>; e-mail: ASh_Akkerman@tnnc.rosneft.ru

Aleksandr A. Aleksandrov – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0005-1491-1571>; e-mail: AleksandrovAA@kharampurneftegaz.ru

Rustam R. Abzgildin – Head of Department, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-7721-537X>; e-mail: AbzgildinRR@kharampurneftegaz.ru

Leonid A. Luzan – Manager, Kharampurneftegaz LLC, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-9130-253X>; e-mail: LuzanLA@kharampurneftegaz.ru

Received 08.11.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 551.242.51

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art6>

Геофлюидодинамические особенности нефтегазонакопления юго-западной части Прикаспийской впадины

Л.А. Абукова ✉, М.Е. Селиверстова

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Рассмотрены особенности геофлюидодинамического режима подсолевых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины. *Цель работы.* Детализация представлений о геофлюидодинамических условиях нефтегазонакопления в пределах юго-западной части Прикаспийской впадины. *Объект исследования.* Расположенные в подсоловом этаже юго-западной части Прикаспийской впадины месторождения углеводородов и площади. *Материалы и методы.* Сравнительный анализ данных пластовых температур и давлений, результатов опробования скважин, химических анализов вод и водорастворенных газов. *Результаты.* Обосновано развитие трех различных видов водонапорных режимов: инфильтрационного, элизионного, стагнационного, определяющих формирование углеводородных систем различного типа (проточных и автоклавных). *Выводы.* Учет геофлюидодинамических условий нефтегазонакопления может существенно уточнить положение перспективных зон при поиске промышленно значимых скоплений нефти и газа.

Ключевые слова: гидродинамическая стагнация, углеводородная система автоклавного типа, юго-запад Прикаспийской впадины, нефтегазоносность

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800253-3).

Для цитирования: Абукова Л.А., Селиверстова М.Е. Геофлюидодинамические особенности нефтегазонакопления юго-западной части Прикаспийской впадины // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 401–414. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art6>

✉ Абукова Лейла Азретовна, e-mail: abukova@ipng.ru

© Абукова Л.А., Селиверстова М.Е., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Хорошо известно, что Прикаспийская нефтегазоносная провинция уникальна по занимаемой площади, глубине осадочного выполнения, масштабам соляного галокинеза и углеводородным ресурсам. Кроме того, в последние годы выполнены исследования, показавшие, что геофлюидодинамические условия нефтегазообразования и нефтегазо-накопления в ее пределах также отличаются редкими проявлениями, одним из которых является сопряжение углеводородных систем (УВС) различного типа: проточных и автоклавных (очаговых и блочных) [1]. Такое разнообразие генетических типов УВС, в свою очередь, обусловлено рядом факторов, один из них – различия в геофлюидодинамических режимах нефтегазоносных территорий.

Представления о геофлюидодинамических режимах нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции базируются на знаниях о водонапорных системах и эволюционируют от геологических признаков и следствий движения вод, нефтей и газов [2] до развития геофлюидодинамической концепции поисков нефтегазовых месторождений.

Геофлюидодинамическая поисковая концепция базируется на единстве закономерностей движения подземных вод, жидких и газообразных углеводородов (УВ) генетически родственных, геохимически взаимообусловленных и легкоподвижных флюидов [3]. В этом плане Прикаспийская нефтегазоносная провинция представляет собой своеобразный исследовательский полигон изучения влияния геофлюидодинамических режимов на типы формирующихся в поле их влияния углеводородных систем.

Цель настоящей работы – детализация представлений о геофлюидодинамических условиях нефтегазоаккумуляции в пределах юго-западной части Прикаспийской впадины.

Материалы, методы, объекты исследований

Материалами исследования послужили опубликованные и фондовые данные пластовых температур и давлений, а также полученные в процессе гидрогеологического опробования поисковых и разведочных скважин и аналитических работ результаты химических анализов вод и водорастворенных газов.

Методы исследования: геологическое картирование, оценка гидродинамических потенциалов, расчет геохимических равновесий между подземными водами и породообразующими минералами.

Объекты исследования – расположенные в подсоловом этаже юго-западной части Прикаспийской впадины (Астраханский свод, Каракульско-Смушковская зона дислокаций, Карасальская моноклираль, Сарпинский прогиб) месторождения углеводородов (Астраханское, Фермановское и другие) и (площади Южно-Плодовитенская, Царынская, Совхозная, Халганская, Краснохудукская, Ашунская и другие).

Теоретическое обоснование проведенного анализа

Теория инфильтрационного и элизионного режимов нефтегазоносных территорий разработана детально [4], в частности показана направленность движения вод от более высоких гипсометрических отметок к низшим при инфильтрационном потоке и от более погруженных частей отрицательных тектонических структур к повышенным их бортовым частям – при элизионном. Также показано, что тектонические, геодинамические и литологические условия накладывают свое влияние на характер миграционных процессов флюидов Земли [5].

В последние годы стало очевидным, что при наличии в разрезе осадочного чехла доминантного флюидоупора (ДФ), разделяющего разрез на открытые (выше ДФ) и закрытые (ниже ДФ) гидродинамические системы, в пределах последних формируется так называемый стагнационный водонапорный режим (от греч. *stagnum* – «стоячая вода»). Снижение под соленосными/долеритовыми покрывками скоростей движения флюидов было отмечено неоднократно. На этом основании гидродинамические условия с предельно низкими скоростями назывались

квазистойными [2, 6]. В более поздних работах по региональной гидрогеологии верхних частей осадочного чехла введено понятие «стагнационных точек» как ближайшей окрестности минимума градиента гидродинамического потенциала [7, 8].

Стагнационный водонапорный режим проявляется на разных пространственных масштабах. Критерием стагнации водонапорного режима можно считать постоянство значений коэффициента аномальности (негидростатичности) пластовых давлений с глубиной (рис. 1).

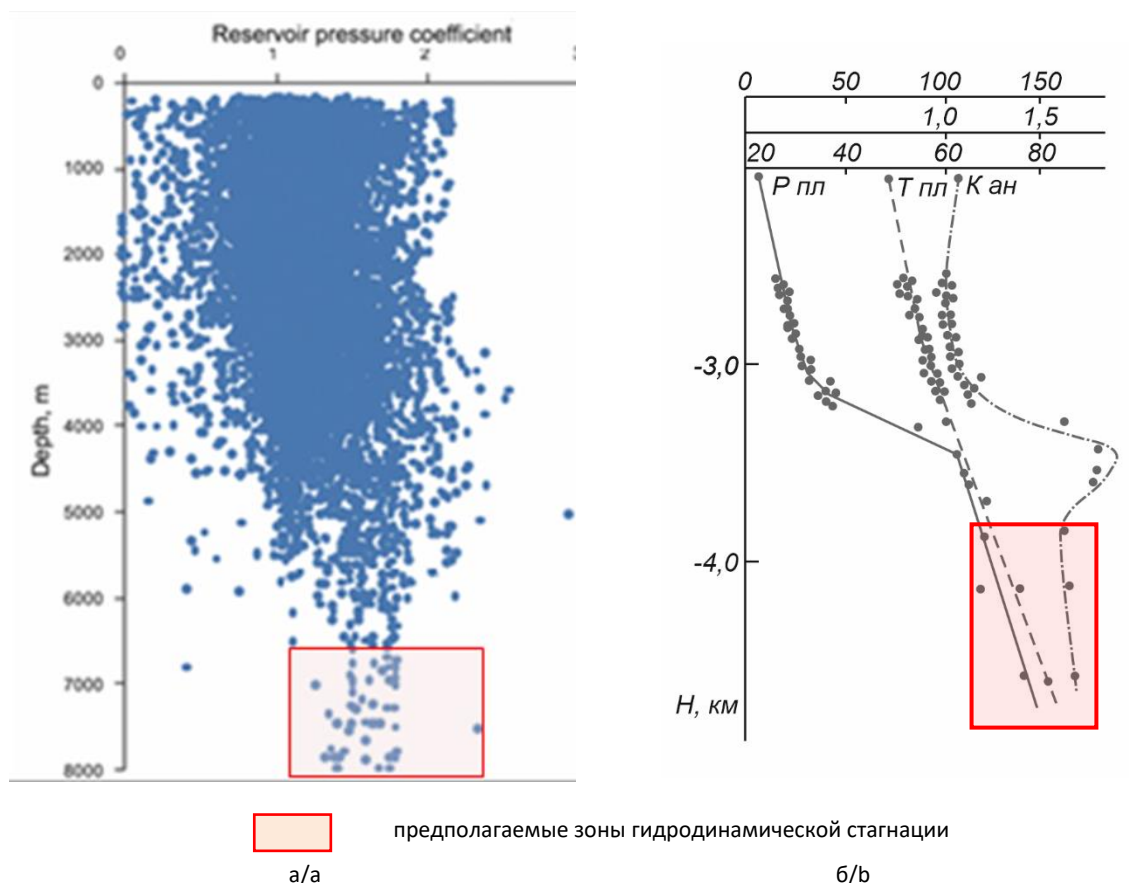


Рис. 1. Примеры регионального (а) и зонального (б) проявления стагнационного режима: а – статистика показателей давления в нефтегазоносных пластах по данным, построенным по 16552 нефтегазовым резервуарам мира; б – график изменения коэффициента аномальности (негидростатичности) на Уренгойском вале

Fig. 1. Examples of regional (a) and zonal (b) manifestations of the stagnation regime: а – statistics of pressure indicators in oil- and gas-bearing formations according to the data plotted for 16,552 oil and gas reservoirs worldwide; б – graph of changes in the coefficient of anomaly (nonhydrostaticity) on the Urengoy swell

Источник: [9, 10]/Source: [9, 10]

Стагнационный водонапорный режим определяют по следующим признакам: (1) равенство поровых и пластовых давлений на границах проявления стагнационного режима (они же границы автоклавных углеводородных систем); (2) снижение градиентов пластовых давлений и плотности флюидов с глубиной; (3) отсутствие региональной и вертикальной гидродинамической зональности; (4) резкий сброс пластовых давлений за границами проявления стагнационного гидродинамического режима (гидродинамический барьер); (5) зависимость направленности локальных внутрирезервуарных перетоков УВ и воды от неоднородности литостатической нагрузки как суммирующего фактора внешней силовой (и весовой) нагрузки [3].

Принципиально важно отметить, что классический (проточный) геофлюидодинамический режим контролирует развитие классических углеводородных систем, в пределах которых механизм аккумуляции нефти и газа связан с дальней латеральной и вертикальной миграцией флюидов, как следствие очаги нефтегазообразования и зоны нефтегазонакопления разобщены. При стагнационном геофлюидодинамическом режиме формируются гидродинамически закрытые УВС автоклавного типа [3]. Особенность последних состоит в том, что в них отсутствует вторичная миграция, нефтегазонакопление происходит в том же резервуаре, что и генерация УВ.

Ранее на подобный механизм (in-situ) формирования нефтегазогенерирующих систем указывалось К.П. Калицким,

а также А.А. Трофимуком, которым их назвал «котлами-реакторами» [11]. С.П. Максимовым системы подобного типа классифицировались как «автономные», с ними связывалось формирование гигантских скоплений УВ на больших глубинах [12].

Отличительными чертами автоклавных УВС являются: (1) единство функций геологической среды как нефтегазопродуцирующей и нефтегазо локализуемой толщи; (2) крайне незначительные масштабы проявлений процессов вторичной миграции УВ из-за отсутствия регионально выдержанных дренажных слоев; (3) дискретность актов импульсной разгрузки жидких и газообразных УВ в периоды тектонических регрессионных движений; (4) синхронная компенсация дренированных углеводородов из внешней нефтегазоматеринской среды до условия выравнивания порового давления извне и пластового изнутри на границе автоклавной УВС; (5) прерывистость (многоактность) хода катагенетических превращений органического вещества (ОВ) и снижение со временем и глубиной темпа катагенетических превращений ОВ продуктов внутрирезервуарной катагенной флюидогенерации из-за отсутствия возможностей их оттока в условиях гидродинамической стагнации; (6) приуроченность скоплений УВ к локализованным минимумам гидродинамического потенциала, которые формируются независимо от структурного фактора; (7) резервуары с облегченным весом вышележащей толщи обретают при прочих благоприятных факторах способность аккумулировать и сохранять в себе залежи УВ [1, 3].

Региональные отличия водонапорных режимов в пределах юго-запада Прикаспийской впадины с их связь с углеводородными системами

Несмотря на скудность данных, в пределах территории исследования выделяются области распространения разных водонапорных режимов, установленные по отдельным гидродинамическим и гидрогеохимическим признакам. По мнению А.С. Зингера, инфильтрационные воды имеют крайне ограниченное распространение [13]. Судя по гидрохимическим данным, они могут присутствовать на северном склоне вала Карпинского, а также в пределах Каракульско-Смушковской зоны дислокаций, где водорастворенные газы содержат углекислый газ (а в отдельных случаях и

азот) в высоких концентрациях. Здесь важно подчеркнуть, что маломинерализованные воды могут иметь не только современное инфильтрационное происхождение, но и представлять собой сохранившиеся образцы древнеинфильтрационных вод.

Элизионный водообмен развит в под-солевом этаже Карасальской моноклинали и Сарпинского прогиба. Химический состав этих вод представлен, в основном, крепкими рассолами, минерализация которых снижается с глубиной, что говорит о формировании гидрохимической инверсии [14, 15]. Последняя снижает свою интенсивность по направлению от Карасальской моноклинали (рис. 2а) к Сарпинскому прогибу (рис. 2б) и далее к юго-западному склону Астраханского свода (рис. 2в).

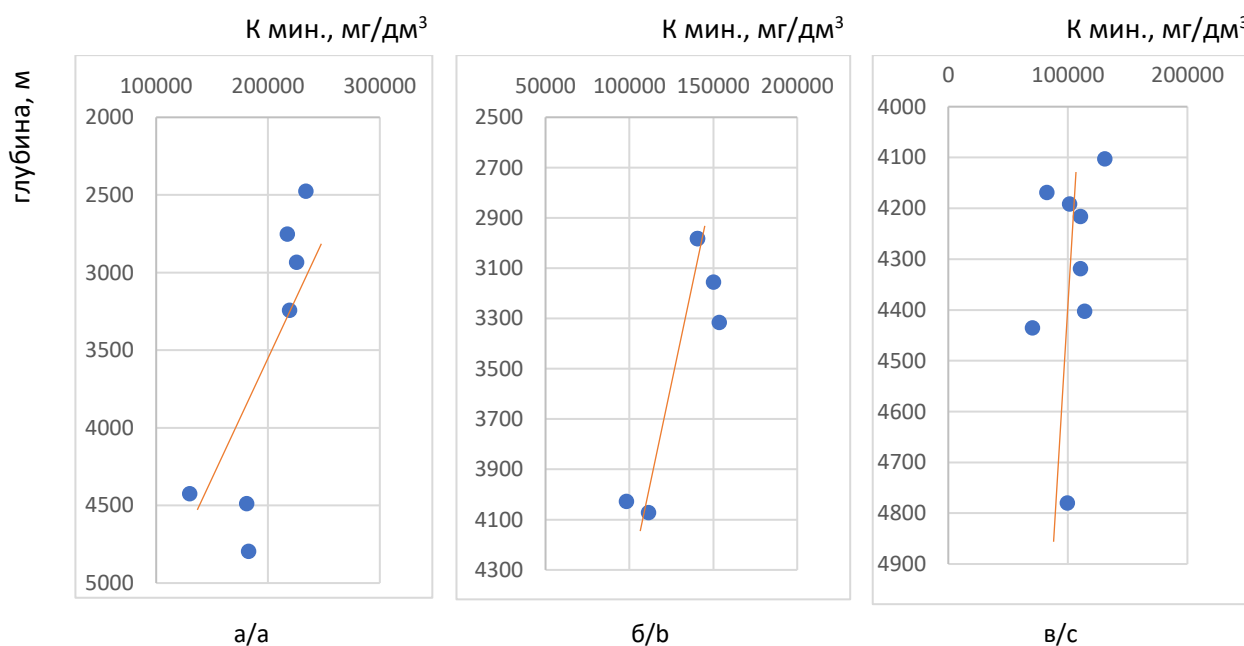


Рис. 2. Проявление инверсии в пределах юго-запада Прикаспийской впадины:
 а – Карасальская моноклинали;
 б – Сарпинский прогиб;
 в – Астраханский свод

Fig. 2. Manifestation of inversion within the southwest of the Caspian depression:
 а – Karasal monocline;
 б – Sarpinsky trough;
 в – Astrakhan arch

В зоне влияния элизионного водообмена значим процесс геохимического взаимодействия пород и вод. Причем в него вступают как минерализованные (нередко рассольные) растворы, так и маломинерализованные поровые рыхло связанные воды и органические воды (как продукт катагенной флюидогенерации при преобразовании органического вещества пород под действием термобарического фактора). Нами выполнена первая оценка геохимической активности пластовых (седиментационных) вод юго-запада Прикаспийской впадины отдельно для пластовых и конденсационных вод (на примере Астраханского свода).

В табл. 1 сведены данные о степени насыщения пластовых вод карбонатом кальция. Как видно из приведенных

данных, при наличии общей тенденции перенасыщенности вод карбонатом кальция существуют различия между геохимической активностью вод пермских и каменноугольных отложений. Наименьшее значение степени насыщения вод CaCO_3 характерно для вод пермских отложений Каракульской площади (Карасальская моноклираль). Сравнение степени насыщения вод более погруженных каменноугольных отложений CaCO_3 выявляет зависимость количественных значений этого параметра со степенью гидродинамической закрытости территории, которая, в свою очередь, возрастает от Карасальской ступени к Сарпинскому прогибу и далее к юго-западной части Астраханского свода и ее окрестностей.

Табл. 1. Характеристика подземных вод подсолевых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины

Table 1. Characteristics of the groundwater of the subsalt sediments of the southwestern part of the Caspian depression

Площадь, № скв.	Возраст	Интервал перфорации, м	Минерализация, мг/дм ³	rNa / rCl	$(r \text{Cl}^{1-} + r \text{SO}_4^{2-}) / (r \text{HCO}_3^{1-} + r \text{CO}_3^{2-})$ (ИЛС)	Степень насыщения воды карбонатом кальция (CaCO_3)*
Карасальская моноклираль (с преимущественно элизионным водонапорным режимом)						
Кануковская, 101	P ₁	2747–2758	216700,1	0,84	3125,03	0,05
Карасальская, 1	P ₁	2419–2535	233764,9	0,86	807,38	0,85
Южно-Плодовитинская, 3	C ₂	4803–4792	181769,6	0,79	285,24	1,28
Сарпинский прогиб (с элизионным водонапорным режимом)						
Чкаловская, 1	P ₁	4600	260281,3	0,91	1123,48	0,51
Царынская	P ₁	3564–3580	232688,5	0,7	1130,8	0,96
Краснохудукская, 1	C ₁	3590–3630	57704,8	0,65	32,77	1,49
Юго-запад Астраханского свода и прилегающая часть Каракульско-Смушковой зона (со стагнационным водонапорным режимом)						
Южно-Астраханская, 10	C ₂	4448–4423	69974,0	0,95	31,98	0,96
Астраханская, 1	C ₂	4180–4158	82240,1	0,94	42,67	1,06
Долгожданная, 2	C ₂	4196–4237	110191,6	0,89	237,49	1,11
Ашунская, 1	C ₂	3013–3620	153111,0	0,88	78,62	1,44

*Если степень насыщения вод солями < 0 – воды недонасыщены; = 0 – наступает геохимическое равновесие между водой и минералом; > 0 – соли выпадают из воды и коагулируют пустотное пространство.

В каменноугольных отложениях свое влияние на химизм вод и их взаимоотношения с породообразующими минералами оказывают конденсационные воды, которые являются маломинерализованными и обладают повышенной

агрессивностью (табл. 2). Как видно из приведенных данных, конденсационные воды оказывают в подавляющем большинстве случаев растворяющее воздействие на породообразующие минералы.

Табл. 2. Значения степени насыщения конденсационных вод карбонатом кальция (на примере Астраханского нефтегазоконденсатного месторождения)

Table 2. Values of the degree of condensation water saturation with calcium carbonate (the case of the Astrakhan oil and gas condensate field)

№ скважины	Интервал опробования, м	Дата опробования	Минерализация, мг/дм ³	Степень насыщения вод карбонатом кальция
73	4012–3980	31.08.1985	780,79	-1,285
76	3919–3844	12.02.1987	4355,00	0,201
8щ	3936–3915	16.10.1980	6841,44	-0,321
8щ	–«–	18.10.1980	8996,76	-0,476
8щ	–«–	21.10.1980	3471,95	-0,869
58	3980–3940 3934–3882	14.09.1984	8893,94	0,280
58	–«–	16.09.1984	6405,89	-0,224
58	3980–3940	16.09.1984	5278,14	-0,173
52	4033–3946	28.02.1987	4111,00	0,161
83	3919–4028	03.07.1987	1412,00	-0,550
83	3952–4040	08.07.1987	890,00	-0,657

Очевидно, что образцы конденсационной воды в подавляющем большинстве случаев агрессивны к карбонатам, что и определяет их возможность влиять на пористость (и отчасти) проницаемость пород-коллекторов в пределах зон их распространения (Астраханское, Ферсмановское месторождения и др. продуктивные площади).

В гидродинамическом отношении существуют различия между областями развития инфильтрационного, элизионного и стагнационного водообмена. На рис. 3а показан переход на глубине от инфильтрационного к элизионному режиму,

а на больших глубинах – к стагнационному. Особенность стагнационного режима – снижение (резкое снижение градиента) пластового давления (практически его обнуление) более детально иллюстрировано на рис. 3б.

Интерес также представляет анализ значений гидродинамических потенциалов, подсчитанных по методике М. Хаберта [16]. Как следует из полученных результатов (табл. 3) наиболее высоким потенциалом обладают свободные углеводороды, обособленные от гидросферы и сохранившиеся под соленосной толщей под высоким давлением.

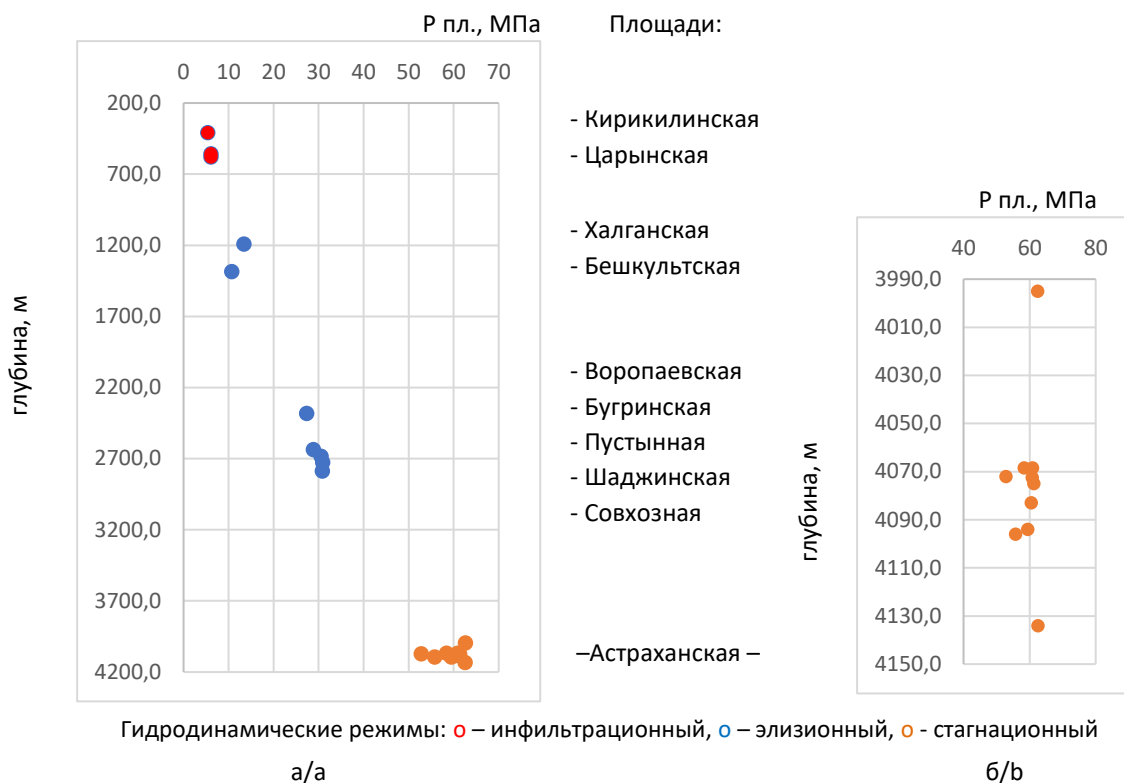


Рис. 3. Изменение пластового давления с глубиной по данным скважин:
 а – юго-западной части Прикаспийской впадины;
 б – Астраханского свода

Fig. 3. Variation of reservoir pressure with depth based on well data:
 а – southwestern part of the Caspian depression;
 б – Astrakhan arch

Табл. 3. Значения гидродинамических потенциалов площадей юго-западной части Прикаспийской впадины

Table 3. Values of hydrodynamic capacities of the areas of the southwestern part of the Caspian depression

Площадь	№ скв.	Глубина точки замера, м	Возраст	Тип флюида	Р _{пл.} , МПа	Потенциал в., н. или г., м ² /с ²
1	2	3	4	5	6	7
Астраханская	42	3950,0	С ₂	г	60,80	86630,38
Астраханская	25	4040,0	С ₂	г	61,29	85905,37
Астраханская	27	3975,0	С	г	60,56	85785,36
Астраханская	17	4020,0	С ₂	г	60,84	85313,32
Астраханская	45	4030,0	С ₂	г	60,87	85223,58
Астраханская	5	4022,5	С ₂	г	59,46	82665,76
Астраханская	42	4057,5	С ₂	г	58,40	79610,95
Астраханская	8	3925,5	С	г	55,80	77135,81
Астраханская	32	4007,0	С ₂	г	52,82	69259,12
Астраханская	72	4147,0	С ₂	в	62,50	52746,87

Продолжение табл. 3

Table 3 continued

1	2	3	4	5	6	7
Южно-Астраханская	10	4400,0	C ₂	в	48,60	40415,20
Краснохудукская	1	3297,0	C ₁	в	41,20	38707,39
Смушковская	3	3239,0	C ₂	в	35,50	34283,67
Ашунская	2	3730,0	C	в	38,40	34699,84
Восточно-Шарнютская	1	2883,0	P	в	31,70	32999,21
Чкаловская	1	4600,0	P ₁	в	87,30	71295,00
Южно-Плодовитинская	3	4600,0	C ₂	в	47,00	38877,25
Царынская	2	3572,0	P ₁	в	38,20	35242,11
Карасальская	1	2896,0	P ₁	в	30,70	32170,79
Кануковская	101	2740,0	P ₁	в	28,50	30973,88

По площадям, где в исследованных интервалах получена вода, потенциалы закономерно имеют более низкие значения. С учетом возможных погрешностей в определении исходных параметров (прежде всего плотности флюида (в виде водородоуглеродной смеси), а также емкостных условий отдельных площадей, можно считать район площадей Смушковская–Ашунская зоной пьезоминимума для флюидов, генерируемых в среднекаменноугольных и нижележащих отложениях Астраханского свода. Дополнительным аргументом для признания этого региона как высокоперспективного служит факт открытия в ближайшем расположении Фермановского газоконденсатного месторождения (верхний карбон, гл. 5417–5645 м).

В дальнейшем предстоит уточнить положение зон нефтегазонакопления в пределах Карасальской моноклинали. На Кануковской площади (скв. 101) в пермских отложениях расчетным образом установлено самое низкое значение гидродинамического потенциала, при этом газонасыщенность водоподнятая (порядка 1,3–1,7 м³/м³), газы бессульфатные, а содержание тяжелых УВ

выше среднего [14]. Обнаруженные ранее притоки высокоминерализованных вод и нефти на Урманцевской и Южно-Плодовитинской площадях [15] вместе с данными о Кануковской площади могут свидетельствовать о высоких перспективах не только пермских, но и нижележащих отложений.

Кроме площадей, по которым проанализированы геофлюидодинамические характеристики, стоит указать на зону, расположенную вдоль северной границы Каракульско-Смушковской зоны. На основании данных, опубликованных ранее [13–15], выделяются протяженные области с повышенными концентрациями углекислого газа: в пределах Каракульской площади (скв. 1, инт. 4158–4268) – 68%, Светлошаринской (скв. 2) – 54,4%. Это свидетельствует о глубокой бактериальной переработке свободных УВ и/или крекинге последних [15] в условиях более погруженных горизонтов, расположенных вдоль северной границы Каракульско-Смушковской зоны. Наибольший интерес представляет исследование геофлюидодинамических условий на площадях Кануковская, Чкаловская, Краснохудукская, Смушковская.

Выводы

Геофлюидодинамическая неоднородность каменноугольно-нижнепермских нефтегазогенерирующих толщ юго-западной части Прикаспийской впадины выражена в развитии трех замещающих друг друга по глубине и площади геофлюидодинамических режимов – инфильтрационного, элизионного и стагнационного. Для них выявляются отличия в интенсивности проявления гидрохимической инверсии геологической среды, при этом впервые для стагнационного режима показано выравнивание концентраций водораство-

ренных минеральных веществ с глубиной. Такая особенность гидрохимического поля вполне соответствует снижению градиентов пластового давления с глубиной, соответственно уменьшению градиентов плотности флюидов для закрытых флюидодинамических условий.

На основании расчетов геофлюидодинамических потенциалов по ряду площадей, таких как Чкаловская, Кануковская, Краснохудукская, Смушковская, выделены районы, которые могут представлять научно-практический интерес для постановки геологоразведочных работ.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Флюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1069–1080. <https://doi.org/10.15372/GiG2021132>
2. Валуконис Г.Ю., Ходьков А.Е. Геологические закономерности движения подземных вод, нефтей и газов. Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1973. 304 с.
3. Волож Ю.А., Абукова Л.А., Рыбальченко В.В., Меркулов О.И. Формирование месторождений нефти и газа в глубокопогруженных углеводородных системах: на пути к универсальной поисковой концепции // Геотектоника. 2022. № 5. С. 27–49. <https://doi.org/10.31857/S0016853X22050095>
4. Вагин С.Б., Лобусев М.А., Антипова Ю.А. Выявление особенностей и основных закономерностей распределения гидрогеологических параметров отдельных водоносных комплексов территории Гыданского полуострова // Территория Нефтегаз. 2017. № 10. С. 32–36.
5. Матусевич В.М., Курчиков А.Р., Рыльков А.В. Геофлюидальные системы Западно-Сибирского мегабассейна как фактор массопереноса вещества и энергий в 4-х мерном пространстве // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2001. № 2(26). С. 4–13.
6. Мязина Н.Г. Вертикальная гидрогеохимическая зональность подземных вод Прикаспийской впадины // Геология, география и глобальная энергия. 2013. № 4(51). С. 59–65.
7. Tóth J. Gravitational Systems of Groundwater Flow: Theory, Evaluation and Utilization. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2009. 297 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511576546>
8. Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., Ge S. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity // Water Resources Research. 2011. Vol. 47, No. 1. P. W01512. <https://doi.org/10.1029/2010WR009346>

9. *Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y.* Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins // *Petroleum Science*. 2015. Vol. 12, No. 1. P. 1–53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>
10. *Гуревич А.Е., Крайчик М.С., Батыгина Н.Б.* и др. Давление пластовых флюидов. Л.: Недра, 1987. 223 с.
11. *Трофимук А.А., Молчанов В.И., Параев В.В.* Особенности геодинамических обстановок формирования гигантских месторождений нефти и газа // *Геология и геофизика*. 1998. Т. 39, № 5. С. 673–682.
12. *Максимов С.П., Дикенштейн Г.Х., Лоджевская М.И.* Формирование и размещение залежей нефти и газа на больших глубинах. М.: Недра, 1984. 287 с.
13. *Зингер А.С., Котровский В.В.* Гидрогеологические условия водонапорных систем западной части Прикаспийской впадины. Саратов: Изд-во Саратовского университета, 1979. 158 с.
14. *Гирин Ю.Г.* Гидрологические условия нефтегазоносности подсолевых отложений юго-западной части Прикаспийской впадины. Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Ставрополь, 1998. 23 с.
15. *Ильченко В.П.* Нефтегазовая гидрогеология подсолевых отложений Прикаспийской впадины / Под ред. Е.В. Стадника. М.: Недра, 1998. 288 с.
16. *Hubbert M.R.* Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition // *AAPG Bulletin*. 1953. Vol. 37, No. 8. P. 954–1026. <https://doi.org/10.1306/5ceadd61-16bb-11d7-8645000102c1865d>

Информация об авторах

Лейла Азретовна Абукова – д.г.-м.н., заведующая лабораторией, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 4282-3946, <https://orcid.org/0000-0002-8984-7907>; e-mail: abukova@ipng.ru

Маргарита Евгеньевна Селиверстова – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; e-mail: seliverstova@ipng.ru

Поступила в редакцию 20.11.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art6>

Geofluid dynamic features of oil and gas accumulation in the southwestern part of the Caspian depression

L.A. Abukova ✉, M.E. Seliverstova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* The article considers the features of the geofluid dynamic regime of subsalt sediments of the southwestern part of the Caspian depression. *Objective.* To refine the understanding of geofluid dynamic conditions of oil and gas accumulation within the southwestern part of the Caspian depression. *Object of study.* Hydrocarbon fields and areas located in the subsalt level of the southwestern part of the Caspian depression. *Materials and methods.* Comparative analysis of reservoir temperature and pressure data and the results of well sampling and chemical analyses of water and water-dissolved gases. *Results.* We substantiated the development of three different types of water-drive regimes – infiltration, elision, stagnation – determining the formation of hydrocarbon systems of different types (flowing and autoclave). *Conclusions.* Accounting of geofluid dynamic conditions of oil and gas accumulation can significantly clarify the position of potentially productive zones when searching for commercially significant accumulations of oil and gas.

Keywords: hydrodynamic stagnation, autoclave-type hydrocarbon system, southwest of the Caspian depression, oil and gas content

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800253-3).

For citation: Abukova L.A., Seliverstova M.E. Geofluid dynamic features of oil and gas accumulation in the southwestern part of the Caspian depression. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 401–414. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art6>

✉ Leyla A. Abukova, e-mail: abukova@ipng.ru

© Abukova L.A., Seliverstova M.E., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Abukova L.A., Volozh Yu.A. Fluid geodynamics of deeply buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins. *Russian Geology and Geophysics*. 2021. Vol. 62, No. 8. P. 878–886. <https://doi.org/10.2113/RGG20214348>
2. Valukonis G.Yu., Khodkov A.E. Geological regularities of groundwater, oil and gas movement. Leningrad: Leningrad University, 1973. 304 p. (In Russ.).
3. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Rybalchenko V.V., Merkulov O.I. Formation of oil and gas fields in deep hydrocarbon systems: Outline of a universal search concept. *Geotectonics*. 2022. Vol. 56, No. 5. P. 586–606. <https://doi.org/10.1134/S0016852122050090>
4. Vagin S.B., Lobusev M.A., Antipova Yu.A. Identification of the features and main regularities in the distribution of hydrogeological parameters of individual aquifers in the Gydan Peninsula. *Territorija Neftegaz*. 2017. No. 10. P. 32–36. (In Russ.).
5. Matusevich V.M., Kurchikov A.R., Rylkov A.V. Geofluid systems of the West Siberian megabasin as a factor of mass transfer of matter and energy in 4-dimensional space. *Oil and Gas Studies*. 2001. No. 2(26). P. 4–16. (In Russ.).
6. Myazina N.G. Vertical hydrogeochemical zoning of underground water of Caspian basin. *Geology, Geography and Global Energy*. No. 4(51). P. 59–65. (In Russ.).
7. Tóth J. *Gravitational Systems of Groundwater Flow: Theory, Evaluation and Utilization*. Cambridge, UK: Cambridge University Press, 2009. 297 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511576546>
8. Jiang X.W., Wang X.S., Wan L., Ge S. An analytical study on stagnant points in nested flow systems in basins with depth-decaying hydraulic conductivity. *Water Resources Research*. 2011. Vol. 47, No. 1. P. W01512. <https://doi.org/10.1029/2010WR009346>
9. Pang X.-Q., Jia C.-Z., Wang W.-Y. Petroleum geology features and research developments of hydrocarbon accumulation in deep petroliferous basins. *Petroleum Science*. 2015. Vol. 12, No. 1. P. 1–53. <https://doi.org/10.1007/s12182-015-0014-0>
10. Gurevich A.E., Kraichik M.S., Batygina N.B. et al. *Pressure of Reservoir Fluids*. Moscow: Nedra, 1987. 223 p. (In Russ.).
11. Trofimuk A.A., Molchanov V.I., Paraev V.V. Peculiarities of geodynamic settings of formation of gigantic petroleum deposits. *Geologiya i geofizika*. 1998. Vol. 39, No. 5. P. 673–682. (In Russ.).
12. Maksimov S.P., Dikenshtein G.Kh., Lodzhevskaya M.I. *Formation and Location of Oil and Gas Deposits at Great Depths*. Moscow: Nedra, 1984. 287 p. (In Russ.).
13. Zinger A.S., Kotrovskiy V.V. *Hydrogeologic Conditions of Water-Drive Systems in the Western Part of the Caspian Depression*. Saratov: Saratov University, 1979. 158 p. (In Russ.).
14. Girin Yu.G. Hydrological conditions of oil and gas content of subsalt sediments of the southwestern part of the Caspian depression. Cand. Sci. diss. abstr. Stavropol, 1998. 23 p. (In Russ.).
15. Ilchenko V.P. *Oil and Gas Hydrogeology of Subsalt Deposits of the Caspian Basin*, ed. by E.V. Stadnik. Moscow: Nedra, 1998. 288 p. (In Russ.).
16. Hubbert M.R. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition. *AAPG Bulletin*. 1953. Vol. 37, No. 8. P. 954–1026. <https://doi.org/10.1306/5ceadd61-16bb-11d7-8645000102c1865d>

Information about the authors

Leyla A. Abukova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-8984-7907>; e-mail: abukova@ipng.ru

Margarita E. Seliverstova – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; e-mail: seliverstova@ipng.ru

Received 20.11.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98:550.4

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

Анализ геохимических показателей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена: корреляция нефтей на основе кластерного анализа*

Ж. Жомая ✉

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Статья посвящена анализу геохимических особенностей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена, расположенного на Ближнем Востоке. *Цель работы.* Проведение корреляции нефтей, добываемых из различных резервуаров в регионе. *Материалы и методы.* Используя статистические методы, исследуемые пробы нефти разделены на отдельные кластеры для получения сведений о корреляции, классификации и распределении нефтей. *Результаты.* Комплексное геохимическое исследование углеводородных систем в пределах Евфратского грабена позволило выделить отдельные семейства нефтей и определить особенности их географического и стратиграфического распределения. *Выводы.* Полученные данные представляют ценную информацию о генезисе, путях миграции и формировании залежей углеводородов в пределах Евфратского грабена для разведки и добычи нефти в регионе.

Ключевые слова: углеводородные системы, Евфратский грабен, геохимический анализ, корреляция нефтей, статистическая классификация

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Жомая Ж. Анализ геохимических показателей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена: корреляция нефтей на основе кластерного анализа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 415–429. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

* Статья написана на основе доклада на VII Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», 16–18 октября 2024 г., Институт проблем нефти и газа Российской академии наук. Москва, Россия.

✉ Жомая Жомая, e-mail: allordjomaa95@gmail.com

© Жомая Ж., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Состав нефти играет существенную роль в геологоразведке и дает важную информацию для поисковых и разведочных работ [1]. Фундаментальное исследование в этой области направлено на изучение возможных генетических связей между исследуемыми разновидностями нефтей. Задачи исследования – идентификация различных нефтей в данном стратиграфическом разрезе, их распределения по площади и разрезу и степени их смешивания [2]. Каждая разновидность нефти представляет собой отдельную нефтяную систему, и определение исходных данных имеет решающее значение для целенаправленного бурения на соответствующих месторождениях. Корреляция нефтей способствует идентификации генетически однотипных проб нефтей и выявлению отличительных признаков. Типизация нефтей проводится по содержанию биомаркеров,

присутствующих как в органическом веществе нефтематеринских пород, так и в нефтях [3]. Однако изменения свойств нефтей во время процессов первичной миграции (из нефтематеринской породы в пласт), а также физические и химические превращения, которые происходят уже в пласте, затрудняют интерпретацию. Нефти могут испытать изменения также в результате вторичных процессов, таких как катагенез, гравитационная дифференциация, промывка водой, биологическая дегградация и вторичная миграция.

Данное исследование направлено на изучение геохимических особенностей углеводородных систем в пределах Евфратского грабена (рис. 1) [4], оценку степени влияния вторичных процессов в пласте на свойства нефтей и классификацию нефтей на основе генетических параметров, минимально изменяющихся при процессах вторичного преобразования нефтей.

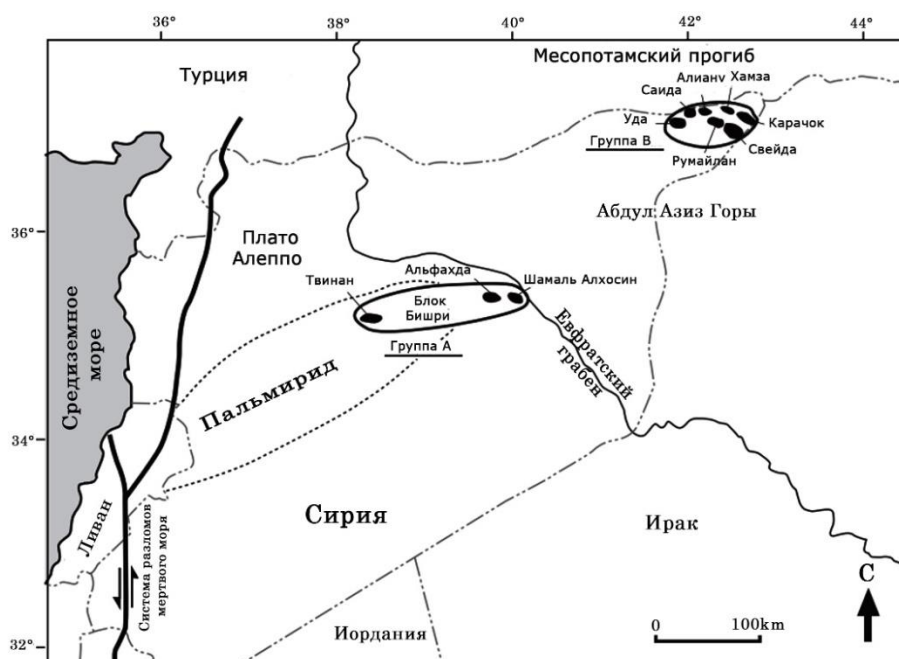


Рис. 1. Карта расположения нефтяных месторождений в складчатом поясе северо-востока Пальмиры (Центральная Сирия) и Месопотамском прогибе (Северо-Восточная Сирия)

Fig. 1. Location map of the oil fields of the northeast of the Palmyrid fold belt (Central Syria) and the Mesopotamian trough (Northeast Syria)

Источник/Source: [4]

Существует несколько статистических методов, применяемых для классификации нефтей по генетическим признакам. В данном исследовании был применен иерархический кластерный анализ (ИКА).

ИКА зависит от принципа группировки выборок в отдельные подмножества (называемые кластерами) путем расчета расстояний между выборками для каждой переменной. Результаты анализа отображаются графически в структуре дендрограммы. Дендрограмма выявляет различия между объектами в подмножествах, эта информация может использоваться в классификации. Дендрограмма состоит из множества U-образных линий, соединяющих объекты в иерархическом дереве. «Высота» каждой U-линии представляет расстояние

между двумя связываемыми объектами, следовательно, самые маленькие из них соединяют наиболее генетически близкие из двух проб. Расстояние между каждыми двумя пробами вычисляется в евклидовом пространстве, которое имеет столько же измерений (n), сколько переменных. В одном измерении расстояние между двумя точками на реальной линии является абсолютной величиной их числовой разности.

Таким образом, если x и y – две точки на реальной линии, то расстояние между ними рассчитывается по следующему уравнению:

$$\sqrt{(x - y)^2} = |x - y|. \tag{1}$$

В контексте евклидовой геометрии расстояние между двумя точками, обозначенными как a и b, определяется как длина отрезка, соединяющего две точки, обозначенного как ab. В декартовых координатах, если a = (a₁; a₂; ...; a_n) и b = (b₁; b₂; ...; b_n) – две точки в евклидовом n-пространстве (где n – число переменных), то расстояние от a до b определяется уравнением:

$$d(a,b) = \sqrt{(a_1 - b_1)^2 + (a_2 - b_2)^2 \dots \dots + (a_n - b_n)^2} = \sum_{i=1}^n \sqrt{(a_i - b_i)^2} \tag{2}$$

На первом этапе геохимическими методами анализа было исследовано 67 проб нефти (табл. 1). Основная цель заключалась в оптимизации использования данных нефтяного бассейна для дальнейшего анализа с использованием более

специфических методов, таких как газовая хромато-масс-спектрометрия (ГХ-МС). Для достижения этой цели был использован кластерный подход для классификации нефтей по основным группам.

Табл. 1. Углеводородный состав исследуемых проб нефти

Table 1. Hydrocarbon composition of the oil samples under study

Образец	Резервуар	Возраст	Pr/Ph	Pr/n-C ₁₇	Ph/n-C ₁₈	F	B	I	H	CPI
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
G02952	Н.Фарс	Миоценовый	1,50	0,30	0,25	1,30	0,24	4,80	30,55	0,90
G02953	Рутба	Меловой	1,20	0,72	0,65	0,62	0,32	0,55	18,65	0,94
G02954	Жудея песок	Меловой	1,82	0,34	0,20	0,93	0,60	4,65	24,42	0,92
G02955	Н. Рутба	Меловой	1,02	0,62	0,60	0,84	0,45	0,73	22,00	0,94

Продолжение табл. 1

Table 1 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
G02956	Рутба	Меловой	1,10	0,60	0,60	1,03	0,40	0,96	24,45	0,95
G02957	Эрек	Меловой	1,00	0,52	0,60	1,22	0,44	1,25	26,90	0,90
G02958	Шираниш	Меловой	1,10	0,80	0,80	0,81	0,35	0,32	18,44	0,90
G02959	Жудея песок	Меловой	1,63	0,25	0,20	0,80	0,07	8,15	19,35	1,00
G02960	Эрек	Меловой	0,90	0,35	0,40	1,42	0,52	2,65	33,45	0,90
G02961	Дерро	Меловой	0,70	0,35	0,55	2,12	0,20	2,70	35,32	0,94
G02962	Н. Рутба	Меловой	1,02	0,54	0,54	1,16	0,52	0,82	26,85	0,90
G02963	Н. Рутба	Меловой	0,90	0,51	0,59	1,35	0,75	1,53	30,70	0,90
G02964	Жудея песок	Меловой	0,72	0,43	0,64	1,35	0,23	2,92	30,95	0,85
G02965	Н. Рутба	Меловой	1,01	0,50	0,54	1,15	0,55	0,84	26,40	0,95
G02966	Н. Рутба	Меловой	0,82	0,52	0,65	1,30	0,42	1,05	29,55	0,90
G02967	Жудея песок	Меловой	0,72	0,55	0,82	1,55	0,25	1,40	29,65	0,95
G02968	Н. Дубайат	Каменноугольный	0,95	0,45	0,53	1,07	0,20	1,50	28,85	0,90
G02969	Мулусса Ф	Триасовый	0,95	0,55	0,64	1,15	0,47	0,90	25,95	0,90
G02970	Н. Рутба	Меловой	0,72	0,60	0,85	1,44	0,24	1,15	28,80	0,85
G02971	Мулусса Ф	Триасовый	1,10	0,52	0,50	1,15	0,74	1,20	27,90	0,95
G02972	Рутба	Меловой	1,03	0,45	0,53	-	-	-	-	0,85
G02973	Мулусса Ф	Триасовый	1,22	0,80	0,70	0,70	0,34	0,52	19,20	0,90
G02974	Жудея песок	Меловой	0,75	0,30	0,45	1,40	0,52	2,43	32,30	0,90
G02975	Мулусса Д	Каменноугольный	0,85	0,40	0,45	1,22	0,27	1,85	31,00	0,90
G02976	В. Шираниш	Меловой	0,75	0,40	0,49	1,64	0,36	1,06	32,95	0,90
G02977	Мулусса Ф	Триасовый	0,80	0,50	0,68	1,45	0,35	2,04	31,52	0,85
G02979	Мулусса Ф	Триасовый	1,20	0,30	0,28	1,20	0,35	4,35	28,90	0,90
G02980	Рутба	Меловой	1,42	0,32	0,30	1,35	0,20	4,85	28,95	0,90
G02981	Хабур	Ордовикский	0,90	0,43	0,54	-	-	-	-	0,85
G02982	В. Дубайат	Каменноугольный	1,68	0,25	0,20	1,50	0,35	3,70	34,00	0,95
G02983	Джерибе	Миоценовый	1,48	0,50	0,34	0,35	0,07	1,75	8,80	0,95
G02984	Н. Рутба	Меловой	1,00	0,50	0,55	1,15	0,85	1,40	29,40	0,90
G02985	Н. Рутба	Меловой	1,12	0,65	0,60	0,70	0,50	0,60	22,40	0,90
G02986	Мулусса Ф	Триасовый	0,92	0,55	0,60	1,05	0,55	1,05	26,10	0,95
G02987	Мулусса Ф	Триасовый	0,80	0,47	0,55	1,30	0,24	2,15	31,35	0,90
G02988	Джерибе	Миоценовый	1,35	0,54	0,40	0,20	0,15	1,75	7,10	0,94
G02989	Джерибе	Миоценовый	1,42	0,46	0,37	0,30	0,12	1,80	10,50	0,95
G02990	Жудея карбонат	Меловой	0,70	0,55	0,85	1,25	0,30	1,35	25,10	0,85
G02992	Джерибе	Миоценовый	1,22	0,82	0,74	0,25	0,11	0,86	4,80	0,90
G02993	Н. Фарс	Миоценовый	1,25	1,44	1,10	0,20	0,13	0,55	6,25	1,00
G02994	Джерибе	Миоценовый	1,23	0,75	0,74	0,10	0,18	0,70	3,54	0,95
G02995	Рамах	Меловой	0,82	0,50	0,70	1,35	0,52	1,10	27,60	0,85

Продолжение табл. 1

Table 1 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
G02996	Рамах	Меловой	0,80	0,54	0,70	1,32	0,54	1,10	28,05	0,90
G02997	Джерике	Миоценовый	1,30	1,55	1,20	0,10	0,33	0,75	3,65	1,00
G02998	Евфрат	Миоценовый	1,20	2,05	2,45	-	-	-	-	-
G02999	Рамах	Меловой	1,00	0,60	0,70	1,22	0,49	0,75	25,10	0,94
G03000	Жудея карбонат	Меловой	1,00	0,54	0,58	1,14	0,05	0,92	27,85	0,90
G03001	Дибан	Миоценовый	1,15	0,63	0,65	0,55	0,33	0,52	14,80	0,95
G03002	Рутба	Меловой	1,22	0,80	0,70	0,65	0,35	0,53	18,60	0,94
G03003	Рутба	Меловой	1,15	0,52	0,55	1,05	0,47	0,90	27,15	0,93
G03004	Дибан	Миоценовый	1,30	0,72	0,60	0,25	0,08	0,44	5,40	0,95
G03005	В. Шираниш	Меловой	0,92	0,65	0,70	1,25	0,53	0,70	27,45	0,95
G03006	Кометан	Меловой	0,95	0,50	0,60	1,30	0,60	0,70	25,50	0,92
G03007	В. Шираниш	Меловой	0,84	0,60	0,84	1,30	0,60	0,75	25,50	0,85
G03008	В. Шираниш	Меловой	0,95	0,50	0,60	1,44	0,60	0,73	25,95	0,90
G03009	Рутба	Меловой	0,72	0,34	0,50	1,80	0,25	2,15	35,30	0,85
G03011	Дибан	Миоценовый	1,30	0,90	0,78	0,54	0,27	0,30	13,30	0,90
G03013	Эрек	Меловой	0,69	0,35	0,55	1,20	0,08	1,34	32,70	0,90
G03014	В. Шираниш	Меловой	1,00	0,45	0,54	0,82	0,48	0,72	24,80	0,90
G03015	Рутба	Меловой	1,00	0,55	0,58	0,85	0,42	0,75	23,12	0,93
G03017	Дубайат	Каменноугольный	0,65	0,40	0,55	1,10	0,05	1,23	29,84	0,90
G03020	Н. Рутба	Меловой	0,94	0,38	0,48	1,12	0,15	3,10	27,35	0,90
G03105	Жудея песок	Меловой	0,79	0,30	0,45	1,84	0,30	2,81	33,80	0,90
G03106	Дубайат	Каменноугольный	1,72	0,30	0,22	1,82	0,25	3,70	37,05	0,95
G03107	Жудея песок	Меловой	1,12	0,30	0,30	1,45	0,25	2,56	36,00	0,95
G03108	Н.Шираниш	Меловой	1,05	0,52	0,55	1,05	0,50	0,80	25,60	0,90
G03109	Рутба	Меловой	1,00	0,54	0,65	1,10	0,50	0,80	26,73	0,90

Примечания: Pr/Ph – отношение пристана к фитану, Pr/n-C₁₇ – отношение пристана к гептадекану, Ph/n-C₁₈ – отношение фитана к октадекану, F – содержание парафинов, В – ароматичность, I – октановое число, Н – содержание гептана, CPI (Carbon Preference Index) – индекс предпочтения углеводородов или коэффициент четности.

Для предварительной классификации использовались восемь параметров, ориентированных на ациклические изопреноиды и легкие углеводороды (включая Pr/Ph, Pr/n-C₁₇, Ph/n-C₁₈, число гептанов, число изогептанов, парафинистость и ароматичность), но не все параметры характеризуют процессы, влияющие на состав нефти (среда осаждения, созревание или биоразложение) [5, 6].

Результирующая дендрограмма, полученная в результате проведенного иерархического кластерного анализа, показана на рис. 2. Эта дендрограмма описывает семь различных кластеров в иерархической древовидной структуре и дает предварительное представление о распределении параметров среди проанализированных проб нефти.

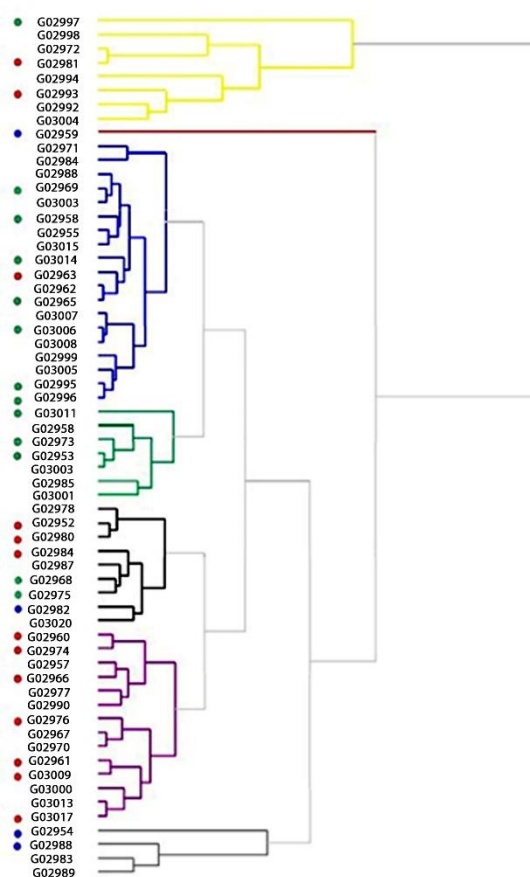


Рис. 2. Дендрограмма, иллюстрирующая иерархическую группировку параметров легких углеводородов, перечисленных в табл. 1

Fig. 2. Dendrogram illustrating the hierarchical grouping of the parameters of light hydrocarbons listed in Table 1

Применение иерархической кластеризации позволило идентифицировать семь различных групп нефти (рис. 2). Цветные точки – это пробы нефти, отобранные для дальнейшего геохимического анализа.

Анализ выявил три группы нефтей, демонстрирующих закономерности по географическому распределению.

Нефти группы 1, претерпевшие биологическое разложение – G02997, G02998 и G02993, залегают в основном в северо-западной части бассейна, как показано на рис. 3 желтым цветом.

Наиболее зрелые нефти, относящиеся к группе 5 – G02982, G02980 и G02952 из юго-восточного сегмента исследуемой

области, как показано на рис. 3 черным цветом.

Важно отметить, что в некоторых случаях группировка может быть не совсем правильной. Например, нефти G02972 и G02981, могут быть отнесены к группе нефтей, подверженных биологическому разложению, поскольку легкие углеводороды, такие как n -C₇, метилциклогексан и толуол, были потеряны из-за условий хранения или других неизвестных факторов. Однако их газохроматографические профили указывают на присутствие слабо испаряющихся углеводородов, а не на эффекты биоразложения.

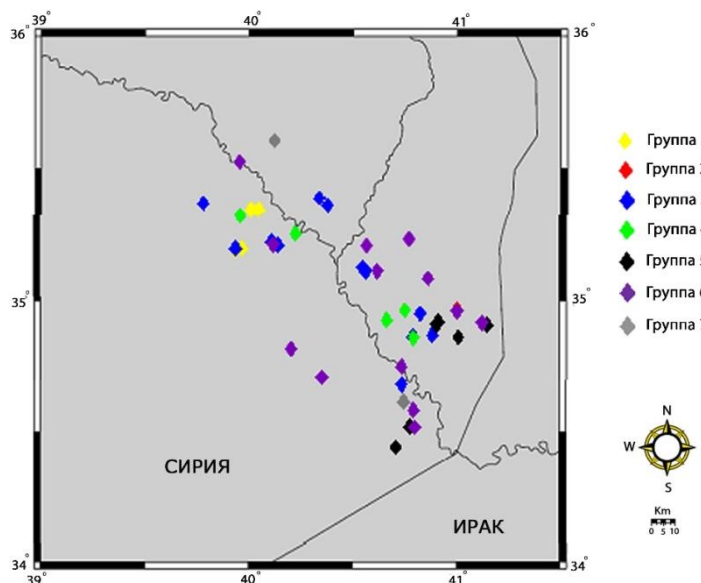


Рис. 3. Географическое распределение 67 проб нефти, разделенных на семь основных групп

Fig. 3. Geographical distribution of 67 oil samples divided into seven main groups

Нефть G02959 показывает особенно низкие значения Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈, а также самое высокое соотношение изогептана 8,15, что указывает на высокую степень зрелости, он одновременно имеет самую высокую величину отношения Pr/Ph, что требует дальнейшего изучения. Несмотря на такие отклонения, классификация представляет собой важный шаг в выборе ограниченного

количества нефтей для биомаркерного и других геохимических анализов. Тридцать проб, представляющих выявленные скопления нефти в районе Евфратского грабена, были отобраны для дальнейшего исследования на основе полученных результатов и кластерного анализа. Распределение отобранных проб показано на рис. 4.

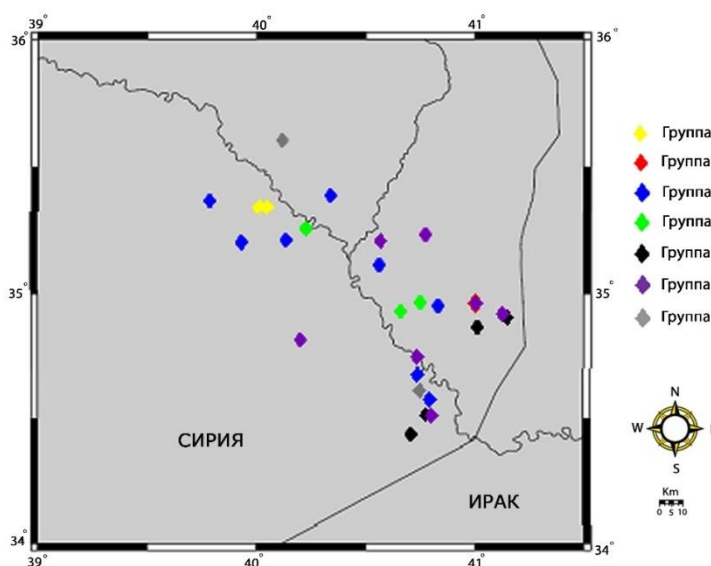


Рис. 4. Географическое распределение 30 проб нефти, отобранных для анализа биомаркеров

Fig. 4. Geographical distribution of 30 oil samples collected for biomarker analysis

Критерии отбора проб нефти варьировались, были учтены такие факторы, как географическое расположение и уникальные особенности. Например, из группы 7 были отобраны пробы G02954, G02988, взятые из разных скважин со значительными интервалами между ними. Две пробы – G02980, G02952 – были отобраны из одной и той же скважины на основании значительных различий в их свойствах. В группы 3 и 6 попали пробы нефтей, отобранные вдоль главной оси грабена с юго-востока на северо-запад. Для изучения каждой группы были отобраны пробы нефтей и в центре, и на периферии исследуемых участков.

В список для дальнейшего анализа была включена проба G02959. Пробы G02997, G02993, G03011 из группы 1, которые потенциально подвержены биологическому разложению, были отобраны для определения их происхождения и вида, независимо от того, были ли они образованы в результате биоразложения или из незрелой исходной породы.

Полный спектр геохимических анализов был проведен на репрезентативной выборке из 30 проб нефти. Эти анализы включали такие методы, как ГХ-МС, ГХ-МС-МС, для определения биомаркеров, содержания ароматических углеводородов и других углеводородных соединений.

Исследованные нефти сгенерированы в основном из морского органического вещества и демонстрируют диапазон созревания от раннего до позднего катагенеза.

Высокий уровень зрелости встречается в нефти мелового возраста (бассейн Жудея), палеозойского возраста (Дубайат и Хабур). Резервуары с нефтью более низкого уровня зрелости содержатся в меловых и триасовых отложениях (Рутба и Мулусса). Нефти из неглубоких резервуаров миоценового

возраста, таких как Дибан, Евфрат и Джерибе, демонстрируют признаки биологической деградации, образование нефти и из терригенных, и из карбонатных пород-источников. Этот вывод основан на рассмотрении физических и химических свойств, а также процентного содержания бензола и данных биомаркеров. Классификация нефтей основана на очевидных взаимосвязях физико-химических свойств и молекулярного состава, которые часто иллюстрируются перекрестными диаграммами различных параметров.

Хемометрический анализ данных по легким углеводородам и биомаркерам, связанным с источником, был проведен на 30 выбранных пробах нефти и включал 16 параметров, связанных с типом органического вещества и геологическим возрастом. Этот анализ в сочетании с характерными геохимическими особенностями и иерархическим кластерным анализом позволил выделить три генетических семейства и подсемейства, называемые семействами 1, 2А и 2В (рис. 5).

Семейство 1 включает четыре нефти: пробы G02959, G02954 (меловой период), G02982 (палеозойская эра) и G02988 (миоцен). Эти нефти отличаются исключительно свойствами легких нефтей (сила тяжести API gravity > 43°) и повышенным соотношением пристан/фитан (Pr/Ph > 1,37). Их расположение на рис. 5 позволяет предположить, что нефти генерированы исходным органическим веществом, образовавшимся в восстановительных геохимических условиях в морской среде [7]. Относительно низкие значения Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈, вероятно, связаны с повышенной зрелостью нефтематеринской породы. Возрастные диагностические биомаркеры четко отличают эти пробы нефти от других, что указывает на конкретную породу-источник [5, 6].

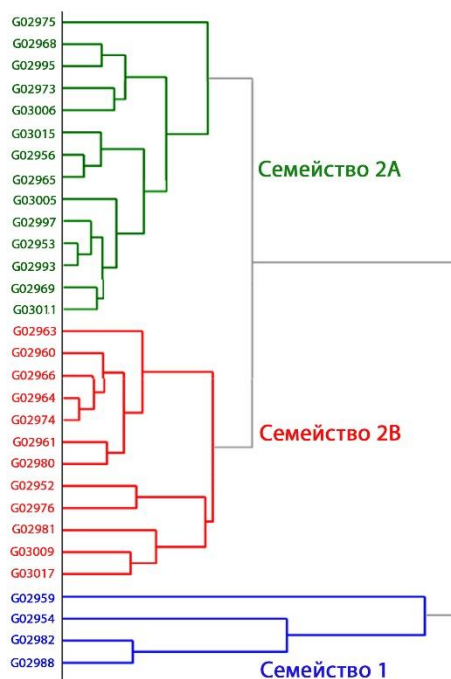


Рис. 5. Дендрограмма, иллюстрирующая генетические связи между нефтями на основе хемометрического анализа легких углеводородов, связанных с исходным органическим веществом

Fig. 5. Dendrogram illustrating genetic relationships between oils based on chemometric analysis of light hydrocarbons associated with the original organic matter

Кроме того, соотношение C_{28}/C_{29} -стерана, которое составляет менее 0,7 для нефтей семейства 1, указывает на палеозойский возраст нефтематеринских пород. Несмотря на относительно невысокое содержание стеранов и диастеранов, относительно повышенное соотношение диастеран/обычный стеран для стеранов C_{27} и C_{29} указывает на происхождение из терригенных пород с высоким содержанием глинистого материала [8, 9]. На рис. 6 показано, что пробы нефти семейства 1 (представленные в виде синих треугольников) заметно отличаются от других более высоким содержанием стерана и диастерана C_{29} . Это нефти палеозойского возраста [10].

Нефть, относящаяся к семейству 1, демонстрирует относительно низкие значения $Pr/n-C_{17}$ и $Ph/n-C_{18}$, что можно объяснить высокой зрелостью нефтематеринской породы [5, 6].

На рис. 6 показано, что нефти семейства 2B (помечены красным) в основном генерированы из морских органических веществ типа II, тогда как нефти семейства 2A (помечены зеленым) представляют собой смесь типа II и смешанных органических веществ типа II/III.

Это наблюдение соответствует формации Верхний Шираниш, в которой содержится небольшая доля наземного органического вещества. Интересно, что две красные точки слева (см. рис. 6), соответствующие пробам нефти G02952 и G02980, указывают на самые низкие значения $Pr/n-C_{17}$ (0,35 для обоих) и $Ph/n-C_{18}$ (0,27 и 0,28 соответственно). Значения 0,29 относятся к нефти семейства 2B и приближаются к диапазону зрелости силурийских нефтей.

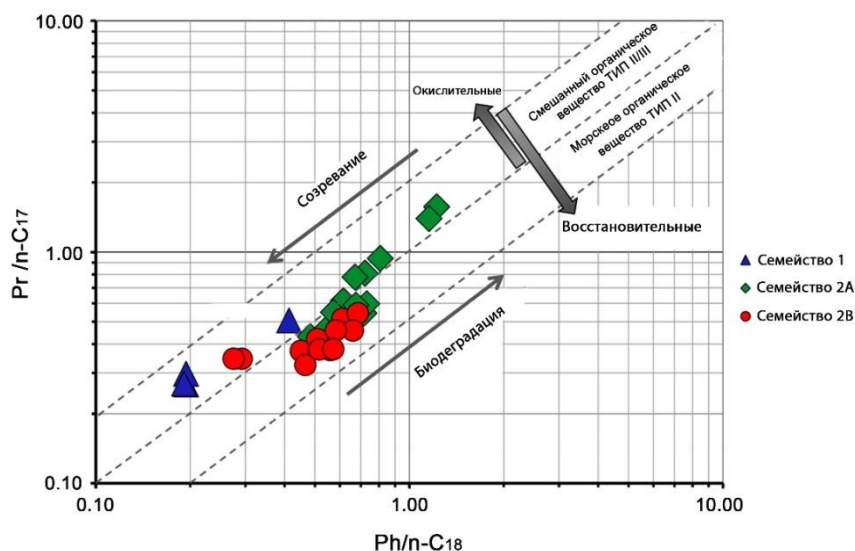


Рис. 6. Кросс-плот, демонстрирующий взаимосвязь между Pr/n-C₁₇ и Ph/n-C₁₈ для различных семейств нефти

Fig. 6. Crossplot showing the relationship between Pr/n-C₁₇ and Ph/n-C₁₈ for different oil families

Источник/Source: [5, 6]

Тройные диаграммы состава стеранов и диастеранов (рис. 7) показывают различие между двумя подсемействами нефти верхнего мела. Нефти семейства 2А имеет более высокую распространенность C₂₈-стеранов, в то время как нефти семейства

2В чаще содержат C₂₇-стераны. Соотношение диастерана и стерана варьируется от 0,15 до 1,04 для нефтей семейства 2А и от 0,33 до 1,40 для нефтей семейства 2В, что указывает на незначительный сдвиг в степени зрелости.

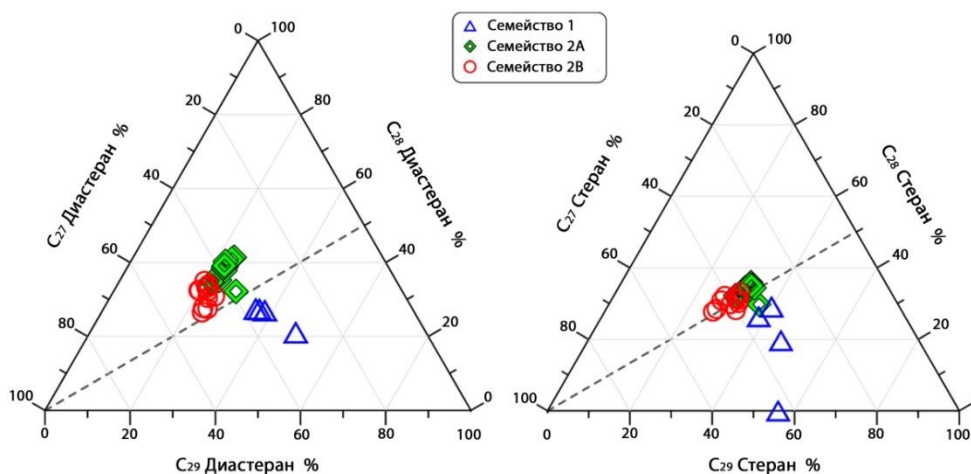


Рис. 7. Тройные диаграммы состава стеранов и диастеранов C₂₇, C₂₈ и C₂₉ для анализируемых нефтей на основе ГХ-МС-МС

Fig. 7. Triple diagrams of the composition of steranes and diasteranes C₂₇, C₂₈ and C₂₉ for the oils under analysis on the basis of GC-MS-MS

Источник/Source: [10]

Географическое распределение идентифицированных нефтяных семейств в исследуемом районе показано на рис. 8. Силурийские нефти семейства 1 (синие точки) в основном сосредоточены в юго-восточной части Евфратской впадины. Среди них пробы G02959 и G02954,

взятые из меловых отложений Жудеи, G02982 – из палеозойских коллекторов месторождения Верхний Дубайат. Заметным исключением является проба G02988 в северо-западной части, взятая из мелководного миоценового месторождения Джерибе.

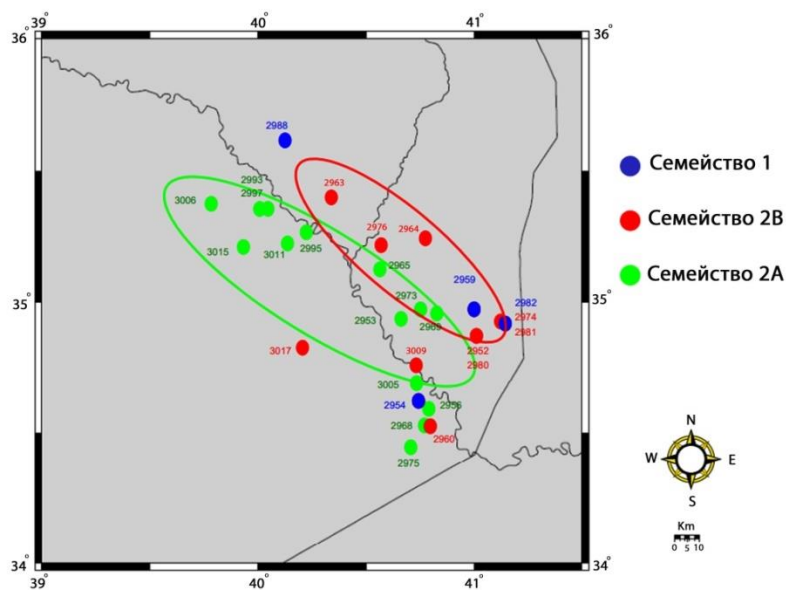


Рис. 8. Географическое распределение основных генетических семейств нефти в Евфратском грабене

Fig. 8. Geographic distribution of the main oil genetic families in the Euphrates graben

Нефти семейства 2А, предположительно из нефтематеринских пород верхнего мела (возможно, из формации Шираниш), распространены в центральной части желоба и простираются с юго-востока на северо-запад (зеленые точки). Месторождения, содержащие нефти семейства 2А, расположены в различных стратиграфических горизонтах. Например, две пробы нефти G02968 и G02975 в южном регионе взяты из палеозойских коллекторов (Нижний Дубайат), а три других нефти G02993, G02997 и G03011 в северном районе взяты из мелководных миоценовых коллекторов таких площадей, как Нижний Фарес, Джерибе и Дибат. Кроме того, вся

нефть в центральном районе Грабена добывается из меловых отложений (Рутба, Мулусса Ф и Нижний Шираниш). Более молодой возраст и меньшая глубина коллекторов на северо-западе дают представление о путях миграции нефти в пределах этого района.

Пробы нефти семейства 2В, предположительно из формации Рамах отобраны на северо-восточном краю желоба из меловых отложений (нижний Рутбах). В южном регионе проанализированы три нефтяных месторождения: пробы нефти G03017 (палеозойское Дубайатское месторождение), G03009 (меловая Рутба) и G02960 (меловое, Эрек).

Некоторые нефти (например, обр. G02981, G02952 и G02980) отобраны из тех же скважин или скважин, расположенных в непосредственной близости от добывающих нефть из силурийских пород-коллекторов. По сравнению с другими нефтями 2В, эти нефти имеют значительно более высокий уровень зрелости и требуют более детального исследования.

Эти нефти имеют признаки, указывающие на высокоглинистый состав нефтематеринских пород, малораспространенных в формациях верхнего мела. Это обстоятельство дает основание предполагать о потенциальной возможности смешивания флюидов силурийских и верхнемеловых источников при формировании этих нефтей. Следует отметить, что нефти G02959 и G02961 из одной скважины, но с разными свойствами, относятся к разным семействам нефтей. Пробы G02974 и G02982, взятые из двух скважин в одной и той же среде, показывают разные составы нефти. Это подчеркивает ведущую роль тектонических процессов в Евфратской впадине и их влияние на миграционные процессы и пространственное перераспределение углеводородов.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Алясеен М.Х., Аани Я.* Нефтегазоносность Евфратского грабена в Сирии // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17, № 6. С. 6–14. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2019-6-6-14>
2. *Yousef I., Morozov V.P., El Kadi M., Alaa A.* Tectonic and erosion features, and their influence on zonal distribution of the Upper Triassic and the Lower Cretaceous sediments in the Euphrates graben Area, Syria // Геодинамика и тектонофизика. 2021. Т. 12, № 3. С. 608–627. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-3-0541>
3. *Алясеен М.С.Х.* Оценка параметров нефтегазовых пластов в сирийском бассейне Расафа по данным сейсмической инверсии // Инновации и инвестиции. 2020. № 10. С. 131–136.

Заключение

Проведенное нами комплексное геохимическое исследование углеводородных систем в пределах Евфратского грабена позволило получить ценные сведения о корреляции, классификации и распределении нефтей. Благодаря тщательному анализу с использованием статистических методов и геохимических исследований выделены отдельные семейства нефтей и определены особенности их географического и стратиграфического распределения. Полученные результаты не только углубляют знания о сложных углеводородных системах этого региона, но и способствуют расширению знаний о стратегиях разведки и добычи нефти. В дальнейшем полученные в ходе исследования выводы будут использованы и помогут в эффективной разведке и эксплуатации углеводородных ресурсов в Евфратском грабене и аналогичных геологических условиях по всему миру.

В будущих работах планируется расширить исследования в этой области для получения достаточно ясных и четких ответов на некоторые, пока не рассмотренные вопросы.

4. *Жомаа Ж., Хафизов С.Ф.* Корреляция геохимических характеристик нефти и нефтематеринских пород месторождений центральной и северо-восточной частей Сирии // Нефтяное хозяйство. 2024. № 5. С. 35–41. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-35-41>
5. *Peters K.E., Fraser T.H., Armis W.* et al. Geochemistry of crude oils from Eastern Indonesia // AAPG Bulletin. 1999. Vol. 83, No. 12. <https://doi.org/10.1306/E4FD4643-1732-11D7-8645000102C1865D>
6. *Peters K.E., Clutson M.J., Robertson G.* Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from Brora, Scotland // Organic Geochemistry. 1999. Vol. 30, No. 4. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00216-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00216-2)
7. *Holba A.G., Dzou L.I.P., Masterson W.D.* et al. Application of 24-norcholestanes for constraining source age of petroleum // Organic Geochemistry. 1998. Vol. 29, No. 5–7. P. 1269–1283. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00184-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00184-3)
8. *Grantham P. J., Wakefield L.L.* Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time // Organic Geochemistry. 1988. Vol. 12, No. 1. P. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)
9. *Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J.* Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks // AAPG Bulletin. 1985. Vol. 69, No. 8. P. 1255–1268. <https://doi.org/10.1306/ad462bc8-16f7-11d7-8645000102c1865d>
10. *Peters K.E., Moldowan J.M., Schoell M., Hemphins W.B.* Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment // Organic Geochemistry. 1986. Vol. 10, No. 1–3. P. 17–27. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90006-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90006-9)

Информация об авторе

Жомаа Жомаа – аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия;
e-mail: allordjoma95@gmail.com

Поступила в редакцию 22.10.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

Analysis of geochemical parameters of hydrocarbon systems within the Euphrates graben: Oil–oil correlation based on cluster analysis*

J. Jomaa ✉

National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* The article is devoted to the analysis of geochemical features of hydrocarbon systems within the Euphrates graben located in the Middle East. *Objective.* To correlate oils produced from various reservoirs in the region. *Materials and methods.* Using statistical methods, the studied oil samples were divided into separate clusters to obtain information on the correlation, classification and distribution of oils. *Results.* A comprehensive geochemical study of hydrocarbon systems within the Euphrates graben made it possible to identify individual oil families and determine the features of their geographic and stratigraphic distribution. *Conclusions.* The data obtained provide valuable information on the genesis, migration routes and formation of hydrocarbon deposits within the Euphrates graben for oil exploration and production in the region.

Keywords: hydrocarbon systems, Euphrates graben, geochemical analysis, oil–oil correlation, statistical classification

Funding: the work received no funding.

For citation: Jomaa J. Analysis of geochemical parameters of hydrocarbon systems within the Euphrates graben: Oil–oil correlation based on cluster analysis. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 415–429. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art7>

* The article is based on the report presented at the 7th All-Russian Youth Scientific Conference “Actual Problems of Oil and Gas”, 16–18 October 2024, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

✉ Jomaa Jomaa, e-mail: allordjomaa95@gmail.com

© Jomaa J., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Alyaseen M.H., Aaney Ya. Oil and gas potential of the Euphrates graben in Syria. *Neftegazovoe delo*. 2019. Vol. 17, No. 6. P. 6–14. (In Russ.). <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2019-6-6-14>
2. Yousef I., Morozov V.P., El Kadi M., Alaa A. Tectonic and erosion features, and their influence on zonal distribution of the Upper Triassic and the Lower Cretaceous sediments in the Euphrates graben Area, Syria. *Geodynamics & Tectonophysics*. 2021. Vol. 12, No. 3. P. 608–627. <https://doi.org/10.5800/GT-2021-12-3-0541>
3. Alyaseen M.S.H. Estimation of the parameters of oil and gas reservoirs in the Syrian Rasafa basin using seismic inversion data. *Innovatsii i investitsii*. 2020. No. 10. P. 131–136. (In Russ.).
4. Jomaa J., Khafizov S.F. Correlation of geochemical characteristics of oil and source rocks of fields in the central and North-Eastern parts of Syria. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2024. No. 5. P. 35–41. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2024-5-35-41>
5. Peters K.E., Fraser T.H., Armis W. et al. Geochemistry of crude oils from Eastern Indonesia. *AAPG Bulletin*. 1999. Vol. 83, No. 12. <https://doi.org/10.1306/E4FD4643-1732-11D7-8645000102C1865D>
6. Peters K.E., Clutson M.J., Robertson G. Mixed marine and lacustrine input to an oil-cemented sandstone breccia from Brora, Scotland. *Organic Geochemistry*. 1999. Vol. 30, No. 4. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00216-2](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00216-2)
7. Holba A.G., Dzou L.I.P., Masterson W.D. et al. Application of 24-norcholestanes for constraining source age of petroleum. *Organic Geochemistry*. 1998. Vol. 29, No. 5–7. P. 1269–1283. [https://doi.org/10.1016/S0146-6380\(98\)00184-3](https://doi.org/10.1016/S0146-6380(98)00184-3)
8. Grantham P. J., Wakefield L.L. Variations in the sterane carbon number distributions of marine source rock derived crude oils through geological time. *Organic Geochemistry*. 1988. Vol. 12, No. 1. P. 61–73. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90115-5](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90115-5)
9. Moldowan J.M., Seifert W.K., Gallegos E.J. Relationship between petroleum composition and depositional environment of petroleum source rocks. *AAPG Bulletin*. 1985. Vol. 69, No. 8. P. 1255–1268. <https://doi.org/10.1306/ad462bc8-16f7-11d7-8645000102c1865d>
10. Peters K.E., Moldowan J.M., Schoell M., Hemphkins W.B. Petroleum isotopic and biomarker composition related to source rock organic matter and depositional environment. *Organic Geochemistry*. 1986. Vol. 10, No. 1–3. P. 17–27. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(86\)90006-9](https://doi.org/10.1016/0146-6380(86)90006-9)

Information about the author

Jomaa Jomaa – Postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; e-mail: allordjomaa95@gmail.com

Received 22.10.2024

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОСВОЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Оригинальная статья

УДК 553.982

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art8>

Обзор основных тенденций в развитии сырьевой базы трудноизвлекаемых запасов олигоценых отложений хадумской свиты Восточного Предкавказья

А.Г. Кротова¹ ✉, И.В. Шпуров²

1 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

2 – Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Восточно-Предкавказскую нефтегазоносную область Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна сегодня нельзя назвать достаточно изученной для уверенного прогнозирования наиболее перспективных зон нефтегазонакопления. Наибольшие неопределенности геологического строения Восточного Предкавказья связаны с нефтегазоматеринскими породами хадумской свиты, запасы которой относятся к трудноизвлекаемым. *Цель работы.* Изучение изменчивости геолого-физических, фильтрационно-емкостных и продуктивных характеристик, связанных со сверхнизкопроницаемыми коллекторами, сложностью определения зон распространения коллектора и прогнозирования залежей углеводородов, с целью разработки новых подходов к доразведке для увеличения потенциала добычи. *Материалы и методы.* В статье представлен обобщенный взгляд на геологическое строение, литолого-стратиграфические особенности и нефтегазоносность отложений хадумской свиты. Были использованы данные региональных исследований по геологоразведочным работам, керну и промысловая информация нефтяных месторождений Восточного Предкавказья. *Результаты.* Проанализированы графики стартовых дебитов и накопленной добычи нефти по скважинам, было установлено отсутствие закономерности в распределении продуктивных характеристик в пределах месторождений. *Выводы.* Полученные результаты позволили предложить стратегический подход к доизучению хадумской свиты для целей доразведки и освоения ее высокого нефтяного потенциала, а также сформулировать необходимые шаги в рамках повестки «ТРИЗ». Для развития технологий разработки хадумских отложений требуется расширение базы данных геолого- и сейсморазведочных работ, и литолого-фациальное изучение кернового материала скважин. В свою очередь, разработка технологий геологического изучения, доразведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых укладывается в общую стратегию Российской Федерации по увеличению ресурсной базы страны, а также является одним из основных научно-технических направлений в отрасли.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, хадумская свита, Восточно-Предкавказская нефтегазоносная область, доразведка, добыча нефти

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

✉ Кротова Алина Григорьевна, e-mail: agkrotova@gmail.com

© Кротова А.Г., Шпуров И.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Кротова А.Г., Шпуров И.В. Обзор основных тенденций в развитии сырьевой базы трудноизвлекаемых запасов олигоценых отложений хадумской свиты Восточного Предкавказья // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 430–444. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art8>

Введение

Актуальность проблем разработки месторождений трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) возрастает с каждым годом. Горно-геологические условия залежей, вводимых в разработку месторождений становятся сложнее, ухудшается структура запасов, усложняются технологии эксплуатации и добычи, повышаются риски капиталовложений.

Под ТРИЗ следует понимать такие запасы нефтегазовых месторождений, разработка которых возможна только с применением дорогостоящих технологий, нерентабельных при сложившейся системе налогов и льгот, а не только находящиеся в неблагоприятных горно-геологических условиях. Наиболее распространенный тип ТРИЗ – нефтематеринские карбонатно-глинистые отложения с предельно низкой проницаемостью, зонально распространенной трещиноватостью и отсутствием коллектора в привычном понимании [1].

На территории Восточного Предкавказья наиболее сложные и нетрадиционные объекты разработки расположены в палеогеновых отложениях (Р), с которыми связывают выявление залежей нефти на юго-востоке Ставропольского края [1].

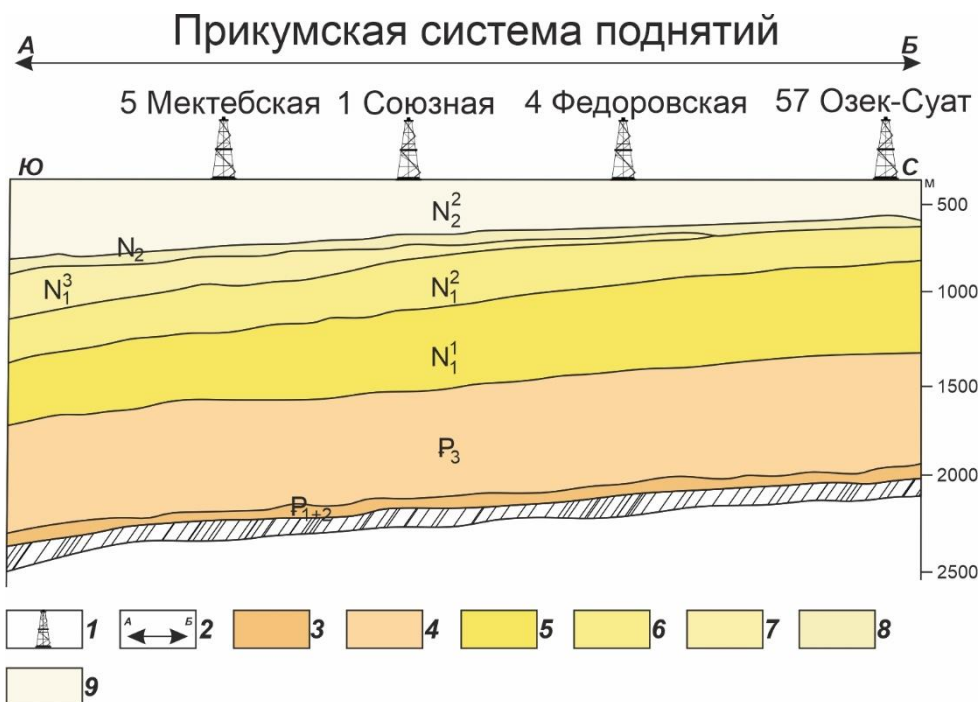
На протяжении многих лет изучением геологического строения олигоценых отложений занимались и занимаются многие научно-исследовательские институты и известные российские ученые –

Н.Б. Вассоевич, Ю.И. Корчагина, О.К. Баженова, Н.П. Фадеева и др. Изучено и проанализировано большое количество геологической, геофизической, литологической, геохимической информации. Однако хадумская свита (Р_{3hd}) является наименее изученной с точки зрения ТРИЗ. Ряд вопросов, касающихся неопределенностей ее геологического строения, прогнозирования нефтенасыщенных зон, доразведки и разработки до сих пор не имеет точных ответов. А упомянутые в статье труды [2–4] лишь подчеркивают необходимость дальнейших исследований региона, в частности, хадумской свиты [5–7], интерес к которой возрастает, как к потенциальному источнику «сланцевой» нефти.

Геологическое строение палеогеновых отложений

Палеогеновые (Р) отложения Восточного Предкавказья сложены слабо дислоцированными и практически неметаморфизованными породами палеоценового, эоценового и олигоценевого отделов (рис. 1).

Палеоценовый отдел (Р₁) в нижней части (датский ярус) представлен плотными светло-серыми микрозернистыми известняками толщиной 2–5 м. Выше залегают темно-серые известковистые аргиллиты с прослоями мергелей. Граница с перекрывающими отложениями эоцена условна. Толщина – 40 м.



- 1 – скважины; 2 – профиль геологического разреза по линии А-Б;
- 3 – палеоцен-эоценовые отложения (P_{1+2}); 4 – олигоценные отложения (P_3);
- 5 – нижнемиоценовые отложения (N_1^1); 6 – среднемиоценовые отложения (N_1^2);
- 7 – верхнемиоценовые отложения (N_1^3); 8 – нижнеплиоценовые отложения (N_2);
- 9 – верхнеплиоценовые отложения (N_2^2)

Рис. 1. Геологический разрез кайнозойских (Kz) отложений Восточного Предкавказья через Прикумскую систему поднятий

Fig. 1. Geological section of the Cenozoic (Kz) sediments of the Eastern Pre-Caucasus through the Prikum system of uplifts

Источник/Source: [5–7]

Эоценовый отдел (P_2) представлен черкесской, кумско-керестинской и белоглинской свитами, которые сложены карбонатными аргиллитами, известняками и мергелями. Толщина от 73 до 202 м.

Олигоценный отдел (P_3) представлен майкопской серией (хадумская и баталпашинская свиты). Толщина от 260 до 520 м.

Нефтегазоносность

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования изучаемая

Восточно-Предкавказская нефтегазоносная область расположена в северной части Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна.

В 2021 г. коллективом авторов [5] было выделено два типа разрезов, характеризующих литологическую неоднородность хадумских отложений (P_3hd): песчано-алевритисто-глинистый тип разреза, распространенный на Западном и Центральном Предкавказье и карбонатно-глинистый тип разреза, характерный для Восточного Предкавказья и Терско-Каспийского прогиба.

Нефтегазоносность отложений эоцена (P₂) и олигоцена (P₃) Восточного Предкавказья подтверждена открытием ряда месторождений, большим количеством нефтепроявлений при испытаниях скважин [1] и связана со сложными «нестандартными» глинистыми и глинисто-карбонатными листоватыми, плитчатыми и трещинными коллекторами с неэффективной матрицей. Залежи углеводородов хадумской свиты выявлены в пределах Восточно-Ставропольской впадины, Прикумской

системы поднятий и западного борта Терско-Каспийского прогиба [6].

Значительное количество залежей приурочено к Прикумской системе поднятий (рис. 2), где породы-коллекторы представлены разуплотненными листоватыми тонкоплитчатыми глинами и тонкими прослоями известняков, доломитов, мергелей, переслаивающимися с пластами плотных глин и мергелей, которые служат гидродинамическими экранами (рис. 3) [6].

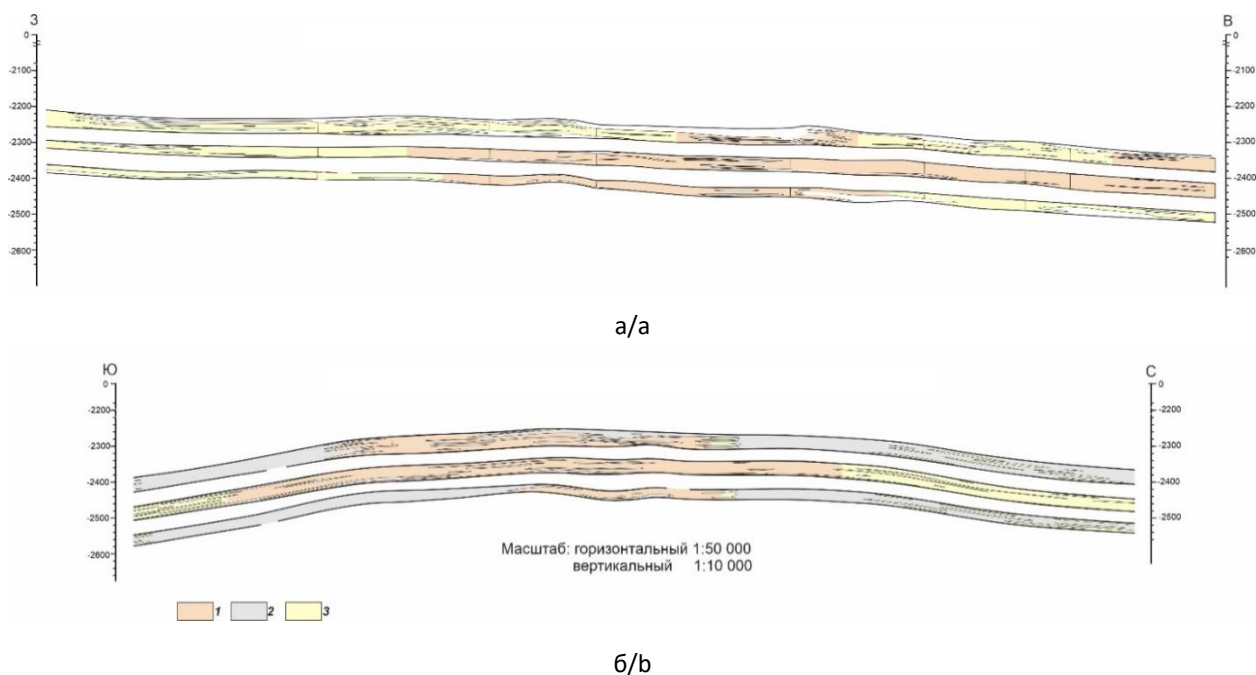


- Границы (1, 2, 3): 1 – Терско-Каспийского нефтегазоносного бассейна,
 2 – Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области,
 3 – основных тектонических структур;
 4 – газовые месторождения; 5 – нефтяные месторождения;
 6 – профиль геологического разреза по линии А-Б

Рис. 2. Схема распространения нефтяных месторождений в области Прикумской системы поднятий

Fig. 2. The scheme of oil fields distribution in the area of the Prikum system of uplifts

Источник/Source: [6]



1 – коллектор, 2 – неколлектор; 3 – коллектор с неустановленной продуктивностью

Рис. 3. Типовой литолого-стратиграфический разрез эоцен-олигоценых отложений Восточного Предкавказья: а – в направлении с запада на восток; б – в направлении с юга на север

Fig. 3. The typical lithological and stratigraphic section of the Eocene–Oligocene sediments of the Eastern Pre-Caucasus region: а – in the direction from west to east; b – in the direction from south to north

Источник: по материалам СевКавНИПнефть (1985)

Source: derived from research by SevKavNIPneft (1985)

По данным лабораторных и гидродинамических исследований в интервалах наибольшего разуплотнения пород открытая пористость может достигать 22,6%, основной диапазон изменения трещинной пористости составляет 0,1–4,1%, в среднем 1,7%. По данным геофизических и гидродинамических исследований скважин проницаемость изменяется в среднем от 4×10^{-3} до 8×10^{-3} мкм², в среднем составляет $5,0 \times 10^{-3}$ мкм² [6].

Вероятно, наиболее продуктивные и перспективные участки связаны с зонами разуплотнения и повышенной трещиноватости. Однако на сегодняшний день однозначной методики выделения и прогнозирования коллекторов в отложениях

хадумской свиты не разработано, а существующие остаются недостаточно апробированными.

Предполагается, что факторами, определяющими разуплотненность пород, являются тектонические напряжения и расклинивающее воздействие углеводородов в процессе генерации. Характерно, что именно к этой зоне приурочена и максимальная битуминозность пород [2]. Отметим, что в сверхнизкопроницаемом типе коллекторов следует рассматривать не привычный процесс поршневого вытеснения углеводородов в процессе разработки, а движение флюида в пустотном пространстве под воздействием упругих сил сжимаемости.

Неопределенности геологического строения хадумских отложений

Несмотря на большой объем геолого-промысловых исследований, важно отметить, что имеются сложности при подсчете запасов ТРИЗ, выборе системы и технологий разработки месторождений со сверхнизкопроницаемыми коллекторами, создании методик оценки величины извлекаемых запасов, а также оптимальных методов заканчивания и вскрытия скважин.

Анализ основных результатов предшествующих исследований [4–6] позволил установить следующие геологические закономерности в строении залежей углеводородов в глинистых коллекторах хадумской свиты:

– залежи являются неструктурными, располагаются в присводовых и крыльевых частях современных структур;

– ловушки чаще всего литологически и/или тектонически экранированные, встречаются капиллярно-экранированные, которые образуются в результате появления экрана, созданного неодинаковостью капиллярных сил;

– коллектор развит неравномерно, что подтверждается неравномерностью распределения дебитов эксплуатационных скважин;

– флюидоупором выступают породы, близкие по литологическому составу к коллектору, но со сверхнизкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Зона Восточного Предкавказья характеризуется преимущественно нефтяными месторождениями, а Западного – газовыми. На фазовый состав углеводородов, как известно, определяющее влияние оказывают такие факторы, как температура, давление, палеогеографические и тектонические условия. Подвижность и физико-химические свойства флюидов

определяются вязкостью, плотностью и газосодержанием.

С учетом всех параметров выстраивается подход к доразведке и разработке трудноизвлекаемых запасов, в связи с чем первоочередной задачей является устранение имеющихся неопределенностей геологического строения и фильтрационно-емкостных характеристик залежей месторождений.

Стратегию изучения хадумских отложений предлагается разделить на два этапа. Первый этап предполагает определение наиболее перспективных для разработки участков и площадей в пределах Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области:

– уточнение стратиграфических границ хадумских отложений;

– изучение зон повышенного содержания органического углерода ($C_{орг}$), высокого генерационного потенциала (S_1+S_2), изучение типа органического вещества и термической зрелости методиками геохимического моделирования;

– выявление зон повышенной хрупкости пород на основе литолого-фациального анализа керна с использованием сейсморазведочных и геофизических данных [1];

– определение зон максимальных напряжений, очагов трещиноватости и зон разуплотнения (сейсмические работы по технологии сейсмической локации бокового обзора (СЛБО-3D) и геомеханические 1D–3D исследования) [1].

Исходя из результатов, полученных в ходе комплекса исследований первого этапа, в рамках второго этапа стратегии станет возможно конкретизировать геологические и фильтрационные характеристики в пределах конкретных выделенных участков:

– определить литолого-фациальную изменчивость состава пород по керну и результатам геофизического исследования скважин (ГИС) методиками литолого-фациального анализа;

– определить изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), нефтенасыщенных толщин и трещиноватости пород по керну и ГИС;

– уточнить модель пустотного пространства нефтенасыщенных пород;

– построить зональную геолого-геохимическую модель резервуара;

– построить локальные геологические модели месторождений с учетом геомеханических векторов напряжений;

– уточнить изменчивость по площади параметров пластовых флюидов (PVT исследования).

Важно отметить, что снятие только геологических неопределенностей в полной мере не решает все задачи, связанные с освоением ТРИЗ.

Помимо геологических, определены и технологические неопределенности ввиду отсутствия унифицированного типа заканчивания скважин, метода вскрытия и технологии проведения гидроразрыва пласта (ГРП).

Доразведка и разработка

Большинство разрабатываемых месторождений Восточного Предкавказья находится на завершающих стадиях разработки, а открытие новых месторождений проблематично. Это связано как с недостаточной разведанностью и изученностью региона, так и с исчерпаемостью запасов залежей традиционных углеводородов, находящихся в благоприятных горно-геологических условиях [1].

Одной из наиболее актуальных задач в пределах Восточного Ставрополья является поиск перспективных зон для доизучения палеогенового комплекса отложений, способного обеспечить дополнительный прирост запасов нефти и газа. Также необходима выработка оптимальной методики [1] для оценки ресурсного потенциала, геологического изучения, доразведки и разработки хадумской свиты и подобных ей коллекторов. Например, схожими по литолого-стратиграфическим и фильтрационно-емкостным свойствам являются кумско-керестинские (*Р₂km-kr*) керогенсодержащие отложения [1]. А в 2022 году на Экспертно-техническом совете Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (Гутман И.С., Бондина А.М., Козлова Е.В., Потемкин Г.Н. Протокол № 7 от 25.05.2022 г. «Рассмотрение работы в области геологического изучения недр и разработки месторождений полезных ископаемых в части анализа и оценки методических подходов обоснования характера продуктивности палеогеновых отложений на объектах Ставропольского края на основе анализа геолого-геофизической, геохимической и гидродинамической информации») было обосновано отнесение кумско-керестинской свиты к нефтематеринским продуктивным отложениям.

Хадумские отложения являются нефтематеринскими и представлены карбонатно-глинистыми породами, на сегодняшний день все еще не выработан сценарный подход к геологическому изучению, разведке и добыче ТРИЗ ввиду осложняющих геологических и технологических неопределенностей [1].

Перспективы разработки трудно-извлекаемых запасов эоцен-олигоценых отложений Восточного Предкавказья сопряжены с двумя подходами. Первый подход подразумевает актуальное на текущий момент направление отрасли – «sweet point» (сладкие участки) – развитие технологий для детализации геологического строения с целью локализации областей с лучшими коллекторскими свойствами [1].

В условиях повышенного внимания в отрасли к нетрадиционным запасам, фильтрационно-емкостные и продуктивные свойства которых обусловлены преимущественно трещиноватостью, наибольший интерес и интенсивное развитие приобретают методы сейсморазведки, позволяющие прогнозировать очаги трещиноватости и зоны разуплотнения с повышенными фильтрационными характеристиками [8].

Сейсморазведочные технологии прогнозирования трещиноватости отличаются по типам волн и методикам обработки сейсмограмм, а также по способам получения информации, так как в некоторых случаях требуются специальные полевые работы. Наиболее перспективные сейсморазведочные технологии по прогнозу трещиноватости основаны на специальных методах обработки рассеянных, дифрагированных (СЛБО-3D, FractureCSP) и дуплексных волн (глубинная миграция).

Отдельно стоит выделить работы Хромовой И.Ю. [8–10], посвященные именно дуплексным волнам, обработанным с помощью глубинной миграции, которые по ряду месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции дали успешные результаты по прогнозированию наиболее продуктивных зон в пределах баженовской свиты.

Таким образом, подход нацелен на поиск наиболее перспективных участков пласта с повышенной естественной трещиноватостью.

Второй подход предполагает не поиски места, а интенсивное опробование наиболее известных технологий заканчивания и вскрытия скважин в низкопроницаемых отложениях. Методов горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта для создания техногенной трещиноватости и увеличения зоны дренирования [1] в отрасли известно множество. Основная проблема заключается в отсутствии универсальной, апробированной и доказавшей эффективность технологии добычи нефти хадумских ТРИЗ.

В качестве предложений для отработки на участках опытно-промышленных работ можно рассмотреть подходы, основывающиеся на совокупном мировом опыте по разработке низкопроницаемых коллекторов:

- бурение горизонтальных скважин (ГС) с изменением длины горизонтального участка от 1000 до 1500 м;

- проведение многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) с увеличением количества стадий до 10;

- кластерный подход к МГРП для создания многотрещиноватости благодаря сочленению естественной и техногенной – например, технология Plug-&Perf;

- апробирование разных жидкостей ГРП – например, стандартной жидкости на основе гуарового геля; ксантана и гибридных жидкостей;

- апробирование скоростей и объемов закачки для уточнения оптимального расстояния между трещинами, параметров трещин и доли работающих трещин.

Каждый из вариантов является самодостаточным в реализации, однако, установление оптимального подхода к доразведке и технологии воздействия видится в комплексном подходе к проблеме разработки ТРИЗ и объединении двух разнонаправленных методик. Во-первых, очевидна необходимость в доизучении исследуемого региона сейсморазведочными, геологоразведочными и промысловыми работами, так как на текущий момент он все еще является недостаточно изученным. Во-вторых, поиск методов технической стимуляции сверхнизкопроницаемых коллекторов – это основа разработки таких объектов в будущем.

Немаловажно отметить, что объединение двух подходов может оказать существенное положительное влияние на равномерность освоения

хадумских отложений в пределах всего региона, а не только на отдельных наиболее продуктивных участках.

Отражение геологических и технологических неопределенностей можно увидеть в результатах испытаний 89 скважин, опробованных на хадумской свите в пределах Восточно-Предкавказской НГО, в 32 из которых приток не был получен.

Аналогично, из анализа стартовых дебитов 25 скважин, пребывавших в эксплуатации, можно отметить, что наибольшее число скважин характеризуется дебитами до 5 и до 10 т/сут и только одна скважина имела входной дебит 37 т/сут. Распределение скважин по накопленной добыче нефти имеет аналогичный характер, наибольшее число скважин находится в интервале до 5 тыс. т (рис. 4).

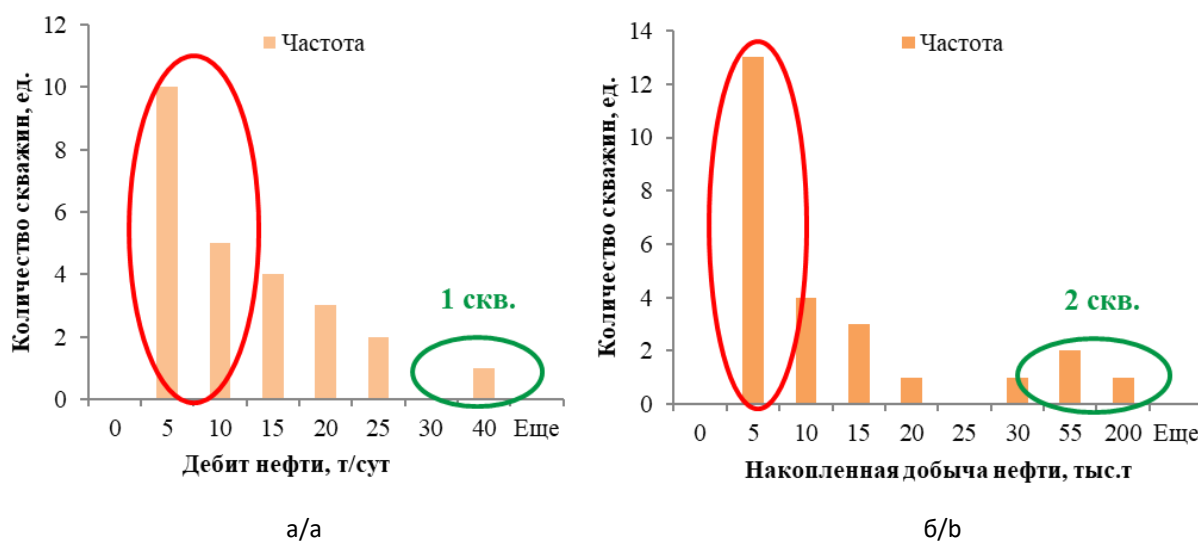


Рис. 4. Гистограммы распределения стартовых дебитов (а) и накопленной добычи нефти (б) по эксплуатационным скважинам хадумской свиты месторождений Восточного Предкавказья

Fig. 4. Distribution histograms of start rates (a) and cumulative oil production (b) by production wells of the Khadum Formation of the fields of the Eastern Pre-Caucasus

По нашему мнению, такие результаты работы скважин связаны не только с неоднородным распределением ФЕС в пределах свиты, но

и с отсутствием апробированных технологий вскрытия и опробования скважин, для большинства из которых характерно:

– отсутствие закономерности в распределении продуктивных характеристик в пределах месторождений и быстрое снижение дебитов – в течение полугода–двух лет;

– непродолжительный эффект от геолого-технических мероприятий (обработка призабойной зоны пласта, большие объемные соляно-кислотные обработки) – 1-2 месяца, увеличение дебита происходит не более чем в 1,5 раза.

«Проекты ТРИЗ»

На Государственном балансе в пределах Восточно-Предкавказской нефтегазоносной области запасы хадумской свиты числятся всего на 12 месторождениях, общие геологические запасы нефти которых по всем категориям составляют 183 млн т, извлекаемые – 26 млн т, накопленная добыча составила 731 тыс. т. При этом, только на 6 месторождениях велась разработка хадумских объектов, в связи с чем можно сделать вывод о недостаточности геолого-промысловых данных по этим отложениям для успешной промышленной разработки.

Отдельное внимание следует уделить новым видам лицензирования – «НТ» («Новый Тип»), которые предусматривают разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых.

Возможность выделять полигоны ТРИЗ и выполнять технические проекты в рамках особого вида лицензирования оказали значительное влияние на полярность интересов всей нефтегазовой отрасли. В последние годы возвращается интерес к доизучению зрелого южного региона Восточного Предкавказья и, в частности, к хадумской свите.

Решение отраслевых вызовов и задач, связанных с геолого-технологическими неопределенностями, становится реальнее

благодаря льготам, предоставляемым в рамках таких проектов. Важной их частью являются адресные программы опробования различных технологий бурения и заканчивания скважин, вскрытия пластов по выделенным участкам опытно-промышленных работ. Задачи программы заключаются в поиске наиболее эффективных решений с их динамичным изменением и адаптацией для конкретных горно-геологических условий на месторождениях.

Проекты предусматривают как использование результатов опробования стандартных технологий бурения и исследований, так и возможность проверить нестандартные комбинации комплексных подходов:

– бурение пилотных стволов с отбором керна и проведением расширенного комплекса ГИС;

– непрерывные гидродинамические исследования с помощью мобильных блочных установок, промыслово-геофизические исследования;

– петрофизические и геомеханические исследования керна;

– использование микросейсмичности и имиджей высокого разрешения в процессе бурения ГС;

– сейсмический мониторинг при ГРП, развивающиеся технологии МГРП, новые составы и проппанты жидкости разрыва.

Подходы не новые, но успешный опыт их применения известен лишь в пределах Волго-Уральской и Западно-Сибирской нефтегазоносных провинций, где изученность доманиковых и баженовских низкопроницаемых коллекторов несопоставимо превосходит изученность хадумских отложений. Первоочередные задачи работ в пределах Восточного Предкавказья – это снятие неопределенностей, поиск апробированных методов добычи.

Достоверные результаты геолого-разведочных работ, изучение керна и насыщающих флюидов являются основой для проектирования геолого-технических мероприятий и выбора технологий эксплуатации и должны обеспечивать высокий технико-экономический потенциал проектов по разработке ТРИЗ, которые способны значительно увеличить прирост рентабельных запасов.

Выводы

В условиях выработки запасов традиционных коллекторов Восточного Предкавказья Терско-Каспийского НГБ, повышается интерес к нетрадиционным коллекторам с высоким нефтяным потенциалом.

Отмечено, что наиболее сложные объекты для разработки в регионе связаны с залежами палеогеновых отложений – хадумской и, как аналога, кумско-керестинской свит, которые являются наименее изученными ТРИЗ по сравнению с отложениями баженовской и доманиковой свит.

На сегодняшний день появляется возможность выделения полигонов ТРИЗ и получения отдельных видов лицензий «НТ» для опытно-промышленных работ с целевым назначением – «разработка технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых», что увеличивает потенциальный интерес к региону у недропользователей.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Кротова А.Г., Шнуров И.В. Тенденции в развитии сырьевой базы трудноизвлекаемых запасов на примере олигоценых отложений Восточного Предкавказья // Ломоносовские чтения.

Авторами предложен стратегический подход к доизучению хадумской свиты, в рамках которого выделено два этапа. Первый этап направлен на определение наиболее перспективных участков, второй нацелен на уточнение геологических характеристик конкретных выделенных участков. Стратегия должна обеспечить возможность снятия геологических и технологических неопределенностей, не позволяющих на данный момент вести разработку объектов хадумской свиты, как традиционных.

В условиях недостаточной изученности нефтематеринских пород хадумской свиты, для целей доразведки и освоения ее высокого нефтяного потенциала сформулированы необходимые пути решения в рамках повестки «ТРИЗ»:

– разрабатывать технологии детализации разнопродуктивных геологических участков и интервалов разреза;

– разрабатывать технологии локализации областей с лучшими коллекторскими свойствами для месторождений, находящихся на различных стадиях разработки;

– апробировать технологии заканчивания и первичного вскрытия с МГРП с определением оптимальных;

– разработать критерии и методику оценки величины извлекаемых запасов и прогнозирования основных показателей разработки для трудноизвлекаемых запасов хадумских отложений.

Секция геологии. Подсекция геологии и геохимии горючих ископаемых: Сб. тезисов докладов научной конференции. М.: МГУ имени М.В. Ломоносова, 2024. С. 38–39.

2. *Дудаев С.А.* Геолого-геофизическое обеспечение технологий выделения, оценки и освоения нетрадиционных глинистых коллекторов Предкавказья: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Уфа, 2012. 50 с.

3. *Бабина Е.О., Мордасова А.В., Ступакова А.В.* и др. Условия накопления олигоцен-нижнемиоценовых майкопских клиноформ Центрального и Восточного Предкавказья как ключевой критерий прогноза природных резервуаров // Георесурсы. 2022. Т. 24, №2. С. 192–208. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.18>

4. *Немцов Н.И., Березий А.Е., Гогоненков Г.Н.* и др. Уточнение перспектив нефтегазоносности и приоритетных направлений геолого-разведочных работ в Северо-Кавказском федеральном округе по результатам региональных направлений геолого-разведочных работ 2020–2022 гг. и ранее проведенных исследований // Геология нефти и газа. 2023. № 4. С. 176–190. <http://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-176-190>

5. *Краснова Е.А., Ступакова А.В., Стафеев А.Н.* и др. Геологическое строение и палеогеографическая зональность хадумского горизонта Предкавказского региона // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 99–109. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9>

6. *Яндарбиев Н.Ш., Фадеева Н.П., Козлова Е.В., Наумчев Ю.В.* Геология и геохимия хадумской свиты Предкавказья – как потенциального источника «сланцевых» углеводородов // Георесурсы. 2017. № 5. С. 208–226. <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>

7. *Стафеев А.Н., Ступакова А.В., Краснова Е.А.* и др. Палеогеографические предпосылки нефтегазоносности хадумского горизонта (нижний олигоцен) Предкавказья // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 2. С. 89–104. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.7>

8. *Хромова И.Ю.* Практическое сравнение методик прогноза трещиноватости по сейсмическим данным // Технологии сейсморазведки. 2010. № 2. С. 62–69.

9. *Хромова И.Ю.* Миграция дуплексных волн – метод картирования трещиноватых зон тектонического генезиса // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 37–47.

10. *Khromova I., Link B., Marmalevskiy N.* Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction // First Break. 2011. Vol. 29, No. 1. P. 37–44. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2011001>

Информация об авторах

Алина Григорьевна Кротова – аспирант, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия; SPIN-код: 2614-6861, <https://orcid.org/0009-0007-2130-9882>; e-mail: agkrotova@gmail.com

Игорь Викторович Шпуров – д.т.н., профессор, генеральный директор, Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, Москва, Россия; <https://orcid.org/0000-0002-7262-1557>; e-mail shpurov@gkz-rf.ru

Поступила в редакцию 15.10.2024

INNOVATIVE TECHNOLOGIES FOR OIL AND GAS RESOURCES EXPLOITATION IN COMPLICATED GEOLOGICAL AND CRITICAL ENVIRONMENTAL CONDITIONS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art8>

A review of the main trends in the development of the raw material base of hard-to-recover reserves of Oligocene deposits of the Khadum Formation of the Eastern Pre-Caucasus region

A.G. Krotova¹✉, I.V. Shpurov²

1 – Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

2 – State Commission on Mineral Reserves, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* Currently, the Eastern Pre-Caucasian oil and gas region of the Terek-Caspian oil and gas basin cannot be considered sufficiently studied to confidently predict the most promising oil and gas accumulation zones for production. The greatest uncertainties in the geological structure of the Eastern Pre-Caucasus are associated with oil and gas mother rocks of the Khadum Formation, the reserves of which are classified as difficult to recover. *Objective.* To study the variability of geological and physical, filtration-capacitive and productive characteristics associated with ultralow-permeability reservoirs, the complexity of determining reservoir distribution zones and predicting hydrocarbon deposits, in order to develop new approaches to additional exploration to increase production potential. *Materials and methods.* The paper presents a generalized view of the geological structure, lithological and stratigraphic features and oil and gas content of the Khadum Formation sediments. The data of regional studies on geological exploration, core and field information on the oil fields of the Eastern Pre-Caucasus were used. *Results.* The graphs of starting rates and accumulated oil production by wells were analyzed, and no regularity in the distribution of productive characteristics within the fields was found. *Conclusions.* The obtained results allowed us to propose a strategic approach to the pre-study of the Khadum Formation for the purposes of additional exploration and development of its high oil potential, as well as to formulate the necessary steps within the framework of the hard-to-recover reserves development agenda. To develop technologies for the development of Khadum sediments, it is necessary to expand the geological and seismic exploration database and lithological and facial studies of well core material. In turn, the development of technologies for geological exploration, additional exploration and production of hard-to-recover minerals fits into the general strategy of the Russian Federation to increase the country's resource base, and is one of the main scientific and technical directions in the industry.

Keywords: hard-to-recover reserves, Khadum Formation, Eastern Pre-Caucasian oil and gas region, additional exploration, oil production

Funding: the work received no funding.

✉ Alina G. Krotova, e-mail: agkrotova@gmail.com

© Krotova A.G., Shpurov I.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Krotova A.G., Shpurov I.V. A review of the main trends in the development of the raw material base of hard-to-recover reserves of Oligocene deposits of the Khadum Formation of the Eastern Pre-Caucasus region. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 430–444. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art8>

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Krotova A.G., Shpurov I.V. Trends in the development of the raw material base of hard-to-recover reserves on the example of Oligocene deposits of the Eastern Pre-Caucasus. *Lomonosov Readings. Geological Section. Subsection of Geology and Geochemistry of Combustible Fossils: Collected Abstracts of the Scientific Conference*. Moscow: Lomonosov Moscow State University, 2024. P. 38–39. (In Russ.).
2. Dudaev S.A. Geological and geophysical support of technologies for the isolation, evaluation and development of unconventional clayey reservoirs of the Pre-Caucasus region. Dr. Sci. diss. abstr. Ufa, 2012. P 50. (In Russ.).
3. Babina E.O., Mordasova A.V., Stoupakova A.V. et al. Sedimentation of the Oligocene-Lower Miocene clinoforms of the Maikop formation in the Eastern and Central Pre-Caucasus region as a key criteria for reservoir exploration. *Georesursy*. 2022. Vol. 24, No. 2. P. 192–208. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.18>
4. Nemtsov N.I., Berezii A.E., Gogonenkov G.N. et al. The results of regional exploration and prospecting activities of 2020–2022 and previous studies: update of hydrocarbon potential and exploration and prospecting priority areas in North Caucasus Federal District. *Geologiya nefi i gaza*. 2023. No. 4. P. 176–190. (In Russ.). <https://doi.org/10.47148/0016-7894-2023-4-176-190>
5. Krasnova E.A., Stoupakova A.V., Stafeev A.N. et al. Geological structure and paleogeographic zoning of the Khadum formation in Pre-Caucasus. *Georesursy*. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 99–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.9>
6. Yandarbiev N.Sh., Fadeeva N.P., Kozlova E.V., Naumchev Yu.V. Khadum Formation of Pre-Caucasus region as potential source of oil shales: geology and geochemistry. *Georesursy*. 2017. No. S. P. 208–226. (In Russ.). <http://doi.org/10.18599/grs.19.21>
7. Stafeev A.N., Stoupakova A.V., Krasnova E.A. et al. Paleogeographic approach for the oil and gas potential assessment of the Khadum Formation (Lower Oligocene) in Pre-Caucasus Basin. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 2. P. 89–104. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.2.7>
8. Khromova I.Yu. I.Yu. Practical comparison of methods of fracture prediction from seismic data. *Tekhnologii seismorazvedki*. 2010. No. 2. P. 62–69. (In Russ.).
9. Khromova I.Yu. Migration of duplex waves as a method of mapping fractured zones of tectonic genesis. *Geologiya nefi i gaza*. 2008. No. 3. P. 37–47. (In Russ.).
10. Khromova I., Link B., Marmalevskiy N. Comparison of seismic-based methods for fracture permeability prediction. *First Break*. 2011. Vol. 29, No. 1. P. 37–44. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.2011001>

Information about the authors

Alina G. Krotova – Postgraduate, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia;
<https://orcid.org/0009-0007-2130-9882>; e-mail: agkrotova@gmail.com

Igor V. Shpurov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, General Director, State Commission on Mineral Reserves, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-7262-1557>; e-mail: shpurov@gkz-rf.ru

Received 15.10.2024

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 550.8

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art9>

Разработка вероятностных моделей для прогнозирования наличия коллекторов в горизонтальных скважинах

В.И. Галкин¹, Н.С. Еремеев² ✉, А.Н. Ушахин²

1 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

2 – ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Статья посвящена проблеме прогноза распространения коллекторов по стволу горизонтального участка при планировании бурения горизонтальных скважин в Пермском крае. Прогноз доли коллектора по длине горизонтального участка с учетом только геологического моделирования не во всех случаях позволяет достоверно определить необходимую величину. *Цель работы.* Повышение точности прогноза проходки по коллектору при помощи построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей. *Материалы и методы.* Объектом исследования являлись геолого-геофизические данные горизонтальных скважин, пробуренных в северной части Волго-Уральской нефтегазовой провинции. Поставленная задача решалась с помощью привлечения дополнительной геолого-геофизической информации, определяющей наличие коллектора в горизонтальном стволе скважины. *Результаты.* Детально проанализирована 301 горизонтальная скважина, пробуренная на территории Пермского края с применением LWD систем и технологии геонавигации. Выделены основные геологические показатели, которые определяют наличие коллектора в горизонтальном стволе скважины, такие как коэффициент песчаности, коэффициент расчлененности, эффективная толщина пласта. Данные показатели определяются по имеющимся данным от точки входа скважины в горизонтальный участок и в дальнейшем используются в разработке многомерных моделей. *Выводы.* С помощью построенных моделей представляется возможным определить величины вероятности распределения коллектора и, следовательно, корректно оценить плановую проходку по коллектору, что, в свою очередь, для конкретных нефтегазовых территорий позволит иметь более прочную основу для обоснования бурения горизонтальных скважин, а также позволит определить оптимальную очередность в случае бурения нескольких горизонтальных скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, многоуровневая вероятностная модель, вероятность наличия коллектора

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Галкин В.И., Еремеев Н.С., Ушахин А.Н. Разработка вероятностных моделей для прогнозирования наличия коллекторов в горизонтальных скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 4. С. 445–458. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art9>

✉ Еремеев Никита Сергеевич, e-mail: Nikita.Eremeev@lukoil.com

© Галкин В.И., Еремеев Н.С., Ушахин А.Н., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Прогнозирование различных геолого-технологических процессов решается путем создания моделей прогноза, описывающих исследуемый процесс. Наличие в горизонтальном стволе достаточной доли коллектора во многом определяет прибыль компании по добыче нефти [1]. Поскольку стоимость строительства горизонтальных скважин (ГС), как правило, значительно превышает стоимость наклонной скважины (НС), то сегодня остро встает вопрос о дополнительном обосновании необходимости бурения горизонтальных секций скважин.

Целью работы является повышение точности прогноза проходки по коллектору при помощи построения многоуровневых многомерных вероятностно-статистических моделей.

В данной работе рассмотрен опыт систематизации геологических параметров

пробуренных ГС, последующего построения многоуровневых моделей для определения вероятности наличия пород-коллекторов в пределах горизонтальных участков скважин. Оценка выполнена на примере фактических геолого-геофизических данных ГС северной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Методика исследования

На начальном этапе исследований выполнено сопоставление между значениями общей длины горизонтального ствола ($L_{\text{гор.ст}} = L_{\text{hwb}}$) и проходкой по коллектору ($L_{\text{кол}} = L_{\text{res.}}$) по данным 301 горизонтальной скважины, путем построения поля корреляции между ними (рис. 1). Важным и необходимым условием для построений являлось использование выборки случайных скважин в пределах всей изучаемой территории и относящихся ко всем нефтегазоносным комплексам.

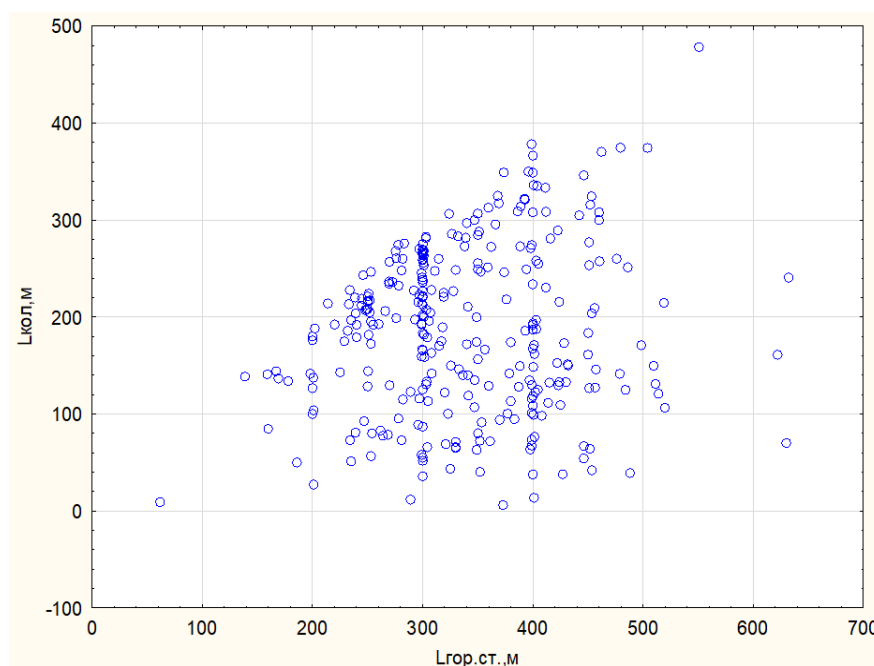


Рис. 1. Поле корреляции между $L_{\text{гор.ст.}}$ и $L_{\text{кол.}}$

Fig. 1. Correlation field between L_{hwb} and $L_{\text{res.}}$

На рис. 1 видно, что в пределах поля корреляции отмечается сложный, трудно статистически описываемый характер соотношения между значениями $L_{гор.ст.}$ и $L_{кол.}$. Это свидетельствует о том, что вероятность наличия коллектора в горизонтальном стволе скважины ($P_{кол.}$), которая вычисляется как $L_{кол.}/L_{гор.ст.}$, на разных диапазонах значений будет характеризоваться различными величинами, следовательно, зависимости $L_{кол.}$ только от $L_{гор.ст.}$ будут иметь дифференциальные корреляции на различных диапазонах значений. Для оценки влияния сочетания изучаемых показателей на значения $P_{кол.}$ построены многомерные модели с помощью пошагового регрессионного анализа (ПРА). Возможности использования ПРА для решения аналогичных задач приведены в работах [2–4], дополнительно вопросы применения ПРА рассматривались в источниках [5–7].

Для статистической реализации данной задачи значения $P_{кол.}$ расположены от максимальных до минимальных. Далее построение многомерных уравнений регрессии выполнено по следующей схеме: первое уравнение регрессии по 3 максимальным значениям $P_{кол.}$, следующая модель при $n=4$ и так далее до $n=301$. Аналогичным образом было построено 299 многомерных моделей. Примеры построенных моделей по 10 максимальным и 10 минимальным значениям $P_{кол.}$ с учетом вышеизложенного условия, где в качестве коэффициентов в уравнениях регрессий также использованы такие геологические параметры, как эффективная толщина пласта ($H_{эфф.}$), коэффициент расчлененности ($K_{расч.}$) и коэффициент песчаности пласта ($K_{песч.}$), приведены в табл. 1.

Табл. 1. Уравнения регрессии зависимостей $P_{кол.}$ от геологических показателей

Table 1. Regression equations of $P_{res.}$ dependencies on geological parameters

Интервал значений $P_{кол.}$	Свободный член	Коэффициенты в уравнениях регрессии					Коэфф. корреляции R	Уровень значимости p
		$L_{гор.ст.}$	$L_{кол.}$	$H_{эфф.}$	$K_{расч.}$	$K_{песч.}$		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,000–0,989	1,030749		-0,000054		-0,001950		1	
1,000–0,988	0,995086	-0,000077			-0,000073	0,029881	1	
1,000–0,974	0,995086	-0,000077			-0,000073	0,029881	1	
1,000–0,974	1,007399	-0,003432	0,003426		-0,000442		0,999	<0,03719
1,000–0,973	1,053964	-0,000158					1	<0,03601
1,000–0,973	1,052996	-0,000171		-0,00222	0,000476		1	<0,00004
1,000–0,953	1,003391	-0,003601	0,003597	-0,00034	0,000163		0,998	<0,00004
1,000–0,949	1,005370	-0,002818	0,002831	-0,00085			0,969	<0,00047
1,000–0,946	1,003667	-0,002910	0,002929	-0,00081			0,976	<0,00047

Продолжение табл. 1

Table 1 continued

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,000–0,945	1,000989	-0,002902	0,002923	-0,00064			0,98	<0,00001
1,000–0,935	1,004923	-0,002696	0,002703	-0,00077			0,983	<0,00000
1,000–0,120	0,545719	-0,001577	0,002818		0,002149	0,043113	0,97	<0,00000
1,000–0,114	0,545518	-0,001577	0,002819		0,002153	0,043095	0,97	<0,00000
1,000–0,111	0,545518	-0,001577	0,002819		0,002153	0,043095	0,97	<0,00000
1,000–0,094	0,533525	-0,001518	0,002784	-0,000896	0,002426	0,060417	0,968	<0,00000
1,000–0,092	0,533161	-0,001510	0,002775	-0,000918	0,002416	0,061100	0,969	<0,00000
1,000–0,089	0,533791	-0,001506	0,002768	-0,000876	0,002350	0,060333	0,969	<0,00000
1,000–0,080	0,533580	-0,001493	0,002754	-0,000905	0,002272	0,060277	0,968	<0,00000
1,000–0,041	0,531490	-0,001493	0,002766	-0,000948	0,002291	0,059367	0,968	<0,00000
1,000–0,034	0,531833	-0,001492	0,002763	-0,000956	0,002292	0,059298	0,969	<0,00000
1,000–0,017	0,532038	-0,001492	0,002762	-0,000959	0,002282	0,059344	0,969	<0,00000

Примечание: красным цветом выделены статистически значимые модельные значения.

Анализ построенных моделей показывает, что используемые показатели применяются дифференцированно: $L_{гор.ст.}$ – 288 раз, $L_{кол.}$ – 285, $K_{расч.}$ – 241, $H_{эфф.}$ – 132, $K_{песч.}$ – 104 раза.

По результатам статистического моделирования были построены зависимости изменения свободных членов, коэффициентов при изучаемых показателях в уравнениях регрессии, а также коэффициентов множественной корреляции R . Комплексный анализ графиков показывает резкие изменения значений в каждом из них, практически при одних и тех же значениях $P_{кол.}$. Границы этих изменений наблюдаются при $P_{кол.}$, равных 0,75; 0,50 и 0,25. Для комплексной оценки этих различий, полученных при статистическом

линейном пошаговом анализе, использован линейный дискриминантный анализ (ЛДА). Возможности использования данного метода для решения аналогичных задач приведены в работах [8–10]. В результате реализации данного метода были построены 3 линейных дискриминантных функции (ЛДФ).

Правильность распознавания:

- 1 класс: при $P_{кол.} < 0,25$ –74,35%;
- 2 класс: при $0,25 < P_{кол.} < 0,50$ –84,61%;
- 3 класс: при $0,50 < P_{кол.} < 0,75$ –84,05%;
- 4 класс: $P_{кол.} > 0,75$ –92,15%.

Данная классификация позволила дифференцировать соотношения между $L_{гор.ст.}$ и $L_{кол.}$, что отражено на рис. 2.

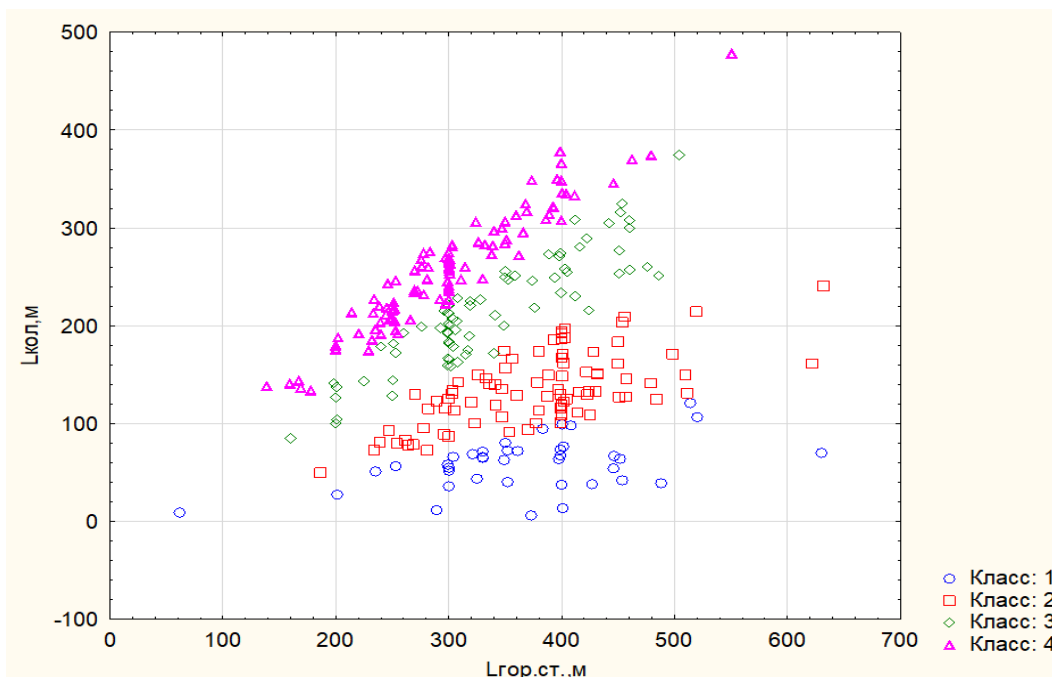


Рис. 2. Поля корреляции между $L_{гор.ст.}$ и $L_{кол.}$ с учетом классов

Fig. 2. Correlation fields between L_{hwb} and $L_{res.}$ taking into account the classes

Соотношения между $L_{гор.ст.}$ и $L_{кол.}$, в зависимости от выделенных классов, находятся в разных частях графика и значительно отличаются наличием и видами статистических связей. Для изучения данных соотношений построены линейные вероятностные

модели принадлежности к классу 4 – P , в зависимости от показателей $K_{песч.}$, $K_{расч.}$, $H_{эфф.}$, $L_{гор.ст.}$.

Уравнения зависимости вероятности принадлежности к 4 классу скважин по вышеприведенным показателям приведены в табл. 2.

Табл. 2. Уравнения регрессии зависимости P от геологических показателей

Table 2. Regression equations of P dependence on geological parameters

Показатель	Уравнение вероятности принадлежности к 4 классу скважин	Диапазон изменения показателей	Диапазон изменения P , д.ед.
$K_{песч.}$, д.ед.	$P(K_{песч.}) = 0,135 + 0,910 K_{песч.}$	0,040–0,950	0,171–0,999
$H_{эфф.}$, м	$P(H_{эфф.}) = 0,395 + 0,0139 H_{эфф.}$	1,1–28,0	0,410–0,748
$K_{расч.}$, ед.	$P(K_{расч.}) = 0,556 - 0,0062 K_{расч.}$	1,0–32,0	0,357–0,549
$L_{гор.ст.}$, м	$P(L_{гор.ст.}) = 1,028 - 0,0016 L_{гор.ст.}$	61,7–632,0	0,016–0,929

Из табл. 2 следует, что разработанные модели по показателям $K_{песч.}$, $H_{эфф.}$ имеют прямой вид, а по $K_{расч.}$ и $L_{гор.ст.}$ – обратный.

По индивидуальным вероятностным моделям разработан комплексный

вероятностный критерий $P_K^{L_{кол}-4}$, который определяется по формуле:

$$P_K^{L_{кол}-4} = \frac{\prod P_i}{\prod P_i + \prod (1 - P_i)}, \quad (1)$$

где P_i – индивидуальные вероятности параметров $P(K_{песч.})$, $P(K_{расч.})$, $P(L_{гор.ст.})$, $P(H_{эфф.})$ соответственно. Средние значения выделенным классам приведены в табл. 3.

Табл. 3. Сравнение средних значений вероятности принадлежности к значениям вероятности $P_K^{L_{кол-4}}$ по выделенным классам

Table 3. Comparison of mean belonging probability values to $P_K^{L_{res-4}}$ probability values by selected classes

Критерий	Классы выделенных скважин				Критерий $\frac{t}{p}$	Критерий $\frac{\chi^2}{p}$
	1	2	3	4		
$P_K^{L_{кол-4}}$	0,304±0,221	0,397±0,159			$\frac{-1,386370}{0,168162}$	$\frac{1,336264}{0,512665}$
		0,397±0,159	0,523±0,239		$\frac{-4,43527}{0,000017}$	$\frac{20,01347}{0,000045}$
			0,523±0,239	0,702±0,176	$\frac{-5,705535}{0,000000}$	$\frac{29,41490}{0,000000}$

Из табл. 4 следует, что средние значения $P_K^{L_{кол-4}}$ для выделенных классов последовательно изменяются в диапазоне от 0,304 до 0,702. По критериям t и χ^2 значения между соседними классами статистически различаются для 2, 3 и 4

классов. Средние значения и плотности распределений вероятностей $P_K^{L_{кол-4}}$ между 1 и 2 классами статистически не различаются. Корреляционные связи между $P_K^{L_{кол-4}}$ и значениями индивидуальных вероятностей приведены в табл. 4.

Табл. 4. Значения коэффициентов корреляции (R) между $P_K^{L_{кол-4}}$ и индивидуальными вероятностями

Table 4. Values of correlation coefficients (R) between $P_K^{L_{res-4}}$ and individual probabilities

Показатели	$P_K^{L_{кол-4}}$	$P(K_{песч.})$	$P(K_{расч.})$	$P(H_{эфф.})$	$P(L_{гор.ст.})$
$P_K^{L_{кол-4}}$	1,000	0,853*	0,085	0,418*	0,719*
$P(K_{песч.})$		1,000	0,120*	0,295*	0,318*
$P(K_{расч.})$			1,000	-0,376*	0,020
$P(H_{эфф.})$				1,000	0,120*
$P(L_{гор.ст.})$					1,000

Примечание: звездочкой помечены статистически значимые корреляционные связи.

Коэффициенты корреляции между индивидуальными вероятностями и $P_K^{L_{кол-4}}$ отличаются значительно. Для оценки комплексного влияния индивидуальных

вероятностей на величину $L_{кол.}^M$ был использован ПРА. В результате его реализации получено следующее многомерное уравнение регрессии:

$$L_{\text{кол.}}^M = 163,313 + 190,142P(K_{\text{песч.}}) - 195,560P(L_{\text{гор.ст.}}) + 287,497P(H_{\text{эфф.}}) + 420,427P(K_{\text{расч.}}), \quad (2)$$

где $R = 0,553$; $p < 0,00000$; стандартная ошибка 71,252 м.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. На первом шаге построения модели использован показатель $P(K_{\text{песч.}})$, на втором – $P(L_{\text{гор.ст.}})$, далее – $P(H_{\text{эфф.}})$, на завершающем шаге – $P(K_{\text{расч.}})$. Значения коэффи-

циентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,415; 0,509; 0,535; 0,553.

Поля корреляции между $L_{\text{кол.}}^M$ и $L_{\text{кол.}}$ с учетом выделенных классов приведены на рис. 3.

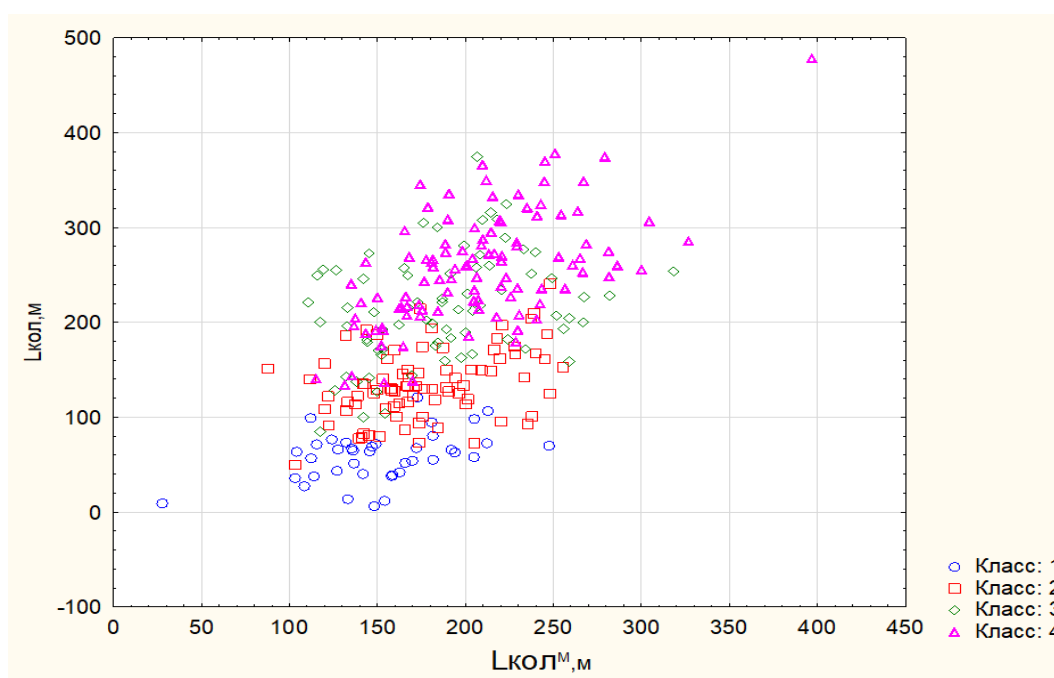


Рис. 3. Поле корреляции между $L_{\text{кол.}}^M$ и $L_{\text{кол.}}$ с учетом классов

Fig. 3. Correlation field between $L_{\text{res.}}^M$ and $L_{\text{res.}}$ taking into account the classes

Между $L_{\text{кол.}}^M$ и $L_{\text{кол.}}$, в пределах ранее обоснованных классов по $L_{\text{кол.}}/L_{\text{гор.ст.}}$, наблю-

даются различные по виду и корреляционным связям соотношения, приведенные в табл. 5.

Табл. 5. Уравнения регрессии зависимостей $L_{\text{кол.}}$ от $L_{\text{гор.ст.}}$ с учетом выделенных классов

Table 5. Regression equations of $L_{\text{res.}}$ to L_{hwb} dependencies taking into account the allocated classes

Классы	Уравнения регрессии	Значения R	Значения p
1	$L_{\text{кол.}} = 16,220 + 0,2822L_{\text{кол.}}^M$	0,443	0,0059
2	$L_{\text{кол.}} = 70,795 + 0,3633L_{\text{кол.}}^M$	0,379	0,0003
3	$L_{\text{кол.}} = 137,976 + 0,4124L_{\text{кол.}}^M$	0,330	0,0040
4	$L_{\text{кол.}} = 104,317 + 0,7365L_{\text{кол.}}^M$	0,587	0,0000

Таким образом, величина $L_{\text{кол}}$ статистически зависит от тех характеристик, которые были использованы для построения вышепри-

веденной модели. Для полного анализа влияния характеристик на параметр $L_{\text{кол}}$ построены модели по выделенным классам скважин.

Для первого класса модель имеет следующий вид:

$$L_{\text{кол}}^{M-1} = 43,433 - 84,7859P(L_{\text{гор.ст.}}) + 112,1138P(H_{\text{эфф.}}), \quad (3)$$

где $R = 0,560$; $p < 0,00114$; стандартная ошибка 22,250 м.

Формирование рассматриваемой модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. На первом шаге построения модели использован

показатель $P(L_{\text{гор.ст.}})$, на втором – $P(H_{\text{эфф.}})$. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,450; 0,560.

Для второго класса модель имеет следующий вид:

$$L_{\text{кол}}^{M-2} = 206,228 - 199,509P(L_{\text{гор.ст.}}) + 32,321P(K_{\text{песч.}}), \quad (4)$$

где $R = 0,675$; $p < 0,00000$; стандартная ошибка 27,472 м.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. На первом шаге построения модели был использован

показатель $P(L_{\text{гор.ст.}})$, на втором – $P(K_{\text{песч.}})$. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,660; 0,675.

Для третьего класса модель имеет следующий вид:

$$L_{\text{кол}}^{M-3} = 410,401 - 398,128P(L_{\text{гор.ст.}}), \quad (5)$$

где $R = 0,898$; $p < 0,00000$; стандартная ошибка 25,372 м.

Для четвертого класса модель имеет следующий вид:

$$L_{\text{кол}}^{M-4} = 413,206 - 468,447P(L_{\text{гор.ст.}}) + 13,443P(K_{\text{песч.}}) + 71,622P(H_{\text{эфф.}}) + 105,831P(K_{\text{расч.}}), \quad (6)$$

где $R = 0,941$; $p < 0,00000$; стандартная ошибка 20,133 м.

Формирование модели происходило в последовательности, приведенной в уравнении регрессии. На первом шаге построения модели был использован показатель $P(L_{\text{гор.ст.}})$, на втором – $P(K_{\text{песч.}})$,

далее – $P(H_{\text{эфф.}})$, на завершающем шаге – $P(K_{\text{расч.}})$. Значения коэффициентов R , описывающих силу статистических связей, изменялись следующим образом: 0,936; 0,938; 0,940; 0,941.

Для совместного учета значений, вычисленных по вышеописанным моделям, используемая формула имеет следующий вид:

$$L_{\text{кол.}}^{MM} = 3,156 - 0,1267L_{\text{кол.}}^M + 1,095(L_{\text{кол.}}^{M-1} + L_{\text{кол.}}^{M-2} + L_{\text{кол.}}^{M-3} + L_{\text{кол.}}^{M-4}) + 0,0005(L_{\text{кол.}}^M)^2 - 0,0003L_{\text{кол.}}^M \times (L_{\text{кол.}}^{M-1} + L_{\text{кол.}}^{M-2} + L_{\text{кол.}}^{M-3} + L_{\text{кол.}}^{M-4}) - 0,0001(L_{\text{кол.}}^{M-1} + L_{\text{кол.}}^{M-2} + L_{\text{кол.}}^{M-3} + L_{\text{кол.}}^{M-4})^2 \quad (7)$$

где $R = 0,957$; $p < 0,00000$; стандартная ошибка 24,612 м.

Поле корреляции между $L_{\text{кол.}}^{MM}$ и $L_{\text{кол.}}$, с учетом выделенных классов, представлено на рис. 4.

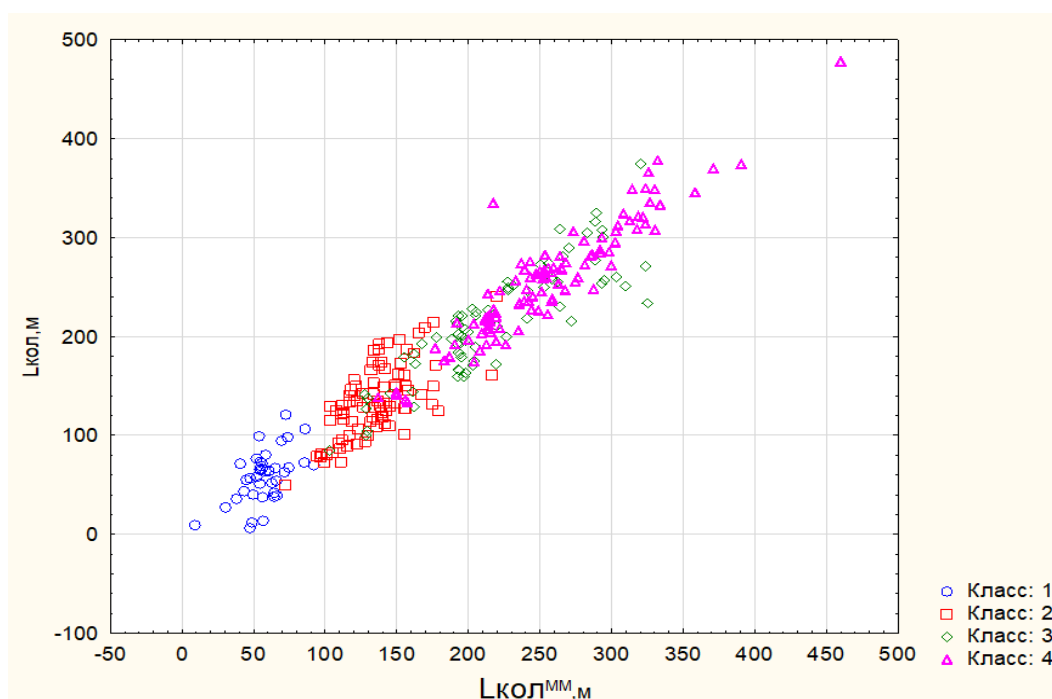


Рис. 4. Поле корреляции между $L_{\text{кол.}}^{MM}$ и $L_{\text{кол.}}$ с учетом классов

Fig. 4. Correlation field between $L_{\text{res.}}^{M-4}$ and $L_{\text{res.}}$ taking into account the classes

Отсюда следует, что между $L_{\text{кол.}}^{MM}$ и $L_{\text{кол.}}$ наблюдается статистически сильная корреляционная связь ($R = 0,957$; $p < 0,00000$; стандартная ошибка оценки 24,661м).

Заключение

Проведенный анализ свидетельствует о том, что по геологическим характеристикам на вероятностном уровне представляется возможным осуществлять

прогноз распространения коллектора в горизонтальном участке ствола скважины.

Комплекс используемых геологических показателей в каждом нефтегазоносном районе индивидуальный. Для определения информативных показателей на первом этапе построения моделей необходимо установить их совокупность вероятностно-статистическими методами.

Разработка статистически достоверных многомерных моделей для конкретных нефтегазовых территорий позволит иметь основу для обоснования бурения горизонтальных скважин и проводить

корректный расчет плановой проходки по коллектору. Данная методика позволит определить оптимальную очередность в случае бурения нескольких горизонтальных скважин.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Галкин В.И., Колтырин А.Н.* Исследование вероятностных моделей для прогнозирования эффективности технологии пропантного гидравлического разрыва пласта // Записки Горного института. 2020. Т. 246. С. 650–659. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.7>
2. *Галкин В.И., Соснин Н.Е.* Разработка геолого-математических моделей для прогноза нефтегазоносности сложнопостроенных структур в девонских терригенных отложениях // Нефтяное хозяйство. 2013. № 4. С. 28–31.
3. *Kaufman G.M., Balcer Y., Kruyt D.* A probabilistic model of oil and gas discovery // Methods of Estimating the Volume of Undiscovered Oil and Gas Resources / Ed. by J.D. Haun. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1975. P. 113–142. <https://doi.org/10.1306/st1383c14>
4. *Afifi H., Elmahdy M., El Saban M., Abu-Elkheir M.* Probabilistic forecasting for oil producing wells using seq2seq augmented model // Engineering Proceedings. 2022. Vol. 18, No. 1. P. 16. <https://doi.org/10.3390/engproc2022018016>
5. *Соснин Н.Е.* Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое дело. 2012. Т. 11, № 5. С. 16–25.
6. *Галкин В.И., Пономарева И.Н., Репина В.А.* Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2016. Т. 15, № 19. С. 145–154. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2016.19.5>
7. *Кошкин К.А., Татаринов И.А.* Разработка вероятностных моделей зонального прогноза нефтегазоносности центральной части Пермского свода по структурно-мощностным критериям // Недропользование. 2021. Т. 21, № 1. С. 2–8. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2021.1.1>
8. *Cheng Y., Wang Y., McVay D., Lee W.J.* Practical application of a probabilistic approach to estimate reserves using production decline data // SPE Economics & Management. 2010. Vol. 2, No. 1. P. 19–31. <https://doi.org/10.2118/95974-PA>
9. *Wijaya N., Sheng J.J.* Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 185. P. 106646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106646>

10. *Alimkhanov R., Samoylova I.* Application of Data Mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV8 reservoir of the Povkh Oil Field // SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171332-MS. <https://doi.org/10.2118/171332-MS>

Информация об авторах

Владислав Игнатьевич Галкин – д.г.-м.н., профессор, заведующий кафедрой, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия; SPIN-код: 6629-3627; <https://orcid.org/0000-0003-4867-2298>; e-mail: vgalkin@pstu.ru

Никита Сергеевич Еремеев – старший менеджер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; <https://orcid.org/0009-0009-6639-9644>; e-mail: Nikita.Eremeev@lukoil.com

Александр Николаевич Ушахин – ведущий инженер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Пермь, Россия; <https://orcid.org/0009-0000-1742-633X>; e-mail: Aleksandr.N.Ushakhin@lukoil.com

Поступила в редакцию 10.09.2024

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art9>

Development of probabilistic models for forecasting the presence of reservoirs in horizontal wells

V.I. Galkin¹, N.S. Ereemeev² ✉, A.N. Ushakhin²

1 – Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia

2 – LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia

Abstract. *Background.* The article is devoted to the problem of forecasting the distribution of reservoirs along the borehole of a horizontal section when planning the drilling of horizontal wells in the Perm Krai. The forecast of reservoir fraction along the length of the horizontal section taking into account only geological modeling does not in all cases allow to reliably determine the necessary value. *Objective.* To increase the accuracy of reservoir penetration prediction by means of building multilevel multivariate probabilistic statistical models. *Materials and methods.* The object of the study was geological and geophysical data of horizontal wells drilled in the northern part of the Volga-Ural oil and gas province. The task was solved by attracting additional geological and geophysical information that determines the presence of a reservoir in the horizontal wellbore. *Results.* A total of 301 horizontal wells drilled in the Perm Krai using LWD systems and geosteering technology were analyzed in detail. The main geological indicators that determine the presence of a reservoir in a horizontal wellbore were identified, such as: sandiness coefficient, dissection coefficient and effective formation thickness. These indicators are determined from the available data from the point of well entry into the horizontal section and are further used in the development of multivariate models. *Conclusions.* With the help of the constructed models, it is possible to determine the values of the probability of reservoir distribution and, consequently, to estimate correctly the planned penetration of the reservoir, which, in turn, for specific oil and gas areas, will provide a more solid basis for justification of drilling horizontal wells, and also will allow to determine the optimal sequence in case of drilling several horizontal wells.

Keywords: horizontal well, multilevel probabilistic model, probability of reservoir presence

Funding: the work received no funding.

For citation: Galkin V.I., Ereemeev N.S., Ushakhin A.N. Development of probabilistic models for forecasting the presence of reservoirs in horizontal wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 4. P. 445–458. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-4.art9>

✉ Nikita S. Ereemeev, e-mail: Nikita.Ereemeev@lukoil.com

© Galkin V.I., Ereemeev N.S., Ushakhin A.N., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Galkin V.I., Koltyrin A.N. Investigation of probabilistic models for forecasting the efficiency of proppant hydraulic fracturing technology. *Journal of Mining Institute*. 2020. Vol. 246. P. 650–659. <https://doi.org/10.31897/PMI.2020.6.7>
2. Galkin V.I., Sosnin N.E. Geological development of mathematical models for the prediction of oil and gas complex-built structures in the Devonian clastic sediments. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2013. No. 4. P. 28–31. (In Russ.).
3. Kaufman G.M., Balcer Y., Krut D. A probabilistic model of oil and gas discovery. In: Haun J.D., ed. *Methods of Estimating the Volume of Undiscovered Oil and Gas Resources*. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1975. P. 113–142. <https://doi.org/10.1306/st1383c14>
4. Afifi H., Elmahdy M., El Saban M., Abu-Elkheir M. Probabilistic forecasting for oil producing wells using seq2seq augmented model. *Engineering Proceedings*. 2022. Vol. 18, No. 1. P. 16. <https://doi.org/10.3390/engproc2022018016>
5. Sosnin N.E. Development of statistical models for predicting oil-and-gas content (on the example of terrigenous Devonian sediments of North Tatar arch). *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2012. Vol. 11, No. 5. P. 16–25. (In Russ.).
6. Galkin V.I., Ponomareva I.N., Repina V.A. Study of oil recovery from reservoirs of different void types with use of multidimensional statistical analysis. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2016. Vol. 15, No. 19. P. 145–154. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2016.19.5>
7. Koshkin K.A., Tatarinov I.A. Development of zone forecast probability models for oil and gas potential in the central part of the Permian uplift by structural and capacity criteria. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2021. Vol. 21, No. 1. P. 2–8. <https://doi.org/10.15593/2712-8008/2021.1.1>
8. Cheng Y., Wang Y., McVay D., Lee W.J. Practical application of a probabilistic approach to estimate reserves using production decline data. *SPE Economics & Management*. 2010. Vol. 2, No. 1. P. 19–31. <https://doi.org/10.2118/95974-PA>
9. Wijaya N., Sheng J.J. Probabilistic forecasting and economic evaluation of pressure-drawdown effect in unconventional oil reservoirs under uncertainty of water blockage severity. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 185. P. 106646. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.106646>
10. Alimkhanov R., Samoylova I. Application of Data Mining tools for analysis and prediction of hydraulic fracturing efficiency for the BV8 reservoir of the Povkh Oil Field. In: *SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition*, Moscow, Russia, 14–16 October 2014. Paper SPE-171332-MS. <https://doi.org/10.2118/171332-MS>

Information about the authors

Vladislav I. Galkin – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, Head of Department, Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-4867-2298>; e-mail: vgalkin@pstu.ru

Nikita S. Ereemeev – Senior Manager, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0009-6639-9644>; e-mail: Nikita.Ereemeev@lukoil.com

Aleksandr N. Ushakhin – Leading Engineer, LUKOIL-Engineering LLC, Perm, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-1742-633X>; e-mail: Aleksandr.N.Ushakhin@lukoil.com

Received 10.09.2024