

Новые пути оптимизации ГРП
при добыче УВ
99 стр.

Опыт создания цифровых
минералогических моделей керна
155 стр.

Автоматизация бизнес-кейсов
уплотняющего бурения
167 стр.



«PROнефть» теперь в ВАК!

Отличная новость для тех, кто готовит диссертацию! Научные работы, прошедшие рецензирование, публикуются бесплатно!



ПО ВСЕМ
ВОПРОСАМ
ОБРАЩАЙТЕСЬ



Керимова Эльвира Римовна
ученый секретарь

✉ ProNeft@gazprom-neft.ru



* Подробно про стандарты подготовки публикации читайте на последней обложке

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ
«ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

О ЖУРНАЛЕ

«ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти» – специализированный научно-технический журнал, в котором публикуются статьи по актуальным вопросам нефтегазовой отрасли.

Аудитория издания – сотрудники нефтегазовых и нефтесервисных компаний, представители научного сообщества, технологические и академические центры.

Журнал рецензируется и аккредитован в Высшей аттестационной комиссии (ВАК) по направлениям: 2.8.2. «Технология бурения и освоения скважин» (технические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (технические науки), 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 2.8.4. «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» (геолого-минералогические науки), 25.00.18. «Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых» (технические науки).

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Доктор С.А., председатель редакционной коллегии, начальник департамента по добыче «Газпром нефти»

Хасанов М.М., главный редактор, д.т.н., директор по науке «Газпром нефти»

Аплонов С.В., д.геол.-мин.н., профессор, Санкт-Петербургский государственный университет

Бахтизин Р.Н., д.физ.-мат.н., академик Академии наук Республики Башкортостан

Бочкин А.С., к.т.н., генеральный директор «Газпромнефть – Технологические партнерства»

Бухановский А.В., д.т.н., Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики
Валиуллин Р.А., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой геофизики, Башкирский государственный университет

Вашкевич А.А., заместитель начальника департамента по технологическому развитию разведки и добычи «Газпром нефти»

Головин С.В., д.физ.-мат.н., профессор, заместитель председателя Сибирского отделения РАН по комплексному развитию

Кривцов А.М., д.физ.-мат.н., член-корреспондент РАН, заведующий кафедрой «Теоретическая механика», Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Осипцов А.А., д.физ.-мат.н., профессор, член управляющего совета Ассоциации «Искусственный интеллект в промышленности»

Постникова О.В., д.геол.-мин.н., профессор

- Ситников А.Н.**, генеральный директор Научно-Технического Центра «Газпром нефти»
Тугарова М.А., д.геол.-мин.н., ведущий сотрудник НОЦ «Газпромнефть — НГУ»
Федоров К.М., д.физ.-мат.н., профессор, директор физико-технического института, Тюменский государственный университет
Филимонова В.Р., заместитель генерального директора по экспертизе и функциональному развитию Научно-Технического Центра «Газпром нефти»
Хафизов С.Ф., д.геол.-мин.н., профессор, Российский университет дружбы народов

РЕДАКЦИЯ

Керимова Э.Р., выпускающий редактор, учений секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

Слушев Д.Е., пресс-секретарь Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

Старикова Е.И., начальник управления по связям с общественностью и корпоративным коммуникациям Научно-Технического Центра «Газпром нефти»

УСЛОВИЯ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License

ИНДЕКСАЦИЯ

РИНЦ, scholar-google, ROAD, РГБ, ВИНТИ, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire. Журнал входит в перечень периодических научных изданий РФ, рекомендованных ВАК для публикации основных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата и доктора наук

PRONEFT.
PROFESSIONALLY ABOUT OIL

ABOUT THE JOURNAL

PRONEFT. Professionally about Oil is a specialized scientific and technical journal that publishes articles on topical issues of the oil and gas industry. The journal audience includes employees of petroleum and oilfield service companies, members of the scientific community, readers of research and academic centers. The journal is reviewed and accredited by the Higher Attestation Commission (HAC) in the following disciplines: 2.8.2. Technology of drilling and development of wells (technical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (technical sciences), 1.6.11. Geology, prospecting, exploration and exploitation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 2.8.4. Development and operation of oil and gas fields (geological and mineralogical sciences), 25.00.18. Development technology offshore mineral deposits (technical sciences).

EDITORIAL BOARD

Sergey A. Doctor, Chairman of the Editorial Board, Head of the Production Department of Gazprom Neft
Mars M. Khasanov, Editor-in-Chief, Dr. Sci. (Eng.), Scientific Director, Gazprom Neft
Sergey V. Aplonov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, St. Petersburg State University
Ramil N. Bakhtizin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Academician of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan
Andrey S. Bochkov, Cand. Sci. (Eng.), CEO of Gazpromneft — Technological Partnerships
Alexander V. Bukhanovsky, Dr. Sci. (Eng.), St. Petersburg National Research University of Information Technologies, Mechanics and Optics
Rim A. Valiullin, Dr. Sci. (Eng.), Professor, Head of the Department of Geophysics, Bashkir State University
Alexey A. Vashkevich, Deputy Head of the Department for Technological Development of Exploration and Production of Gazprom Neft
Sergey V. Golovin, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Deputy Chairman of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences for Integrated Development
Anton M. Krivtsov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Department of Theoretical Mechanics, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
Andrey A. Osipov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Member of the Governing board of the Association "Artificial intelligence in industry"
Olga V. Postnikova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor

Aleksandr N. Sitnikov, General Director of the Gazprom neft Science and Technology Centre

Marina A. Tugarova, Dr. Sci. (Geol.-Min.), leading researcher of the scientific educational center "Gazpromneft — Novosibirsk State University"

Konstantin M. Fedorov, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, Director of the Physics and Technology Institute, Tyumen State University

Veronika R. Filimonova, Deputy General Director for Expertise and Functional Development of the Gazprom neft Science and Technology Centre

Sergey F. Khafizov, Dr. Sci. (Geol.-Min.), Professor, RUDN University

EDITORIAL OFFICE

Elvira R. Kerimova, Executive Editor, Scientific Secretary of the Gazprom neft Science and Technology Centre

Dmitrii E. Slushev, Press Secretary of the Gazprom neft Science and Technology Centre

Ekaterina I. Starikova, Head of Public Relations and Corporate Communications Department of the Gazprom neft Science and Technology Centre

CONTENT DISTRIBUTION TERMS

The content is distributed under the Creative Commons Attribution 4.0 License

INDEXING

RSCI, scholar-google, ROAD, RSL, VINITI, Worldcat, Lens, Research4life, Openaire.

The journal is included in the list of periodical scientific publications of the Russian Federation recommended by the Higher Attestation Commission for publication of main results of studies for the degree of Candidate of Sciences and Doctor of Sciences.

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫЕ РАБОТЫ / GEOLOGY AND EXPLORATIONS

6

Комплексный подход к изучению нефтеносных перспективных интервалов баженовской свиты

М.С. Хорольская, В.А. Бумагина, А.Г. Потапов, Е.А. Зарай

An integrated approach to the study of potential oil pays of the Bazhenov suite

Maria S. Khorolskaya, Varvara A. Bumagina, Artyom G. Potapov, Evgeny A. Zarai

22

Учет флюидальной неоднородности коллекторов пласта Ю3 на этапе построения двумерной модели залежи

М.Н. Мельникова, Ю.В. Шилова, А.В. Анохин

Assessment of fluid heterogeneity of the reservoirs in the J3 Formation during the construction of a two-dimensional reservoir model

Maria N. Melnikova, Julia V. Shilova, Artem V. Anokhin

33

Прогноз эффективных толщин кембрийских карбонатных отложений Чонской группы месторождений с учетом вертикальной неоднородности

А.Р. Валиуллин, Е.А. Шерстобоев

Forecast of cambrian carbonate reservoir properties of the Chonsk group of fields taking into account vertical heterogeneity

Artur R. Valiullin, Evgenii A. Sherstoboev

40

Адаптивный алгоритм для многовариантных расчетов неструктурных ловушек при проведении вероятностной оценки эффективных нефтегазонасыщенных объемов

И.А. Переплеткин

Adaptive algorithm for non-structural traps multivariant calculations while net pay volume probabilistic assessment

Ivan A. Perepletkin

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТИНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ / DEVELOPMENT AND OPERATION OF OIL FIELDS

52

Оценка характеристик нефтяной оторочки сеноманской газовой залежи на основе пиролитических исследований

Э.А. Вторушина, Я.И. Гильманов, С.А. Заночуев, В.В. Марков, А.Г. Потапов, О.В. Михайленко, Е.В. Максимов, Н.А. Сеначин

Evaluation of the characteristics of the oil rim of Cenomanian gas reservoir based on pyrolysis data

Ella A. Vtorushina, Yan I. Gilmanov, Sergey A. Zanochuev, Vitaliy V. Markov, Artem G. Potapov, Olga V. Mikhaylenko, Evgeniy V. Maksimov, Nikita A. Senachin

66

Ранняя диагностика конусообразования на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями с помощью мониторинга скрин-фактора горизонтальных скважин

Кричевский В.М., Каешков И.С., Гайнутдинова Л.И.

Early diagnosing of water coning on bottom water-drive high-viscosity fields by means of monitoring skin of horizontal wells

Vladimir M. Krichevsky, Ilja S. Kaeshkov, Landysh I. Gainutdinova

77

Перспективы закачки газа в режиме смешивающегося вытеснения для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов юрских отложений Западной Сибири

А.В. Кобяшев, А.А. Пятков, С.А. Заночуев

Prospects of miscible gas injection to enhance oil recovery from low-permeable Jurassic reservoirs in West Siberia

Alexander V. Kobyashev, Alexander A. Pyatkov, Sergey A. Zanochuev

86

Фракционные пески — новые рычаги оптимизации ГРП

А.В. Чураков, М.Н. Пичугин, Р.Р. Гайнетдинов, Д.А. Старицин, Е.В. Шель, Н.А. Шаповаленко, И.Г. Файзуллин, А.В. Ившин, Н.В. Чебыкин, И.С. Самойлов
 Fractional sands — new instrument for hydraulic fracturing optimization
Artem V. Churakov, Maksim N. Pichugin, Ruslan R. Gaynetdinov, Dmitry A. Staritsin, Egor V. Shel, Nikita A. Shapovalenko, Ildar G. Fayzullin, Anatoliy V. Ivshin, Nikolay V. Chebykin, Ivan S. Samoylov

99

LD-FRAC — новые пути оптимизации ГРП

М.Н. Пичугин, А.В. Чураков, Д.А. Старицин, Е.В. Шель, Е.Г. Казаков, Р.Р. Гайнетдинов, Н.А. Шаповаленко, И.Г. Файзуллин, К.А. Каюков, А.В. Ившин
 LD-FRAC — New ways to optimize hydraulic fracturing
Maksim N. Pichugin, Artem V. Churakov, Dmitry A. Staritsin, Egor V. Shel, Evgeniy G. Kazakov, Ruslan R. Gaynetdinov, Nikita A. Shapovalenko, Ildar G. Fayzullin, Konstantin A. Kayukov, Anatoliy V. Ivshin

БУРЕНИЕ СКВАЖИН / DRILLING OF THE WELLS

107

Влияние анизотропии прочностных свойств на устойчивость ствола при бурении

А.М. Казанцева, Д.О. Королев, М.Д. Субботин, С.С. Кузьмина, Н.А. Павлюков
 The effect of anisotropy of strength properties on borehole stability during drilling
Agata M. Kazantseva, Dmitry O. Korolev, Michael D. Subbotin, Svetlana S. Kuzmina, Nikolay A. Pavlyukov

117

Влияние углеводородных компонентов буровых жидкостей на результаты геохимических исследований

В.А. Козлова, Д.Ю. Калачева
 Influence of hydrocarbon components in drilling fluids on the results of geochemical core analyses
Veronika A. Kozlova, Daria Yu. Kalacheva

126

Подведение промежуточных итогов опытно-промышленных испытаний высокотехнологичной установки Snubbing unit

С.В. Тишкевич, И.А. Котов, А.В. Жуков, С.В. Зименков, Д.А. Григоренко, А.А. Постнов
 Summing up the interim results of the pilot industrial tests of the high-tech Snubbing Unit
Sergey V. Tishkevich, Ivan A. Kotov, Alexander V. Zhukov, Sergey V. Zimenkov, Dmitry A. Grigorenko, Anton A. Postnov

132

Выявление признаков осложнений при бурении в поддержку 1D геомеханического моделирования на примере расчлененного осадочного чехла и трещинного палеозойского коллектора

П.В. Ястребов, Д.С. Петрова, А.А. Цой, А.Н. Петров, А.С. Продан
 Drilling complications identification in support of 1D geomechanical modeling in a compartmentalized sedimentary section and fractured Paleozoic reservoir
Pavel V. Iastrebov, Daria S. Petrova, Anton A. Tsoy, Alexander N. Petrov, Artem S. Prodan



ПРОФЕССИОНАЛЬНО О НЕФТИ

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
 ЖУРНАЛ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»

ИСТОРИЯ ИЗДАНИЯ ЖУРНАЛА:
 Издается с 2016 г.

ПЕРИОДICHTY:
 4 раза в год

ПРЕФИКС DOI:
<https://doi.org/10.51890>

ISSN PRINT:
2587-7399

ISSN ONLINE:
2588-0055

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ
 СРЕДСТВА МАССОВОЙ ИНФОРМАЦИИ:
 Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по
 надзору в сфере связи, информационных технологий и
 массовых коммуникаций (Роскомнадзор) РФ 22.09.2017 г.
 Рег № ПИ ФС77-71164

УЧРЕДИТЕЛЬ, ИЗДАТЕЛЬ, РЕДАКЦИЯ:
**Общество с ограниченной ответственностью
 «Газпромнефть Научно-Технический Центр»,
 190000, Россия, Санкт-Петербург,
 Наб. реки Мойки, д. 75-79, лит. Д**
 Тел.: +7 (812) 313-69-24

ТИРАЖ:
 100 экз.

ДАТЫ:
 Сдано в набор 10.12.2025.
 Подписано в печать 26.12.2025.
 Выход в свет 30.12.2025.

ТИПОГРАФИЯ:
 Отпечатано в ООО «БЕАН»
 603003, г. Нижний Новгород, ул. Баррикад, д. 1, корп. 5

КОПИРАЙТ:
© Оформление. «PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти», 2025
© Составление. Группа компаний «Газпром нефть», 2025
**© Научное редактирование статей и верстка.
 ООО «НЭИКОН ИСП», 2025**
 115114, г. Москва, ул. Летниковская, д. 4, стр. 5, офис 2.4

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС:
 в каталогах «Урал-Пресс» — 81003

СТОИМОСТЬ ОДНОГО ВЫПУСКА:
 свободная цена

146

**Особенности разработки проекта строительства скважин
и обустройства шельфового месторождения в осложненных условиях**

М.М. Засухин, В.Ю. Андросов, А.Е. Ахметшин

Features of the development of a well construction project and offshore field development in complicated conditions

Maxim M. Zasukhin, Vladimir Yu. Androsov, Alexey E. Akhmetshin

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ / DIGITAL TECHNOLOGIES

155

**Растровая электронная микроскопия — ключ к построению цифровой
минеральной модели горной породы**

О.Ю. Митрошин, Р.С. Шульга, И.В. Федорцов, М.А. Александров,
Н.Н. Аржиловская

Scanning electron microscopy is the key to constructing a digital mineral model of a rock

Oleg Y. Mitroshin, Roman S. Shul'ga, Il'ya V. Fedortsov, Maksim A. Aleksandrov,
Natal'ya N. Arzhilovskaya

167

**От теории к практике: автоматизация формирования бизнес-кейсов
уплотняющего бурения на зрелых месторождениях**

А.А. Прохоров, А.Ф. Мурзакова, А.А. Рыбаковская, Д.Н. Сазонов

From theory to practice: Automating the development of infill drilling business cases for brown-fields

Andrey A. Prokhorov, Alina F. Murzakova, Anastasia A. Rybakovskaya,
Dmitry N. Sazonov

177

**Разработка и внедрение программного комплекса для оптимизации
дозировки ингибитора гидратообразования в газосборных сетях**

Н.В. Соколов, Р.В. Халилов, И.О. Прудникова

Development and implementation of a software package for optimizing the dosage of hydrate inhibitors in gas networks

Nikita V. Sokolov, Rustem V. Khalilov, Irina O. Prudnikova

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИЗУЧЕНИЮ НЕФТЕНОСНЫХ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

© Коллектив авторов,
2025



М.С. Хорольская^{1,*}, В.А. Бумагина^{1,2}, А.Г. Потапов¹, Е.А. Зарай¹

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», РФ, Тюмень

Электронный адрес: mskhorolskaya@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Баженовская свита по запасам углеводородов относится к трудноизвлекаемым и на фоне истощения традиционных объектов является наиболее значимой для разработки зрелых месторождений.

Цель. Для эффективного освоения баженовской свиты требуется создание единых надежных алгоритмов для выделения интервалов коллекторов, определения подсчетных параметров по данным керна и геофизических исследований скважин, а также для прогнозирования по площади перспективных зон.

Материалы и методы. Комплексный подход, сочетающий лабораторные исследования керна и геофизические исследования скважин, позволил оценить перспективы баженовской свиты.

Результаты. Выявлены наиболее перспективные интервалы (пачки 1 и 2) с высокой хрупкостью, что важно для проведения гидроразрыва пласта, и низким содержанием органического вещества. Установлена взаимосвязь между лабораторными данными (нанопроницаемостью) и расчетными геофизическими параметрами (хрупкостью, содержанием органического вещества), что позволило выявить участки с притоками нефти.

Заключение. Разработанные алгоритмы и методы прогнозирования приточных интервалов позволили более точно выделять зоны с высоким потенциалом для добычи нефти, что является важным для разработки таких сложных объектов, как баженовская свита.

Ключевые слова: баженовская свита, хрупкость, органическое вещество, перспективные интервалы, геофизические исследования скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Хорольская М.С., Бумагина В.А., Потапов А.Г., Зарай Е.А. Комплексный подход к изучению нефтеносных перспективных интервалов баженовской свиты. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):6–21. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-6-21>

Статья поступила в редакцию 25.09.2025

Принята к публикации 15.10. 2025

Опубликована 26.12.2025

AN INTEGRATED APPROACH TO THE STUDY OF POTENTIAL OIL PAYS OF THE BAZHENOV SUITE

Maria S. Khorolskaya^{1,*}, Varvara A. Bumagina^{1,2}, Artyom G. Potapov¹, Evgeny A. Zarai¹

¹RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

²Tyumen Industrial University, RF, Tyumen

E-mail: mskhorolskaya@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. Hydrocarbon reserves of the Bazhenov suite are classified as hard to recover, and due to the depletion of conventional targets, the suite is the most significant for the development of mature fields.

Aim. The efficient development of the Bazhenov suite requires unified reliable algorithms for identifying net-reservoir intervals, determining volumetric parameters based on core and well logging data, as well as for predicting promising areas in plan.

Materials and methods. An integrated approach combining laboratory analysis of core and well logging surveys made it possible to assess prospects of the Bazhenov suite.

Results. The most promising intervals (Packs 1 and 2) with high fragility, which is important for hydraulic fracturing, and low content of organic matter have been identified. The function of laboratory data (nano-permeability) and calculated geophysical parameters (fragility, organic matter content) has been established, which made it possible to identify zones of oil inflows.

Conclusion. The developed algorithms and methods for predicting inflow intervals have made it possible to more accurately identify areas with high potential for oil production, which is crucial for the development of complex targets.

Keywords: Bazhenov suite, fragility, organic matter, prospective intervals, well logging surveys

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Khorolskaya M.S., Bumagina V.A., Potapov A.G., Zarai E.A. An integrated approach to the study of potential oil pays of the Bazhenov suite. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):6–21.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-6-21>

Manuscript received 25.09.2025

Accepted 15.10. 2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Современное развитие нефтяной отрасли уделяет особое внимание поиску и разведке новых месторождений, объектов и залежей углеводородов (УВ). Однако важно не упускать из виду потенциал ранее открытых объектов, эффективное освоение которых, позволило бы восполнить и увеличить добчу нефти на многих зрелых месторождениях. Примером такого объекта является баженовская свита, продуктивность которой доказана на большинстве месторождений Западно-Сибирской провинции (ЗСП). Баженовская свита (БС) относится к нетрадиционным объектам, запасы которой входят в категорию трудноизвлекаемых. Основная сложность при разработке БС — это ультранизкая проницаемость пород (менее $0,001 \cdot 10^{-3}$ мкм²), что делает процесс добычи нефти крайне сложным. Статистика по Ханты-Мансийскому автономному округу демонстрирует слабую вовлеченность БС в разработку: из 92 месторождений всего 29,3% введены в разработку на данный объект, а за последние десять лет включены в эксплуатацию только восемь месторождений. Однако в БС сосредоточено до 15% всех запасов нефти Западной Сибири [1]. Комплексный подход к изучению БС базируется на действующих Методических рекомендациях [2], кроме того, позволяет определить надежные критерии выделения перспективных интервалов БС, обосновать подсчетные параметры и выделить потенциально продуктивные зоны для дальнейшего бурения и ввода скважин в эксплуатацию. Данная работа основана на доступной геолого-геофизической информации, включая лабораторные исследования керна, выполненные в Центре исследований керна ООО «РН-ГИР», геофизические исследования скважин, результаты их испытаний и определения работающих интервалов.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

Объектом исследования является баженовская свита одного из месторождений ЗСП. БС развита повсеместно

на месторождении. Толщина отложений изменяется от 20,2 до 23 м. Для БС характерны высокие показания кривых кажущегося сопротивления (КС), бокового каротажа (БК), низкие значения проводимости по индукционному каротажу (ИК) и аномально высокие значения радиоактивного каротажа (РК). Кровлю БС маркирует отражающий горизонт Б (ОГ Б), являющийся региональным сейсмическим репером, который имеет устойчивый характер записи в волновом поле. БС залегает на глинистых отложениях абалакской свиты, характеризующихся пониженными значениями КС, БК, высокими показателями ИК и низкими, по сравнению с БС, значениями РК.

ПРЕДЛОЖЕН СПОСОБ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРИТОЧНЫХ ИНТЕРВАЛОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ВЫДЕЛЯТЬ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ УЧАСТКИ НА ОСНОВЕ КОРРЕЛЯЦИИ МЕЖДУ ЛАБОРАТОРНЫМИ ДАННЫМИ (НАНОПРОНИЦАЕМОСТЬЮ) И РАСЧЕТНЫМИ ГЕОФИЗИЧЕСКИМИ ПАРАМЕТРАМИ (ХРУПКОСТЬЮ, СОДЕРЖАНИЕМ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА — Сорг).

В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименной структуре, расположенной в юго-восточной части Верхнеляминского вала, осложняющего Фроловскую мегавпадину. В нефтегазоносном отношении месторождение расположено в пределах Ляминского нефтегазоносного района Фроловской нефтегазоносной области. В составе верхнеюрского нефтегазоносного комплекса выделяются отложения баженовской свиты, которые потенциально нефтеносны. В ходе испытаний БС получены безводные притоки нефти дебитами от 0,5 до 9,6 м³/сут.

Нефть изучаемого объекта в среднем можно классифицировать как легкую по плотности (0,849 г/см³), малосернистую (0,5% масс.), смолистую (суммарное содержание смолисто-асфальтеновых веществ — 6,0 % масс.), парфинистую (2,4 % масс.). Детальный анализ нефти указывает на изменчивость ее свойств с глубиной.

БС представлена глинисто-кремневыми, глинисто-кремнево-карбонатными породами,

с прослойми карбонатно-фосфатных пород, известняков и доломитов апорадиоляритовых, радиоляритов. По результатам макро- и микроописания керна выделены следующие литотипы: глинисто-кремневые породы, кремневые породы слабоглинистые, глинисто-кремнево-карбонатные породы, радиоляриты, доломиты, известняки. Согласно минеральному составу в породах преобладает кварц — 45,7 %, карбонатные минералы (кальцит, доломит) составляют 21,4 %, глинистые минералы — 14,0 %, пирит — 7,2 %, органическое вещество — 6,3 % и полевые шпаты — 3,1 %. Содержание органического вещества может достигать 20%, а пирита — 35,1%.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

В разрезе БС изучаемого месторождения выделено 5 пачек, каждая из которых характеризуется определенным набором литологических и геофизических особенностей.

Пачка 1 (нижняя) сложена глинисто-кремневыми и кремневыми слабоглинистыми породами, обогащенными органическим веществом, тонкослоистыми, в нижней части биотурбированными (*Phycosiphon, Chondrites*), с органическими остатками, пиритизированными, с фосфат-карбонатными конкрециями. В прикровельной части пачки — с прослойем доломитов тонко-микрокристаллических, однородных, с органическими остатками. Интенсивность биотурбации увеличивается в нижней части пачки. Отмечается уменьшение содержания глинистого материала вверх по разрезу пачки. Толщина пачки — 7–9 м.

Пачка 2 представлена глинисто-кремневыми породами, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с прослойми апорадиоляритов, в нижней части пачки — доломитов апорадиоляритовых, с органическими остатками, пиритизированными. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, радиолярии, в нижней части пачки единично двустворки и фрагменты ростров белемнитов. Толщина пачки до 3 м.

Пачка 3 сложена глинисто-кремневыми породами, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с единичными прослойми доломитов апорадиоляритовых, с органическими остатками, пиритизированными. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, радиолярии, двустворки, редко раковинный детрит. Толщина пачки до 2 м.

Пачка 4 сложена глинисто-кремневыми и глинисто-кремнево-карбонатными породами, с тонкой горизонтальной слоистостью, участками слабобиотурбироваными

(*Helminthopsis*), с редкими прослойми доломитов микро-тонкокристаллических, с органическими остатками, пиритизированными, в верхней части пачки с редкими карбонатными конкрециями. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, радиолярии, реже двустворки, единично аммониты. Толщина пачки — 4–6 м.

Пачка 5 представлена глинисто-кремнево-карбонатными, реже кремнево-глинистыми породами, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, с единичными прослойми известняков, с органическими остатками, пиритизированными. Органические остатки: онихиты, ихтиодетрит, редко двустворки. Вверх по разрезу пачки отмечается уменьшение содержания кремневого материала. Толщина пачки — 5 м.

Границы пачек, выделенных на керне, уверенно выделяются по ГИС и достаточно хорошо выдержаны на всей изучаемой площади (рис. 1).

КАРОТАЖНАЯ И КЕРНОВАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ ОБЪЕКТА

На объекте исследования 45% всех пробуренных скважин относятся к историческому фонду, характеризующемуся стандартным комплексом геофизических исследований, частичным выносом керна и отсутствием специальных методов ГИС, что и представляет сложность для определения эффективных нефтенасыщенных толщин и подсчетных параметров БС. С целью детального изучения свиты пробурены три новые скважины, в которых обеспечен вынос керна более чем на 95%, выполнен расширенный комплекс ГИС и проведены специальные исследования на керне. На основе новой геолого-геофизической информации, полученной в этих скважинах, разработаны надежные критерии для выделения перспективных интервалов коллекторов и точного определения подсчетных параметров в пределах БС. Комплексные исследования трех скважин охватывают следующие направления:

- а) керновые исследования, включающие определение пиролитических параметров (до и после экстракции), геохимических характеристик, фильтрационно-емкостных свойств (до и после экстракции), минерального состава с применением рентгенофлуоресцентного и рентгеноструктурного анализа, определение водонефтенасыщенности пород экстракционно-дистилляционным методом и измерение удельного электрического сопротивления образцов с сохраненной

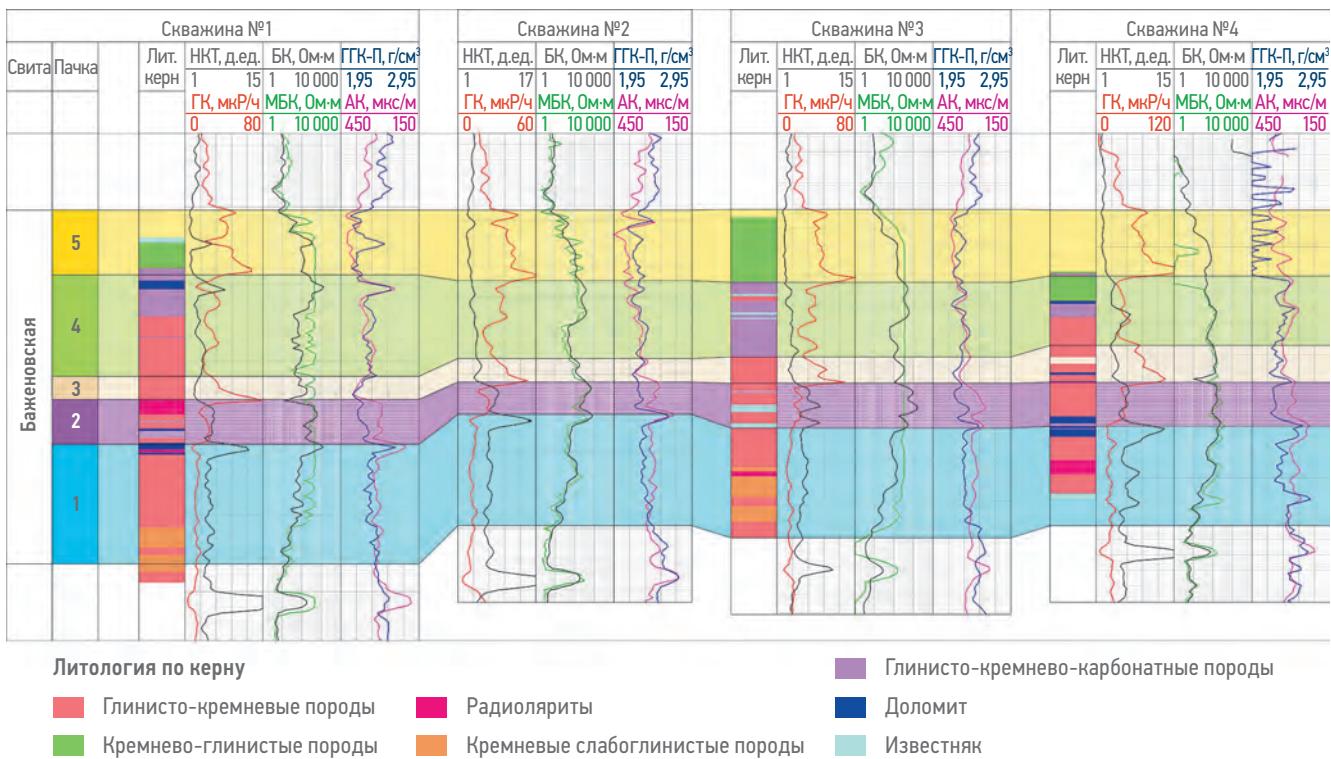


Рис. 1. Детальная корреляция пачек баженовской свиты. Составлено авторами
Fig. 1. Detailed correlation of the Bazhenov suite packs. Prepared by the authors

- насыщенностью, специальные ЯМР-исследования и исследования на дезинтегрированных образцах керна;
- специальные геофизические методы, такие как ядерно-магнитный каротаж, широкополосный акустический каротаж, спектрометрический гамма-каротаж и методы определения пористости (гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П) и нейтронный каротаж (НК));
 - испытания скважин с инструментальным определением интервалов притока, включая механическую и термокондуктивную дебитометрию при фиксации притока (после гидроразрыва пласта);
 - выявление отдающих прослоев с использованием термометрии.

Комплексное изучение такого сложного геологического объекта, как баженовская свита, позволило разработать и апробировать единые методические критерии для выделения перспективных интервалов коллекторов в скважинах с неполным комплексом исследований.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Определение хрупкости

Хрупкость и пластичность — это противоположные характеристики горных пород,

отражающие их способность к разрушению под действием напряжения (коэффициент Пуассона) и устойчивость к деформации после трещинообразования (модуль Юнга). Согласно [2] в баженовской свите к хрупким относят относительно чистые кремнистые и карбонатные разности, к пластичными — породы с повышенной глинистостью и (или) высоким содержанием керогена. Количественная оценка хрупкости определялась по формуле Рикмана, связывающей модуль Юнга и коэффициент Пуассона [3]:

$$\text{Хрупкость} = 100 * \left(w * \frac{PR_{\max} - PR}{PR_{\max} - PR_{\min}} + (1 - w) * \frac{E - E_{\min}}{E_{\max} - E_{\min}} \right), \quad (1)$$

где PR — кривая коэффициента Пуассона, PR_{\max} , PR_{\min} — максимальные и минимальные значения коэффициента Пуассона, E — кривая модуля Юнга, E_{\max} , E_{\min} — максимальные и минимальные значения модуля Юнга, w — весовой коэффициент (равный 0,5). Минимальные и максимальные значения коэффициента Пуассона и модуля Юнга устанавливались на основе скважинных данных. На **рис. 2** приведены графики зависимости модуля Юнга и коэффициента Пуассона на фактических скважинных данных в интервале БС. Сопоставление показывает, что чем ниже значение коэффициента Пуассона и чем

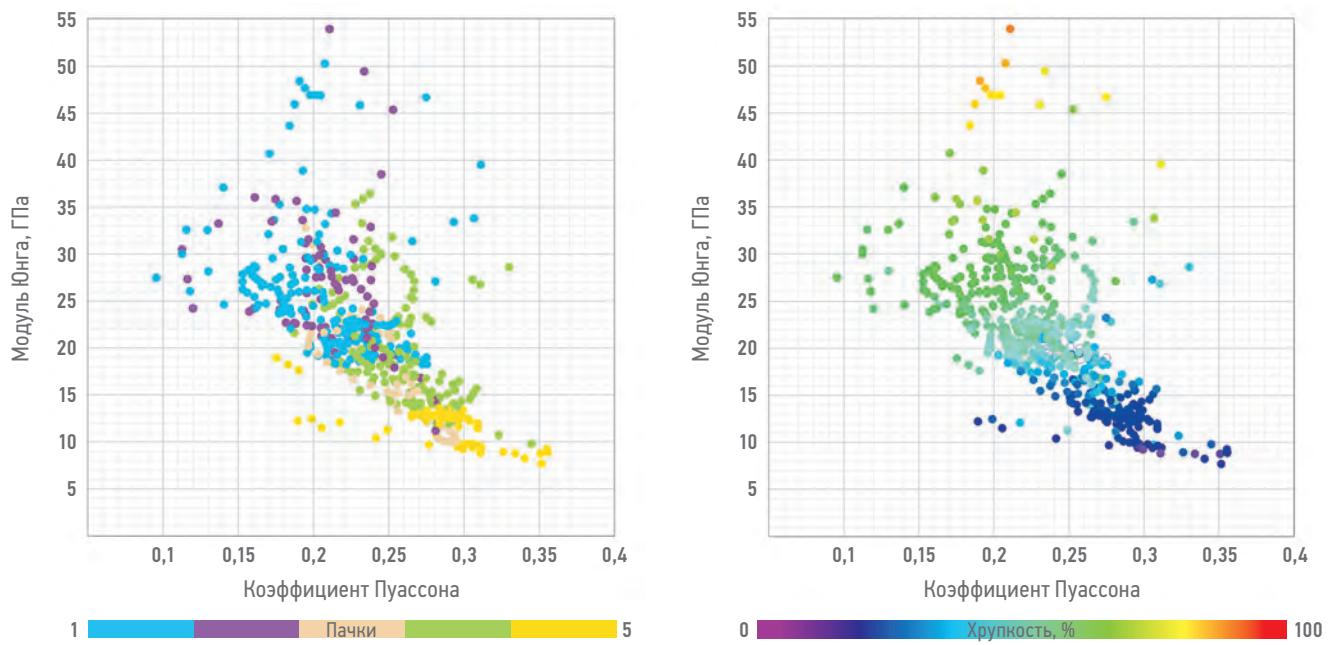


Рис. 2. График зависимости модуля Юнга и коэффициента Пуассона на фактических скважинных данных в интервале баженовской свиты в легенде по пачкам (слева) и по хрупкости (справа). Составлено авторами

Fig. 2. Young's modulus and Poisson's ratio from the actual well data in the interval of the Bazhenov suite by packs (left) and by fragility (right). Prepared by the authors

больше значение модуля Юнга, тем более хрупкой становится порода. Этот вывод подтверждается исследованиями различных авторов [4, 5]. Анализ показывает, что пачки 1 и 2 характеризуются наибольшей хрупкостью, тогда как пачки 3, 4 и 5 проявляют наибольшую пластичность.

В скважинах исторического фонда хрупкость определялась с помощью метода синтетического восстановления кривых (АК). Для этого по скважинам с расширенным комплексом ГИС установлена зависимость между временем распространения поперечной (Δts) и продольной (Δtp) волн. Полученная зависимость обладает высоким коэффициентом корреляции ($R=0,91$) и имеет вид:

$$\Delta ts = 0,3105768 \Delta tp^{1,29611}, \quad (2)$$

где Δts — интервальное время пробега поперечной волны, Δtp — интервальное время пробега продольной волны.

В скважинах, где отсутствовала запись широкополосного акустического каротажа (АКШ), коэффициент Пуассона и модуль Юнга рассчитывались по общепринятым уравнениям для определения упругих модулей.

органикой породах использована методика Пасси [6], которая нашла широкое применение в работах Данько Д.А. и Боженок А.Д. [4, 5]. Суть методики заключается в совмещении каротажа пористости (акустического каротаж, гамма-гамма-плотностного каротажа, нейтронного каротажа) на кривую удельного электрического сопротивления. Далее вычисляется разница сопротивлений ($\Delta \log \text{УЭС}$) по следующим формулам:

$$\Delta \log \text{УЭС}_{\text{АК}} = \log_{10} \left(\frac{\text{УЭС}}{\text{УЭС}_{\text{опорный}}} \right) + 0,02 (\Delta t - \Delta t_{\text{опорный}}), \quad (3)$$

$$\Delta \log \text{УЭС}_{\text{ГГК-П}} = \log_{10} \left(\frac{\text{УЭС}}{\text{УЭС}_{\text{опорный}}} \right) - 2,50 (\Delta \delta - \Delta \delta_{\text{опорный}}), \quad (4)$$

$$\Delta \log \text{УЭС}_{\text{НК}} = \log_{10} \left(\frac{\text{УЭС}}{\text{УЭС}_{\text{опорный}}} \right) + 4,0 (\Delta \omega - \Delta \omega_{\text{опорный}}), \quad (5)$$

где УЭС — измеренное удельное электрическое сопротивление в Ом·м (по боковому каротажу), Δt — измеренное интервальное время пробега волны в мкс/м, δ — показания по гамма-гамма-плотностному каротажу в Г/см^3 , ω — показания нейтронной пористости по каротажу в д.ед., $\text{УЭС}_{\text{опорный}}$ — значение удельного электрического сопротивления, соответствующее значениям $\Delta t_{\text{опорный}}$, $\delta_{\text{опорный}}$, $\omega_{\text{опорный}}$, когда кривые выравниваются в глинах, которые, как правило,

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА

Для определения и расчета общего содержания органического вещества в богатых

являются константами и подбираются эмпирическим путем.

Разделение на богатых органикой интервалах происходит в результате двух эффектов: кривая пористости реагирует на присутствие низкоплотного и низкоскоростного керогена, а кривая удельного электрического сопротивления — на флюид.

Для определения непрерывной кривой органического вещества (S_{org}) на основе значения $\Delta \log UEC$ применяется следующее уравнение:

$$S_{org} = (\Delta \log UEC) * 10^{(2.297 - 0.1688 * LOM)}, \quad (6)$$

где LOM (Level of Organic Metamorphism) — параметр, отвечающий за степень зрелости органического вещества (OB), и определяется с использованием палетки Пасси [6] (рис. 3 и табл. 1). Рассчитанные по методике Пасси непрерывные кривые органического вещества (S_{org}) имеют высокую согласованность с результатами керновых исследований (рис. 4а, б).

ОБОСНОВАНИЕ ГРАНИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ КОЛЛЕКТОРОВ

Согласно действующим Методическим рекомендациям [2] граничные значения количественных критериев обосновываются по результатам анализа исследований керна и испытаний скважин. В текущей работе пороговые значения количественных критериев выделения перспективных интервалов коллекторов обоснованы путем построения кумулятивных распределений упругих модулей и органического вещества (S_{org}).

Разделение пород на коллекторы и неколлекторы проводилось на основе результатов пиролитического анализа образцов керна согласно методике измерений Bulk Rock. Результатом измерений метода Bulk Rock является получение геохимических параметров: S1, S2, содержание органического углерода (S_{org}), тип керогена, стадия катагенетической зрелости. Параметр S1 отражает количество свободных углеводородов, находящихся в поровом пространстве горной породы. Параметр S2 определяет остаточную способность материнской породы к генерации углеводородов, то есть ту часть органического вещества, которая не превратилась в нефть или газ в ходе естественных процессов. На основе данных пиролиза породы распределяются по их нефтегазогенерационным свойствам. Присутствие подвижной нефти в породах определяется путем сравнения пиролитического параметра S1 с общим

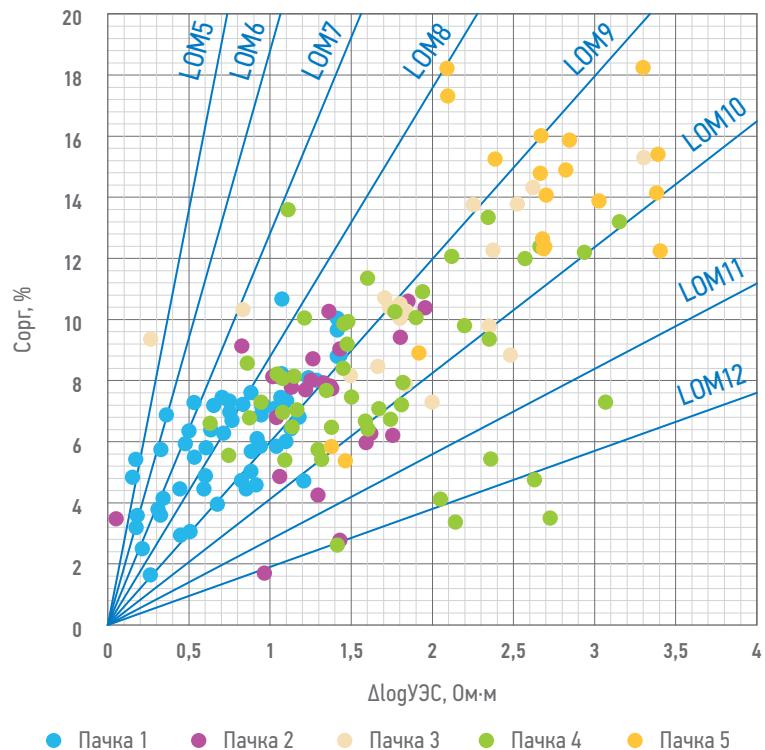


Рис. 3. Определение параметра LOM с использованием палетки Пасси для пород баженовской свиты. Составлено авторами

Fig. 3. LOM parameter by the Passy palette for the Bazhenov rocks. Prepared by the authors

содержанием органического вещества в породе по методике, предложенной Дахновой М.В. [7]. На графике зависимости параметра S1 от общего содержания органического вещества (S_{org}) породы, содержащие подвижную нефть, будут соответствовать экстремальным значениям пиролитического параметра S1 (рис. 5а). В целом породы баженовской свиты изучаемого месторождения по результатам пиролитического анализа образцов керна методом Bulk Rock имеют хороший и отличный потенциал для генерации УВ. Катагенетическая зрелость рассеянного органического вещества (POB) соответствует «пиковую зоне нефтеобразования» или переходу из градации (MK_1^2 в MK_2).

Таблица 1. Определение параметра LOM для пачек баженовской свиты.
Составлено авторами

Table 1. Defining LOM parameter for packs of the Bazhenov suite.
Prepared by the authors

Пачка	Параметр LOM
Пачка 1	8
Пачка 2	9
Пачка 3	9
Пачка 4	10
Пачка 5	9

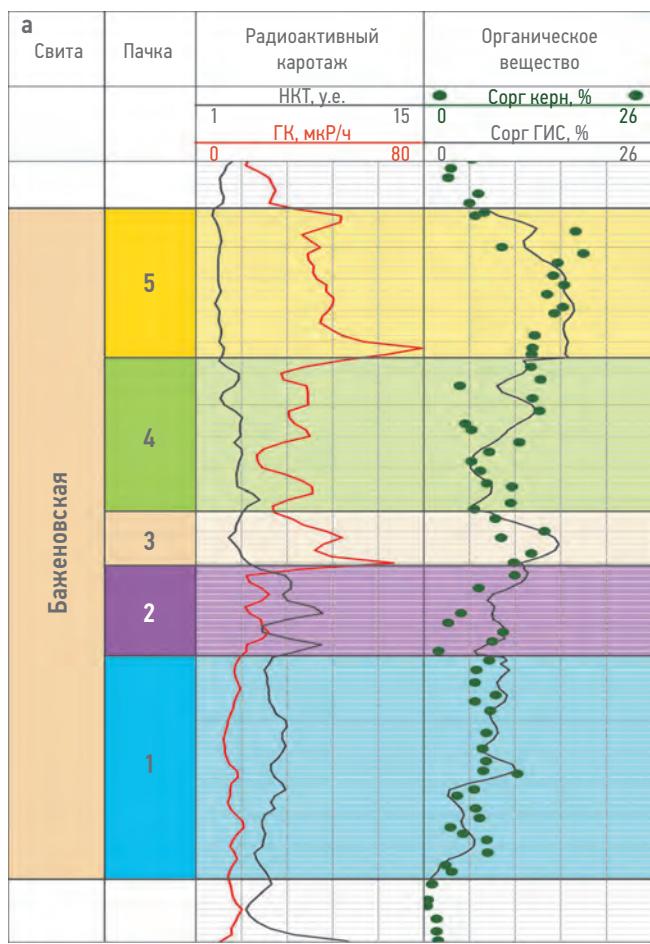


Рис. 4. Сопоставление расчетной кривой органического вещества (Сорг) по методике Пасси с керновыми данными: а — пример планшета по одной из скважин, б — кросс-плот по скважинам с пиролитическими исследованиями керна. Составлено авторами

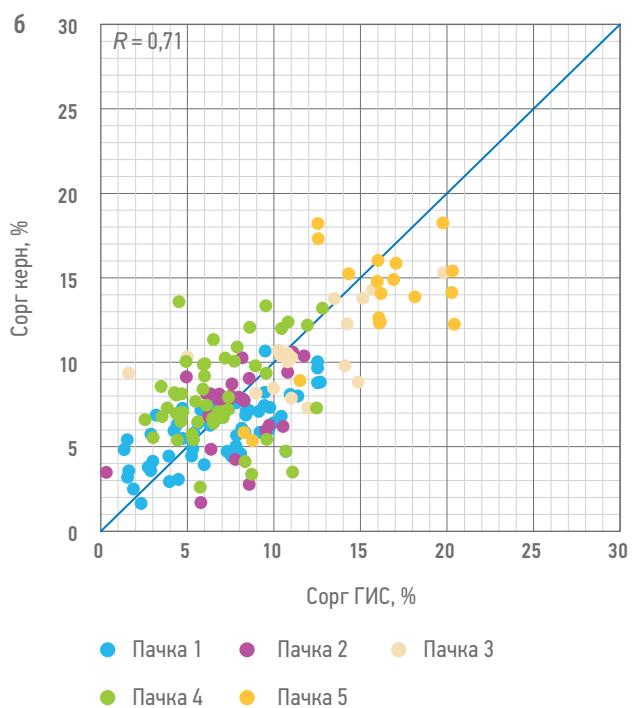
Fig. 4. Organic matter by the Passy method vs. Core data: a — an example of a log for one of the wells, 6 — cross-plot for wells with pyrolytic core studies. Prepared by the authors

Анализ данных пиролиза трех скважин показал высокое содержание свободных углеводородов в пачках 1 и 2, что, в свою очередь, может указывать на потенциальную продуктивность данных интервалов (рис. 5б). В то же время доля свободных углеводородов в пачках 3, 4 и 5 является наименьшей в общем содержании органического вещества.

В результате проведенного анализа установлены следующие количественные отсечки для выделения перспективных интервалов коллекторов: модуль Юнга — 19,5 ГПа, коэффициент Пуассона — 0,24, хрупкость — 40% и органическое вещество — 7%.

ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ КОЛЛЕКТОРОВ

Ввиду значительного разнообразия породообразующих компонентов баженовской свиты выделение интервалов коллекторов осуществляется по совокупности



как качественных, так и количественных характеристик, выявляемых по данным керна и геофизического исследования скважин (ГИС) [2]. Критерии коллекторов, устанавливаемые по данным керна, включают:

- свечение пород под ультрафиолетовым излучением;
- снижение содержания глинистых компонентов, органического вещества и пирита;
- наличие подвижной нефти (экстремальные значения параметра S1 по пиролизу).

По данным геофизических исследований скважин перспективные интервалы коллекторов выделяются по следующим качественным признакам:

- наличие подвижного флюида, зафиксированное на спектрах ядерно-магнитного каротажа;
- снижение естественной радиоактивности по данным гамма-каротажа;
- рост интервальной скорости упругих волн по данным акустического каротажа;
- повышение значений на диаграммах нейтронного каротажа;

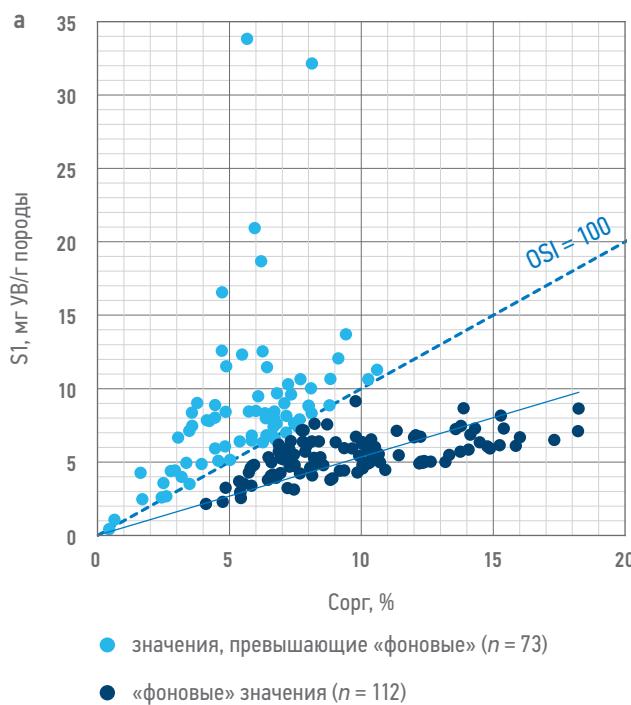
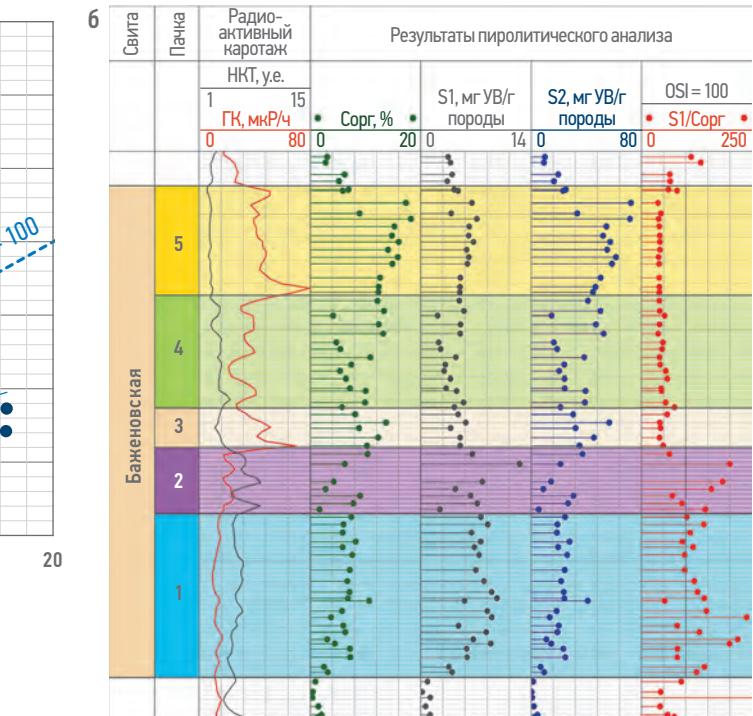


Рис. 5. а — дифференциация углеводородов на сингенетичные (неколлектор — синие точки) и миграционные (коллектор — голубые точки), б — планшет по скважине с результатами пиролитических исследований. Составлено авторами

Fig. 5. а — Differentiation of hydrocarbons into syngenetic (non-reservoir — dark blue dots) and migrational (net-reservoir — light blue dots), б — Log with pyrolytic studies results. Prepared by the authors

- средние значения объемной плотности в разрезе баженовской свиты по данным гамма-гамма плотностного каротажа.

Совокупность качественных и количественных признаков с учетом установленных граничных значений позволила выделить наиболее перспективные интервалы коллекторов в баженовской свите (**рис. 6**).



нестационарной фильтрации. Ввиду того, что большая часть испытаний находится вне метрологически обеспеченного диапазона измерения проницаемости используемого оборудования, то на отдельной выборке образцов проводили испытания на нанопроницаемость — проницаемость по гелию псевдостационарным методом с различным давлением обжима.

Помимо перечисленного, на образцах керна выполнены специальные ЯМР-исследования в три этапа: при сохраненном насыщении, при сохраненном насыщении с донасыщением керосином и в сухом состоянии.

Дополнительно проведено определение коэффициентов пористости и проницаемости на дезинтегрированных образцах керна по методике GRI (Gas Research Institute). Суть метода заключается в регистрации и обработке кривой спада давления при фильтрации газа в поровое пространство низкопроницаемых пород. Преимущество данного метода в том, что на дробленом керне отсутствует влияние трещин на ФЕС и проходит более эффективная его очистка от углеводородов. К недостаткам метода относится отсутствие горного давления при проведении исследования. Методика не является новой и уже апробирована для баженовской свиты другими авторами [8].

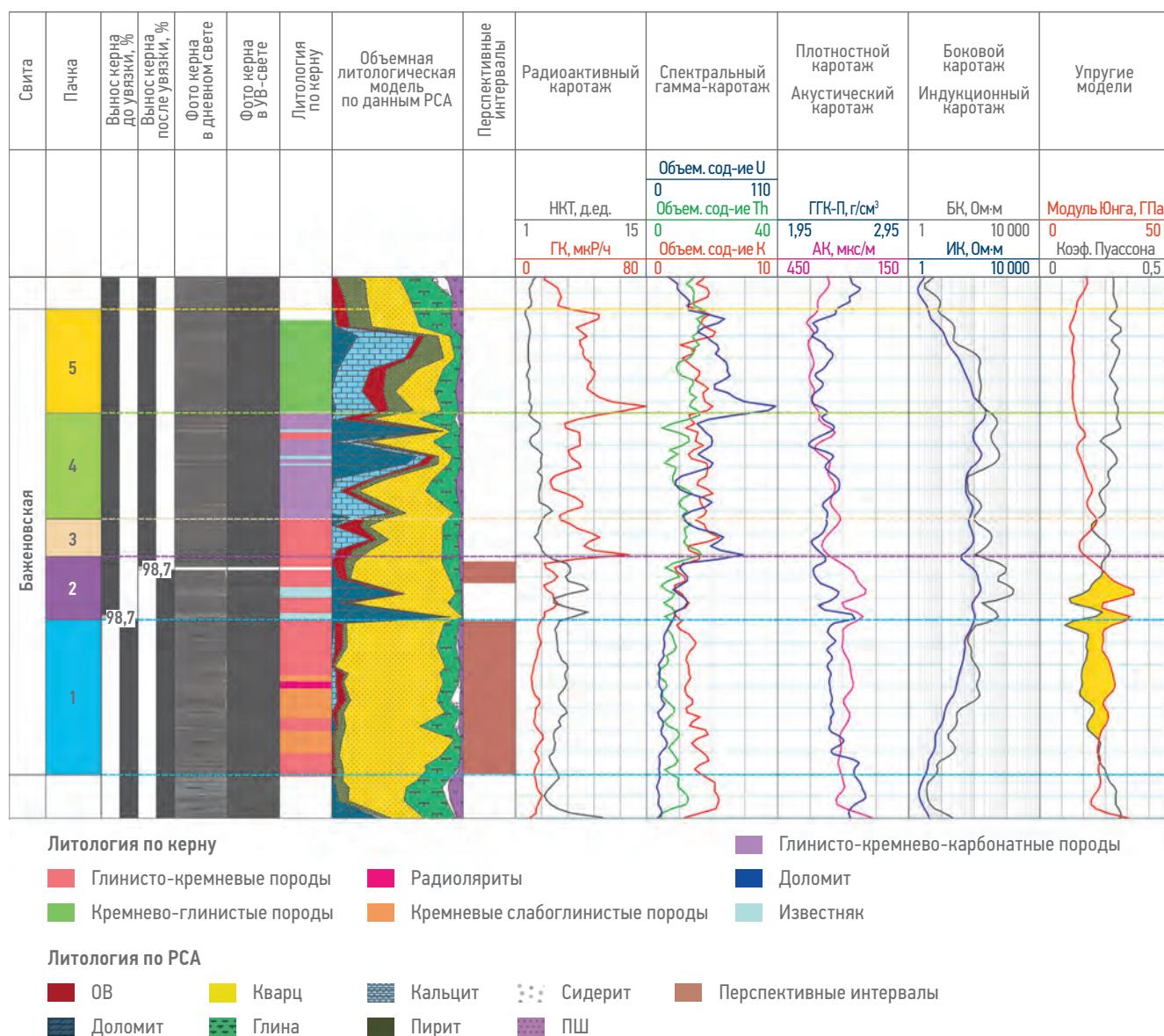
ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

Определение коэффициента пористости на керне выполнялось согласно ГОСТ 26450.1-85 «Горные породы. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением» (метод Преображенского)¹. В качестве жидкости насыщения применялся керосин. Также на значительном количестве образцов проводилось определение открытой пористости газоволюметрическим методом — заполнением образца газом (гелием) из калиброванного объема. Коэффициент открытой пористости рассчитывался через объем пор, полученный в порозиметре-пермеаметре, и объем твердой фазы (скелета), полученный в порозиметре. Коэффициент абсолютной газопроницаемости определялся по гелию методом

¹ ГОСТ 26450.1-85 Породы горные. Методы определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.

По ГИС определение пористости выполнялось методом ядерно-магнитного каротажа (ЯМК). На рис. 7 представлены гистограммы распределения коэффициента пористости по данным керна и ГИС. Анализ показал согласованность результатов, полученных по методике GRI, ядерно-магнитному каротажу и ЯМР-исследованиям на образцах с сохраненной насыщенностью, а также на образцах с донасыщением керосином. Стоит отметить, что интервал БС не в полной мере охарактеризован ЯМР-исследованиями (24 образца). Сопоставление результатов демонстрирует занижение коэффициента пористости по гелию и керосину после экстракции, что обусловлено наличием в породах БС значительного объема закрытых пор и неполной экстракцией тяжелых УВ [9]. При этом ЯМК и ЯМР-исследования на образцах керна учитывают закрытую пористость, что объясняет различия в результатах.

Из результатов исследований пористости разными методами можно сделать вывод о том, что стандартные исследования определения пористости на керне не характеризуют в полной мере пустотное пространство баженовской свиты. Использование рутинных исследований керна при оценке подсчетных параметров приведет к их систематическому занижению, а значит и снижению запасов нефти на данном объекте. ЯМР-исследования и исследования на дезинтегрированных образцах керна показали свою высокую сопоставимость с данными ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) для низкокороницаемых пород. В скважинах с ограниченным комплексом ГИС и отсутствием керновых исследований значение коэффициента пористости (K_p) принималось по аналогии с коррелируемым пропластком коллектора скважины с расширенными исследованиями.



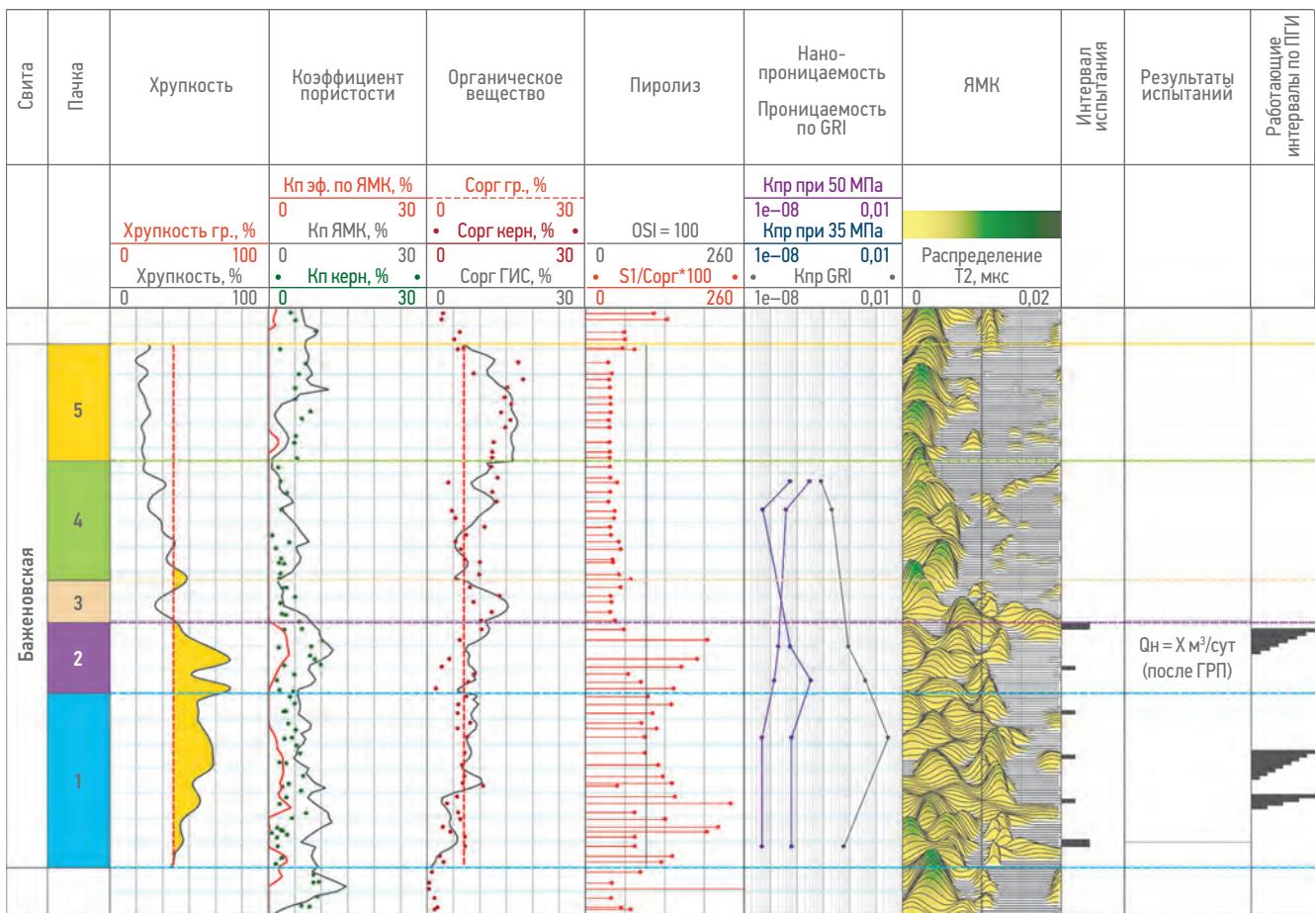


Рис. 6. Геолого-геофизическая характеристика БС с выделением перспективных интервалов. Составлено авторами
Fig. 6. Geological and geophysical characteristics of the BS with the allocation of promising intervals. Prepared by the authors

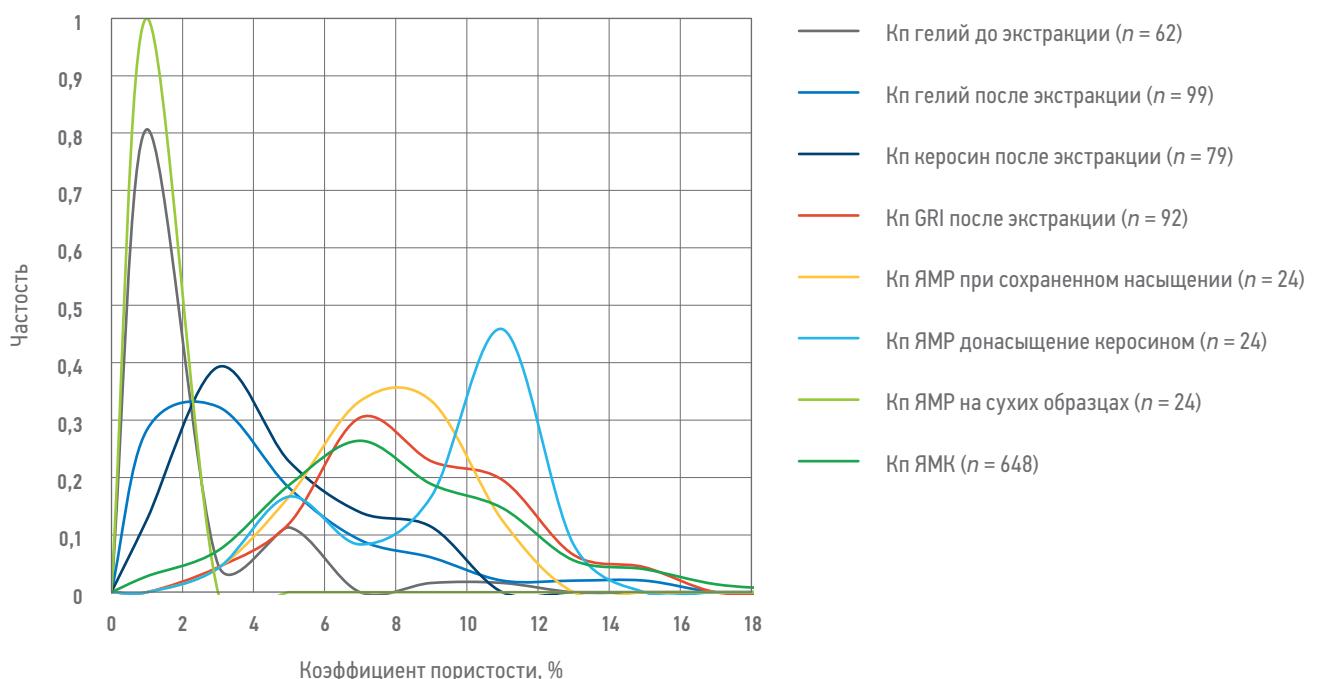


Рис. 7. Гистограмма распределения коэффициента пористости по данным керна и ГИС баженовской свиты. Составлено авторами
Fig. 7. Histogram of porosity distribution by core and logging data of the Bazhenov suite. Prepared by the authors

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

На керновом материале изучаемого объекта проведены исследования водонасыщенности экстракционно-дистилляционным методом (ЭДМ) в аппаратах Дина — Старка и удельного электрического сопротивления на образцах с сохраненной насыщенностью. По результатам исследований построена зависимость объемной влажности от удельного электрического сопротивления (рис. 8а), коэффициент нефтенасыщенности оценивается по формуле:

$$K_n = 1 - W / K_p, \quad (7)$$

где W — объемная влажность, K_p — коэффициент пористости.

Дополнительно на зависимость удельного электрического сопротивления (УЭС) от объемной влажности нанесены данные ядерно-магнитного каротажа (ЯМК), не противоречащие результатам керновых исследований. Несмотря на ограниченное количество керновых исследований (всего 20 образцов), петрофизическая зависимость между УЭС и объемной влажностью имеет удовлетворительную корреляцию и может быть дополнительно подтверждена и усиlena данными ЯМК. Отсутствие систематических расхождений между значениями водонасыщенности, полученными по данным геофизических исследований скважин и керну, позволяет

сделать вывод о достоверном определении K_n по ГИС (рис. 8б).

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА КЕРНЕ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАНОПРОНИЦАЕМОСТИ

Определение проницаемости пород баженовской свиты по стандартным методикам приводит к тому, что полученные результаты не отражают ее реальные свойства. Наличие трещин в образцах керна приводит к завышению проницаемости, а проницаемость матрицы БС находится вне метрологически обеспеченного диапазона измерения стандартного оборудования, поэтому оценить неопределенность измерений не представляется возможным.

Проницаемость, определенная методом GRI на дробленом керне, дает представление о матричной проницаемости, исключая влияние трещин. При этом отсутствие возможности проводить измерения в барических условиях и отсутствие метрологического обеспечения приводят к тому, что измерения проницаемости методом GRI являются больше оценочными, но при этом важными для построения модели двойной среды.

Определение нанопроницаемости на цилиндрических образцах псевдостационарным методом в барических условиях позволяет достоверно оценивать совокупную матричную и трещинную проницаемость горных

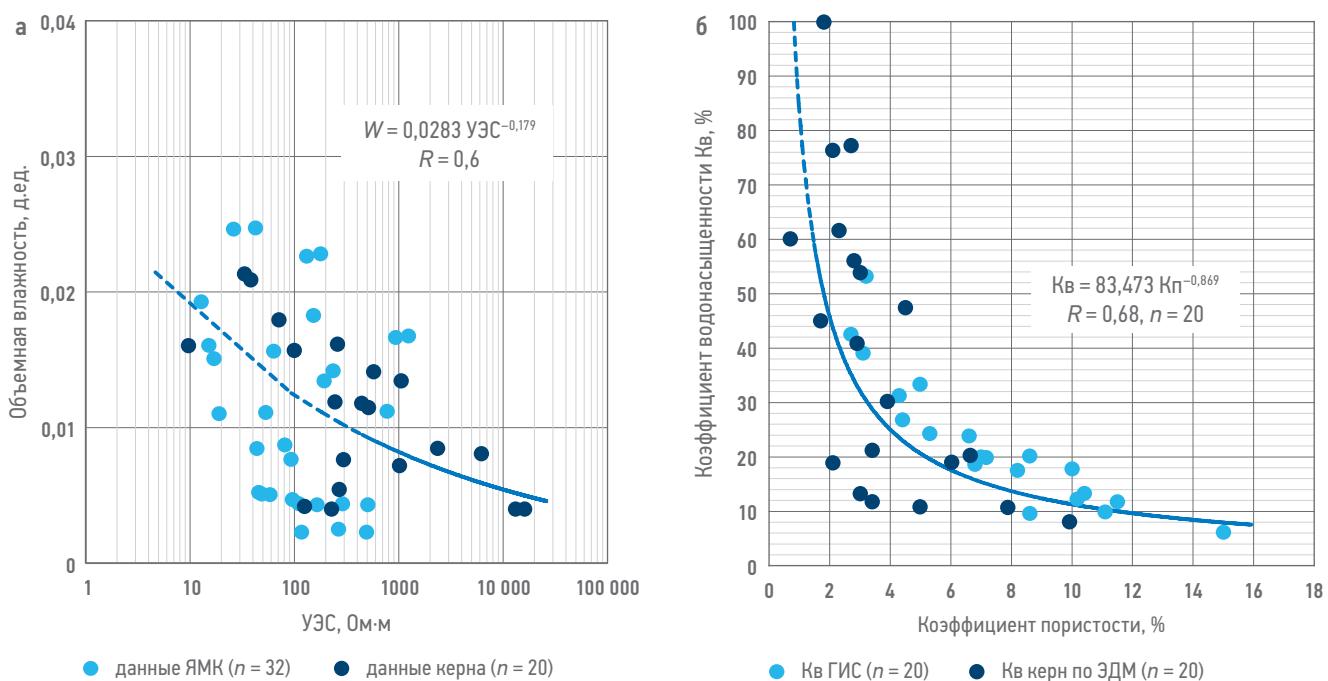


Рис. 8. Зависимость: а — объемной влажности от удельного электрического сопротивления, б — коэффициента водонасыщенности от коэффициента пористости для баженовской свиты. Составлено авторами

Fig. 8. Functions of a — Bulk volume of water vs. electric resistivity, 6 — Water saturation vs. porosity for the Bazhenov suite. Prepared by the authors

пород. При этом обжимные давления, составляющие 35 МПа (соответствующие эффективному пластовому давлению) и 50 МПа (необходимые для смыкания трещин), позволяют учитывать как проницаемость матрицы, так и влияние трещин, приближая результаты к реальным пластовым условиям.

Оценка нанопроницаемости проводилась на 14 образцах из 5 пачек баженовской свиты, отобранных из перфорированных интервалов с наличием и отсутствием притока, а также из интервалов без перфорации. При сопоставлении нанопроницаемости с результатами лабораторных и геофизических исследований обнаружено, что существует взаимосвязь между значениями проницаемости и работающими и не работающими интервалами.

На графике сопоставления нанопроницаемости с параметром Сорг по данным ГИС условно выделяются точки с наличием и отсутствием притока (рис. 9а). Аналогичное деление синих точек, соответствующих неперфорированным интервалам, на группы с вероятным наличием и отсутствием притока (рис. 9б) хорошо прослеживается на других зависимостях, например на зависимости хрупкости по ГИС и нанопроницаемости (рис. 10а), на зависимости пористости по гелию и нанопроницаемости (рис. 10б), а также на зависимости проницаемости по GRI

и нанопроницаемости (рис. 10в). В случае отсутствия керновых исследований для оценки нанопроницаемости предлагается использовать зависимость нанопроницаемости от пористости по гелию (рис. 10г).

Полученные значения нанопроницаемости коррелируют с перфорированными интервалами с наличием и отсутствием притока, а также с неперфорированными интервалами, где вероятно наличие или отсутствие притока (выделенных по сопоставлению нанопроницаемости с Сорг по ГИС) (рис. 6). Это может служить дополнительным критерием для выделения перспективных интервалов.

РЕЗУЛЬТАТЫ

На основе полученных зависимостей построена карта эффективных толщин суммы пачек 1 и 2 методом интерполяции по скважинным данным (рис. 11). На карте отображены изолинии, характеризующие уровень хрупкости и содержания органического вещества, полученные на основе данных ГИС. В ходе анализа выделены три зоны перспективности баженовской свиты:

- перспективная зона;
- менее перспективная зона;
- неперспективная зона.

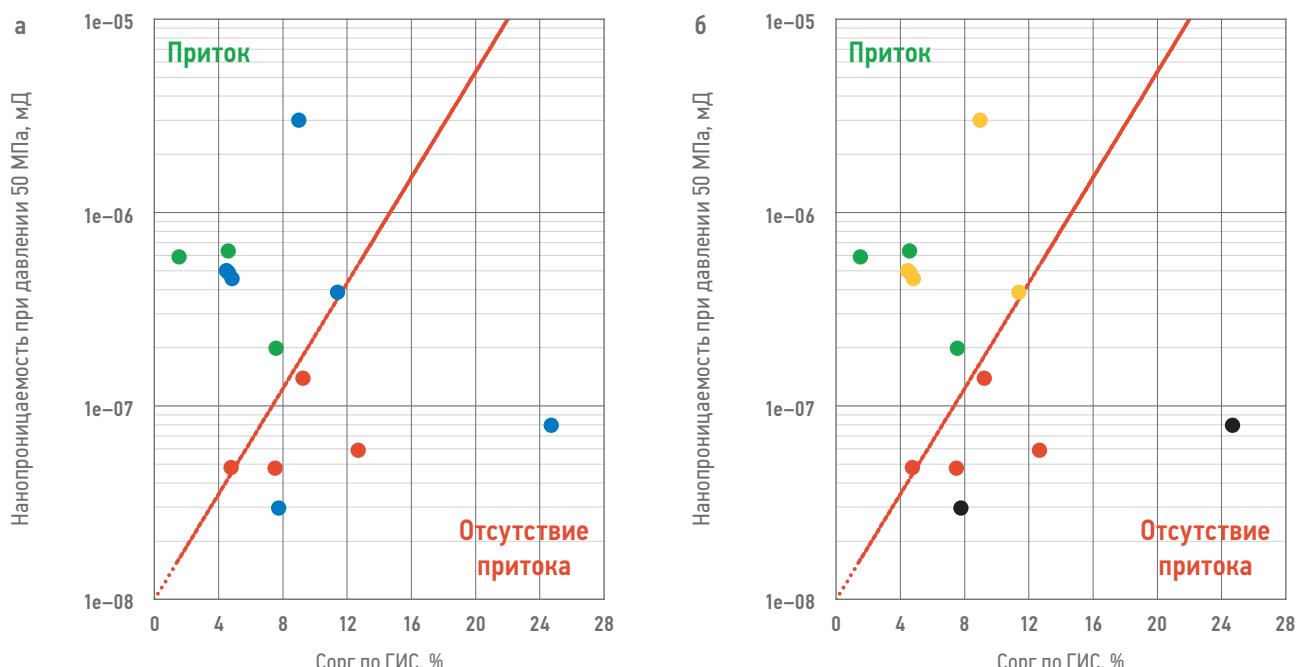


Рис. 9. Сопоставление нанопроницаемости с Сорг по ГИС. а — зеленые точки с наличием притока, красные — без притока, синие — неперфорированные интервалы. б — зеленые точки с наличием притока, красные — без притока, желтые — неперфорированные интервалы с вероятным притоком, черные — неперфорированные интервалы с вероятным отсутствием притока. Составлено авторами

Fig. 9. Nano-permeability vs. Organic matter content by well logging data. a — green dots with an inflow, red without an inflow, blue — non-perforated intervals. b — green dots with an inflow, red — without an inflow, yellow — non-perforated intervals with a probable inflow, black — non-perforated intervals with a probable absence of an inflow. Prepared by the authors

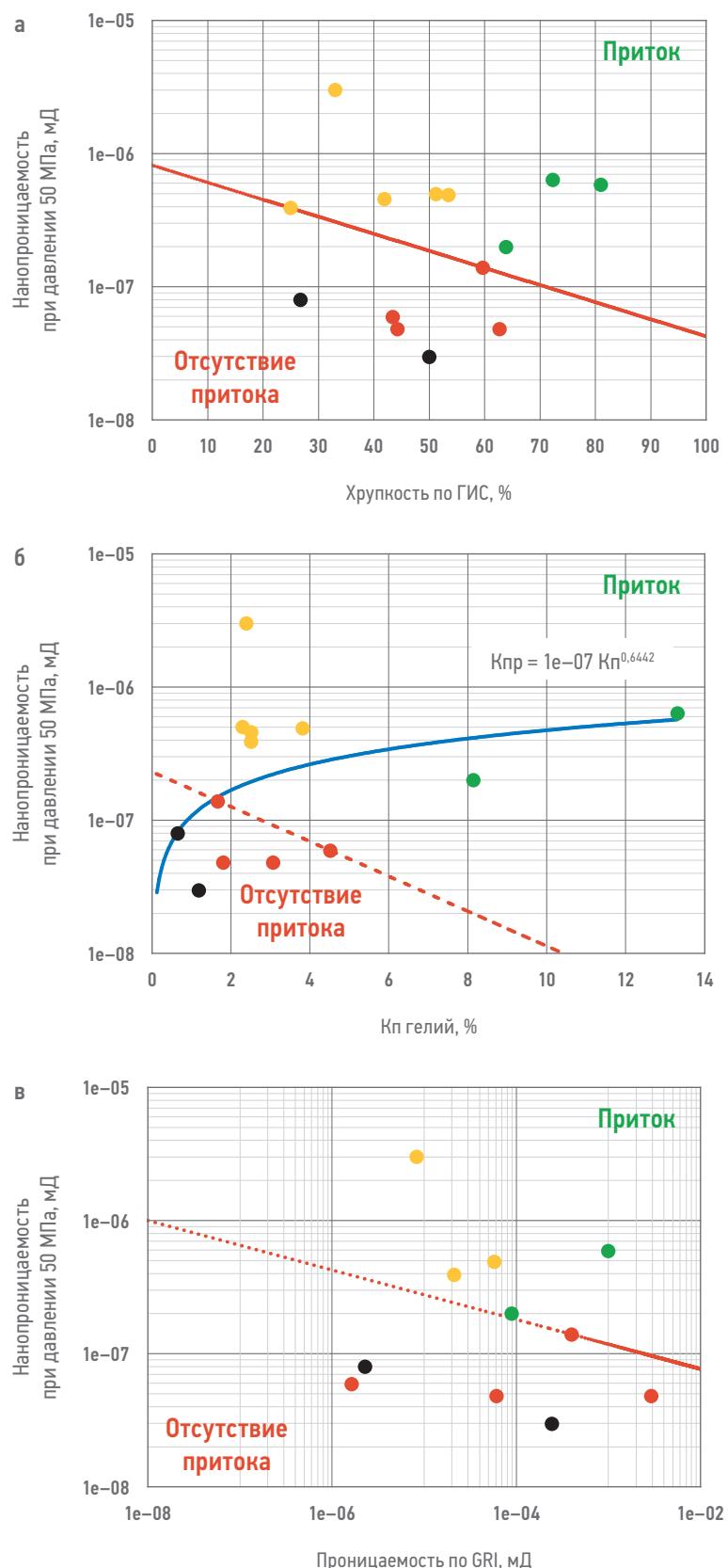


Рис. 10. Сопоставления нанопроницаемости с: а — хрупкостью по ГИС, б — пористостью по гелию, в — проницаемостью по GRI. Шифр: зеленые точки — с наличием притока, красные — без притока, жёлтые — неперфорированные интервалы с вероятным притоком, черные — неперфорированные интервалы с вероятным отсутствием притока. Составлено авторами

Fig. 10. Nano-permeability versus: a — fragility by well logs, b — helium porosity, b — permeability by GRI. Code: green dots — with an inflow, red — without an inflow, yellow — non-perforated intervals with a probable inflow, black — non-perforated intervals with a probable absence of an inflow. Prepared by the authors

Перспективными являются пачки 1 и 2, характеризующиеся эффективной толщиной свыше 11 м, низким содержанием органического вещества и высокой хрупкостью.

Менее перспективными считаются пачки 1 и 2 с эффективной толщиной в диапазоне 9–11 м, повышенной пластичностью и средним уровнем органического вещества.

Неперспективными признаются пачки 1 и 2, имеющие эффективную толщину менее 8 м, преобладающую пластичность и высокое содержание органики.

ВЫВОДЫ

- По результатам изучения керна скважин одного из месторождений Западной Сибири отложения баженовской свиты представлены преимущественно глинисто-кремневыми и кремневыми слабоглинистыми породами, в верхней части разреза — глинисто-кремнево-карбонатными породами, обогащенными органическим веществом, пиритизированными, с тонкой субгоризонтальной слоистостью, в нижней половине разреза — слабобиотурбированными, с редкими прослоями доломитов и апорадиоляритов, с органическими остатками. В верхней части свиты встречается прослой известняков. Разрез свиты разбит на пять пачек.
- Совокупность качественных и количественных признаков по данным керна и ГИС позволила выделить в интервале баженовской свиты перспективные интервалы. Наибольший потенциал на наличие притока нефти демонстрируют пачки 1 и 2, обладающие наибольшей хрупкостью и наименьшим содержанием органического вещества.
- На примере одного из месторождений Западной Сибири построена карта эффективных толщин перспективных пачек 1 и 2. Проведено ранжирование зон перспективности БС на основе данных по хрупкости и органическому веществу.
- Для БС одного из месторождений Западной Сибири обоснованы надежные алгоритмы выделения интервалов коллекторов и определены подсчетные параметры.
- Предложен авторский способ прогнозирования приточных и не приточных интервалов, который позволяет выделять перспективные участки баженовской свиты на основе корреляции между значениями нанопроницаемости и параметрами ГИС, такими как хрупкость, Сорг, пористость и проницаемость по GRI, и по наличию или отсутствию притока.

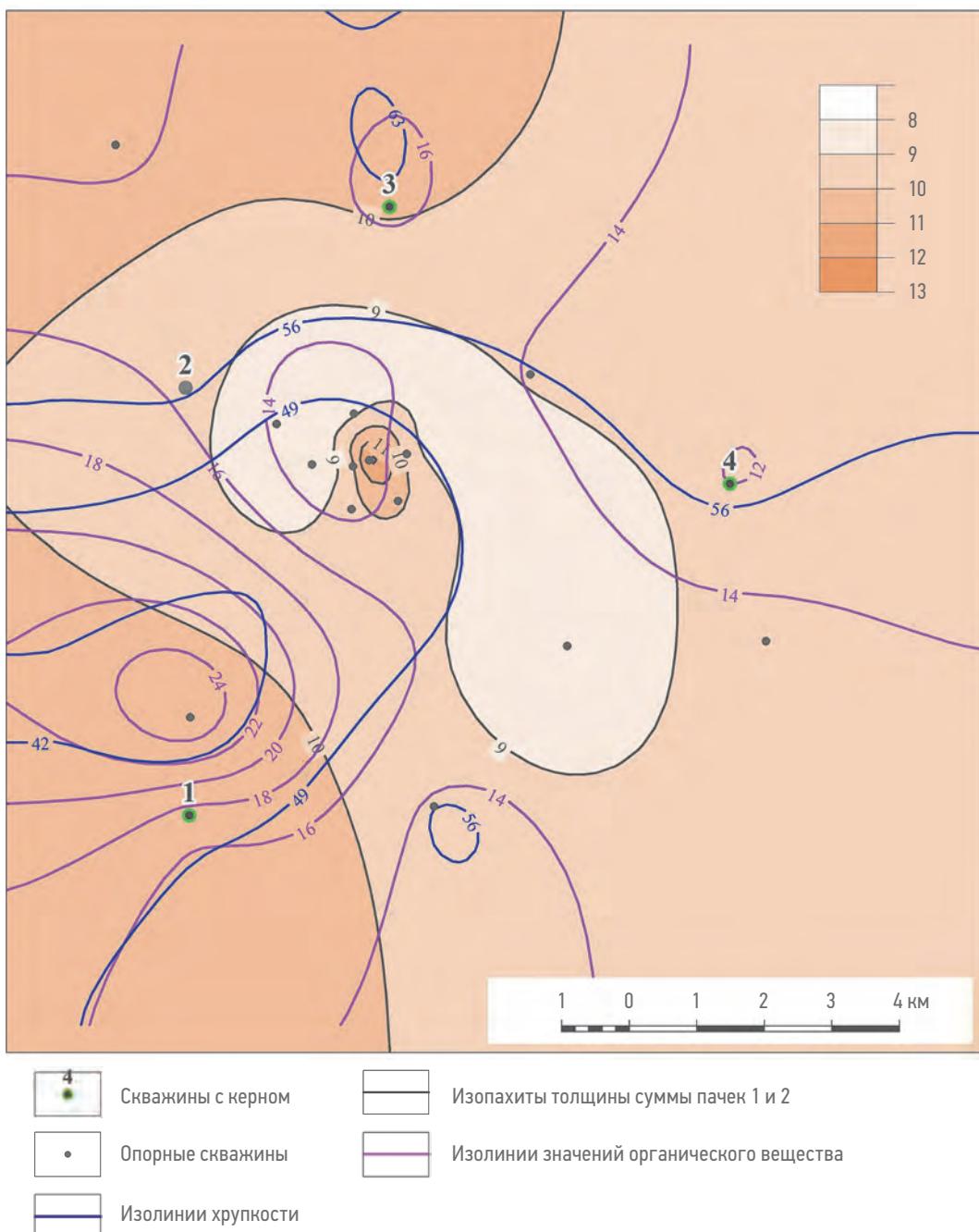


Рис. 11. Карта эффективных толщин суммы пачек 1 и 2. Составлено авторами
Fig. 11. Net pay map for Packs 1 and 2. Prepared by the authors

Список литературы

- Гурари Ф.Г. Условия формирования и методика поиска нефти в аргиллитах баженовской свиты / Ф.Г. Гурари, Э.Я. Вайц, В.Н. Меленевский и др. — М.: Недра, 1988. — 208 с.
- Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции от 2021 года (дополнение к Методическим рекомендациям по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденных приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.01.2013 № 477).
- Rickman R., Mullen M., Perte E., Grieser B., Kundert D. A practical use of shale petrophysics for simulation design optimization: All shale plays are not clones of Barnett Shale // Proceedings of the Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers. — 2008. — С. 115–258.
- Данько Д.А. Методика выявления перспективных объектов в баженовской свите на основе комплексирования геомеханических, геохимических и геофизических параметров / Д.А. Данько. — Текст: непосредственный // Геофизика. — 2015. — № 2. — С. 38–47.
- Баженок А.Д., Сорокина А.В., Бумагина В.А. Методические приемы выделения перспективных зон в Бажено-Абалакском комплексе Северо-Демьянского месторождения на основе данных керна, ГИС и сейсмических исследований // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». — 2018. — № 4(16).— С. 55–72. <https://doi.org/10.25689/NP.2018.4.55-72>

6. Passey Q., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs // AAPG Bulletin. — 1990. — Vol. 74, № 17. — P. 1777–1794.
7. Дахнова М.В. Геохимические методы в решении задач, связанных с освоением залежей нефти в баженовской свите на западе Широтного Приобья / М.В. Дахнова и др. // Геология нефти и газа. — 2007. — № 6. — С. 39–43.
8. Гильманов Я.И. Пetroфизические исследования Баженовской свиты Западной Сибири методом GRI и ртутной порометрии / Я.И. Гильманов, А.М. Фадеев // НТВ «Каротажник». — 2021. — Вып. 8 (314). — С. 83–92.
9. Гильманов Я.И. Оптимальная технология оценки пористости в нефтематеринских породах / Гильманов Я.И., Шульга Р.С. // НТВ «Каротажник». — 2021. — Вып. 8 (314). — С. 57–68.

References

1. Guri F.G., Vaitis E.Ya., Melenevsky V.N. *Conditions of formation and methods of oil prospecting in shales of the Bazhenov suite*. Moscow: Nedra, 1988. P. 208. (In Russ.)
2. Recommended practice for calculating oil reserves in the Bazhenov reservoirs of the West Siberian Petroleum Province from 2021 (Supplement to the Recommended practice for the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases approved by the Order No. 477 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation dated 01.01.2013). (In Russ.)
3. Rickman R., Mullen M., Perte E., Grieser B., Kundert D. A practical use of shale petrophysics for simulation design optimization: All shale plays are not clones of Barnett Shale. *Proceedings of the Annual Technical Conference and Exhibition, Society of Petroleum Engineers*. 2008, pp. 115–258.
4. Danko D.A. A technique of prospective objects identification in Bazhenov formation based on complex analysis of the geo-mechanical, geochemical and geophysical parameters. — Text: direct. *Geophysics*. 2015, no. 2, pp. 38–47. (In Russ.)
5. Bozhenok A.D., Sorokina A.V., Bumagina V.A. Identification of potential pay zones in Bazhenovskian-Abalakskian series of Svero-Demyanskoye field based on core, well logging and seismic data. *Neflyanaya Provintsiya Jurnal*. 2006, no. 4 (16), pp. 55–72. (In Russ.) <https://doi.org/10.25689/NP.2018.4.55-72>
6. Passey Q., Creaney S., Kulla J.B., Moretti F.J., Stroud J.D. A practical model for organic richness from porosity and resistivity logs. *AAPG Bulletin*. 1990, vol. 74, no. 17, pp. 1777–1794.
7. Dakhnova M.V., et al. Geochemical methods for solving tasks as concern oil pools development in Bazhenov suite in the West of Latitudal Priob. *Oil and Gas Geology Journal*. 2007, no. 6, pp. 39–43. (In Russ.)
8. Gilmanov Ya.I., Fadeev A.M. Petrophysical analyses of a West Siberian Bazhenov suite by a GRI method and mercury porosimetry. *NTV Karotazhnik Journal*. 2021, no. 8 (314), pp. 83–92. (In Russ.)
9. Gilmanov Ya.I., Shulga R.S. An optimum technology for oil source rock porosity. *NTV Karotazhnik Journal*. 2021, issue 8 (314), pp. 57–68. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.С. Хорольская — анализ и обобщение результатов, структурирование, написание разделов: введение, характеристика объекта исследования, керновая и каротажная изученность, определение подсчетных параметров, написание выводов, оформление статьи.

В.А. Бумагина — анализ и обобщение результатов, написание разделов: характеристика разреза, выводов, редакция статьи.

А.Г. Потапов — анализ и обобщение результатов, написание разделов: нанопроницаемость, выводов, проведение специальных экспериментов на керне, редакция статьи.

Е.А. Зарай — анализ и обобщение результатов, написание выводов, редакция статьи.

Maria S. Khorolskaya — analysis and generalization of the results, structuring, writing of the chapters: introduction, characteristics of the research object, core and logging knowledge, determination of calculation parameters, writing of conclusions, and article formatting.

Varvara A. Bumagina — analysis and generalization of the results, writing sections: characteristics of the section, conclusions, and article editing.

Artyom G. Potapov — analysis and generalization of the results, writing sections on nanopermeability, conclusions, conducting special experiments on the core, and editing the article.

Evgeny A. Zarai — analysis and generalization of results, writing conclusions, and editing the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мария Сергеевна Хорольская * — ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42.
e-mail: mskhorolskaya@rn-gir.rosneft.ru

Maria S. Khorolskaya* — Lead Specialist, RN-Geology Research Development LLC
42, Maxim Gorky Str., Tyumen, 625048, Russia.
e-mail: mskhorolskaya@rn-gir.rosneft.ru

Варвара Андреевна Бумагина — заведующий лабораторией изучения терригенных коллекторов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»; доцент кафедры геологии месторождений нефти и газа, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Артём Геннадьевич Потапов — заведующий лабораторией, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Евгений Александрович Зарай — главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Varvara A. Bumagina — Chief of Laboratory of terrigenous reservoir study, RN-Geology Research Development, Associate Professor of oil and gas filed geology, Tyumen Industrial University

Artyom G. Potapov — Chief of Laboratory, RN-Geology Research Development

Evgeny A. Zarai — Chief Manager, RN-Geology Research Development

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

УЧЕТ ФЛЮИДАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА ЙОЗ НА ЭТАПЕ ПОСТРОЕНИЯ ДВУМЕРНОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ

© Коллектив авторов,
2025



М.Н. Мельникова, Ю.В. Шилова, А.В. Анохин*
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

Электронный адрес: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Неоднородность флюидонасыщения коллекторов тюменской свиты существенно осложняет корректную интерпретацию данных геофизических исследований скважин (ГИС) и построение двумерной геологической модели. Неопределенности, связанные с гетерогенным коллектором, требуют детального изучения. Текущие условия диктуют необходимость формирования подходов, позволяющих воспроизвести представление о строении резервуаров с возможностью учета осложняющего фактора в виде низкопроницаемого, резко невыдержанного коллектора.

Цель. Построение двумерной геологической модели залежи с учетом существующей флюидальной неоднородности.

Материалы и методы. В основу работы положены данные ГИС и керна. Капиллярная модель насыщенности построена по модели Брукса и Кори. Построение структурных поверхностей кровли и подошвы пласта ЙОЗ, а также выделение области глинизации осуществлялось на основе сейсморазведочных данных МОГТ 3D. Подсчетные планы выполнены в программном обеспечении (ПО) Isoline.

Результаты. Рассмотрены результаты анализа неопределенности характера насыщения полифациальных терригенных отложений пласта ЙОЗ тюменской свиты. Полный комплекс лабораторных исследований керна с данными геофизических исследований скважин установил прямую зависимость степени нефтенасыщения низкопроницаемых коллекторов от фильтрационно-емкостных свойств, вопреки общепринятым представлениям о её изменении по высоте залежи. На примере одной скважины показано наличие капиллярных барьеров первого рода, препятствующихному заполнению залежи в контуре установленной нефтеносности.

Заключение. Разработанная геологическая модель с учетом флюидальной неоднородности коллекторов демонстрирует возможность наиболее точного отражения особенностей распределения характера насыщения коллекторов. Выявленные капиллярные барьеры и неоднородность насыщения подчеркивают необходимость комплексного подхода к интерпретации данных ГИС и керна. Полученные данные могут быть использованы для уточнения зон с высокой обводненностью на разрабатываемых месторождениях в условиях неоднородно насыщенных коллекторов.

Ключевые слова: низкопроницаемый коллектор, флюидальная неоднородность коллектора, капиллярный барьер первого рода, зона недонасыщения УВ, капиллярометрия

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Мельникова М.Н., Шилова Ю.В., Анохин А.В. Учет флюидальной неоднородности коллекторов пласта ЙОЗ на этапе построения двумерной модели залежи. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):22–32. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-22-32>

Статья поступила в редакцию 30.07.2025

Принята к публикации 10.09.2025

Опубликована 26.12.2025

ASSESSMENT OF FLUID HETEROGENEITY OF THE RESERVOIRS IN THE J3 FORMATION DURING
THE CONSTRUCTION OF A TWO-DIMENSIONAL RESERVOIR MODEL

Maria N. Melnikova, Julia V. Shilova, Artem V. Anokhin*
RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

E-mail: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. Heterogeneity of fluid saturation in the Tyumen Formation reservoirs significantly complicates the correct interpretation of well logging data and building a 2D geological model. Uncertainties associated with reservoir heterogeneity require detailed study. Current conditions necessitate the development of approaches that allow to reconstruct the reservoir structure, taking into account the complicating factors of low permeability and high discontinuity.

The **objective** of this study is to build a 2D geological model of the reservoir, taking into account the existing fluid heterogeneity.

Materials and methods. This study is based on well logging and core data. A capillary saturation model was built using the Brooks and Corey model. The 3D CDP seismic data was used to build the structural surfaces of the top and bottom of J3 reservoir and to interpret the shale-out zone. The reserves estimation maps were built in Isoline SW.

Results. The fluid type uncertainty analysis for the polyfacial terrigenous sediments of J3 reservoir of the Tyumen Formation are described. A comprehensive set of laboratory core studies, combined with well logging

data, established a direct correlation between the degree of oil saturation in low-permeable reservoirs and their porosity and permeability properties, contrary to the general notion that it varies with reservoir height. A single well was used to demonstrate the presence of type I capillary barriers preventing complete reservoir charge within the established oil-bearing contour.

Conclusion. The geological model developed with account of reservoir fluid heterogeneity is capable of most accurate representation of the fluid type distribution patterns in reservoirs. The interpreted capillary barriers and saturation heterogeneity indicate the need for an integrated approach to the interpretation of well logging and core data. The obtained data can be used to update high-water-cut zones in developed fields with heterogeneously saturated reservoirs.

Keywords: low-permeable reservoir, reservoir fluid heterogeneity, first-order capillary barrier, HC undersaturation zone, capillary pressure measurements.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Melnikova M.N., Shilova J.V., Anokhin A.V. Assessment of fluid heterogeneity of the reservoirs in the J3 Formation during the construction of a two-dimensional reservoir model. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):22–32. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-22-32>

Manuscript received 30.07.2025

Accepted 10.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время на территории Уватского района юга Тюменской области открыто 24 месторождения. При этом большая часть нефтяных залежей сосредоточена в терригенных отложениях тюменской свиты [1], характеризующихся крайне сложным полифациальным строением и резкой латеральной и вертикальной изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В данной статье приведена методика, применяемая авторами, для учета неопределенности характера насыщения коллекторов с целью корректного картирования залежи.

В качестве примера рассмотрено одно из месторождений Уватского района, на котором 5 поисково-разведочными скважинами вскрыты продуктивные среднеурские отложения. Объект исследований — пласт Ю3, представлен терригенными отложениями континентального и переходного генезиса. На данном этапе геолого-разведочных работ (ГРР) построение геологической модели резервуара сопряжено с тремя существенными неопределенностями:

- отсутствие выдержаных углисто-глинистых маркирующих пачек как по разрезу, так и по площади работ;
- резкая изменчивость мощностей и ФЕС продуктивных пропластков целевого интервала;
- сложность определения характера насыщения коллекторов ввиду слабой дифференциации значений сопротивления относительно вмещающих пород.

Согласно данным бурения, коллекторы пласта Ю3 представлены среднепористыми, низкопроницаемыми мелко-среднезернистыми песчаниками. Коэффициент

пористости (K_p) изменяется от 11,8 до 18,2%, среднее значение коэффициента проницаемости (K_{pr}) ~2 мД. По результатам интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС) диапазон нефтенасыщенности (K_n) в продуктивном интервале варьируется от 32,3 до 67,6%.

Учитывая вышеуказанные факторы, а также амплитуду залежи (<90 м), выявлено наличие недонасыщенных углеводородами (УВ) отдельных пропластков, суммарный вклад которых в процессе извлечения УВ из пласта может привести к быстрой обводненности.

ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ОБВОДНЕННОСТИ ПРИ ДОРАЗВЕДКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА Ю3 ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ В УСЛОВИЯХ НЕОДНОРОДНО НАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ РАССМОТРЕНА МЕТОДИКА УЧЕТА ФЛЮИДАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА ПРИ ПОСТРОЕНИИ 2D ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ, УЧИТЫВАЮЩАЯ НАЛИЧИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ БАРЬЕРОВ ПЕРВОГО РОДА, ПРЕПЯТСТВУЮЩИХ ПОЛНОМУ ЗАПОЛНЕНИЮ ЛОВУШКИ В КОНТУРЕ УСТАНОВЛЕННОЙ НЕФТЕНОСНОСТИ.

ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЙ

Пласт Ю3 вскрыт пятью поисково-разведочными скважинами, из них три скважины (Х1, Х3, Х5) вскрыли нефтяную залежь. Согласно данным ГИС и результатам испытаний в скважине Х1 пласт полностью нефтенасыщен до подошвы коллекторов. В скважине Х3 в нижней части целевого интервала выявлены коллекторы, недонасыщенные УВ. В скважине Х5 зафиксировано залегание водонасыщенных коллекторов

над нефтенасыщенными при наличии разделяющего их ложного флюидоупора (рис. 1). По результатам комплексного анализа данных бурения (фото керна в дневном и ультрафиолетовом (УФ) свете, ГИС, результаты испытаний) в скважине X5 в интервале пласта ЙОЗ выделены три пачки, соответствующие седиментационным циклам осадконакопления (рис. 2).

Пачка 1 залегает в нижней части пласта ЙОЗ. Представлена терригенными породами континентального генезиса.

В **нижней части** залегают песчано-алевритистые породы, перекрытые углистым прослойком (фации поймы, болота). Согласно результатам интерпретации ГИС в данном интервале коллекторы отсутствуют.

Верхняя часть представлена песчаниками преимущественно среднезернистой фракции с подчиненным соотношением мелкозернистой фракции и маломощным пропластком крупнозернистой фракции (фация речного русла; начало формирования). Согласно данным ГИС выделен нефтенасыщенный коллектор с неравномерным нефтенасыщением ($K_{pr} = 0,4\text{--}9,1 \text{ мД}$). По результатам испытания пачки 1 получен малодебитный приток нефти с водой ($Q_n = 0,94 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_b = 0,27 \text{ м}^3/\text{сут}$).

Пачка 2 приурочена к центральной части пласта ЙОЗ и представлена русловыми песчаниками тонко-мелкозернистой фракции, отдельными прослойками до среднезернистой фракции. В основании залегает прослой мелко-среднезернистого песчаника

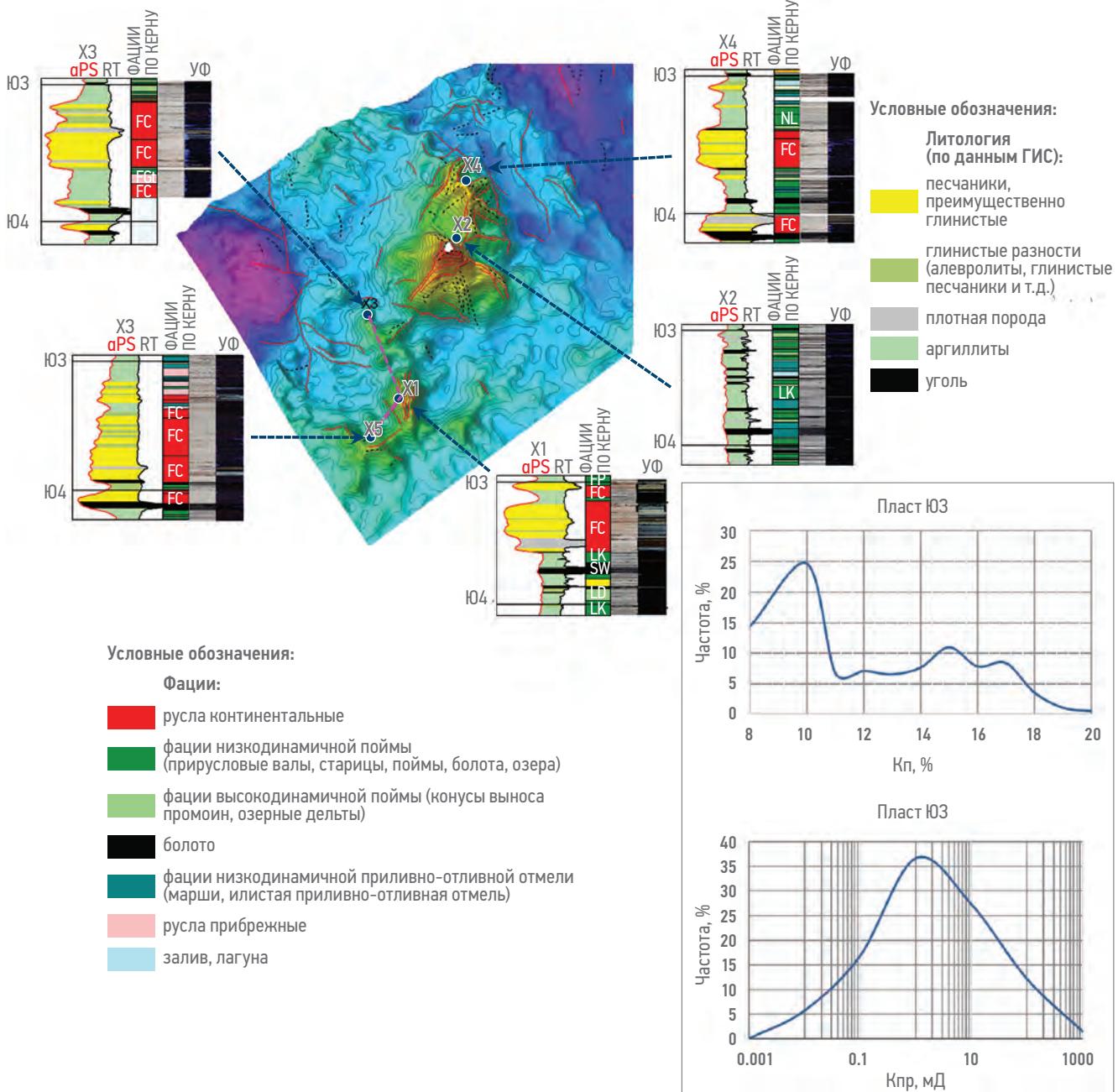


Схема корреляции по линии скважин X5-X1-X3

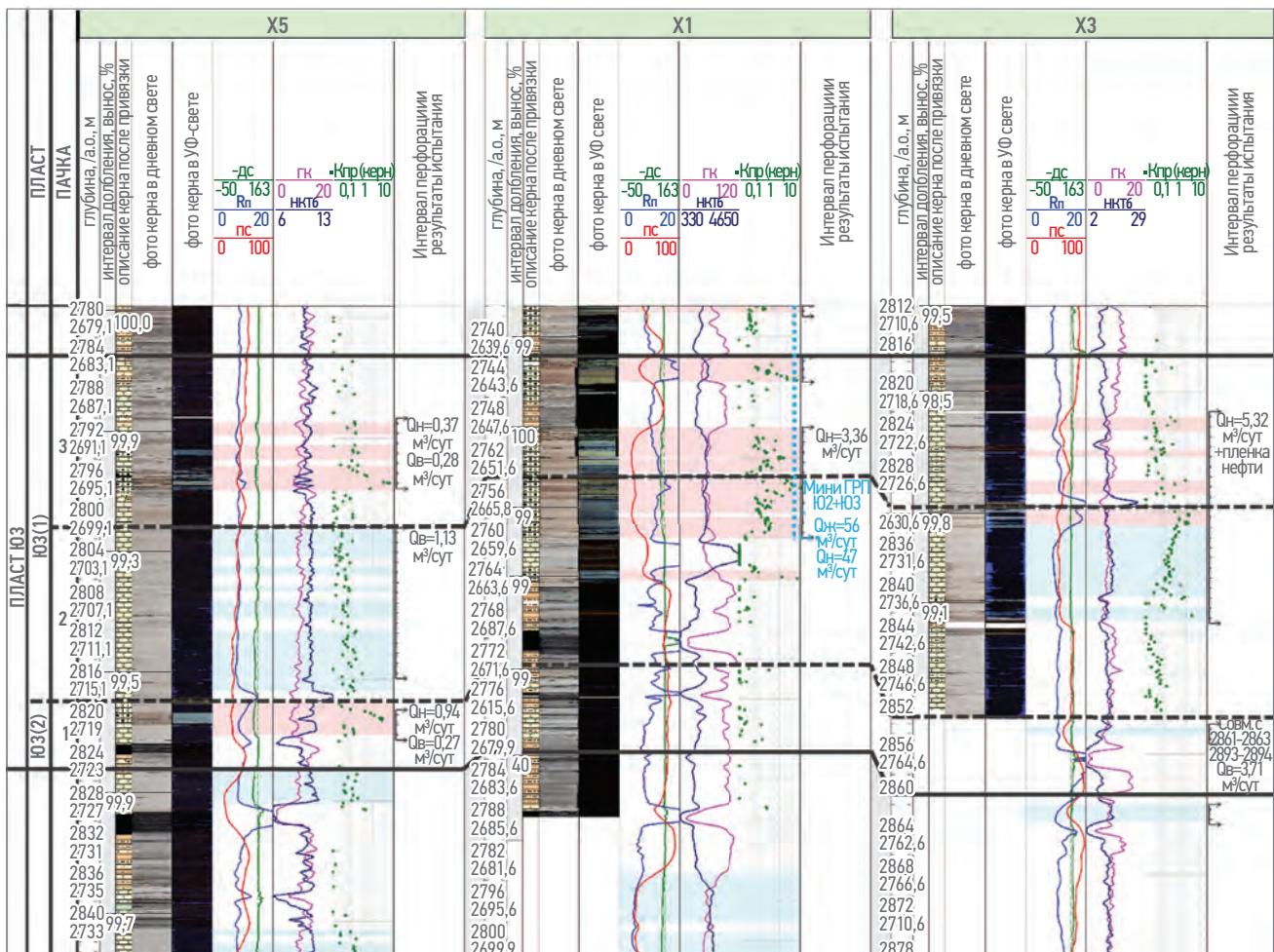


Рис. 1. Характеристика строения пласта Ю3. Составлено авторами
Fig. 1. Characteristics of the structure of the J3 formation. Prepared by the authors

с карбонатным цементом. Согласно результатам интерпретации ГИС в исследуемом интервале выделены низкопроницаемые ($K_{pr} = 0,3\text{--}0,89 \text{ мД}$) водонасыщенные коллекторы с отсутствием свечения керна в УФ-свете. По результатам испытания вышеуказанных отложений получен приток пластовой воды без признаков нефти ($Q_b = 1,13 \text{ м}^3/\text{сут}$). Однако в вытяжке из керна в толуоле в УФ-свете наблюдается свечение (рис. 2).

Пачка 3 завершает разрез пласта. В нижней части пачки выделяются тонко-мелкозернистые песчаники затапливаемого русла, сменяющиеся вверх по разрезу переслаиванием тонкозернистых песчаников и алевролитов смешанной приливно-отливной отмели (смена континентальной обстановки осадконакопления на переходную). Согласно результатам интерпретации ГИС в данном интервале коллекторы отсутствуют.

В **центральной части** пачки вскрыты песчаники речного русла с закономерно сменяющейся вверх по разрезу преимущественно среднезернистой фракции

на тонко-мелкозернистую фракцию (смена континентальной обстановки осадконакопления на переходную). При этом в составе континентальных русловых отложений встречаются лаговые слои, содержащие большое количество углефицированных остатков, обломки древесины, глинистые интракласты и примеси полукатанных зерен, свидетельствующие о периодическом усилении гидродинамической активности русла. Согласно результатам интерпретации ГИС в данном интервале выделено 5,1 м нефтенасыщенных коллекторов ($K_{pr} = 1,2\text{--}6,04 \text{ мД}$). Свечение в ультрафиолете, как и в 1-й пачке, неравномерное. При испытании получен малодебитный приток нефти с водой ($Q_h = 0,37 \text{ м}^3/\text{сут}$, $Q_b = 0,28 \text{ м}^3/\text{сут}$). В керне наблюдается характерное для нефти свечение в УФ-свете.

В **верхней части** пачки залегают алевролиты и тонко-мелкозернистые песчаники с глинистыми интракластами (фации приливно-отливной отмели, протоки; переходная обстановка осадконакопления). По данным

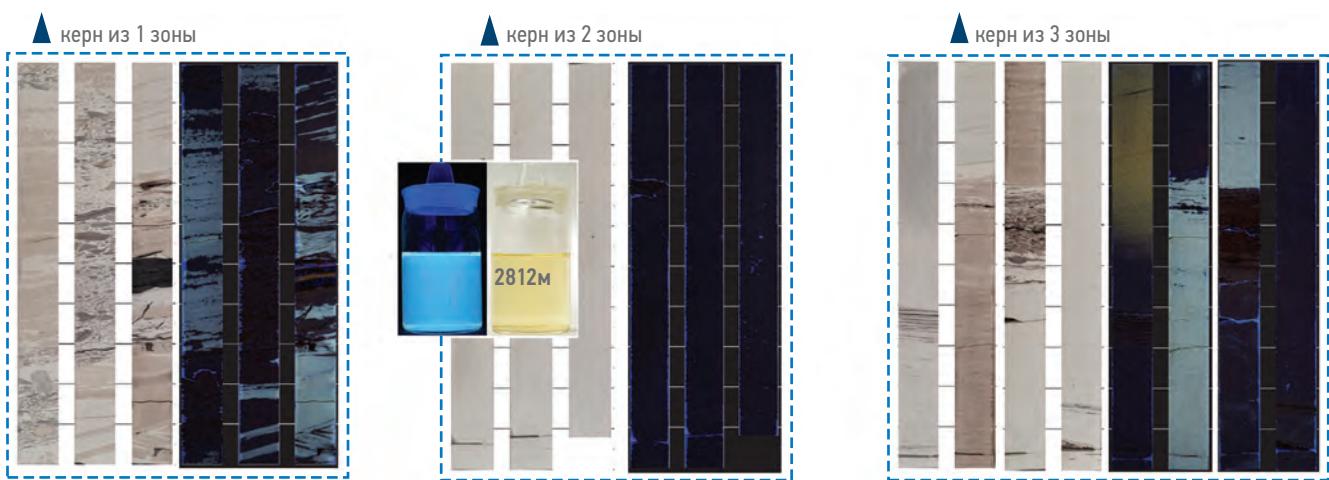
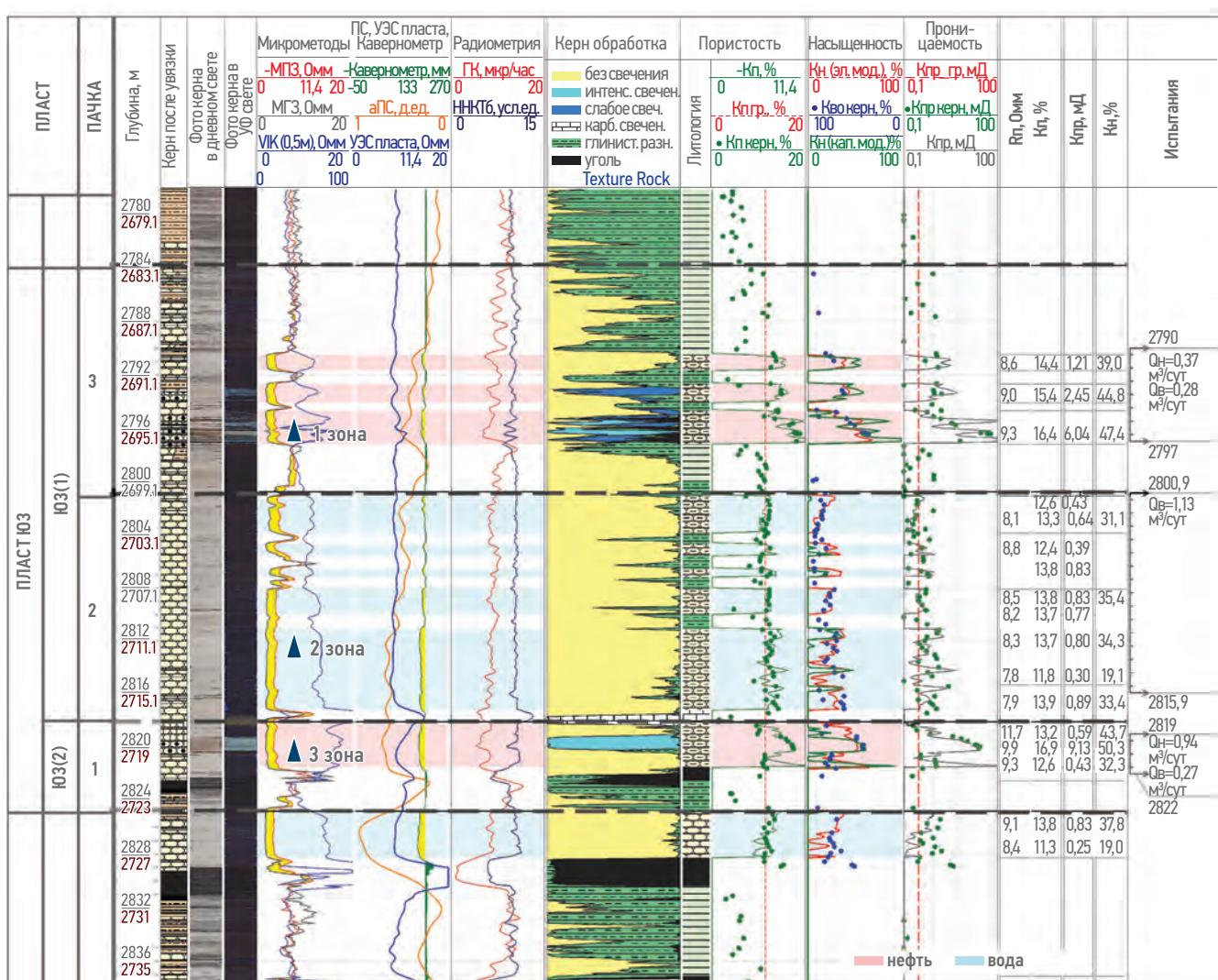


Рис. 2. Флюидальная неоднородность пласта ЙОЗ в скважине X5. Составлено авторами
Fig. 2. The fluid heterogeneity of the J3 formation in the X5 well. Prepared by authors

комплексного анализа данных керна и ГИС в данном интервале коллекторы отсутствуют. В результате анализа фракционного-минералогического состава коллекторов пласта ЙОЗ установлено, что коллекторы 2-й пачки

незначительно, но отличаются более высоким содержанием пелитовой фракции с преобладанием гидрослюды в составе глинистого цемента, увеличением доли алевритовой и мелкой песчаной фракций (рис. 2, табл. 1).

Таблица 1. Фракционно-минералогический состав коллекторов в скважине Х5. Составлено авторами
Table 1. Fractional mineralogical composition of reservoirs in the X5 well. Prepared by the authors

Пачка	Кп, %	Кпр, мД	РСА глин				Песчаная фракция, %					Алевролитовая фракция, %		Пелитовая фракция, %
			К	Х	ГС	ССО	2,0–1,0	1,0–0,5	0,50–0,25	0,250–0,125	0,125–0,0625	0,0625–0,031	0,031–0,0039	
3	14,4–16,4	1,2–6,04	66	12	18	4	0	2	28	30	8	6	18	8
2	11,8–13,8	0,30–0,89	61	13	22	4	0	1	17	37	9	5	20	11
1	12,6–16,9	0,59–9,13	78	10	9	3	0	4	35	28	6	4	16	7

К — каолинит, Х — хлорит, ГС — гидрослюдя, ССО — смешаннослоистые образования гидрослюдя-монтмориллонитового ряда

МЕТОДИКА ИССЛЕДОВАНИЙ

На сегодняшний день отложения тюменской свиты в Уватском районе охарактеризованы большим объемом комплексных исследований сейсморазведочных данных по методу общей глубинной точки (МОГТ) 3D с данными бурения скважин. Нередко на месторождениях встречаются локально развитые зоны недонасыщенных УВ-коллекторов, которые требуют детального изучения начиная с этапа ГРР. Явления неоднородности флюидонасыщения на месторождениях Западной Сибири активно изучаются [2, 3, 4, 5]. Согласно геолого-геофизическим данным на исследуемой территории такие зоны недонасыщения обусловлены прежде всего литофациальными неоднородностями, в том числе и наличием капиллярных барьеров первого рода, которые встречаются в трех случаях [6]:

- в зоне смены фациальных обстановок с улучшенными ФЕС (фации речного русла, внешней песчаной поймы и т.д.) на ухудшенные (фации внутренней глинистой поймы, глинистой приливно-отливной отмели и т.д.);
- в зоне выклинивания коллекторов вверх по восстанию структуры;
- в зоне ухудшенных ФЕС отложений, обусловленной наличием вторичных изменений.

По результатам многочисленных исследований Уватского района установлено, что все выявленные залежи сформированы преимущественно за счет латеральной миграции УВ. Согласно вышеуказанной геологической концепции предположено, что наличие пластовой воды в центральной части резервуара объясняется невозможностью аккумуляции нефти по причине влияния капиллярных барьеров. Преодоление последних мигрирующей нефтью в низкопроницаемых коллекторах достигается только в случае присутствия необходимого достаточного давления, которое может не обеспечиваться высотой залежи.

Для подтверждения вышеуказанной гипотезы проанализированы данные капилляриметрии в зависимости от интенсивности свечения керна. Благодаря разделению по цвету, яркости и тону изображения в программе TextureRock выделены литологические разности в дневном свете, а светящиеся интервалы — в УФ-свете. Песчаники классифицированы на не светящиеся в ультрафиолете, обладающие слабым и интенсивным свечением (рис. 2, колонка «Керн обработка ПО TextureRock»).

Анализ сопоставления коэффициентов пористости и проницаемости для коллекторов с различными ФЕС в зависимости от интенсивности свечения керна показал, что при граничном значении Кпр = 0,3 мД, принятом для выделения коллекторов на данной площади, свечение наблюдается при Кпр > 1,2 мД (рис. 3), что можно принять за критическое значение коэффициента проницаемости для соблюдения условия нефтенасыщения выделенных коллекторов.

Зона 2 характеризуется значениями проницаемости, не превышающими 0,9 мД, поэтому вполне может являться недонасыщенной УВ в силу влияния капиллярных барьеров. Известно, что прямые качественные признаки выделяют абсолютный коллектор, но не учитывают его характер насыщения. По этой причине по данным ГИС наблюдается общая эффективная мощность коллектора с неравномерным насыщением (зона 1, 2 и 3). Наличие коллекторов без характерного свечения в УФ свете обеспечивает приток свободной пластовой воды по результатам испытаний.

Для подтверждения высоких значений коэффициента водонасыщенности в зоне 2 построена общая капиллярная модель насыщенности пласта с использованием модели Брукса и Кори. В процессе настройки капиллярной модели насыщенности на электрическую модель пласта уровень зеркала чистой воды принят на 30 м ниже принятого уровня ВНК. Согласно полученным результатам установлено, что значения коэффициента

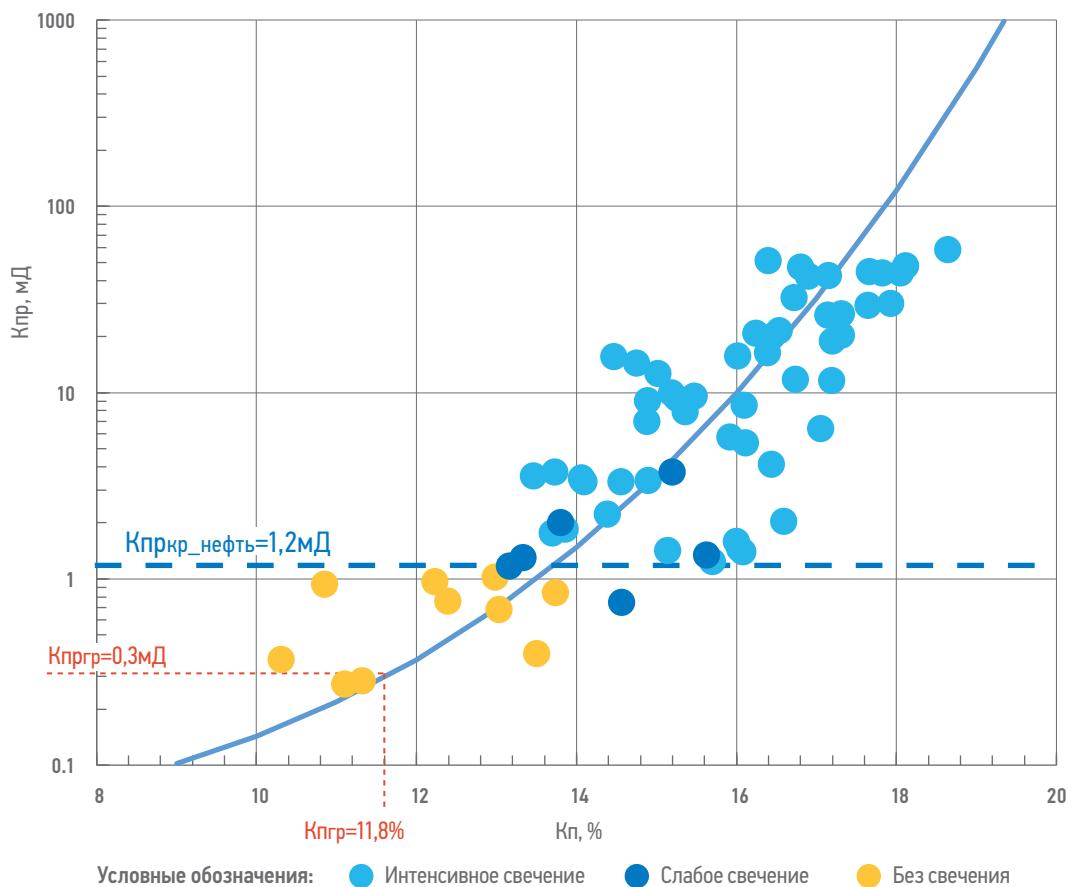


Рис. 3. Зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости с нанесением интенсивности свечения в УФ-свете. Составлено авторами

Fig. 3. Dependence of the porosity coefficient on the permeability coefficient with the application of luminescence intensity in UV light. Prepared by the authors

водонасыщенности в зоне 2 не опускаются ниже 75–80% (рис. 2, колонка Насыщенность). Для информативности на график (рис. 4) вынесены границы водонефтяного (ВНК) и высоты залежи, данные экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей (ОФП) для различных ФЕС-коллекторов, а также данные испытаний в пределах контура нефтеносности. По данным относительных фазовых проницаемостей ОФП определены границы, условно разделяющие интервал получения воды ($K_w > K_w^{**}$), интервал двухфазной фильтрации ($K_w < K_w < K_w^{**}$) и интервал получения нефти ($K_w < K_w^*$). В соответствии с рисунком 4 при $K_{pr} < 1 \text{ мД}$ и текущей высоте залежи получение нефти из зоны 2 практически невозможно.

Таким образом, данные капилляриметрии и ОФП объясняют получение воды в зоне 2 пласта ЮЗ, а также получение смешанных притоков нефти и воды в зонах 1 и 3. В условиях слабой изученности керновыми исследованиями коллекторов с флюидальной неоднородностью имеет место использование постоянного критического

значения проницаемости [4], установленного ранее. С привлечением результатов исследований ОФП для прогноза, учитывающего геометрические параметры залежи, возможно установление «плавающего» критического значения, зависящего от высоты залежи, с использованием величины K_w^{**} . В рамках рассматриваемого пласта изучаемого месторождения выборка экспериментов ОФП ограничена тремя образцами, что не позволяет установить уверенную связь. Ограниченнность в изученности и необходимость моделирования неоднородно насыщенного коллектора требуют дополнительных исследований для получения достоверных результатов.

ПОСТРОЕНИЕ ДВУМЕРНОЙ МОДЕЛИ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА ЮЗ

По итогам комплексирования геолого-геофизических данных закартирована пластово-сводовая нефтяная залежь, литологически-экранированная в северной и восточной частях. Залежь характеризуется сложным

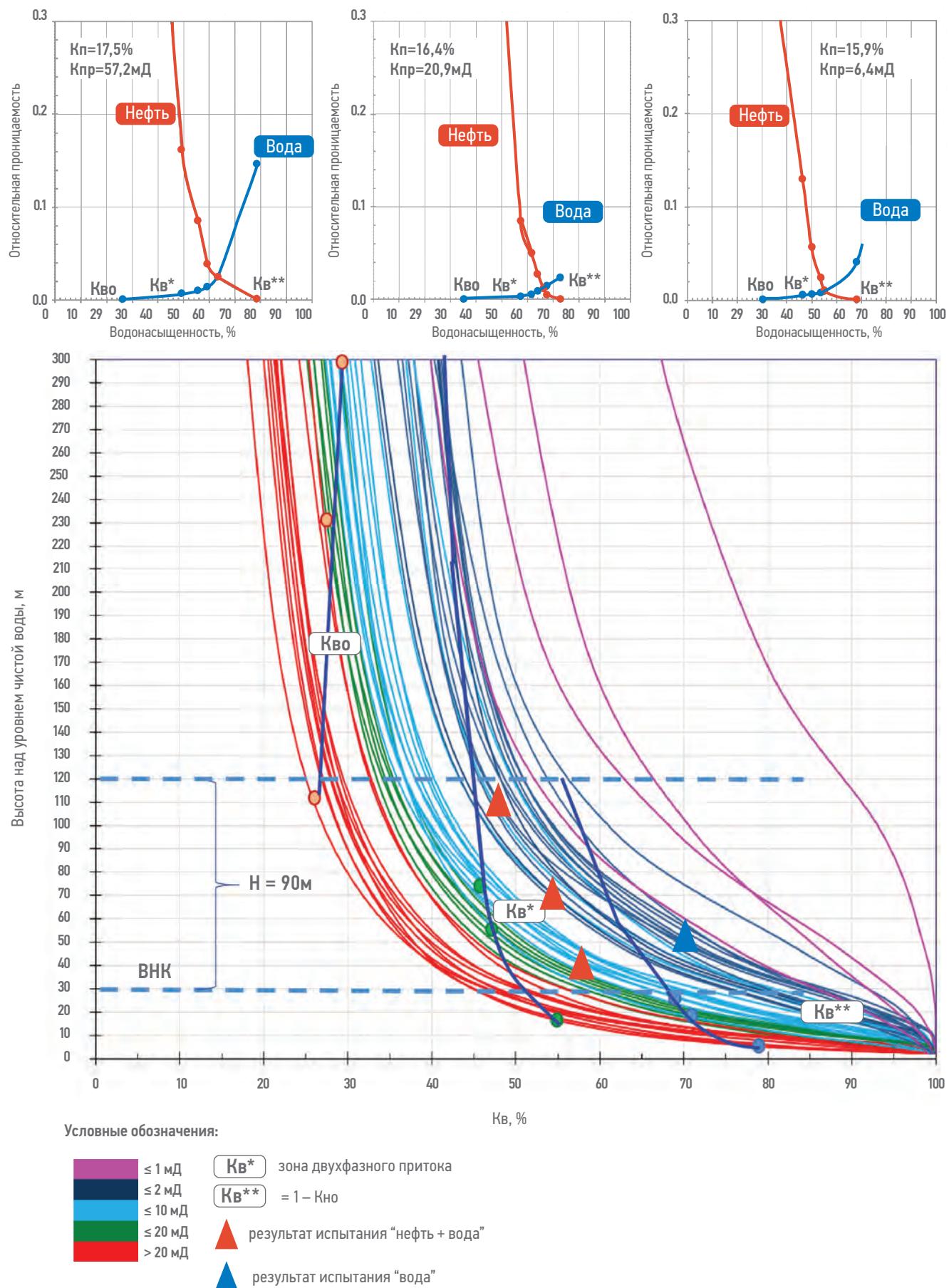


Рис. 4. Анализ данных капиллярометрии и ОФП. Составлено авторами
 Fig. 4. Analysis of capillarimetry and RPP data. Prepared by the authors

строением, обусловленным наличием тектонических нарушений и резкой флюидальной неоднородностью (рис. 5).

ВНК залежи принят на а.о. -2731,9 м по подошве нефтенасыщенного песчаника в скважине X3 (последний нефтенасыщенный коллектор: а.о.-2730,3–2731,9 м; Кп = 18,2%, Кпр = 67,6%). Следует отметить, что при данном контакте в скважине X5 все низкопроницаемые коллекторы (Кпр = 0,3–0,9 мД, Нэф = 12,3 м) центральной части пласта попадают в контур залежи. Поскольку разрешающая способность сейсморазведочных данных МОГТ 3D не позволяет спрогнозировать зоны недонасыщения УВ внутри пласта Ю3, их учет осуществлялся на этапе оценки запасов залежи. Оценка запасов проведена объемным методом, с привлечением коэффициента нефтенасыщенности, принятого как среднее значение суммы средневзвешенных значений коэффициентов нефтенасыщенности в пробуренных скважинах.

Достоинства выбранной модели:

- Учет на этапе ГРР сильной изменчивости фракционно-минералогических

параметров литологических разностей, влияющих на распределение ФЕС в целевом интервале.

- Наиболее объективная оценка фактических запасов залежи и в дальнейшем оптимальная ее разработка.

Недостатки выбранной модели:

- Сложно спрогнозировать области развития недонасыщенных УВ-коллекторов. Требуется уточнение петрофизической модели в части прогноза проницаемости в зависимости от различных литотипов.

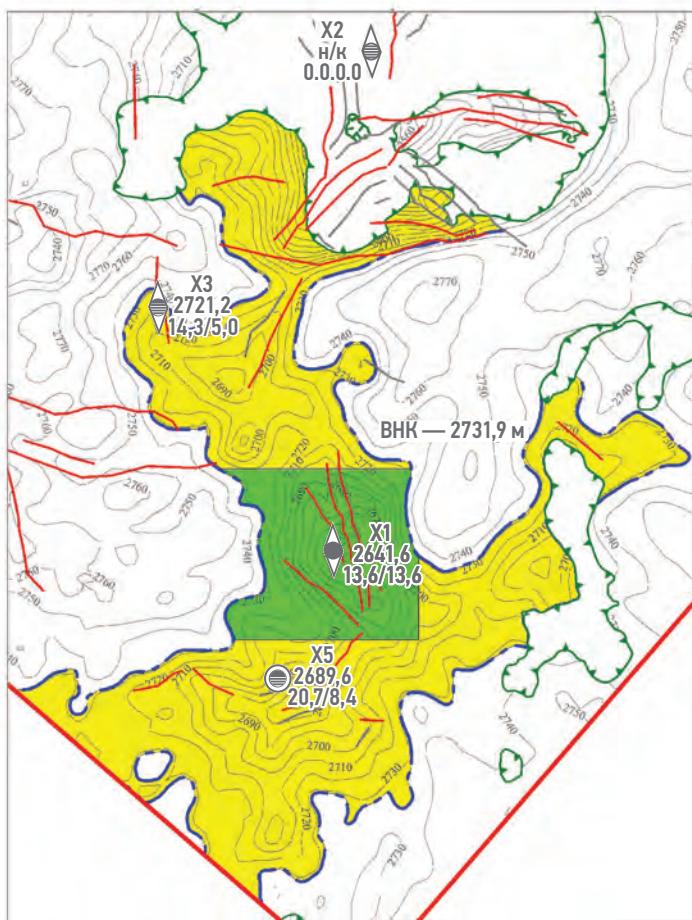
ВЫВОДЫ

Выполненный анализ результатов расширенного комплекса лабораторных исследований керна с данными ГИС подтвердил наличие капиллярных барьера в коллекторах Уватского района.

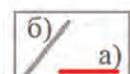
Применение данных капилляриметрии и ОФП позволило:

- установить критическое значение коэффициента проницаемости, при котором

Структурная карта по кровле коллектора пласта Ю3



Условные обозначения:



Линии тектонических нарушений:
а) основные
б) второстепенные



Прогнозная граница глинизации
(Нэф=1 м)



Внешний контур нефтеносности



Запасы категории C1



Запасы категории C2

Результаты испытаний:



промышленный приток нефти



пленка нефти с водой



непромышленный приток нефти

Характер насыщения по данным ГИС:



неколлектор

Рис. 5. Пластово-сводовая залежь с флюидальной неоднородностью по разрезу. Составлено авторами
Fig. 5. A seam-arched deposit with fluid heterogeneity along the formation. Prepared by the authors

- нефть вытесняет воду из порового пространства;
- обосновать геологическую природу формирования пятнистой нефтенасыщенности отложений пласта Ю3, учесть эти данные в петрофизической модели с последующим объяснением получения чистых и смешанных притоков в зависимости от высоты залежи.

Принятая авторами модель резервуара наиболее корректно отражает максимальную площадь возможного распространения нефтенасыщенных коллекторов. Как показывает практика, при благоприятных условиях зоны низкопроницаемых недонасыщенных УВ-коллекторов могут смениться нефтенасыщенными по мере ослабления влияния капиллярных барьеров.

- На дальнейшем этапе разбуривания залежи необходимо проведение полного

комплекса лабораторных исследований керна и ГИС с целью контроля местоположения зон низкопроницаемых, недонасыщенных УВ-коллекторов. Своевременный контроль позволит не допустить преждевременную обводненность залежи на этапе разработки.

- Необходимо дальнейшее развитие и усовершенствование методик сейсмического прогноза, которые позволят закартировать маломощные и слабо выраженные по акустическим свойствам в разрезе недонасыщенные УВ-коллекторы.
- Детальное представление о залежи, осложненной неоднородно насыщенными коллекторами, позволяет минимизировать риски обводненности при доразведке объекта, а также способствует ее более оптимальной эксплуатации на этапе разработки.

Список литературы

1. Елишева ОВ, Лазарь ЕЛ, Лыжин ЕА, Сафонов ВГ, Жидков АВ, Жестков ДН. Адаптация методологии поиска новых залежей углеводородов в юрском и неокомском интервалах разреза на территории лицензионных участков Уватского проекта по результатам геолого-разведочных работ 2015–2019 гг. // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 11. — С. 32–37.
2. Акиньшин АВ, Ефимов ВА. Проблемы описания и построения петрофизических моделей текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы-2014. М.: ООО «ЕАГЕ Геомодель». — 2014. — С. 42–75.
3. Жижимонтов ИН, Махмутов ИР и др. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. — 2022. — № 3. — С. 30–35.
4. Акиньшин АВ, Родивилов ДБ. и др. Детальное изучение литолого-петрофизических свойств текстурно-неоднородных терригенных коллекторов Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. — 2023. — № 6. — С. 16–19.
5. Родивилов ДБ, Кантемиров ЮВ, Махмутов ИР, Акиньшин АВ. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтегазонасыщенности // Монография. ООО «Тюменский нефтяной научный центр». — Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. — С. 41–48.
6. Большаков ЮЯ. Динамическое моделирование залежей нефти и газа: Курс лекций. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2003. — С. 28–31.

References

1. Elisheva OV, Lazar E.L., Lyzhin E.A., Safonov V.G., Zhidkov A.V., Zhestkov D.N. The methodology of adaptation for searching new hydrocarbon reservoir in the Jurassic and Neokomian sediments of the Uvat project areas by the results of the exploration 2015–2019. *Oil industry*. 2020, no. 11, pp. 32–37. (In Russ.)
2. Akinshin A.V., Efimov V.A. *Problems of description and construction of petrophysical models of texturally heterogeneous sandstone-siltstone-clay reservoirs*. In: *Petrophysics of complex reservoirs: problems and prospects* — 2014. Moscow: EAGE Geodel, 2014. P. 42–75. (In Russ.)
3. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R. et al. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. *Oil industry*. 2022, no. 3, pp. 30–35. (In Russ.)
4. Akinshin A.V., Rodivilov D.B., Yatsenko V.M., Makhmutov I.R., Anokhin A.V. Detailed study of lithological and petrophysical properties of texturally heterogeneous terrigenous reservoirs of Western Siberia. *Oil industry*. 2023, no. 6, pp. 16–19. (In Russ.)
5. Rodivilov D.B., Kantemirov Yu.V., Makhmutov I.R., Akinshin A.V. Practical guide to petrophysical modeling of hydrocarbon saturation. Tyumen: Express, 2023. Pp. 41–48. (In Russ.)
6. Bolshakov Yu.Y. *Dynamic modeling of oil and gas reservoirs: Lectures Course*. Tyumen: TSOGU, 2003. Pp. 28–31. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Н. Мельникова — введение, постановка проблемы, характеристика геологического строения пласта Ю3, построение двумерных моделей залежи, оценка преимуществ и недостатков, рекомендации по дальнейшему применению моделей в зависимости от поставленных задач, выводы.

Maria N. Melnikova — introduction, problem statement, characterization of the geological structure of the J3 Formation, construction of two-dimensional reservoir models, evaluation of advantages and disadvantages, recommendations for further application of the models depending on the tasks, conclusions.

Ю.В. Шилова — анализ керна и ГИС, построение петрофизических зависимостей, обработка фото керна, построение капиллярно-фильтрационной модели, выводы.

А.В. Анохин — анализ керна и ГИС, построение петрофизических зависимостей, обработка фото керна, построение капиллярно-фильтрационной модели, выводы.

Yulia V. Shilova — core and well logging analysis, construction of petrophysical relationships, core photo processing, construction of capillary-filtration models, conclusions.

Artem V. Anokhin — core and well logging analysis, construction of petrophysical relationships, core photo processing, construction of capillary-filtration models, conclusions.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мария Николаевна Мельникова — главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Юлия Владимировна Шилова — заведующий сектором, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Артем Васильевич Анохин* — главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42.
e-mail: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

Maria N. Melnikova — Senior specialist, RN-Geology Research Development

Yulia V. Shilova — Head of the Sector, RN-Geology Research Development

Artem V. Anokhin* — Senior specialist, RN-Geology Research Development
42, Maxim Gorky str., 625048, Tyumen, Russia
e-mail: avanokhin@rn-gir.rosneft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПРОГНОЗ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С УЧЕТОМ ВЕРТИКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ

А.Р. Валиуллин*, Е.А. Шерстобоев

Группа компаний «Газпром нефть» РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Изучение кембрийских карбонатных отложений Восточной Сибири, в частности Осинского горизонта (пласт Б1) Чонской группы месторождений, сопряжено с испытаниями, связанными с его сложной вертикальной неоднородностью и интенсивными вторичными процессами, такими как кальцитизация, существенно влияющими на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС).

Цель. Целью работы является анализ вертикальной неоднородности пласта Б1, оценка влияния вторичных процессов на коллекторские свойства и разработка усовершенствованного подхода к его геологическому моделированию.

Материалы и методы. На основе данных бурения, керна и результатов литологических исследований (анализ шлифов) по опорным скважинам проведено расчленение пласта Б1 на четыре пачки. Проанализированы литолого-фациальные особенности, ФЕС и распределение вторичных изменений для каждой пачки. Дополнительно исследована связь между содержанием кальцита и плотностью трещин по данным геофизических исследований скважин.

Результаты. Выделено четыре пачки пласта Б1, различающихся условиями осадконакопления, литологическим составом и степенью вторичных преобразований. Установлено, что нижняя пачка (до 40% мощности) характеризуется высокой степенью кальцитизации, что приводит к значительному ухудшению ФЕС. Верхние пачки сложены преимущественно доломитами с лучшими коллекторскими свойствами. Не выявлено значимых различий в зависимостях «проницаемость–пористость» между пачками. Не обнаружено однозначной связи между содержанием кальцита и плотностью трещин.

Заключение. Для повышения достоверности геологической модели пласта Б1 предложено моделировать каждую пачку отдельно с использованием индивидуальной входной статистики и настроек, учитывающих особенности их распространения. Разработанный подход применим для изучения одновозрастных отложений с аналогичными условиями седиментации в Восточной Сибири.

Ключевые слова: коллекторские свойства, кембрийские отложения, Восточная Сибирь, Чонская группа месторождений, кальцитизация, геологическое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Валиуллин А.Р., Шерстобоев Е.А. Прогноз эффективных толщин кембрийских карбонатных отложений Чонской группы месторождений с учетом вертикальной неоднородности. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):33–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-33-39>

Статья поступила в редакцию 24.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

FORECAST OF CAMBRIAN CARBONATE RESERVOIR PROPERTIES OF THE CHONSK GROUP OF FIELDS TAKING INTO ACCOUNT VERTICAL HETEROGENEITY

Artur R. Valiullin*, Evgenii A. Sherstoboev

Gazprom neft company group, RF, Saint Peterburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The study of the Cambrian carbonate deposits of Eastern Siberia, particularly the Osinsky Horizon (Reservoir B1) of the Chonsk Group of Fields, is challenging due to its complex vertical heterogeneity and intense secondary processes, such as calcification, which significantly affect the reservoir properties.

Aim. The aim of the work is to analyze the vertical heterogeneity of Reservoir B1, assess the impact of secondary processes on reservoir properties, and develop an improved approach to its geological modeling.

Materials and methods. Based on drilling data, core, and lithological studies (thin section analysis) from key wells, Reservoir B1 was subdivided into four packages. Lithofacies features, reservoir properties, and the distribution of secondary alterations for each package were analyzed. The relationship between calcite content and fracture density was additionally investigated using well-logging data.

Results. Four packages within Reservoir B1 were identified, differing in depositional environments, lithological composition, and degree of secondary alterations. The lower package (up to 40% of thickness) is characterized by a high degree of calcification, leading to a significant deterioration of reservoir properties. The upper packages

are composed predominantly of dolomites with better reservoir properties. No significant differences in porosity-permeability relationships between the packages were revealed. No clear correlation between calcite content and fracture density was found.

Conclusion. To improve the reliability of the geological model of Reservoir B1, it is proposed to model each package separately using individual input statistics and settings that account for their distribution patterns. The developed approach is applicable for studying coeval deposits with similar sedimentation conditions in Eastern Siberia.

Keywords: reservoir properties, Cambrian deposits, Eastern Siberia, Chonsk group of fields, calcitization, geological modeling

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Valiullin A.R., Sherstoboev E.A. Forecast of cambrian carbonate reservoir properties of the Chonsk group of fields taking into account vertical heterogeneity. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):33–39. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-33-39>

Manuscript received 24.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В Восточной Сибири в пределах Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (НГО) выделяют три нефтегазоносных комплекса — вендский, преимущественно терригенный, венд-нижнекембрийский, являющийся глинисто-сульфатно-карбонатным и кембрийский — галогенно-карбонатный. Основной интерес для нефтегазоносности представляют первые два, относящиеся к нижним структурным ярусам. Чонская группа месторождений в этом плане не является исключением.

ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ КОРРЕКТНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА Б₁ ЧОНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ КАЛЬЦИЗАЦИИ НА ФЕС КОЛЛЕКТОРОВ.

Осинский горизонт (пласт Б₁), относящийся к венд-нижнекембрийскому нефтегазоносному комплексу, на территории ЧГМ представлен в основном доломитами, сформированными в условиях частично изолированной шельфовой забарьерной лагуны с активным влиянием приливно-отливной деятельности [1, 2]. В то же время вдоль восточной части Непского свода формировались органогенные постройки (известняки) разного типа. Породы осинского горизонта подвержены разнообразным вторичным преобразованиям (доломитизация, ангидритизация, кальцитизация и др.), как в целом и все отложения на территории Чонской группы месторождений. По результатам опытно-промышленных работ, выполненных в 2024 году, не удалось

подтвердить плановые значения эффективной мощности пласта. Для решения этого вопроса совместно с седиментологами выполнен анализ разреза пласта в опорных скважинах со сплошным выносом керна на предмет дифференциации пласта Б₁ с учетом вертикальной неоднородности. При разделении учитывались различия в особенностях фациальных обстановок, литологического состава и фильтрационно-емкостных свойствах (ФЕС). Разрез пласта был разделен на 4 пачки (рис. 1).

По результатам анализа установлено, что нижняя пачка (4), составляющая около 40% от общей мощности пласта, сформирована в умеренных, спокойных морских условиях. Она представлена мелко-среднекристаллическими известковыми доломитами. По описанию в керне и шлифах пачка характеризуется высоким содержанием кальцита, что сказалось на снижении фильтрационно-емкостных свойств [2].

По описанию шлифов в данном интервале разреза доломит представлен ромбовидными кристаллами размером 0,02–0,2 мм, которые сцеплены кристаллами кальцита такого же размера. Содержание цемента достигает 45%. Встречены реликты оолитов, представляющие собой округлые образования (кренделеобразные) с кrustификационной периферийной частью и выщелоченным ядром (пустоты) или без него (сплошные). Вторичные преобразования: компакция, кальцитизация, доломитизация, выщелачивание (рис. 2).

Залегающая выше пачка (3) занимает порядка 18% от общей мощности и представлена фациями краевой зоны патч-рифа. Состоит преимущественно из доломита с первичной зернистой структурой [3]. Процессы кальцитизации и ангидритизации в интервале практически отсутствуют. При анализе

	Кпр ГИС/Кпр КЕРН	Кп ГИС/Кп КН	Среднее значение*	%**	Фасциальная обстановка и особенности пачки																				
1			<table border="1"> <tr><th colspan="2">Кпр</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>5,5</td><td>3,7</td></tr> <tr><th colspan="2">Кп</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>0,08</td><td>0,075</td></tr> </table>	Кпр		ГИС	Керн	5,5	3,7	Кп		ГИС	Керн	0,08	0,075	16	<ul style="list-style-type: none"> Крайне мелководные условия, местами с частыми признаками осушения Мелкокристаллический доломит Обилия ангидрита (ухудшение ФЕС). Обилие органического вещества 								
Кпр																									
ГИС	Керн																								
5,5	3,7																								
Кп																									
ГИС	Керн																								
0,08	0,075																								
2			<table border="1"> <tr><th colspan="2">Кпр</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>6,0</td><td>8,3</td></tr> <tr><th colspan="2">Кп</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>0,096</td><td>0,08</td></tr> </table>	Кпр		ГИС	Керн	6,0	8,3	Кп		ГИС	Керн	0,096	0,08	26	<ul style="list-style-type: none"> Снижение глубины моря Тонкослоистый мелкокристаллический доломит, местами кавернозный и трещиноватый Желваковая текстура приводит к формированию микротрещин деформации Отмечается прослои игольчатого ангидрида 								
Кпр																									
ГИС	Керн																								
6,0	8,3																								
Кп																									
ГИС	Керн																								
0,096	0,08																								
3			<table border="1"> <tr><th colspan="2">Кпр</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>60,2</td><td>42,8</td></tr> <tr><th colspan="2">Кп</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>0,10</td><td>0,08</td></tr> </table>	Кпр		ГИС	Керн	60,2	42,8	Кп		ГИС	Керн	0,10	0,08	18	<ul style="list-style-type: none"> Первичная зернистая структура, краевая зона рифа Отсутствие кальцитизации и ангидритизации. Средне-крупнокристаллический доломит Интенсивное замещение доломитом до полного уничтожения кальцита. Процесс доломитизации ярко выражен как основной признак вторичных изменений и улучшения ФЕС 								
Кпр																									
ГИС	Керн																								
60,2	42,8																								
Кп																									
ГИС	Керн																								
0,10	0,08																								
4			<table border="1"> <tr><th colspan="2">Кп</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>3,2</td><td>4,5</td></tr> <tr><th colspan="2">Кп</th></tr> <tr><td>ГИС</td><td>Керн</td></tr> <tr><td>0,09</td><td>0,07</td></tr> </table>	Кп		ГИС	Керн	3,2	4,5	Кп		ГИС	Керн	0,09	0,07	40	<ul style="list-style-type: none"> Умеренные, спокойные морские условия Обилие кальцита, ухудшение свойств Мелко-среднекристаллический доломито-известняк <p>Условные обозначения:</p> <table border="1"> <tr> <td style="color: purple;">■</td> <td>Ангидрит</td> <td style="color: blue;">■</td> <td>Доломит</td> </tr> <tr> <td style="color: cyan;">■</td> <td>Кальцит</td> <td style="color: gray;">■</td> <td>Галлит</td> </tr> </table>	■	Ангидрит	■	Доломит	■	Кальцит	■	Галлит
Кп																									
ГИС	Керн																								
3,2	4,5																								
Кп																									
ГИС	Керн																								
0,09	0,07																								
■	Ангидрит	■	Доломит																						
■	Кальцит	■	Галлит																						

* Средние значения пористости и проницаемости по статистике 11 скважин

** Процентное соотношение мощности пачки относительно мощности пласта Б1

Рис. 1. Характеристика Осинского горизонта с учетом деления на циклите. Составлено авторами
Fig. 1. Characteristics of the Osinsky horizon, considering its division into cyclites. Prepared by the authors

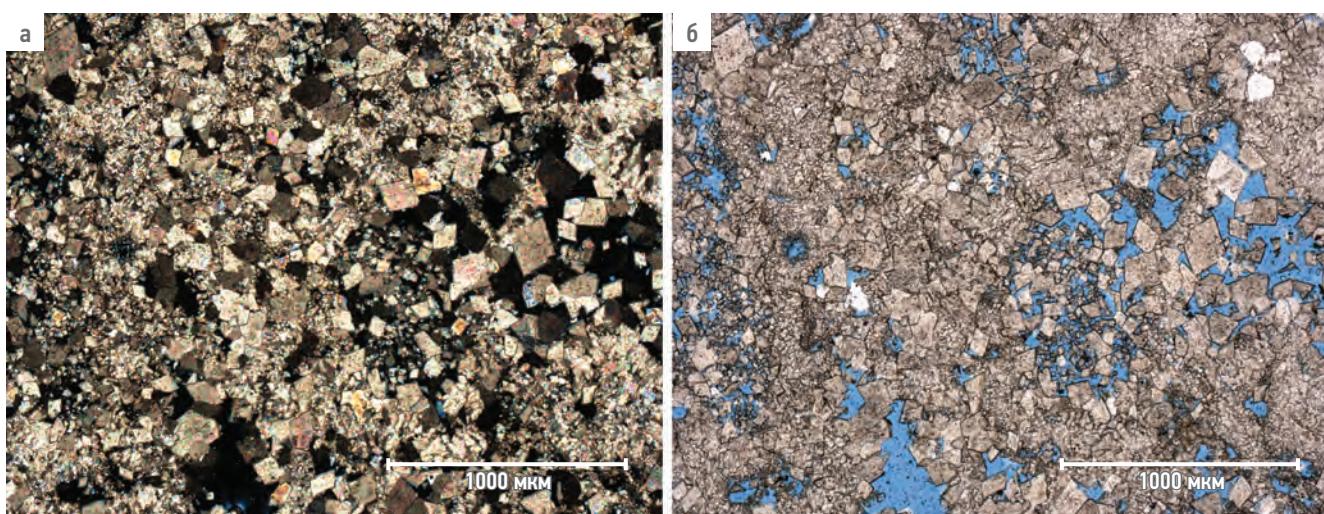


Рис. 2. Фотографии шлифа породы нижней пачки. Скважина 1. Образец 32742-13. Интервал отбора 1408–1422 м, место взятия 6,59 м.
На фото — общий вид породы. Вид (а) — при скрещенных николях, вид (б) — в проходящем свете. Увеличение 40x. Составлено авторами
Fig. 2. Thin section photographs of the rock from the lower package. Well 1. Sample 32742-13. Sampling interval 1408–1422 m, core depth 6.59 m.
General view of the rock. View (a) — under crossed nicols, view (b) — in plane-polarized light. Magnification 40x. Prepared by the authors

кернового материала, отмечается процесс доломитизации, который происходил по первичному доломиту, формируя протодоломиты. Вторичная доломитизация сопровождается слабым трещинообразованием, которая приводит к улучшению фильтрационно-емкостных свойств.

По описанию шлифа в данном интервале доломит тонко-мелекристаллический, с водорослевой структурой, светло-коричневый, массивный. Размер зерен 0,05–0,27 мм. Поры в основном угловатые, местами изометричные, участками вытянутые, заполнены галитом, пленками битума. Минеральный состав породы: 95% доломит, 5% галит. Кальцит отсутствует. Среди вторичных процессов выделяется перекристаллизация и выщелачивание, частично засоление (**рис. 3**). Вышележащая пачка (2), сформированная во время снижения глубины моря, занимает около 26% всего разреза. Порода представлена тонкослоистым мелекристаллическим доломитом, местами кавернозным и трещиноватым. Каверны не формирует связанный каверновой системы, а сообщаются через поры матрицы. Отмечаются прослои с таблитчатым ангидритом.

По описанию шлифа в данном интервале доломит представлен ромбовидными кристаллами размером 0,03–0,06 мм, часто плотно упакованными, бесцветными, прозрачными, с едва заметными буроватым оттенком, из-за слабого замутнения кристаллов, прожилки битумоидов темно-коричневые. Поры и каверны межкристаллические, угловатые. Некоторые поры бесцветные, выполнены солью. Размер пустот 0,02–0,8 мм. Содержание пустот составляет 10%. Цемент

межкристаллический, ангидритовый, неравномерно распределенный, кристаллический, заполняющий пустотное пространство между кристаллами доломита. Состав цемента — ангидрит, содержание до 5%.

Самая верхняя пачка (1), занимает 15% мощности разреза. Отложения сформированы в крайне мелководных условиях, местами с признаками осушения [4]. Представлена мелекристаллическим доломитом. Отмечается обилие ангидрита и прожилков органического вещества.

По описанию шлифа строматолит доломитовый микро-тонко-мелекристаллический. Доломит микро-тонко-мелекристаллический пеленоидно-водорослевый, сульфатизированный. Размер зерен 0,03–0,15 мм. Минеральный состав породы: 58% доломит, 38% сульфаты (ангидрит), 2% битумы, 2% галоиды. Среди вторичных изменений доминируют сульфатизация и перекристаллизация, частично засоление (**рис. 4**).

Отличия между выделенными пачками пласта Б1 прослеживаются как в разном литологическом составе, так и в отличиях ФЕС. При этом граница между 1-й и 2-й пачкой уверенно прослеживается по геофизическим исследованиям скважин (ГИС), 1-я пачка представлена единичным пропластком коллектора в 80% разведочного фонда. Граница между 2-й и 3-й пачками является условной. Обе пачки представлены во всех скважинах выдержаными пропластками коллектора. Песчанистость изменяется от 20 до 40%. Граница между 3-й и 4-й пачками также является условной, но хорошо отбивается за счет наличия кальцита в подошве циклита. В данном случае процесс

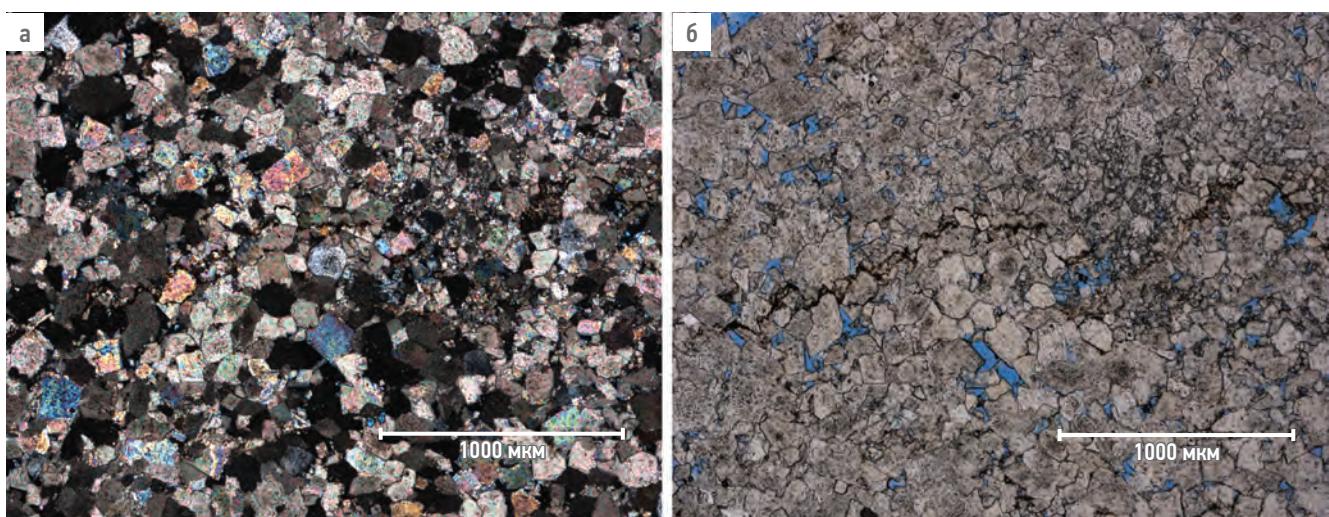


Рис. 3. Доломит из пачки 2. Скважина 2. Образец 23685-15, интервал отбора 1412,6–1430,6 м, место взятия 1,58 м. На фото — общий вид породы. Вид (а) — при скрещенных николях, вид (б) — в проходящем свете, увеличение 40x. Составлено авторами

Fig. 3. Dolomite from package 2. Well 2. Sample 23685-15, sampling interval 1412.6–1430.6 m, core depth 1.58 m. General view of the rock. View (a) — under crossed nicols, view (b) — in plane-polarized light. Magnification 40x. Prepared by the authors

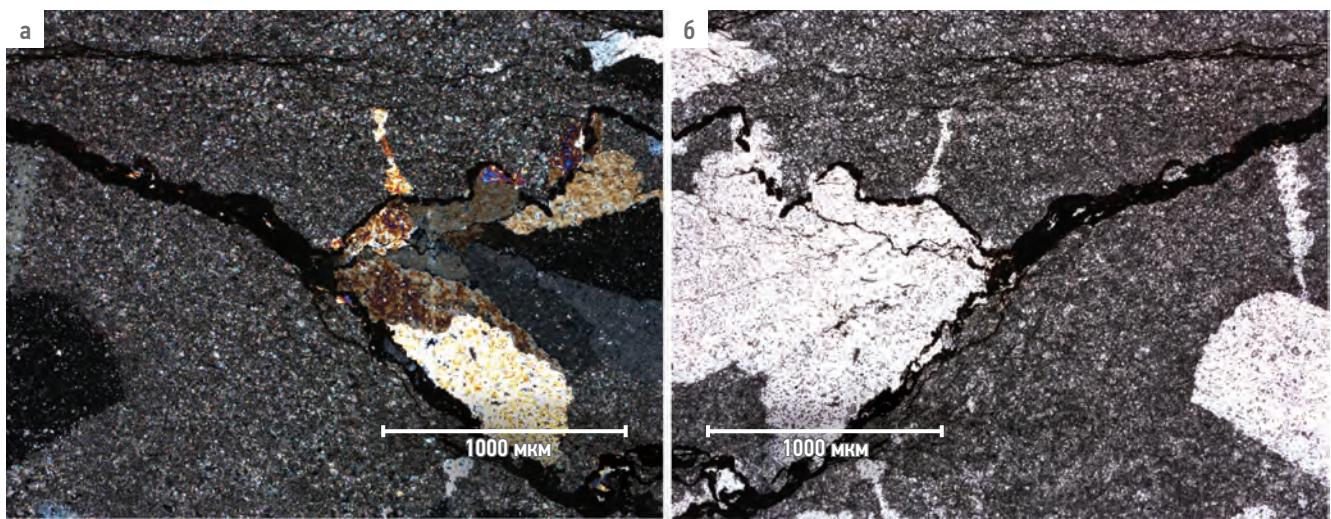


Рис. 4. Доломит из верхней пачки пласта Б1. Фотографии шлифов. Скважина 2. Образец 23638-15, интервал отбора 1394,6–1412,6 м, место взятия 7,57 м. На фото — общий вид породы. Вид (а) — при скрещенных николях, вид (б) — в проходящем свете, увеличение 40x.
Составлено авторами

Fig. 4. Dolomite from the upper package of Reservoir B1. Thin section photographs. Well 2. Sample 23638-15, sampling interval 1394.6–1412.6 m, core depth 7.57 m. General view of the rock. View (a) — under crossed nicols, view (b) — in plane-polarized light. Magnification 40x.
Prepared by the authors

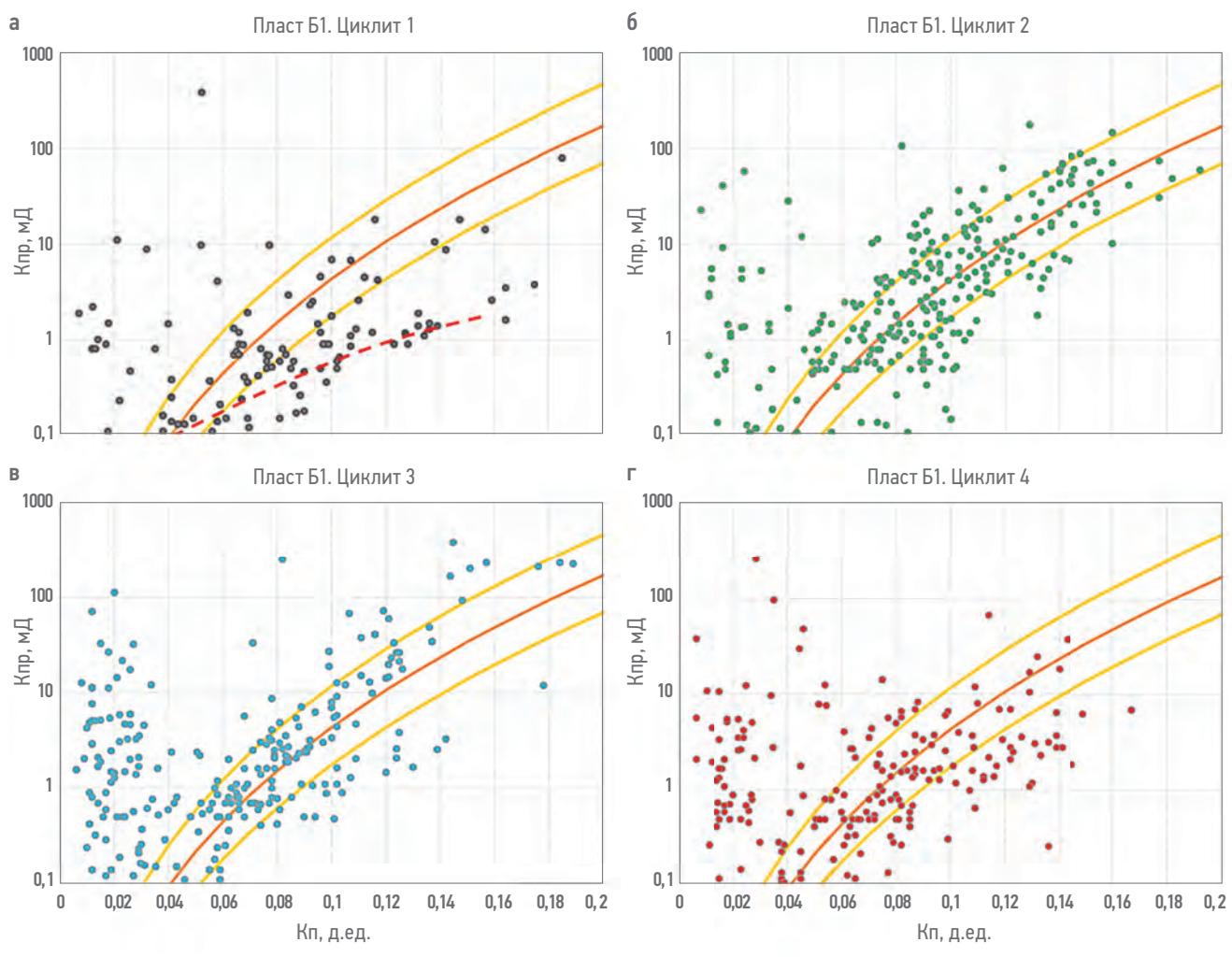


Рис. 5. Сравнение зависимостей $K_{\text{пр}}-K_p$ с учетом вертикальной неоднородности. Зависимости $K_{\text{пр}}-K_p$ по: а) циклиту 1, б) циклиту 2, в) циклиту 3, г) циклиту 4. Составлено авторами

Fig. 5. Comparison of permeability-porosity ($K_{\text{perm}}-K_p$) relationships, considering vertical heterogeneity. $K_{\text{perm}}-K_p$ relationships for: a) cyclite 1, 6) cyclite 2, в) cyclite 3, г) cyclite 4. Prepared by the authors

P32 Плотность трещин (кол-во трещин/1м)

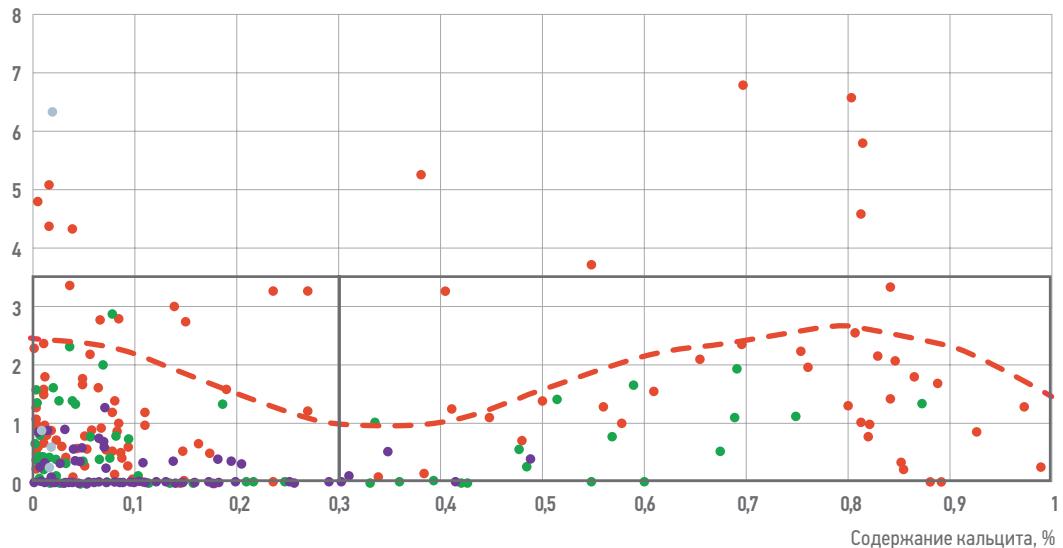


Рис. 6. Содержание кальцита в минеральном составе породы в %, в зависимости от плотности трещин Р32.
Составлено авторами

Fig. 6. Calcite content in the rock's mineral composition (%), versus fracture density P32. Prepared by the authors.

кальцитизации в большей степени негативно повлиял на коллекторские свойства 4-й пачки по сравнению с вышележащими. Средняя доля песчанистости в ней значительно меньше, чем в верхних трех, порядка 8%. В ходе работ также проводился анализ зависимости коэффициента проницаемости (K_{pr}) от коэффициента пористости (K_p) по разным пачкам с целью найти различия между ними. Рассматриваемые зависимости отдельно по пачкам находятся все в одном тренде и соответствуют ранее принятым зависимостям Р10, Р50, Р90. Нет оснований корректировать зависимость K_{pr} – K_p в петрофизической модели (рис. 5). Однако установлена закономерность: чем сильнее развит процесс доломитизации, тем ФЕС лучше.

Похожие закономерности наблюдаются и на соседних месторождениях, так как осинский горизонт в регионе в целом имеет выраженное циклическое строение. В работах [2, 5] отмечается, что в разрезе выделяются элементарные циклы (пачки), которые обмеляются вверх по разрезу и разделяются четкими трансгрессивными границами, представляющими собой своеобразные седиментационные маркеры. Эти пачки отличаются друг от друга строением и условиями накопления отложений.

Для прогноза вторичных преобразований в межскважинном пространстве проанализирована геомеханическая модель по скважинам, в которых есть результаты записи Formation Microlmager (FMI) и LithoScanner (6 скважин), с целью найти связь содержания

кальцита от плотности трещин (количество трещин на 1 м). Результаты представлены на рис. 6. По результатам анализа установлено, что при любом содержании кальцита (%) значение плотности трещин (Р32) в среднем до 3, с локальными «вылетами». С учетом этих данных отсутствует возможность использовать данные FMI для прогноза развития вторичных процессов.

ВЫВОДЫ

Исходя из всех предпосылок, описанных в статье, принято решение изменить подходы к моделированию пласта Б1 в геологической модели. Если говорить о подошвенной части пласта, то вероятность наличия коллектора связана со степенью вторичных преобразований. Поскольку на данный момент отсутствует подход прогнозирования зон развития вторичных процессов в межскважинном пространстве, в первую очередь кальцитизации, принято решение каждую пачку пласта Б1 строить отдельно, со своей входной статистикой по скважинам и настройками моделирования, учитывающими площадное распространение коллектора по скважинам.

Предложенный поход разделения пласта на пачки применим для одновозрастных отложений с аналогичными условиями седиментации на территории Восточной Сибири и может рассматриваться как возможные варианты строения пластов при их изучении.

Список литературы

- 1.** Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. Стратиграфия, история развития: монография / Н.В. Мельников; Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС). — 2-е изд., доп. — Новосибирск: Изд-во СНИИГГиМС, 2018. — 177 с.
- 2.** Воробьев В.С. Прогноз перспективных зон развития коллекторов в осинском продуктивном горизонте на основе материалов сейсморазведки и реконструкции истории геологического развития / В.С. Воробьев, В.В. Иванюк, А.П. Вилесов // Геология нефти и газа. — 2014. — № 3. — С. 3–16.
- 3.** Воробьев В.С. Строение и условия образования Осинского горизонта в пределах Верхнечонского месторождения / В.С. Воробьев, А.П. Вилесов, О.В. Боброва, И.Е. Макаров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2013. — № 12. — С. 4–13.
- 4.** Вилесов А.П. Литолого-фациальное строение Осинского горизонта Верхнечонского месторождения (нижний кембрий, Восточная Сибирь) / А. П. Вилесов, О.В. Боброва, Е. Н. Максимов // Фациальный анализ в нефтегазовой литологии. — Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. — С. 302–310.
- 5.** Мальков И.П. Формирование карбонатных коллекторов осинского продуктивного горизонта непского свода: автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук / И. П. Мальков; МГУ им. М.В. Ломоносова. — Москва, 2014. — 26 с. — Текст: непосредственный.

References

- 1.** Melnikov N.V. *Vendian-Cambrian Salt-Bearing Basin of the Siberian Platform. Stratigraphy, History of Development:* Monograph; Siberian Scientific Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGiMS): Novosibirsk, Russia, 2018. 177 p. (In Russ.)
- 2.** Vorobiev V.S., Ivanyuk V.V., Vilessov A.P. Forecast of promising zones of reservoir development in the Osinsky productive horizon based on seismic data and reconstruction of the geological history. *Oil and Gas Geology.* 2014, no. 3, pp. 3–16. (In Russ.)
- 3.** Vorobiev V.S., Vilessov A.P., Bobrova O.V., Makarov I.E. Structure and formation conditions of the Osinsky horizon within the Verkhnechonskoye field. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields.* 2013, no. 12, pp. 4–13. (In Russ.)
- 4.** Vilessov A.P., Bobrova O.V., Maksimov E.N. Lithological-facial structure of the Osinsky horizon of the Verkhnechonskoye field (Lower Cambrian, Eastern Siberia). In *Fatsial'nyy Analiz v Neftegazovoy Litologii;* Tomsk Polytechnic University Publishing House: Tomsk, Russia, 2012. Pp. 302–310. (In Russ.)
- 5.** Malkov I.P. Formation of Carbonate Reservoirs of the Osinsky Productive Horizon of the Nepa Arch: Abstract of Cand. Sci. (Geol.-Min.) Dissertation; Lomonosov Moscow State University: Moscow, Russia, 2014. 26 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.Р. Валиуллин — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст статьи и рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Е.А. Шерстобоеев — принял участие в редактировании разделов и заключений, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

Artur V. Valiullin — developed the article general concept, prepared the text of the article and figures for the article, approved the final version of the article.

Evgenii A. Sherstoboev — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артур Расимович Валиуллин* — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть» 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5.
E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7585-3206>

Artur R. Valiullin* — Main specialist, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
ORCID: <https://orcid.org/0009-0001-7585-3206>

Евгений Андреевич Шерстобоеев — эксперт, Группа компаний «Газпром нефть»

Evgenii A. Sherstoboev — Expert, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

© И.А. Переплеткин,
2025



АДАПТИВНЫЙ АЛГОРИТМ ДЛЯ МНОГОВАРИАНТНЫХ РАСЧЕТОВ НЕСТРУКТУРНЫХ ЛОВУШЕК ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ОБЪЕМОВ

И.А. Переплеткин

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Традиционно прогноз эффективного флюидонасыщенного объема в межскважинном пространстве вносит наибольшую неопределенность при геолого-экономической оценке активов. В зависимости от особенностей геологического строения продуктивных отложений оцениваемых участков возникает необходимость разработки универсальных алгоритмов для адаптации процесса расчетов.

Цель. Оптимизация крупных проектов геологоразведочных работ за счет универсализации подходов к многовариантным расчетам флюидонасыщенных толщин в зависимости от количества, типа и качества исходной геолого-геофизической информации.

Материалы и методы. Разработан технический адаптивный алгоритм для многовариантных расчетов с использованием функции Workflow в геологических программных пакетах, предусматривающий более 2500 возможных сценариев в зависимости от множества факторов. В рамках использования алгоритма предусмотрена автоадаптация расчетов при задании необходимых исходных данных, а также определенной численной комбинации для вызова определенных циклов.

Результаты. Использование настоящего алгоритма позволяет автоматизировать и тем самым значительно ускорить процесс многовариантной геологической оценки флюидонасыщенных объемов.

Заключение. Адаптация многовариантных расчетов увеличивает ценность крупных проектов геолого-разведочных работ на поисковом и разведочном этапе — как в контексте сокращения сроков и трудозатрат, так и в призме возможности расчетов дополнительных интервалов за выделенное время на геологическую оценку.

Ключевые слова: многовариантные расчеты, неструктурные объекты, геолого-геофизическая изученность, прогноз эффективных толщин, геологические неопределенности

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Переплеткин И.А. Адаптивный алгоритм для многовариантных расчетов неструктурных ловушек при проведении вероятностной оценки эффективных нефтегазонасыщенных объемов. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):40–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-40-51>

Статья поступила в редакцию 14.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

ADAPTIVE ALGORITHM FOR NON-STRUCTURAL TRAPS MULTIVARIANT CALCULATIONS WHILE NET PAY VOLUME PROBABILISTIC ASSESSMENT

Ivan A. Perepletkin

Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Traditionally, uncertainties associated with the net pay volume prediction in the inter-well space contribute to the greatest challenges in the geological & economic assessment. Depending on the specific features of productive deposits in the areas being evaluated, it becomes necessary to develop universal algorithms for adapting the calculation process.

Aim. The purpose of this work is to optimize large-scale exploration projects by universalizing fluid-saturated thicknesses multi-variant calculations approaches, depending on the quantity, type, and quality of the initial geological & geophysical information.

Materials and methods. An adaptive integrated algorithm for multi-variant calculations using the Workflow function in geological software packages has been developed, which provides for more than 2,500 possible scenarios depending on a variety of factors. The algorithm includes calculations auto-adaptation as well as a specific numerical combination for triggering specific cycles.

Results. The use of this algorithm allows for the automation and, thus, significant acceleration of the process of multivariate geological assessment of fluid-saturated volumes.

Conclusion. The adaptation of multi-variant calculations increases the large-scale geological exploration projects value at the exploration stage, both in terms of reducing the time & labor required, and in terms of the ability to calculate additional intervals within the allocated time for geological evaluation

Keywords: multi-variant calculations, non-structural traps, geological maturity, net pay thickness forecast, geological uncertainties

Conflict of interest: The author declares no conflict of interest.

For citation: Perepletkin I.A. Adaptive algorithm for non-structural traps multivariant calculations while net pay volume probabilistic assessment. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):40–51. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-40-51>

Manuscript received 14.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ТЕОРИЯ

Ввиду сложившихся в настоящее время следующих трендов в практике геолого-разведочных работ (ГРР) — повышение сложности запасов углеводородов (УВ), ускорение темпов камеральных работ [1], а также фокус на региональные крупные проекты с большим количеством перспективных объектов [2] — возрастает актуальность внедрения автоматизационных алгоритмов, позволяющих как сократить время на процесс многовариантной геологической оценки, так и адаптировать процесс расчета при разной степени геолого-геофизической изученности. Опираясь на опыт крупных проектов ГРР, существует актуальная проблема долговременной ручной настройки адаптации расчетных алгоритмов многовариантного геологического моделирования под конкретную специфику проекта [3]. Зачастую данный процесс занимает более месяца [4], что в реалиях сжатых сроков на геолого-экономическую оценку проектов ГРР ведет или к некачественной проработке геологических неопределённостей и недоучете рисков [5], или к затягиванию сроков на оценку данного актива [6]. Дополнительным вызовом является импортозамещение программных продуктов [7]. В рамках поискового и оценочного этапов цикла ГРР при ограниченной изученности участков наиболее распространенный подход [8, 9] к вероятностной оценке ресурсной базы (ВОРБ) — это комбинированное применение 2D-моделирования вероятностной оценки эффективных флюидонасыщенных объемов с получением множества реализаций карт нефте(газо)насыщенных толщин и дальнейшая одномерная оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и PVT-свойств. В отличие от алгоритмов 3D-моделирования рабочий процесс настройки алгоритмов картирования включает большое количество технических операций [10] на каждом этапе картирования (вариация

площади объекта, структурного каркаса, эффективных и продуктивных толщин). Более того, последовательность операций чувствительна к исходной геолого-геофизической информации: к типу ловушки (структурная, структурно-литологическая, текtonически экранированная и т. д.), к наличию (отсутствию) скважинных данных и кондиционности результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС), к деталям концептуальной модели осадконакопления и многим другим особенностям конкретного перспективного объекта [11]. Вопросам автоматизации расчетов в последние годы посвящено проектов и научно-практических разработок [12–14] в различном программном обеспечении (ПО) [7, 15, 16], а также с использованием языков программирования [17]. Например, в работе [18] отражена технология автоматического оконтуривания структурных ловушек и дальнейшего многовариантного расчета (МВР) флюидонасыщенных толщин. Автором совместно с коллегами также отражены вопросы разработки интегрированных подходов к МВР перспективных объектов, ассоциирующихся с различными обстановками осадконакопления — континентальные отложения [19], переходные обстановки, в частности дельты разного генезиса [20], а также глубоководные отложения [21, 22]. В настоящей работе представлен оптимизационный алгоритм для многовариантных расчетов неструктурных ловушек при двумерном (2D) геологическом моделировании, объединяющий более 2500 комбинаций в зависимости от исходной геолого-геофизической информации и особенностей геологического строения конкретного перспективного объекта. Данный алгоритм подразумевает предварительное выделение границ контура (или нескольких сценариев контуров) объекта. Алгоритм реализован с использованием инструмента Workflow в программных пакетах для геологического моделирования, в том числе отечественном [23].

ОПИСАНИЕ WORKFLOW

В рамках разработанного алгоритма предусмотрен расчет неограниченного числа объектов. Для каждого отдельного объекта возможно задать множество комбинаций (рис. 1) применительно к каждому этапу многовариантных расчетов (МВР). Стоит отметить, что конкретный сценарий возможно задать как вручную с помощью введения специального числового кода при настройке исходных данных, вызывающего цикл пред-

ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ ГЕОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ АКТИВОВ РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФУНКЦИИ WORKFLOW, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ УСКОРИТЬ ПРОЦЕСС МНОГОВАРИАНТНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ФЛЮИДОНАСЫЩЕННЫХ ОБЪЕМОВ С ОДНОВРЕМЕННОЙ ОПТИМИЗАЦИЕЙ ВРЕМЕННЫХ ЗАТРАТ ПРИ РАСЧЕТЕ ВЕРОЯТНОСТНОЙ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН.

настроенных расчетов (для выбора сценариев прогноза эффективных толщин и оценки диапазона флюидоконтакта), так предусмотрена и автоматическая адаптация алгоритма в зависимости от того, заданы или не заданы необходимые данные (например, точки скважин, полигоны разломов, один или несколько возможных сценариев площади объекта и др. данные).

Исходные данные для каждого объекта вводятся в листе задания исходных данных (reference list). Минимальный набор исходных данных для проведения 2D МВР включает в себя структурные карты кровли и подошвы пласта, карту ошибок структурных построений, полигон границы объекта и параметры вариограмм для картопостроений. Коды для выбора сценария прогноза эффективных (от 1 до 6) и флюидонасыщенных толщин (1–8 для двухфазной УВ-системы, 9–17 для трехфазной УВ-системы) вводятся в отдельные колонки для каждого объекта. В качестве бытовой аналогии данной механики расчетов можно привести звонок в call-центр мобильного оператора, где необходимо ввести цифру для консультации по определенному вопросу [24]. Данный алгоритм при задании численной комбинации вызывает для расчета только те циклы, которые подразумевают последовательность прогноза по необходимому сценарию. При этом нет необходимости вручную включать (выключать) остальные неиспользуемые циклы. Рассмотрим далее подробную механику расчетов на каждом этапе.

ПЛОЩАДЬ ОБЪЕКТА

В рамках описываемого алгоритма предусмотрены 3 варианта технической реализации процедуры оценки площади объекта. Наиболее распространенный сценарий подразумевает существование трех вариантов контуров объектов — максимального, наиболее вероятного и минимального (P_1 , P_{50} и P_{100} соответственно) ввиду наличия неопределенностей в наличии/отсутствии коллектора в межскважинном пространстве. Отрисовка исходных упомянутых ранее контуров предшествует процедура обоснования границ минимального, наиболее вероятного и максимального контуров с привлечением скважинных данных и косвенных методов (динамический, палеогеографический анализ и т. д.), а также концептуальной модели осадконакопления. Технический принцип вариации площади объекта включает следующую последовательность операций.

1. Построение карты в пределах минимального контура коллектора с присвоением значения 100 (метод Artificial algorithm [25]).
2. Присвоение полигонам максимального, базового и минимального контуров объекта значений 1, 50 и 100 соответственно.
3. Построение карты с изолиниями от 1 до 100. В качестве входных данных выступает карта из п. 1 и полигоны (п. 2). Картопостроение осуществляется методом конвергентной интерполяции. Получившаяся карта имеет математический смысл перцентиля площади объекта, полученная по результатам интерполяции значений между исходными контурами объекта.
4. Выбор случайной изолинии от 1 до 100, соответствующей границе объекта в конкретной реализации. Данный полигон далее служит для обрезки карт.

При невозможности обоснования трех контуров ввиду низкой изученности участка (в частности, отсутствие скважинных данных и наличие исключительно 2D сейсмических профилей) алгоритм позволяет задавать только один контур (в данном сценарии данный этап опускается) или два — максимальный и минимальный. В случае задания двух контуров техника расчетов также строится карта с изолиниями от 1 до 100, опускается только точное оконтуривание точной изолинии «базового» контура объекта.

В зависимости от типа ловушки возможны 2 комбинации задания границ объекта для дальнейших этапов картопостроения: при отсутствии разломов предусмотрен отдельный дополнительный цикл

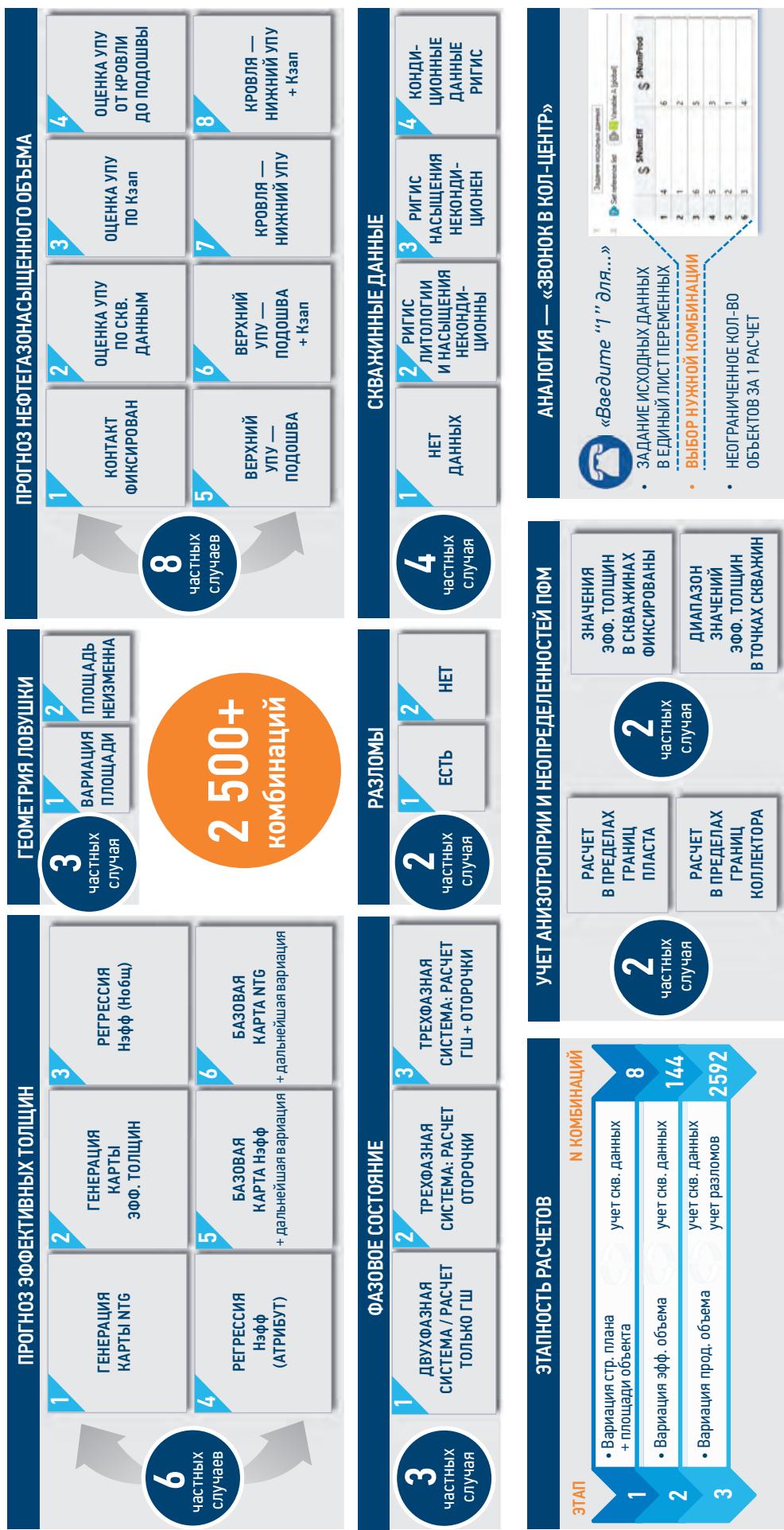


Рис. 1. Общая блок-схема комбинаций многовариантных расчетов на каждом этапе в рамках универсального workflow 2D вероятностной оценки. Составлено автором
Fig. 1. General scheme of possible scenarios involved in developed 2D probabilistic assessment integrated workflow. Prepared by the author

для плавного выклинивания карт — карты эффективных толщин и песчанистости (Net-to-gross, NTG) сводятся к нулевым отметкам на границе объекта с заданным пользователем радиусом влияния; при наличии разломов не реализуется плавное вклинивание на полигон разлома (иными словами, карта резко обрезается полигоном разлома).

При наличии активной тектоники алгоритм также учитывает экранирование ловушки разломом (или несколькими разломами). Стоит отметить, что данная неопределенность регулируется горизонтальной разрешающей способности сейсморазведки, традиционно определяющейся радиусом первой зоны Френеля [26], оцениваемого приблизительно как (1):

$$r \approx \left(\frac{v}{2} \right) \left(\frac{t}{f} \right)^{1/2}. \quad (1)$$

Иными словами, являясь величиной, пропорциональной скорости распространения сейсмических волн в анализируемом интервале и времени пробега волны и обратно пропорциональной доминантной частоте сигнала в исследуемом интервале. Для большинства оцениваемых объектов в Западной Сибири [27] данное значение составляет примерно 300–400 м, что дает погрешность оценки площади ловушки не более 1–5%. Однако в случае критического влияния фактора неоднозначности картирования разломов на оценку объема ловушки — например, при а) крайней низкой качества сейсмических данных или б) невысокой площади ловушек (не более 5 км²) — предусмотрена возможность вариации положения разлома в плане. Данная операция учитывается в рамках вариации площади объекта с учетом как литологических границ, так и разломов.

СТРУКТУРНЫЙ КАРКАС

Для учета неопределенностей структурных построений в рамках вероятностной оценки активов в данной работе рассматривается случай расчета как одного пласта, так и кейс многопластового месторождения.

Вариация структурного плана (структурных карт кровли и подошвы пласта) производится по формуле (2)

$$H_r = (H_{Base})_r N(\sigma_H)_r (H_{Random})_r, \quad (2)$$

где $(H_{Base})_r$ — базовая структурная карта r -го опорного горизонта, $(\sigma_H)_r$ — карта стандартного отклонения (STD — standard deviation) структурных построений,

$(H_{Random})_r$ — «случайная» карта, N — константа, принимающая значения 1, 2 или 3.

Рассмотрим каждую отдельную составляющую в формуле и варианты задания в рабочем Workflow.

Погрешность структурных построений оценивается согласно «Инструкции по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ» [28]. Согласно оцененной погрешности производится построение карты STD, детальная методика описана в документе [29].

Метод последовательного гауссова моделирования (Sequential Gaussian Simulation — SGS) с нормальным законом распределения используется для генерации множества «случайных» карт. Параметры вариограмм (ранги и азимут), определяющие пространственную корреляцию, калибруются на основе размеров геологических тел по выборке аналогов и характеристик обстановки осадконакопления [30].

Рабочий алгоритм позволяет адаптировать процесс МВР структурного плана для двух сценариев исходных карт — задание утроенного (3 STD) или удвоенного (2 STD, в случае высокоскоростного разреза с высокими значениями ошибок структурных построений) значения соответственно с коэффициентом N , равным 3 или 2. При этом «случайная» карта строится в диапазоне от -1 до 1 со средним значением 0 и стандартным отклонением, равным 0,33 (тем самым формируется выходное нормальное распределение значений в карте).

По итогам вариации карт кровли и подошвы пласта производится построение карт общих толщин пласта после вариации структурного плана, а также подсадка на скважинные данные (стратиграфические отбивки кровли и подошвы пласта).

Алгоритм по умолчанию задает корреляционную зависимость между «случайными» картами в рамках вариации структурных карт кровли и подошвы пластов конкретной реализации. Данная операция необходима для получения физичных значений общих толщин в каждом узле карты.

Резюмируя, на этапах задания неопределённостей по площади и структурному плану предусмотрено 8 независимых концепций проведения МВР: 2 сценария для вариации площади (один постоянный контур для всех реализаций или определение случайного полигона площади), 2 сценария определения типа границ объекта — литологическое выклинивание или тектонический экран, а также 2 сценария для задания разной максимальной ошибки структурных

построений — удвоенное или утроенное значение STD.

Дополнительной опцией является встроенный опционального цикла для многовариантного прогнозирования структурного плана многопластовых месторождений. Коллективом авторов [31] разработан специализированный подход в МВР, состоящий из четырех этапов: вариация структурных карт верхнего и нижнего опорных горизонтов, независимая вариация карт общих толщин каждого «промежуточного» пласта, построение карт долей для каждой из полученных реализаций карт общих толщин, нормирование исходных карт общих толщин на суммарную мощность стратиграфического интервала путем перемножения с картами долей.

СПОСОБЫ ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНЫХ ТОЛЩИН

Методика многовариантных расчетов (МВР) эффективного объема зависит от исходных данных, степени геологической изученности, традиционно выделяются следующие принципы (**рис. 2**). Механика расчетов проста — задается свой код (от 1 до 6) для выбора конкретного сценария (**рис. 1**).

Стochastic построение карты песчанистости (Net-to-gross, NTG, сценарий 1) на основе выборки аналогов или карты эффективных толщин (сценарий 2). Картопостроение производится методом Последовательного гаусса моделирования (Sequential Gaussian Simulation — SGS) с заданием граничных значений и среднего (наиболее вероятного)

по выборке аналогов. Параметры вариограмм подбираются исходя из геологической концепции, а также исходя из геометрических параметров тел по аналогам. Подход также подразумевает опциональное использование тренда для учета пространственного распространения экстремумов коллектора. Наглядный пример приведен в работе [32] для пространственного распространения конусов выноса, выделяющихся на волновой картине на качественном уровне при отсутствии регрессионной зависимости с динамическими атрибутами. Данный подход применяется при низкой степени изученности участка работ. Дальнейшим перемножением на карту общих толщин производится построение карты эффективных толщин (сценарий 1). Обратный подход — от стохастичного построения карты эффективных толщин к пересчету карты NTG (сценарий 2).

Прогноз эффективных толщин по регрессионной зависимости от общих толщин (сценарий 3) или атрибута (сценарий 4) по регрессионной зависимости. Качественный прогноз эффективных толщин по регрессионной зависимости применяется при наличии высокой плотности сетки скважин при равномерном покрытии участка скважинами, понимании седиментологического концепта, а также при высоком коэффициенте корреляции (более 0,7) значений эффективных толщин от общих толщин. В рамках многовариантного прогноза эффективных толщин по регрессионной зависимости от общих толщин рекомендуется проведение вариации коэффициентов уравнения регрессии 1-го порядка ($ax + b$). Следующим этапом производится построение карты NTG



Рис. 2. Сценарии прогноза эффективных толщин в рамках МВР, предусмотренные в адаптивном Workflow.
Составлено автором

Fig. 2. Possible scenarios for net volume predication included in the workflow. Prepared by the author

путем деления получившейся карты эффективных толщин на карту общих толщин пласта (интервала).

Задание исходной («базовой») карты эффективных толщин (сценарий 5) или карты NTG (сценарий 6) с ее дальнейшей вариацией. Подход используется при наличии достаточноной выборки скважин в пределах пласта. Данная карта может быть интерпретирована как прогнозная карта, полученная по кондиционным сейсмическим атрибутам. Принцип МВР эффективных толщин в рамках 2D ВОРБ основан на вариации значений исходной карты эффективных толщин в межскважинном пространстве по следующей формуле (3):

$$H_{eff} = (H_{eff})_{Base} (\sigma_{H_{eff}}) (H_{Random})_r, \quad (3)$$

где $(H_{eff})_{Base}$ — базовая карта эффективных толщин пласта, м, $\sigma_{H_{eff}}$ — «карта ошибок» эффективных толщин, имеющая смысл среднеквадратичного отклонения значений в пределах карты эффективных толщин (константа, автоматически снимаемая со статистики с карты и нулевыми значениями в скважинах), $(H_{Random})_r$ — «случайная» карта со средним значением 0 и стандартным отклонением, равным 1 (нормальное распределение значений). «Случайная» карта перестраивается в каждой новой реализации; картопостроение осуществляется методом SGS с учетом нулевых значений ошибок в пределах скважин.

В дальнейшем карта NTG получается путем деления полученной карты эффективных толщин на карту общих толщин, полученную на предыдущем этапе. Схожий принцип использован при картопостроении на основе исходной карты NTG с конечным пересчетом в эффективные толщины.

Каждый из сценариев технически может быть реализован как при наличии, так и при отсутствии скважин (или в случае некондиционных данных РИГИС коллектора). При наличии РИГИС коллектора есть два возможных сценария расчета — в пределах массива пласта или в пределах массива коллектора. Второй сценарий подразумевает учет в первом приближении вертикального распределения коллектора в пределах пласта по вертикали. Традиционным ограничением и недостатком 2D-моделирования является недоучет особенностей вертикального распределения коллектора ввиду невозможности задания геологического разреза (ГР), однако использование литологических отбивок и увязка с ними позволяет уточнить объем коллектора и, как следствие, эффективный насыщенный объем.

Для учета вертикального распространения коллектора необходимо выполнение следующего пула операций.

1. Построение карты кровли линзы коллектора в пределах пласта. Картопостроение осуществляется в пределах ранее отврыированного контура коллектора методом конвергентной интерполяции или кригинга с заданием точек литологических отбивок в качестве входных данных. В качестве тренда задается структурная карта кровли пласта (для конформного распространения поверхности кровли коллектора).
2. Построение карты общих толщин линзы коллектора в пределах пласта. Картопостроение осуществляется методом конвергентной интерполяции или кригинга с заданием точек общих толщин линзы (дельта между литологическими отбивками кровли и подошвы коллектора в пределах пласта, данное значение, как правило, меньше эффективной мощности ввиду фактора расчлененности коллектора).
3. Построение карты подошвы линзы коллектора путем вычитания из карты кровли линзы карты общих толщин линзы коллектора.
4. Построение карты песчанистости (NTG) методом кригинга или SGS с заданием точек NTG в скважинах.
5. Умножение карты общих толщин линзы на карту NTG.

Данная последовательность позволяет уточнить объем коллектора и, как следствие, эффективный насыщенный объем после снятия изолинии флюидоконтакта.

Еще одной возможностью описываемого алгоритма является учет неопределенностей прогноза коллектора по данным РИГИС в рамках петрофизической модели (ПФМ). Данная операция опциональна: геолог задает код 0/1 в исходном листе переменных (где «0» — задание постоянных значений эффективных толщин в скважинах, «1» — задание диапазона значений в точках каждой из скважин).

Резюмируя этап вариации эффективного объема, здесь основным моментом является наличие с скважин и кондиционных данных РИГИС. При их отсутствии возможно 48 комбинаций расчетов (8 независимых сценариев на предыдущем этапе структурного плана, а также 6 типовых сценариев прогноза эффективного объема). При наличии кондиционных данных РИГИС, помимо вышеупомянутых комбинаций, возможны 4 дополнительные комбинации — расчет в пределах пласта или в пределах коллектора, а также

возможность учесть неопределённости вероятностной ПФМ или расчет с постоянными значениями в точках скважин (итого 96 комбинаций). В сумме получается 144 потенциальных независимых сценария для расчета.

СПОСОБЫ МВР ФЛЮИДОНАСЫЩЕННОГО ОБЪЕМА

Рабочий алгоритм подразумевает 8 возможных сценариев (для однофазной УВ системы, один флюидоконтакт, **рис. 3**).

1-й случай. Водонефтяной контакт (ВНК) определен по данным испытаний по одной и более скважинам (или околограническое насыщение углеводородами). В данном случае этап вариации флюидонасыщенного объема опускается. Ключевую неопределенность здесь вносит исключительно общий и эффективный объем ловушки над фиксированным контактом.

2-й случай. Задание диапазона ВНК по скважинным данным. В данном случае жестко фиксированы верхняя и нижняя границы диапазона потенциальных отметок ВНК. Принцип вариации флюидонасыщенного объема заключается в выборе случайного значения ВНК из диапазона с равномерным распределением и использовании данного значения в качестве условного подсчетного уровня (УПУ).

3-й случай. Подбор УПУ по диапазону коэффициента заполнения по данным аналогов. Технический принцип заключается в последовательности следующих действий: выбор случайного значения УПУ

в диапазоне от максимального значения кровли пласта (или кровли коллектора) до минимального значения подошвы пласта (или подошвы коллектора), снятие функции объема для полученной карты нефтенасыщенных толщин (ННТ) и для карты эффективных толщин, полученной на предыдущем этапе, проверка выполнения условия (4):

$$(K_z)_{min} \leq K_z = \frac{V_{net}}{V_{eff}} \leq (K_z)_{max}, \quad (4)$$

где $(K_z)_{min}$ и $(K_z)_{max}$ — значения минимального и максимального коэффициентов заполнения по данным аналогов, K_z — коэффициент заполнения оцениваемой ловушки в данной реализации, V_{net} — флюидонасыщенный объем (снимается с карты ННТ), V_{eff} — эффективный объем (снимается с карты эффективных толщин).

При соблюдении данного условия карта ННТ принимается в работу и является результатирующей в рамках 2D МВР. При условии, если условие не соблюдается, подбор случайного значения УПУ происходит заново. Цикл продолжается до тех пор, пока карта ННТ не будет удовлетворять заданному условию.

4-й случай. Оценка УПУ между предельными сценариями. Данный способ используется при отсутствии как кондиционных данных результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) насыщения, так и кондиционной выборки аналогов по параметру коэффициента заполнения. Выбирается случайное значение УПУ от максимального значения кровли пласта (или



Рис. 3. Частные случаи при 2D МВР продуктивного объема (неопределённость оценки УПУ). Составлено автором
Fig. 3. Possible scenarios for net pay volume predication included in the workflow (fluid contact uncertainty). Prepared by the author

кровли коллектора) до минимального значения подошвы пласта (или подошвы коллектора).

5–8-е случаи подразумевают комбинированные сценарии, при которых учет УПУ производится как по скважинным данным, так и с учетом коэффициента заполнения.

Два из восьми случаев (№ 3 и 4) используются при отсутствии скважинных данных, шесть остальных — при наличии скважинных данных. Существует дополнительный, седьмой сценарий, при котором прогноз УПУ производится согласно скважинным данным с дополнительной проверкой по диапазону коэффициента заполнения.

Рабочий workflow также подразумевает расчет двухфазной УВ системы (газовая шапка и нефтяная оторочка, 2 флюидоконтакта). Итого предусмотрено 3 потенциальных сценария — расчет двухфазной системы или только газовой шапки (один контакт), расчет только нефтяной оторочки (вариация и газонефтяного контакта — ГНК и нефтеводяного контакта — ВНК), расчет и нефтяной оторочки, и газовой шапки.

Стоит отметить, что в одних и тех же скважинах могут быть кондиционные данные РИГИС коллектора, но при этом данные по типу насыщения неясны. Резюмируя, для таких сценариев (отсутствие скважинных данных или неясные РИГИС насыщения) предусмотрены по 2 комбинации прогноза УПУ в 3 случаях расчета (фазовое состояние). В совокупности с описанными выше 48 независимыми сценариями для МВР эффективных толщин общее количество комбинаций прогноза продуктивных толщин в случае отсутствия или неполных скважинных данных — 576.

Большее разнообразие сценариев для расчета МВР продуктивных толщин: 96 независимых сценариев прогноза исходных карт эффективных толщин, 7 комбинаций прогноза УПУ с 3 возможными техниками расчета в зависимости от фазового состояния — всего 2016 возможных комбинаций. Тем самым общее число комбинаций в зависимости от исходных данных, особенностей геологического строения и фазового состояния, а также методики расчета — 2592.

ПРИМЕРЫ ОПТИМИЗАЦИИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ ГРР С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АДАПТИВНОГО WORKFLOW

ПРИМЕР 1. УСКОРЕНИЕ РАСЧЕТОВ ВОРБ

Для определения потенциального экономического эффекта на реальных проектах ГРР алгоритм опробован десятью проектными командами. На **рис. 4** (слева) представлена диаграмма, по вертикальной шкале отложено количество дней, сэкономленное проектной командой на выполнение работ по ВОРБ согласно опросу исполнителей-геологов. Ключевое ускорение работ заключается в том, что алгоритм уже преднастроен и адаптирован под множество возможных сценариев расчета. Объем ручной работы минимален — геологу необходимо задать только необходимые исходные данные, а также задать способ расчета; изменение в структурах рабочего workflow и встроенный циклов не требуется. Таким образом, минимизируются временные затраты на типовую операцию в рамках дорожной карты (ДК) проекта на этап ВОРБ (**рис. 4**, справа) — написание рабочего алгоритма (workflow).

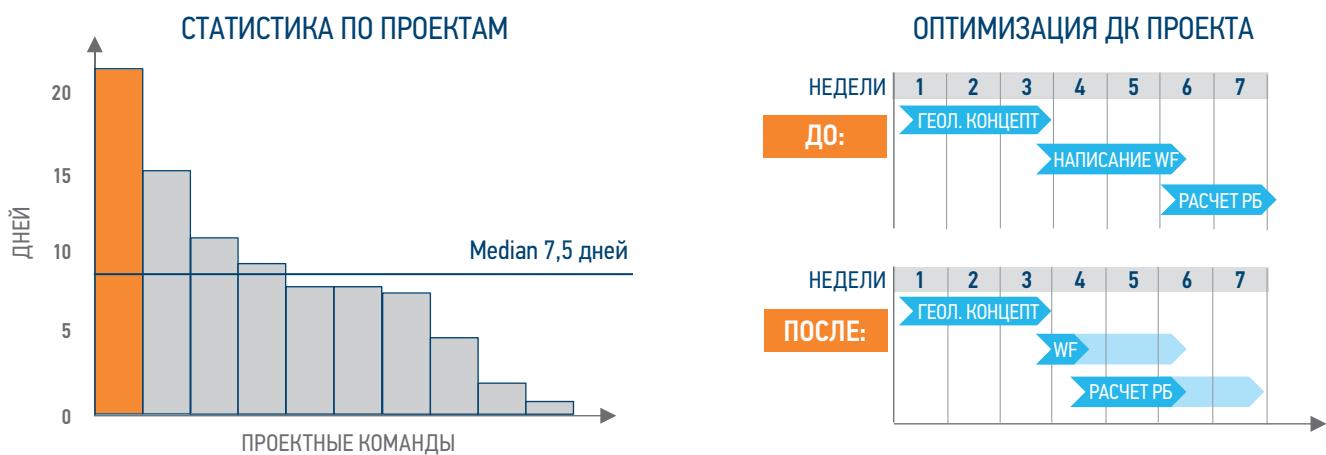


Рис. 4. Эффект от внедрения адаптивного алгоритма на примере 10 проектов ГРР в контексте уменьшения сроков: кол-во дней (слева), визуализация эффекта на дорожной карте проекта (справа). Составлено автором

Fig. 4. The example of algorithm implementing effect based on 10 exploration projects in terms of project timeline reducing: number of days (left), visualization on the project roadmap (right). Prepared by the author

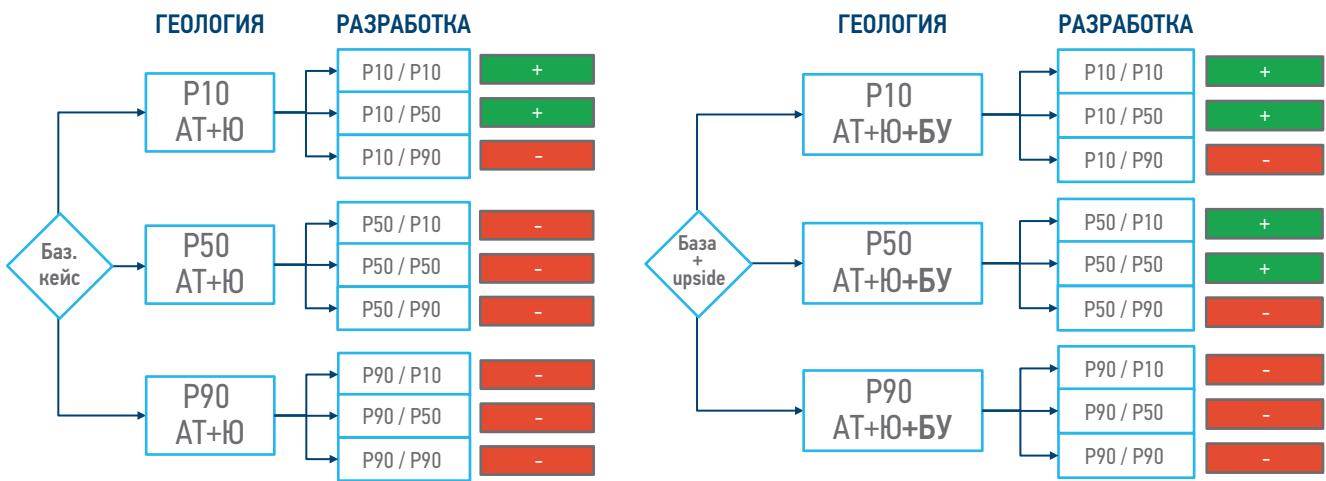


Рис. 5. Пример увеличения экономической привлекательности проекта за счет расчета дополнительных интервалов (геологических «апсайдов»). Составлено автором

Fig. 5. Example of the project economic attractiveness increase by calculating additional intervals (geological upsides). Prepared by the author

ПРИМЕР 2. ЭФФЕКТ ЗА СЧЕТ РАСЧЕТА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ И ИНТЕРВАЛОВ

За счет оптимизации ДК проекта (как показано ранее в примере 1) появляется возможность расчета дополнительных интервалов разреза (геологических апсайдов — upsides). В особенности это актуально для проектов, где целевые интервалы по результатам ВОРБ и оценки экономической привлекательности оказываются первоначально нерентабельными [33]. На рис. 5 (слева) показан пример, в рамках которого оценка экономических показателей первоначальных целевых интервалов (ачимовские отложения и верхне-юрский интервал) в базовом сценарии (P50 геология + P50 разработка) по итогам цикла расчетов ВОРБ оказалась отрицательной (за исключением маловероятной комбинации оптимистичных сценариев по ресурсной базе

и подбору технологических характеристик разработки). На рис. 5 (справа) показан экономический эффект от расчета дополнительного интервала (апсайда): разработка данного набора интервалов в наиболее вероятном кейсе (P50) оказалась рентабельной.

ВЫВОДЫ

В заключение, разработанный алгоритм позволяет учесть диапазон неопределенностей флюидонасыщенного объема с одновременной оптимизацией временных затрат на расчет вероятностной оценки эффективных объемов. Основными преимуществами подхода является простота реализации и высокая скорость расчета, а также универсальность использования для более чем 2500 комбинаций расчетов.

Список литературы

1. Charles J. G. Experience with the Quantification of Subsurface Uncertainties. — Tulsa: SEG. — 2001. — 424 p.
2. Esiri A., Jambol D., Ozowe C. Enhancing reservoir characterization with integrated analysis and geostatistical methods // Journal of Multidisciplinary sciences. — 2024. — 12 p.
3. Авербух А.Г. и др. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. — Москва: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2003. — 164 с.
4. Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г. Ключевые проблемы освоения ачимовских отложений на разных масштабах исследования // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2018. — Т. 2. — С. 16–21. <https://doi.org/10.24887/25877399-2018-2-16-21>
5. Морозов В.Ю., Саплыник В.В. Актуальные проблемы освоения нефтегазового потенциала Западной Сибири // Геология нефти и газа. — 2018. — № 3. — С. 27–36.
6. Германов А. и др. Обоснование экономической целесообразности геологического изучения объектов за счет государственных программ и проектов // Дискуссионный клуб «Недра». — 2023. — С. 122–130.
7. Игилманов Б. Подсчет запасов углеводородов на основе 3D -модели в симуляторе ТНавигатор. Применение Workflow для оптимизации работы // Yessenov science journal. — 2022. — № 2 (43). — С. 87–94.
8. Методика оценки новых активов разведки и добычи углеводородов БРД. — Санкт-Петербург: ГК «Газпром нефть», 2022. — 122 с.
9. Ковалевский ЕВ. Геологическое моделирование на основе геостатистики. — Москва: ОАО «ЦГЭ», 2011. — 100 с.
10. Переплеткин И.А. Технические решения для учета вертикальных неоднородностей разреза в алгоритмах двумерного моделирования при проведении вероятностной оценки // Геология в развивающемся мире. Сборник научных трудов по материалам XVIII Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. — Пермь: ПГНИУ, 2025. — С. 313–317.
11. Переплеткин И.А., Захарова О.А. База алгоритмов вероятностной оценки объектов различного генезиса //

- Актуальные проблемы геологии, геофизики и геоэкологии. Материалы XXXVI молодежной научной школы-конференции, посвященной памяти чл.-корр. АН СССР К.О. Кратца и акад. РАН Ф.П. Митрофанова. — Апатиты, 2025. — С. 61–65.
- 12.** Perrin M, Rainaud J.-M. Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing subsurface 3D geological model. — Paris: Editions Technip, 2013. — 399 p.
 - 13.** Lin L. et al. Optimizing the reservoir model of delta front sandstone using Seismic to Simulation workflow: A case study in the South China Sea // SEG International Exposition and 86th Annual Meeting Expanded Abstracts. — 2016. — pp. 2821–2825.
 - 14.** Song Y. et al. A workflow for turbidite reservoir characterization — a case study of the Macedon member, Northern Carnarvon Basin, NW Australia // Front. Earth Sci. — 2023. — Vol. 11. — 15 p.
 - 15.** Dubrule O. Geostatistics in Petroleum Geology. AAPG Continuing Education Course Note Series #38. — Tulsa, Oklahoma, USA, 1998. — 127 p.
 - 16.** Перепечкин М.В. Технология построения геологических моделей по геолого-геофизическим данным в программном комплексе DV-Geo: автореф. дис. ... канд. техн. наук. — Москва: РГГРУ им. Орджоникидзе, 2007. — 22 с.
 - 17.** Colombera L, Mountney N.P, Medici G, Jared West L. The geometry of fluvial channel bodies: empirical characterization and implications for object-based models of the subsurface // AAPG bulletin. — 2019. — Vol. 103. — pp. 905–929.
 - 18.** Асмаев Д.А. и др. ПроГРРесс: геологоразведка как бизнес. Материалы 3-й Международной научно-практической конференции. — Сочи, 2023. — 4 с.
 - 19.** Переплеткин И.А., Захарова О.А. Интегрированный подход к геологической экспресс-оценке множества объектов. Новые технологии — нефтегазовому региону // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 2-х томах. — Тюмень, 2025. — С. 18–21.
 - 20.** Переплеткин И.А. Подход к моделированию и вероятностной оценке объема коллектора прибрежно-морских отложений на участках с ограниченной геолого-геофизической изученностью (на примере среднеуральских отложений Западной Сибири и франко-фаменских отложений Волго-Урала) // Геология, геоэкология и ресурсный потенциал Урала и сопредельных территорий: Сборник статей XIII Всероссийской молодежной конференции, посвященной памяти чл.-корр. В.Н. Пучкова. — 2025. — С. 101–104.
 - 21.** Переплеткин И.А., Забоеva А.А., Музраева Б.Ю. Проведение многовариантной оценки продуктивного объема ачимовских отложений с учетом концептуальных особенностей геологического строения // Проблемы геологии и освоения недр. труды XXIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова, посвященного 80-летию Победы в Великой Отечественной войне. Том II. — Томск, 2025. — С. 40–41.
 - 22.** Переплеткин И.А., Алексин И.И., Винтороза Е.М. Универсальные методики многовариантных расчетов неструктурных ловушек с учетом сложного геологического строения // Актуальные проблемы нефти и газа. Сборник трудов VII Всероссийской молодежной конференции. — Москва: ИЛНГ РАН, 2024. — С. 155–159.
 - 23.** Саакян М.И., Закревский К.Е., Лепилин А.Е., Ахметов Ч.Р. К вопросу о перспективах создания корпоративного программного обеспечения геологического моделирования // Нефтяное хозяйство. — 2019. — № 11. — С. 50–54.
 - 24.** История развития кол-центров: с чего все началось. Цифровые технологии: аутсорсинговый контакт-центр [Электронный ресурс]. URL: <https://www.dtco.ru/articles/>
 - 25.** Демьянов В.В., Савельева Е.А. Геостатистика: теория и практика. — Москва: Наука, 2010. — 327 с.
 - 26.** Yilmaz O. Seismic data analysis. Tulsa: SEG, 2001. — 1027 p.
 - 27.** Белозеров Б.В., Буторин А.В., Каиродов С.В., Фаизов Р.З. Практические советы по 3D-геологическому моделированию. Изд. 2-е. — Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. — 424 с.
 - 28.** Киселев В.С. и др. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов сейсморазведки МОВ-ОГТ (при работах на нефть и газ). — 1984. — 76 с.
 - 29.** Куркин А.А. Оценка пространственного распределения ошибок структурных построений // Нефть и газ. — 2016. — № 1. — С. 15–21.
 - 30.** Pyrcz M, Deutsch C. Geostatistical reservoir modeling. — Oxford University Press, 2014. — 449 p.
 - 31.** Алексин И.И., Переплеткин И.А., Мещерякова А.С. Методика вариации структурного плана многопластового месторождения со сложным геологическим строением // Актуальные проблемы нефти и газа. — 2024. — Т. 15, № 2. — С. 122–140.
 - 32.** Переплеткин И.А., Космачева М.С. Возможности динамического анализа для прогнозирования распространения коллектора при низкой степени изученности сейсмическими данными // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2025. — № 10(3). — С. 14–27. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-3-14-27>
 - 33.** Руководство по формированию концептуальной основы крупных проектов ГРР. — Санкт-Петербург: ПАО «Газпром нефть», 2022. — 103 с.
- References**
- 1.** Charles J. G. *Experience with the quantification of subsurface uncertainties*. Tulsa: SEG, 2001. 424 p.
 - 2.** Esiri A., Jambol D., Ozowe C. Enhancing reservoir characterization with integrated analysis and geostatistical methods. *Journal of Multidisciplinary sciences*. 2024, p. 12.
 - 3.** Averbukh A.G. et al. *Guidelines for creating permanent geological and technological models of oil and gas-oil deposits*. Moscow: VNIIIOENG, 2003. 164 p. (In Russ.)
 - 4.** Bukatov M.V., Peskova D.N., Nenasheva M.G. Key Problems of Achimov deposits development at different research scales. *PRONEFT. Professionally about Oil*. 2018, vol. 2, pp.16–21. (In Russ.) <https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21>
 - 5.** Morozov V.Yu., Sapianik V.V. Actual problems of development of the oil and gas potential of Western Siberia. *Geology of Oil and Gas*. 2018, no. 3, pp. 27–36. (In Russ.)
 - 6.** Germakhanov A. et al. Justification of the economic feasibility of geological exploration of objects at the expense of state programs and projects. *Nedra Discussion Club*. 2023, pp. 122–130. (In Russ.)
 - 7.** Igilmanov B. Calculation of carbohydrate reserves based on a 3D model in the TNavigator simulator. Application of Workflow for work optimization. *Yessenov science journal*. 2022, no. 2(43), pp. 87–94. (In Russ.)
 - 8.** *Methodology for assessing new assets for exploration and production of hydrocarbons by BRD*. St. Petersburg: Gazprom Neft Group of Companies, 2022. 122 p. (In Russ.)
 - 9.** Kovalevsky E.V. *Geological modeling based on geostatistics*. Moscow: TsGE, 2011. 100 p. (In Russ.)
 - 10.** Perepletkin I.A. Technical solutions for accounting vertical inhomogeneities in 2D-modeling algorithms during reserves probabilistic estimation. In: *Geology in the Developing World. Collection of Scientific Papers based on the materials of the XVIII International Scientific and Practical Conference of Students, Postgraduates, and Young Scientists*. Perm, 2025. Pp. 313–317. (In Russ.)
 - 11.** Perepletkin I.A. Zakharova O.A. The base of algorithms for probabilistic assessment of objects of various genesis // Actual problems of geology, geophysics and geoecology. XXXVI youth scientific school-conference. Apatity, 2025. Pp. 61–65. (In Russ.)
 - 12.** Perrin M, Rainaud J.-M. Shared earth modeling. Knowledge driven solutions for building and managing subsurface 3D geological model. Paris: Editions Technip, 2013. 399 p.
 - 13.** Lin L. et al. Optimizing the reservoir model of delta front sandstone using Seismic to Simulation workflow: A case study in the South China Sea. *SEG International Exposition and 86th Annual Meeting Expanded Abstracts*, 2016, pp. 2821–2825.

- 14.** Song Y. et al. A workflow for turbidite reservoir characterization — a case study of the Macedon member, Northern Carnarvon Basin, NW Australia. *Front. Earth Sci.* 2023, no. 11, p. 15.
- 15.** Dubrule O. *Geostatistics in petroleum geology*. Tulsa: AAPG Continuing Education. Course Note Series. 1998, no. 38, p. 127.
- 16.** Perepechkin M.V. *Technology of constructing geological models based on geological and geophysical data in the DV-Geo software package*: PhD Thesis. — Moscow: RGGRU named after Ordzhonikidze, 2007. 22 p. (In Russ.)
- 17.** Colombera L., Mountney N.P., Medici G., Jared West L. The geometry of fluvial channel bodies: empirical characterization and implications for object-based models of the subsurface. *AAPG bulletin*. 2019, no. 103, pp. 905–929.
- 18.** Asmayev D.A. et al. *ProGRess: Geological exploration as a business. Materials of the 3rd International Scientific and Practical Conference*. Sochi, 2023, p. 4. (In Russ.)
- 19.** Perepletkin I.A., Zakharova O.A. An Integrated approach to geological express assessment of multiple objects. new technologies for the oil and gas region // Materials of the international scientific and practical conference of students, postgraduate students, and young scientists. In 2 volumes. Tyumen, 2025. Pp. 18–21. (In Russ.)
- 20.** Perepletkin I.A. Approach to modeling and probabilistic estimation of the reservoir volume of coastal-marine deposits in areas with limited geological and geophysical study (based on the example of the middle jurassic deposits of Western Siberia and the fran-famennian deposits of the Volga-Ural Region). *Geology, Geoecology, and Resource Potential of the Urals and Adjacent Territories: XIII All-Russian Youth Conference Proceedings*. 2025. Pp. 101–104. (In Russ.)
- 21.** Perepletkin I.A., Zaboyeva A.A., Muzaeva BYu. Conducting a multi-variant assessment of the productive volume of the Achimov deposits, taking into account the conceptual features of the geological structure./ *Problems of Geology and Subsoil Development. Proceedings of the XXIX International Symposium*. Tomsk. 2025, Vol. II, pp. 40–41. (In Russ.)
- 22.** Perepletkin I.A., Alekhin I.I., Viktorova E.M. Universal methods of multi-variant calculations of non-structural traps taking into account the complex geological structure. *Actual problems of oil and gas. VII All-Russian Youth Conference Proceedings*. Moscow: IPNG RAS, 2024. Pp. 155–159. (In Russ.)
- 23.** Saakyan M.I., Zakrevsky K.E., Lepilin A.E., Akhmetov C.R. On the prospects of creating corporate software for geological modeling. *Oil Industry*. 2019, no. 11, pp. 50–54. (In Russ.)
- 24.** The history of call center development: where it all started. *Digital technologies: outsourcing contact center*. (In Russ.) [Electronic resource] URL: <https://www.dtco.ru/articles/>
- 25.** Demyanov V.V., Savelyeva E.A. *Geostatistics: Theory and Practice*. Moscow: Nauka, 2010; 327. (In Russ.)
- 26.** Yilmaz O. *Seismic Data Analysis*. Tulsa: SEG, 2001. P. 1027.
- 27.** Belozerov B.V., Butorin A.V., Kaigorodov S.V., Faizov R.Z. *Practical tips for 3D geological modeling*. 2nd edition. MoscowIzhevsk: Institute of Computer Research, 2018. 424 p. (In Russ.)
- 28.** Kiselev V.S. et al. *Instructions for assessing the quality of structural constructions and the reliability of identified and prepared seismic surveys (for oil and gas operations)*. 1984. 76 p. (In Russ.)
- 29.** Kurkin A.A. Assessment of the spatial distribution of errors in structural constructions. *Oil and Gas*. 2016, no. 1, pp. 15–21. (In Russ.)
- 30.** Pyrcz M., Deutsch C. *Geostatistical reservoir modeling*. Oxford University Press, 2014. 449 p.
- 31.** Alekhin I.I., Perepletkin I.A., Meshcheryakova A.S. Methodology for variations in the structural plan of a multilayer deposit with complex geological structure. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024, vol. 15, no. 2, pp. 122–140. (In Russ.)
- 32.** Perepletkin I.A., Kosmacheva M.S. Dynamic analysis capabilities for predicting reservoir propagation with a low seismic data maturity. *PRONEFT. Professionally about oil*. 2025, vol. 10, no. 3, pp. 14–27. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-103-14-27>
- 33.** Guide to forming a conceptual framework for major exploration projects. St. Petersburg: Gazprom Neft PJSC, 2022. P. 103. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРА / AUTHOR CONTRIBUTION

И.А. Переплеткин — разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Ivan A. Perepletkin — developed the article concept, prepared materials for experiment. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Иван Алексеевич Переплеткин — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть» 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru AuthorID: 962435 ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660> SPIN-код: 1246-0648 Scopus: 57205282863

Ivan A. Perepletkin — Chief specialist, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru AuthorID: 962435 ORCID: <https://orcid.org/0009-0002-3753-2660> SPIN-code: 1246-0648 Scopus: 57205282863

ОЦЕНКА ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ СЕНОМАНСКОЙ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ НА ОСНОВЕ ПИРОЛИТИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

© Коллектив авторов,
2025



**Э.А. Вторушина^{1,*}, Я.И. Гильманов¹, С.А. Заночуев¹, В.В. Марков¹, А.Г. Потапов¹,
О.В. Михайленко¹, Е.В. Максимов², Н.А. Сеначин²**

¹ ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

² ООО «Харампурнефтегаз», РФ, Тюмень

Электронный адрес: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Наличие неидентифицированных нефтяных оторочек при разработке газовых залежей может приводить к проблемам при добыче газа. При невозможности отбора кондиционных проб нефти единственным способом получения характеристик нефтяной оторочки является проведение лабораторных исследований нефтенасыщенного керна. Однако присутствие нефтяных углеводородов в составе буровых растворов на углеводородной основе приводит к завышению значений коэффициента нефтенасыщенности при петрофизических исследованиях и ошибочному детектированию «легкой» нефти по результатам пиролиза.

Целью работы было уточнение характеристик нефтяной оторочки (мощность, коэффициент нефтенасыщенности) крупной сеноманской залежи одного из месторождений Западной Сибири по результатам анализа исторического керна со следами проникновения фильтрата бурового раствора на углеводородной основе.

Материалы и методы. Для оценки свойств нефтяной оторочки авторским коллективом была разработана специальная схема лабораторных исследований, включающая петрофизические, пиролитические и хроматографические исследования керна и экстрактов из пород, а также вспомогательный этап, заключающийся в определении пиролитических профилей сеноманских нефтей разной плотности для построения зависимости плотности нефти от параметров пиролиза.

Результаты. На основе данных пиролитических исследований образцов керна была проведена оценка значений плотности, «группового» состава нефтяной фазы и рассчитаны значения коэффициента нефтенасыщенности в интервалах нефтяной оторочки газонасыщенного пласта. В ходе выполненных исследований был разработан и реализован инновационный методический подход к оценке характера насыщения, количества и свойств нефтяной фазы в нефтяной оторочке пласта ПК1 одного из месторождений Западной Сибири. Методический подход основан на результатах пиролитических исследований образцов керна с привлечением данных фотографирования керна в УФ, хроматографии и петрофизических исследований.

Заключение. Разработанный методический подход показал высокую эффективность и оперативность получения данных, рекомендуется для экспрессной оценки свойств УВ-фазы в интервале отбора керна при выполнении комплексных программ изучения керна из газонасыщенных пластов.

Ключевые слова: нефтяная оторочка, сеноманские отложения, пиролиз Rock-Eval, пиролитический профиль, коэффициент нефтенасыщенности, буровой раствор на углеводородной основе (РУО)

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Благодарности: авторы выражают благодарность сотрудникам ООО «РН-ГИР» А.А. Лучину, Н.А. Шестак, А.А. Кириченко, П.С. Молокову, С.А. Тарану и С.В. Бабенкову за помощь в проведении исследований и подготовке материалов статьи.

Для цитирования: Вторушина Э.А., Гильманов Я.И., Заночуев С.А., Марков В.В., Потапов А.Г., Михайленко О.В., Максимов Е.В., Сеначин Н.А. Оценка характеристик нефтяной оторочки сеноманской газовой залежи на основе пиролитических исследований. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):52–65.
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-52-65>

Статья поступила в редакцию 16.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

EVALUATION OF THE CHARACTERISTICS OF THE OIL RIM OF CENOMANIAN GAS RESERVOIR
BASED ON PYROLYSIS DATA

**Ella A. Vtorushina^{1,*}, Yan I. Gilmanov¹, Sergey A. Zanochuev¹, Vitaliy V. Markov¹, Artem G. Potapov¹,
Olga V. Mikhaylenko¹, Evgeniy V. Maksimov², Nikita A. Senachin²**

¹RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

²Kharampurneftegaz, RF, Tyumen

E-mail: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. The presence of unidentified oil rims during the development of gas deposits can lead to problems in gas production. If it is impossible to collect conditioned oil samples, the only way to obtain the characteristics

of the oil rim is to conduct laboratory studies of the oil-saturated core. However, the presence of petroleum hydrocarbons in the composition of hydrocarbon-based drilling fluids leads to an overestimation of the Kn values during petrophysical studies and erroneous detection of "light" oil by pyrolysis data.

The aim of the work was to clarify the characteristics of the oil rim (thickness, oil saturation coefficient) of a large Cenomanian deposit in one of the fields in Western Siberia based on the results of the analysis of a historical core with traces of penetration of hydrocarbon-based drilling fluid filtrate.

Materials and methods. To assess the properties of the oil rim, the authors developed a special laboratory research scheme, including petrophysical, pyrolytic and chromatographic studies of the core and rock extracts, as well as an auxiliary stage consisting in determining the pyrolytic profiles of Cenomanian oils of different densities to plot the dependence of oil density on pyrolysis parameters.

Results. Based on the data of pyrolysis studies of core samples, the density values, "group" composition of the oil phase were estimated and the oil saturation coefficient values in the intervals of the oil rim of the gas-saturated formation were calculated. In the course of the studies, an innovative methodological approach to assessing the saturation nature, quantity and properties of the oil phase in the oil rim of the PK1 formation of one of the fields in Western Siberia was developed and implemented. The methodological approach is based on the results of pyrolysis studies of core samples using core photography data in UV, chromatography and petrophysical studies.

Conclusion. The developed methodological approach has demonstrated high efficiency and promptness of data acquisition and is recommended for express assessment of hydrocarbon phase properties in the core sampling interval when implementing complex core study programs from gas-saturated formations.

Keywords: oil rim, Cenomanian sediments, Rock-Eval pyrolysis, pyrolytic profile, oil saturation coefficient, hydrocarbon-based drilling fluid

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

Acknowledgments: the authors express their gratitude to RN-Geology Research Development, LLC employees Alexander A. Luchkin, Natalya A. Shestak, Anton A. Kirichenko, Pavel S. Molokov, Sergey A. Taran, and Sergey V. Babenkov for their assistance in conducting the research and preparing the materials for the article.

For citation: Vtorushina E.A., Gilmanov Ya.I., Zanochuev S.A., Markov V.V., Potapov A.G., Mikhaylenko O.V., Maksimov E.V., Senachin N.A. Evaluation of the characteristics of the oil rim of Cenomanian gas reservoir based on pyrolysis data. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):52–65. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-52-65>

Manuscript received 16.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Эффективность проектов геолого-разведочных работ и разработки месторождений нефти и газа определяется степенью изученности и достоверностью данных о свойствах объекта добычи. База знаний о свойствах горных пород и пластовых флюидов постоянно пополняется в ходе выполнения исследовательских работ на различных этапах изучения месторождений нефти и газа. Одним из основных источников знаний является комплексное лабораторное изучение керна и пластовых флюидов. Достоверность лабораторных исследований зависит от качества кернового материала, а также наличия и представительности пластовых проб флюидов. Массовые лабораторные исследования выполняются в стандартных (лабораторных) условиях, а также в условиях, приближенных к пластовым, объемы работ и их виды регламентируются методическими рекомендациями по подсчету запасов и проектированию разработки месторождений углеводородного сырья. Одним из наиболее сложных объектов исследований являются пластины-коллекторы нефти и газа, представленные рыхлыми слабосцепленными горными породами, часто

с наличием глинистых минералов, в том числе монтмориллонита. Отличительной особенностью таких отложений является их низкая механическая прочность, затрудняющая отбор керна с сохранением его естественной структуры [1], что часто приводит к невозможности получения истинных фильтрационно-емкостных и насыщенных характеристик. Типичным представителем такого типа пластов-коллекторов являются верхнемеловые сеноманские отложения Западной Сибири (пласт ПК1 и его аналоги). Эти отложения, сложенные песчаниками, песками, уплотненными с редкими прослойками глинистых алевролитов и углей, формировались в условиях прибрежной равнины, периодически затапливаемой морем. Основные песчаные тела связаны с русловыми системами, системами проток приливно-отливных каналов и подводным береговым склоном [2]. В крупных газовых залежах сеноманско-го типа наличие неидентифицированных нефтяных оторочек может приводить к проблемам при добыче газа, связанным с возможным присутствием тяжелых углеводородов C_{5+} в составе добываемой продукции, что, в свою очередь, приводит к удлинению процесса подготовки газа, а также увеличивает риск попадания «грязного» газа

в трубопроводные системы [3, 4]. Эта проблема была выявлена при добыче газа из уникальных залежей Западной Сибири, в том числе и на изучаемом месторождении [5]. При отсутствии точной информации о расположении нефтяной оторочки в пласте и невозможности отбора кондиционных проб нефти для проведения физико-химических исследований единственным способом по-

ДЛЯ КОРРЕКТНОГО ВЫДЕЛЕНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТА ПК₁ ПРЕДЛОЖЕНА АВТОРСКАЯ СХЕМА ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ВКЛЮЧАЮЩАЯ: ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ, ПИРОЛИТИЧЕСКИЕ И ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА И ЭКСТРАКТОВ ИЗ ПОРОД.

лучения характеристики нефтяной оторочки является проведение лабораторных исследований нефтенасыщенного керна.

Качество отбора керна из таких пластов определяется применяемой технологией отбора керна и типом используемого бурового раствора. Использование буровых растворов на водной основе (РВО) и традиционных технологий отбора керна часто становится причиной низких выносов керна, а также невозможности оценки начальных условий нефтегазонасыщенности по данным прямых оценок остаточной водонасыщенности на аппаратах Закса [6]. Использование безводных буровых растворов на углеводородной основе (РУО) и отбор керна в одноразовые керноприемные трубы позволяет обеспечить практически 100% вынос керна и получить данные о начальной нефтегазонасыщенности [7]. Однако проникновение фильтрата РУО в керновый материал иска жает качественную оценку наличия нефтенасыщения в интервале пласта-коллектора и геохимические характеристики изучаемых отложений.

Также при изучении нефтенасыщенного керна с проникновением фильтрата бурового раствора на углеводородной основе (РУО) остро встает проблема корректного определения коэффициента нефтенасыщенности (K_n) [6]. Присутствие в составе РУО нефтяных углеводородов приводит к завышению значений K_n при петрофизических исследованиях в результате экстрагирования из породы фильтрата бурового раствора вместе с нефтью, а также к ошибочному детектированию «легкой» нефти по результатам пиролиза образцов в стандартных режимах «Bulk Rock» или «Reservoir». В зарубежной практике [8] для разделения «нефтяной» фазы из бурового раствора и керна используют технологию

добавления трассеров в буровые растворы, в отечественной практике такие работы не ведутся и не регламентируются.

Таким образом, получение достоверных характеристик нефтяной оторочки по керновым исследованиям при невозможности отбора кондиционных проб нефти и отсутствии трассеров в РУО является актуальной задачей. В рамках данной работы была поставлена задача изучить исторический керн, отобранный на РУО, с целью уточнения характеристик нефтяной оторочки (мощность, коэффициент нефтенасыщенности) крупной сеноманской залежи одного из месторождений Западной Сибири. Также в задачи исследований входила установка некоторых свойств этих нефтяных интервалов, что позволит в дальнейшем учесть их при гидродинамическом и петрофизическом моделировании и проводить оценку влияния этих интервалов на характеристики добываемого газа [9].

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Объектами исследования были образцы керна (110 образцов) восьми разведочных скважин, пробуренных на РУО, одного из месторождений Западной Сибири, вскрывших газонасыщенные сеноманские интервалы пласта ПК₁.

В пласте ПК₁ выделяются 4 циклита (снизу вверх по разрезу): ПК₁⁴, ПК₁³, ПК₁², ПК₁¹. Циклит ПК₁⁴, мощностью около 20–30 м, представлен косослоистыми песчаниками с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов с обильным углистым детритом. Пористость по гелию изменяется от 29 до 45%, проницаемость по гелию от 300 до 10 000 мД. Формирование циклита происходит в континентальных обстановках. Циклит ПК₁³, мощностью от 10 до 15 м, представлен мощными сериями косослоистых песчаников и имеет унаследованный русловой генезис с нижележащего циклита, но с начавшимися признаками затопления, выраженными в текстурных особенностях. Пористость по гелию изменяется от 28 до 40%, проницаемость по гелию от 2 200 до 10 000 мД. Циклит ПК₁², мощностью от 6 до 12 м, представлен неравномерным переслаиванием песчаников и алевролитов. Пористость по гелию изменяется от 22 до 42%, проницаемость по гелию от 0,2 до 8 000 мД. Формирование циклита ПК₁³ и ПК₁² происходит в прибрежно-континентальных обстановках. Циклит ПК₁¹, мощностью от 5 до 9 м, представлен интенсивно биотурбированными песчаниками дистальной части подводного берегового склона. Пористость по гелию изменяется

от 22 до 39%, проницаемость по гелию от 24 до 4 600 мД. Формирование циклита ПК₁¹ происходило в прибрежно-морских обстановках.

Для контроля правильности применяемого методического подхода использовался керн одной из скважин месторождения, пробуренной на РВО, в интервале нефтенасыщенного пласта.

Также для построения градуировочной зависимости методом пиролиза было исследовано 6 проб нефтей (с известными значениями плотности), отобранных из нефтенасыщенных сеноманских интервалов в скважинах изучаемого месторождения и двух других месторождений (Русское, Северо-Комсомольское). На начальном этапе работ установление границ нефтяной оторочки в газовом пласте ПК₁ и разметку образцов на лабораторные исследования проводили на основе качественных признаков по наличию свечения

на фотографиях керна в ультрафиолетовом свете (УФ). Для оценки возможности учета вклада РУО в нефтенасыщение был проведен отбор образцов керна из разных зон: чистое нефтенасыщение (зона «нефть без РУО»), проникновение РУО в газовой части пласта (зона «РУО») и проникновение РУО в области нефтяной оторочки (зона «нефть с РУО»). Образцы керна для петрофизических и геохимических исследований отбирали с одной глубины. Для оценки свойств нефтяной оторочки авторским коллективом была разработана специальная схема лабораторных исследований (рис. 1), включающая петрофизические, пиролитические и хроматографические исследования керна и экстрактов из пород, а также вспомогательный этап, заключающийся в определении пиролитических профилей сеноманских нефтей разной плотности для построения зависимости плотности нефти от параметров пиролиза.

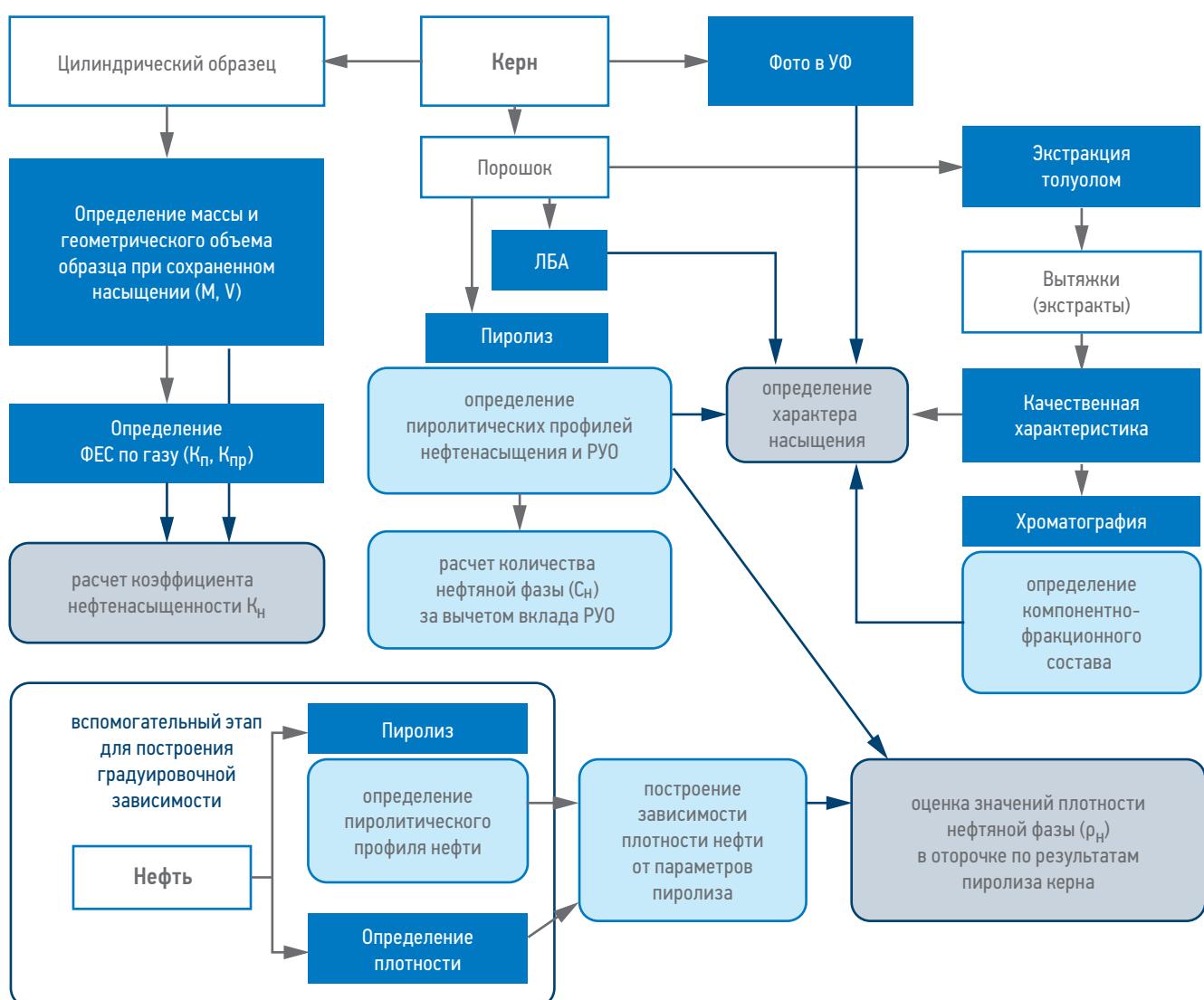


Рис. 1. Схема лабораторных исследований образцов керна и проб нефти. Составлено авторами
Fig. 1. Scheme of laboratory studies of core and oil samples. Prepared by the authors

Для проведения петрофизических исследований использовались цилиндрические образцы диаметром 30 мм. Исследования включали определение массы образца с сохраненным насыщением (M) весовым методом, определение объема образца (V) геометрическим методом. Определение коэффициента открытой пористости (K_o) и коэффициента газопроницаемости (K_{gp}) проводили по гелию на анализаторе пористости и газопроницаемости горных пород ПИК-ПП (АО «Геологика», Россия) при давлении обжима 500 psi (3,4 МПа).

Для проведения пиролитических исследований, а также для получения экстрактов образцы керна гомогенизировали до размера частиц менее 0,5 мм. Каждый образец породы разделяли на три части, одна из которых направлялась на пиролиз, вторая — на люминесцентно-битуминологический анализ (ЛБА), а третья — на «холодную» экстракцию толуолом.

Пиролиз образцов керна и проб нефти проводили по технологии Rock-Eval на анализаторе Rock-Eval 6 Standard (Vinci technologies, Франция) в режиме «PAM-RE» (Petroleum Assessment Method for Rock-Eval), являющимся модифицированной версией режима «PAM» (для пиролизаторов HAWK-RW) [10, 11], который был адаптирован авторами для применения на пиролитических анализаторах Rock-Eval [12]. Температурная программа и определяемые параметры режима «PAM-RE» приведены в **табл. 1**.

Отсутствие четких границ между пиками при проведении пиролиза в стандартных режимах «Bulk Rock» и «Reservoir» в большинстве случаев затрудняет количественную оценку вкладов компонентов, выходящих в разных аналитических зонах (см. **рис. 2**). Использование режима «PAM-RE» благодаря специальной температурной программе ступенчатого нагрева (**табл. 1**) позволяет разделить исследуемое органическое

вещество (OB) на условные фракции: «легкие» нефтяные УВ (Oil_1 , Oil_2), «тяжелые» нефтяные УВ (Oil_3) и смолисто-асфальтеновые вещества (ARC) (**рис. 2**).

ЛБА анализ проводился на навеске измельченной породы массой 1 г, на которую наносилось 20 капель хлороформа. При облучении в ультрафиолетовом свете изучалась форма пятна (пятно, кольцо или отдельные точки), которое ориентировано характеризует количественное содержание битумоидов, находящегося в горной породе. Цвет пятна в белом свете и цвет его люминесценции в ультрафиолетовых лучах (коричневое, жёлтое, голубое и т. д.) дают представление о качественном составе битумоида и преобладании в нём асфальтово-смолистых компонентов или масел.

Экстракция выполнялась на измельченных образцах керна массой 10 г, которые помещались в индивидуальные бюксы и заливались толуолом в объеме 45 мл. Бюкс с навеской в жидкости фотографировался рядом с бюксом с чистым растворителем. Фотографирование проводили после выдержки в течении первых суток в дневном и ультрафиолетовом свете, а также после выдержки в растворителе в течение трех суток. На полученном изображении оценивалась интенсивность окраса в дневном свете и свечения в ультрафиолетовом свете.

Собранный экстракт после выпаривания растворителя исследовался хроматографическим методом с использованием газового хроматографа Agilent 7890A (Agilent Technologies, США) согласно ASTM 7169-18. Сравнение экстрактов проводилось по компонентно-фракционному (групповому) составу, представленному в виде индивидуальных групп углеводородов метанового ряда. Для исключения неопределенности пробоподготовки (нагрев,

Таблица 1. Температурная программа режима «PAM-RE». Составлено авторами
Table 1. Temperature program of “PAM-RE” mode. Prepared by the authors

Параметр	Oil_1	Oil_2	Oil_3	ARC	S_4
Процесс	Пиролиз				Окисление
Температурный режим	нагрев от 80 °C до 90 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=90°C	нагрев от 90 °C до 180 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=180 °C	нагрев от 180 °C до 350 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=350°C	нагрев от 350 °C до 650 °C со скоростью 25 °C/мин, выдержка 5 мин при T=650 °C	нагрев от 300 °C до 650 °C со скоростью 20 °C/мин, выдержка 5 мин при T=650 °C
Примерный состав фракции	УВ C1-C10	УВ C11-C19	УВ C20-C36	УВ C37+	CO и CO ₂
Тип «продукта»	«легкая нефть»		«тяжелая нефть»	УВ-продукты крекинга смол и асфальтенов	CO и CO ₂

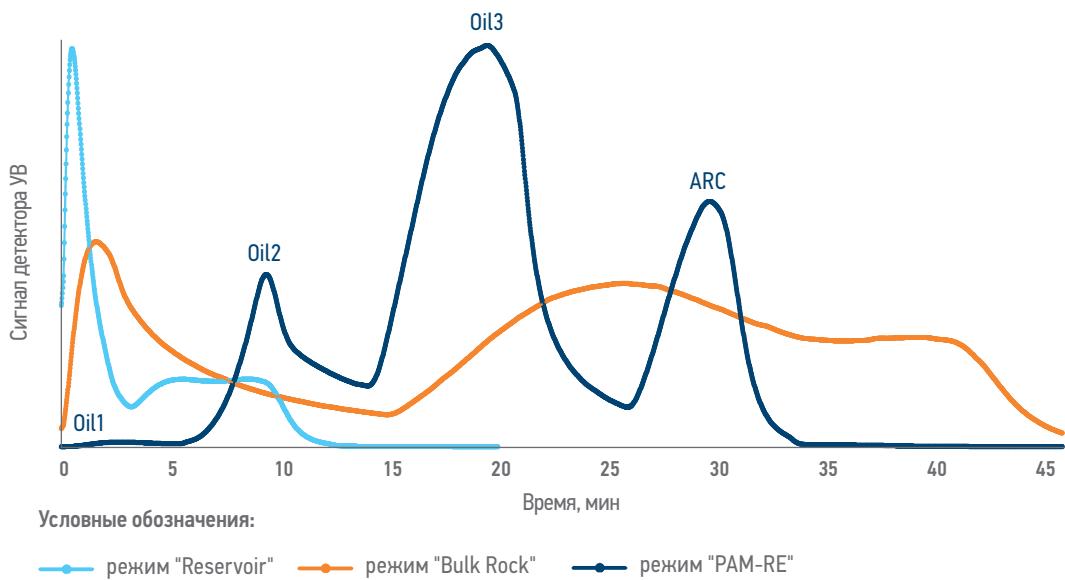


Рис. 2. Пирограммы образца нефтенасыщенного песчаника, полученные в разных режимах [12]
Fig. 2. Pyrograms of a sample of oil-saturated sandstone obtained in different modes [12]

выпаривание и т. д.) все данные нормировались на группу УВ C₁₂₊. Фракции группировались, исходя из температурной характеристики выхода на хроматограмме нормального алкана, соответствующего его порядковому номеру. Сравнение ограничивалось фракцией УВ C₅₁, что соответствует температуре выкипания 580 °С. «Хвосты» на хроматограммах с более высокой температурой кипения не использовались для сравнения в связи с их малой информативностью.

Определение плотности проб нефти при 20 °С проводили с использованием плотнометра-вискозиметра Штабингера SVM 3000 (Anton Paar, Австрия).

РЕЗУЛЬТАТЫ

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ

Экспресс-оценка характера насыщения проводилась по свечению керна в УФ, результатам ЛБА и цвету вытяжек в дневном свете (рис. 3).

Свечение керна в УФ-свете при фотографировании позволяет оценить наличие нефти и конденсата в пустотном пространстве керна, кроме того, по данным фотографий можно зафиксировать наличие зоны проникновения технологических жидкостей (керноизолирующие жидкости, фильтрат бурового раствора). На рис. 3 показаны характерные фотографии свечения углеводородов,

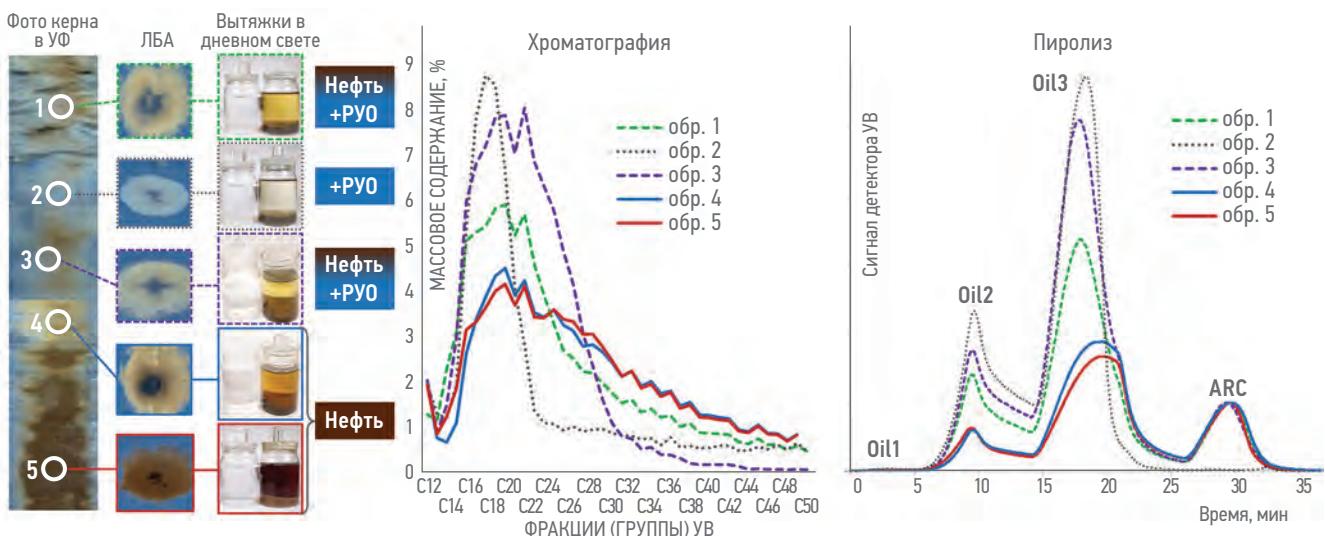


Рис. 3. Оценка характера насыщения по комплексу методов. Составлено авторами
Fig. 3. Evaluation of saturation nature using a set of methods. Prepared by the authors

Таблица 2. Классификация битумоидов в изученных образцах по люминесцентной характеристике капиллярных вытяжек по В.Н. Флоровской [13]
Table 2. Classification of bitumoids in the studied samples by the luminescent characteristics of capillary extracts according to V.N. Florovskaya [13]

№ образца	Характеристика битумоида	Тип битумоида	Состав битумоида
1	МСБ-5	Масляно-смолистый битумоид	Нефти и битумоиды с содержанием масел более 60%, асфальтенов 1–2%
2	ЛБ-5	Легкий битумоид	Углеводородные флюиды, не содержащие смол и асфальтенов
3	МБ-4	Маслянистый битумоид	Нефть и битумоиды с низким содержанием смол, с незначительным содержанием или отсутствием асфальтенов
4	СБ-4	Смолистый битумоид	Битумоиды и нефти с повышенным (3–20%) содержанием асфальтенов
5	САБ-5	Смолисто-асфальтеновый битумоид	Битумоиды с содержанием асфальтенов более 20%

отличающихся по содержанию и происхождению. Классификация битумоидов в изученных пробах по ЛБА приведена в **табл. 2**. Пробы с характером ЛБ-5 (легкий битумоид) относятся к РУО, пробы СБ-4 и САБ-5 (смолистый и смолисто-асфальтеновый битумоиды) характеризуют нефтенасыщение, пробы МСБ-5 и МБ-4 (масляно-смолистый и масляный битумоид) относятся к смешанному типу (нефть + РУО).

Для определения характера насыщения по результатам хроматографического анализа проводили сравнение компонентно-фракционного состава экстрактов из пород с пробами «эталонной» нефти пласта

ПК1, полученными с Русского и Северо-Комсомольского месторождений.

Экстракты из образцов с чистым нефтенасыщением идентифицируются по характерному для «эталонных» нефтей гауссовскому распределению на хроматограмме (см. **рис. 4**). В экстрактах присутствуют все фракции, типичные для нефтей пласта ПК1.

Экстракты, полученные из загрязненных РУО образцов керна без нефтенасыщения, содержат углеводородный ряд в узком диапазоне выкипания (254–392 °C). Характерный максимум массового содержания УВ приходится на группу C18 (**рис. 3**, Хроматография, обр. 2).

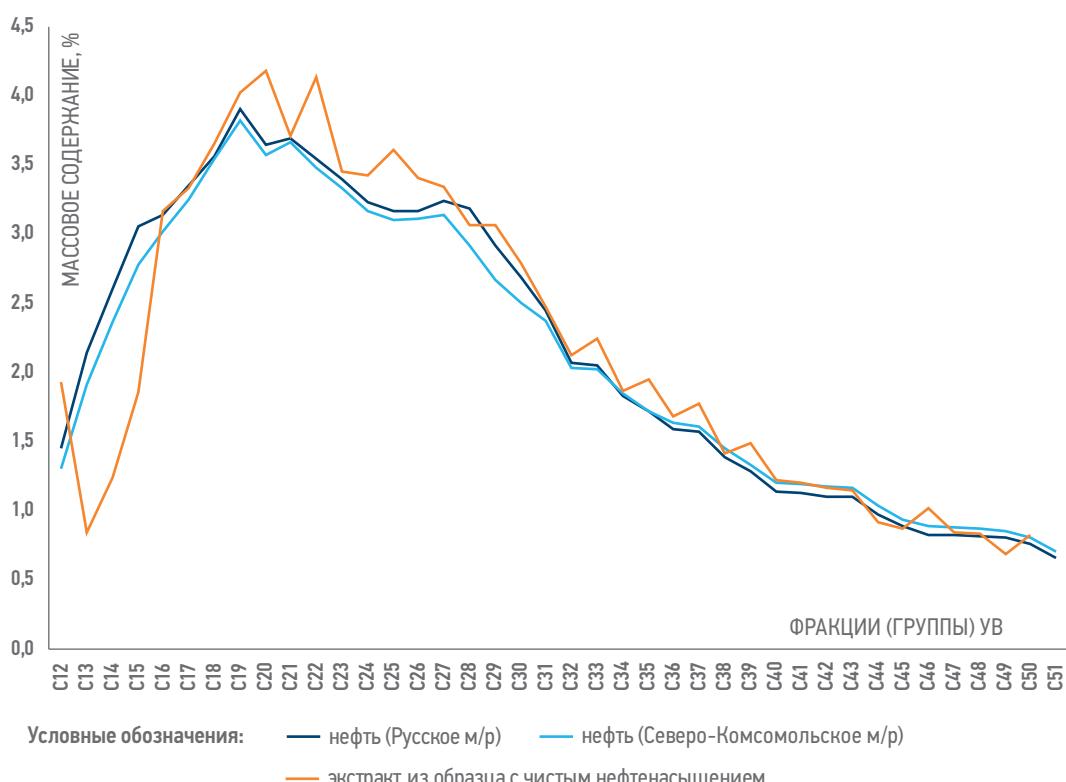


Рис. 4. Сравнение массового содержание фракции C12-C51 в экстрактах из нефтенасыщенного керна изучаемого месторождения и в «эталонных» нефтях пласта ПК1. Составлено авторами

Fig. 4. Comparison of the mass content of the C12-C51 fraction in extracts from oil-saturated core of the studied field and in the “reference” oils of PK1 formation. Prepared by the authors

Хроматограммы экстрактов из нефтенасыщенного керна с проникновением РУО характеризуются максимумом распределения фракционного состава на C_{20} - C_{24} , соответствующим легким УВ, входящим в состав РУО, а также областью высококипящих УВ, характерных для «эталонных» нефтей (рис. 3, Хроматография, обр. 1, 3).

Для оценки корректности определения пиролитического профиля нефтенасыщения в режиме «PAM-RE» было проведено сравнение пирамм нефти и нефтенасыщенного керна из соответствующего интервала по одной из скважин изучаемого месторождения. Было получено идентичное распределение УВ на пираммах, что говорит о едином пиролитическом профиле нефти и нефтенасыщенного керна и дает возможность определять состав и характеристики нефтяной оторочки по результатам пиролиза нефтенасыщенного керна.

Образцы 4 и 5 (рис. 3, Пиролиз) соответствуют «чистому» нефтенасыщению. Пиролитический профиль РУО отвечает УВ-распределению масла (рис. 5) и не содержит пика ARC, соответствующий смолисто-асфальтеновым веществам (САВ), входящим в состав нефтей (рис. 3, Пиролиз, обр. 2). Пиролитические профили нефтенасыщенных образцов из зон с проникновением РУО будут отличаться от образцов с «чистым» нефтенасыщением более высокими пиками Oil2 и Oil3 за счет вклада масляной составляющей РУО (рис. 3, Пиролиз, обр. 1, 3).

КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НЕФТЕНАСЫЩЕНИЯ В ЗОНАХ С ПРОНИКНОВЕНИЕМ РУО

Для расчета доли нефти (мг/г породы) в общем количестве УВ применялся инновационный подход, специально разработанный авторами для исследования керна с проникновением РУО методом пиролиза. На первом этапе по пиролитическому профилю «чистого» нефтенасыщения рассчитываются диагностические отношения площадей пиков, соответствующих легким УВ (Oil2) и тяжелым УВ (Oil3), к площади высокотемпературного пика ARC, который характерен только для нефти и отсутствует в профиле РУО. Далее в образцах, загрязненных РУО, определяется количество УВ, соответствующих пику ARC, и по полученным диагностическим отношениям для «чистого» нефтенасыщения рассчитывается количество УВ нефти, вносящих вклад в пики Oil2 и Oil3, которое суммарно с УВ пика ARC будет давать массовую долю нефти (C_n) в общем насыщении (рис. 6). По разнице между количеством УВ общего насыщения (C_{n+pyo}) и нефти рассчитывается доля РУО (C_{pyo}).

ОЦЕНКА ЗНАЧЕНИЙ ПЛОТНОСТИ НЕФТЯНОЙ ФАЗЫ В НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКЕ

Для перехода от массового содержания нефти в породе к объемному и доле порового пространства, занимаемого нефтью, необходимо знать плотность нефтяной фазы. Ввиду отсутствия кондиционных проб нефти в интервале нефтяной оторочки и невозможности

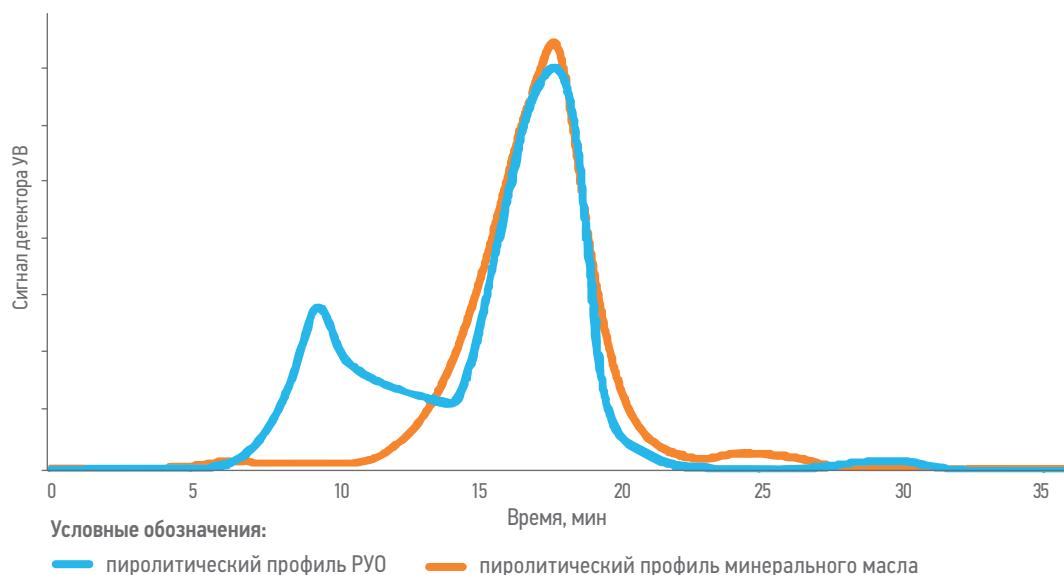


Рис. 5. Пираммы образца загрязненного РУО керна без нефтенасыщения и образца минерального масла.
Составлено авторами

Fig. 5. Pyrograms of a core sample contaminated with hydrocarbon-based drilling fluid without oil saturation and a mineral oil sample. Prepared by the authors

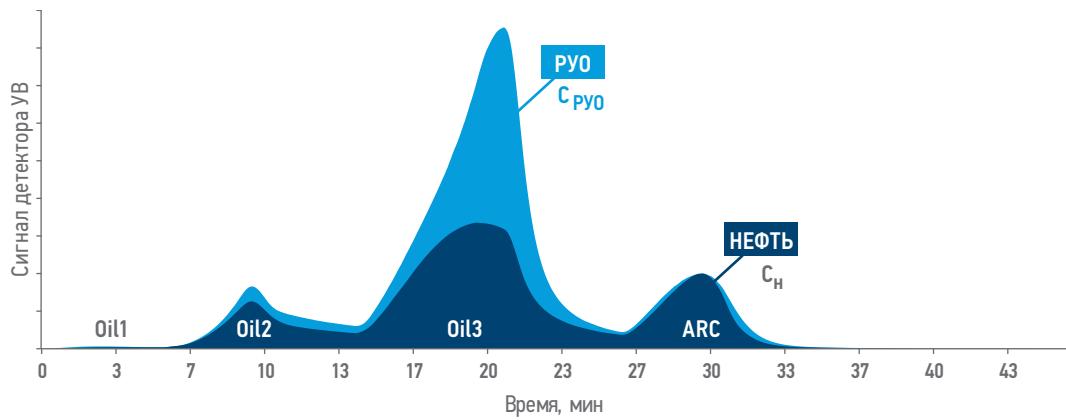


Рис. 6. Пирограммы нефтенасыщенных образцов керна: синим цветом — образец без РУО, голубым цветом — образец с проникновением РУО. Составлено авторами
Fig. 6. Pyrograms of oil-saturated core samples: dark blue — sample without hydrocarbon-based drilling fluid, light blue — sample with hydrocarbon-based drilling fluid penetration. Prepared by the authors

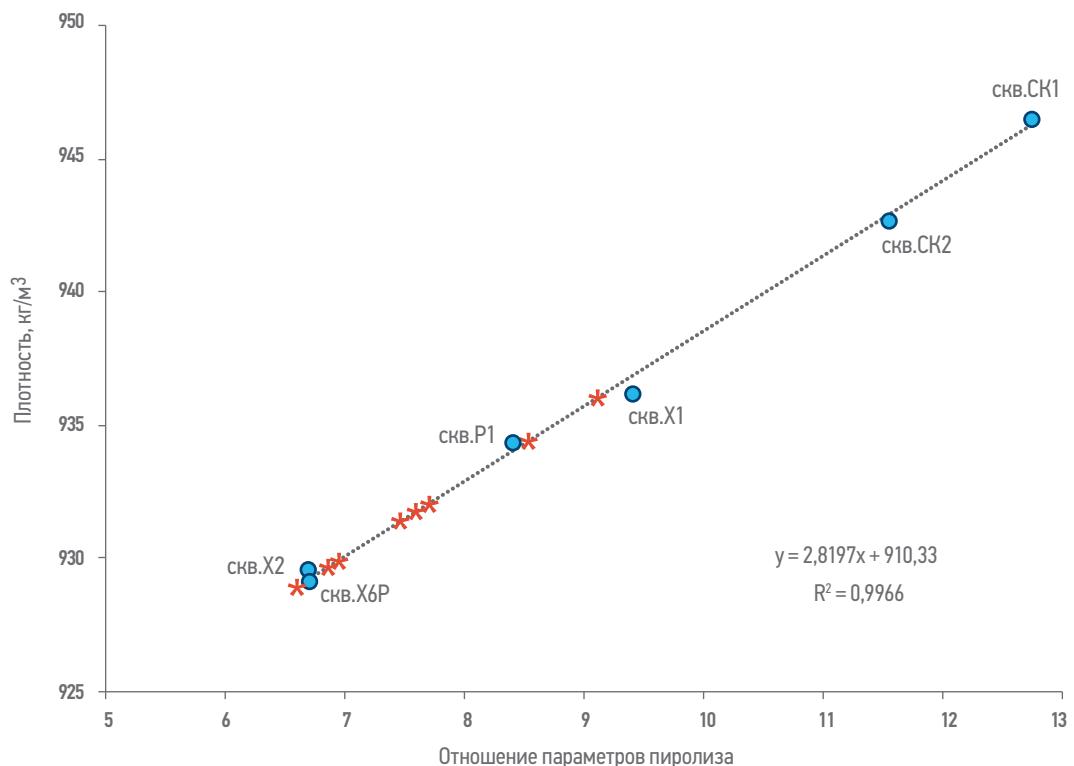


Рис. 7. Зависимость отношения значений пиролитических параметров от плотности нефти. Составлено авторами
Fig. 7. Dependence of the ratio of pyrolysis parameters on oil density. Prepared by the authors

измерения плотности нефти стандартным способом с помощью плотномера, оценку значений плотности нефтяной фазы в нефтяной оторочке проводили по образцам керна с «чистым» нефтенасыщением (без следов проникновения РУО) по установленной эмпирической зависимости отношения значений пиролитических параметров нефти от их плотности (**рис. 7**).

Для построения эмпирической зависимости использовали поверхностные пробы нефти из нефтенасыщенных сеноманских интервалов скважин изучаемого месторождения, а также месторождений

Русское и Северо-Комсомольское, с измеренными значениями плотности при 20 °C. Для исследования нефти методом пиролиза в тигель, заполненный прокаленным кварцевым песком, добавляли несколько капель нефти. Для каждого образца проводили по 3 параллельных измерения. Полученные пиролитические спектры нефти разной плотности использовались для построения зависимости параметров пиролиза от плотности при анализе образцов нефтенасыщенного керна. По полученной зависимости были рассчитаны значения плотности нефтяной фазы в образцах

нефтенасыщенного керна (рис. 7, красные звездочки).

Оценку правильности значений плотности нефтяной фазы в нефтяной оторочке пласта ПК₁, полученных на основании результатов пиролитического анализа образцов керна, проводили по контрольным образцам нефти и нефтенасыщенного керна из соответствующего интервала скв. Х6Р путем сравнения измеренного значения параметров пробы нефти и рассчитанного по данным пиролиза параметров нефтенасыщения по керну. Измеренное значение плотности нефти (принятое за «истинное») составило 929,1 кг/м³, рассчитанное по данным пиролиза керна — 929,0 кг/м³. Близость полученных значений демонстрирует корректность применения построенной градуировочной зависимости для оценки плотности нефтяной фазы в нефтяной оторочке.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ «ГРУППОВОГО» СОСТАВА НЕФТЯНОЙ ФАЗЫ В НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКЕ

Определение «группового» состава нефтяной фазы проводили для образцов с «чистым» нефтенасыщением (без следов проникновения РУО). Результаты определения «группового» состава и оценки значений плотности по результатам пиролиза керна представлены в табл. 3.

Нефтяная фаза, содержащаяся в образцах всех изученных скважин, имеет близкий состав, характерный для тяжелых вязких нефтей. Содержание легких нефтяных углеводородов (Oil1+Oil2) варьирует от 10,8 до 21,3%, тяжелых нефтяных углеводородов (Oil3) — от 52,7 до 62,3%, смолисто-асфальтеновых веществ (ARC) — от 26,0 до 26,9%. «Групповой» состав нефтяной фазы коррелирует с ее плотностью: чем меньше количество легких нефтяных углеводородов и больше тяжелых, тем выше плотность нефти. Содержание

Таблица 3. «Групповой» состав и плотность нефтяной фазы в нефтяной оторочке пласта ПК1. Составлено авторами
Table 3. “Group” composition and density of the oil phase in oil rim of PK1 formation. Prepared by the authors

Скважина	«Групповой» состав, %	Плотность, кг/м ³	Скважина	«Групповой» состав, %	Плотность, кг/м ³
X6H		929,9	X10H		931,4
X7H		935,9	X11H		931,3
X8H		929,7	X12H		932,4
X9H		931,4	X13H		934,3

■ Oil1 + Oil2 ■ Oil3 ■ ARC

смолисто-асфальтеновых веществ во всех нефтях примерно одинаковое и не связано со значениями плотности нефтей.

ОЦЕНКА ЗНАЧЕНИЙ КН

Оценку значений Кн (доля порового пространства, занятого нефтью, %) проводили по разрезу скважин в интервале нефтяной оторочки по результатам пиролиза керна (за вычетом вклада РУО) с применением полученных значений плотности нефтяной фазы и результатов фильтрационно-емкостных исследований (коэффициент пористости, минералогическая плотность) для перевода массового содержания нефти (Сн) в объемную

долю порового пространства, занятого нефтью (Кн).

Изменение содержания нефти по разрезу представлено на планшете на примере одной из скважин изучаемого месторождения (рис. 8).

Нижняя часть пласта ПК₁ — циклит ПК₁⁴, континентального генезиса, во всех изученных скважинах соответствует водонасыщенному коллектору, в некоторых скважинах захватывает нижнюю границу нефтяной оторочки. Средняя часть пласта — циклита ПК₁³–ПК₁², прибрежно-континентального генезиса, является преимущественно зоной нефтяной оторочки. Мощность нефтяной

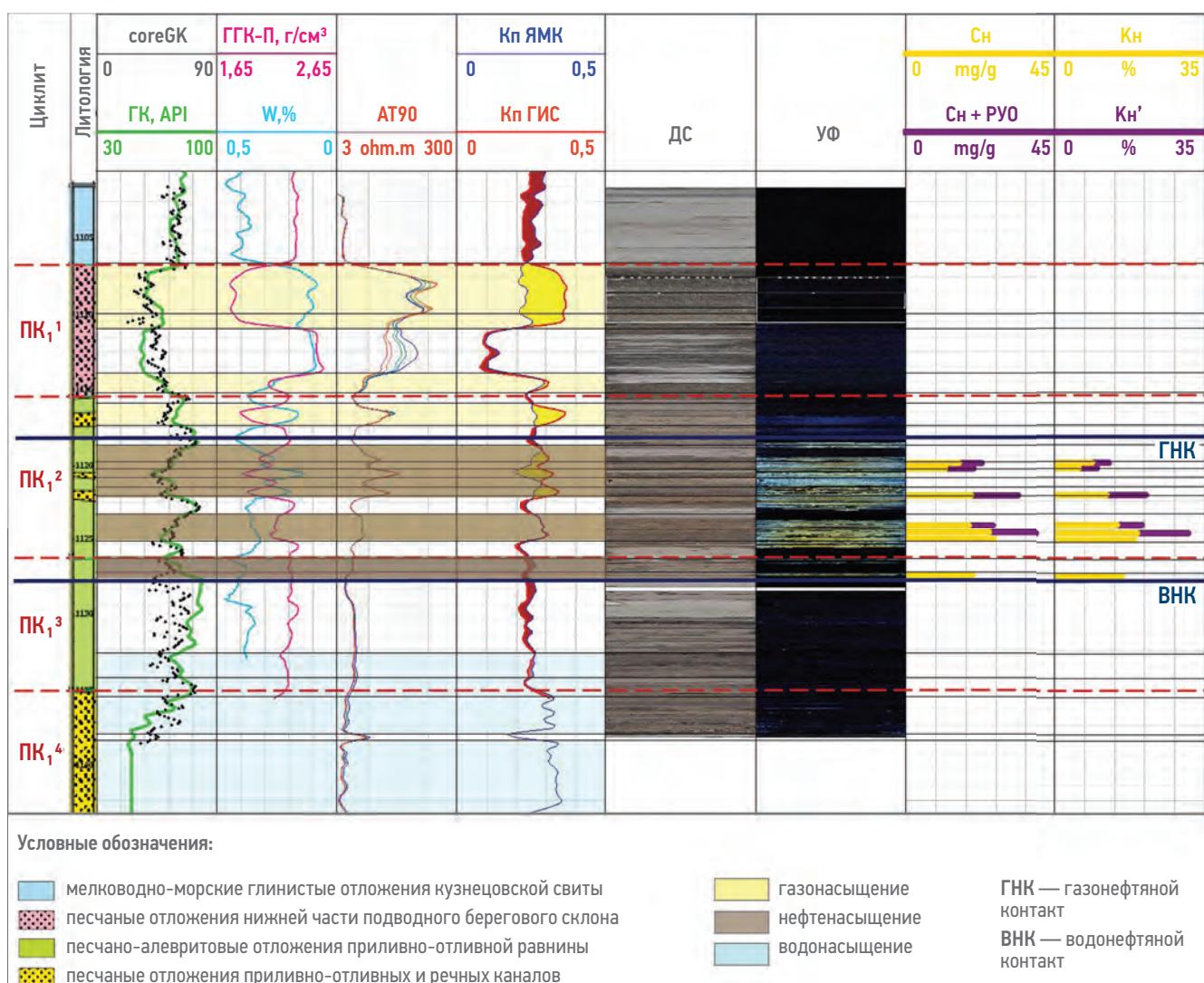


Рис. 8. Геологово-геофизический планшет скважины с нефтяной оторочкой в интервале пласта ПК1: coreGK — гамма-каротаж по керну; ГК — гамма-каротаж (ГИС); ГГК-П — плотностной гамма-гамма-каротаж (ГИС); W — влажность; AT90 — длинный зонд индукционный каротаж (ГИС); Кп ЯМК — пористость по ядерно-магнитному каротажу (ГИС); Кп ГИС — пористость по комплексу ГИС без ЯМК; ДС — фото керна в дневном свете; УФ — фото керна в ультрафиолетовом свете; Сн — массовое содержание нефти; Сн+РУО — суммарное массовое содержание нефти и РУО; Кн — доля порового пространства, занятого нефтью; Кн' — доля порового пространства, занятого суммарно нефтью и РУО. Составлено авторами

Fig. 8. Geological and geophysical sheet of the well with an oil rim in the interval of PK1 formation: coreGK — gamma ray logging from core; ГК — gamma ray logging (GIS); GGK-P — density gamma-gamma logging (GIS); W — humidity; AT90 — long sonde induction logging (GIS); Кп ЯМК — porosity according to nuclear magnetic logging (GIS); Кп ГИС — porosity according to the GIS complex without NML; DS — core photo in daylight; UV — core photo in ultraviolet light; Сн — mass content of oil; Сн+РУО — total mass content of oil and hydrocarbon-based drilling fluid; Кн — proportion of pore space occupied by oil; Кн' — proportion of pore space occupied by a total of oil and hydrocarbon-based drilling fluid. Prepared by the authors

оторочки разнится от скважины к скважине (от 8 до 26 м), но максимальные значения Кн для большинства скважин приходятся на циклита ПК₁³–ПК₁². С верхней части циклита ПК₁² начинается газонасыщенный коллектор. При исследовании керна доля порового пространства, которая была занята газом, фиксируется по проникновению РУО, на качественном уровне определяемому по голубому свечению керна в УФ, на количественном — по результатам пиролиза ($C_{РУО}$, мг УВ/г породы) и петрофизических исследований ($K_{РУО}$, %). Циклит ПК₁¹, прибрежно-морского генезиса, соответствует газонасыщенному коллектору, без следов проникновения РУО при исследовании керна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По результатам проведённых работ можно сделать следующие выводы:

- анализ исторического керна позволяет в полной мере идентифицировать ранее «пропущенные» нефтенасыщенные интервалы, влияющие на эффективность эксплуатации крупных газовых залежей;
- для оценки характеристик нефтяной оторочки на основе кернового материала необходимо комплексирование

результатов петрофизических и геохимических методов;

- применение пиролитического метода РАМ-РЕ (PAM) позволяет не только установить степень проникновения бурового раствора в керновый материал, но и с высокой достоверностью определить плотность залегающей нефти и ее «групповой» состав;
- уточнение коэффициента нефтенасыщенности изучаемых «нефтяных» интервалов по результатам проведенных исследований позволяет скорректировать параметры гидродинамических и петрофизических моделей и более корректно проводить учет влияния нефтяной оторочки на эффективность добычи газа.

Разработанный инновационный методический подход к оценке количества и свойств нефтяной фазы в нефтяной оторочке по результатам пиролитических исследований образцов керна с привлечением данных петрофизических исследований показал высокую эффективность и оперативность получения данных, рекомендуется для экспрессной оценки свойств УВ-фазы в интервале отбора керна при выполнении комплексных программ изучения керна из газонасыщенных пластов.

Список литературы

1. Лебзин Д.Е., Топорков В.Г. Современные технологии отбора и анализа керна // Каротажник. — 2008. — Т. 177. — № 12. — С. 137–162.
 2. Храмцова А.В., Топалова Т.Э., Снохин А.А., Шакиров Р.Р. Седиментологический и секвенс-стратиграфический анализ верхней части покурской свиты с целью оптимизации проекта разработки // Научный журнал Российской газового общества. — 2022. — Т. 33. — № 1. — С. 6–15.
 3. Буракова С.В., Изюменко Д.В., Минаков И.И., Истомин В.А., Кумейко Е.Л. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботубинской залежи Чаяндинского НГКМ) // Вести газовой науки. — 2013. — Т. 16. — № 5. — С. 124–133.
 4. Зыкин М.Я., Козлов В.А., Кузьмук Л.Г. О рациональной разведке газовых залежей с нефтяной оторочкой. На примере месторождений Бухаро-Хивинской газонефтесносной области // Геология нефти и газа. — 1972. — № 9.
 5. Саранча А.В., Саранча И.С., Митрофанов Д.А., Овездова С.М. Технологии добычи низконапорного сеноманского газа // Современные проблемы науки и образования. — 2015. — № 1-1. — С. 211.
 6. Ручин А.В., Орлов Л.И., Топорков В.Г., Фоменко В.Г. Изучение коллекторов по керну, отобранныму при бурении на растворах с нефтяной основой // Геология нефти и газа. — 1981. — № 11.
 7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под ред. Петерсилье В.М., Поросун В.И., Яценко Г.Т. — Москва — Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. — 130 с.
 8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. — Elsevier, 2015. — 831 p.
 9. Шарафутдинов Р.Ф., Самойлов А.С., Глазов Т.П. Подходы к формированию проектных решений разработки тонких нефтяных оторочек с применением моделирования // Моделирование нефтегазоносных бассейнов. Проблемы и перспективы: Сборник статей I Международной научно-практической конференции, Волгоград, 04–05 октября 2023 года. — Волгоград: Волгоградский государственный технический университет, 2024. — С. 181–185.
 10. Jarvie D.M., Maende A. Mexico's Tithonian Pimienta Shale: Potential for Unconventional Production // Unconventional Resources Technology Conference. — 2016. — Рп. 528–542.
 11. Мэндэ А., Велдон Д., Большаков М.Н., Захаров А.Д. Использование данных пиролиза, SEM, XRF и геофизических исследований скважин для анализа перспективности нефтеносности сланцевых отложений, на примере формации марцеллус (США) // Нефтяное хозяйство. — 2021. — № 1. — С. 28–31.
 12. Марков В.В., Вторушина Э.А., Заночев С.А. Идентификация присутствия следов бурового раствора в керне и шламе по форме пиролитических спектров // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2025. — № 4. — С. 35–38.
 13. Флоровская В.Н. Краткое руководство по люминесцентно-битуминологическому анализу. — Москва: Гостоптехиздат. — 1949. — 150 с.
- References**
1. Lebzin D.E., Toporkov V.G. State-of-the-art technologies for core recovery and analysis. *Karotazhnik*. 2008, vol. 177, no. 12, pp. 137–162. (In Russ.)
 2. Khramtsova A.V., Topalova T.E., Snokhin A.A., Shakirov R.R. Sedimentological and sequence-stratigraphic analysis of the upper part of the Pokur suite in order to optimize the development project. *Scientific journal of the Russian Gas Society*. 2022, vol. 33, no. 1, pp. 6–15. (In Russ.)

3. Burakova S.V., Izyumchenko D.V., Minakov I.I., Istomin V.A., Kumeiko E.L. Problems of development of thin oil rims of gas condensate deposits of Eastern Siberia (on the example of the Botuobinskaya deposit of the Chayandinskoye OGCF). *Gas Science News*. 2013, vol. 16, no. 5, pp. 124–133. (In Russ.)
4. Zykin M.Ya., Kozlov V.A., Kuzmuk L.G. On rational exploration of gas deposits with an oil rim. On the example of fields of the Bukhara-Khiva gas and oil bearing region. *Oil and gas geology*. 1972, no. 9. (In Russ.)
5. Sarancha A.V., Sarancha I.S., Mitrofanov D.A., Ovezova S.M. Technology of production of low-pressure Cenomanian gas. *Modern problems of science and education*. 2015, no. 1-1, p. 211. (In Russ.)
6. Ruchkin A.V., Orlov L.I., Toporkov V.G., Fomenko V.G. Study of reservoirs based on core samples taken during drilling with oil-based solutions. *Oil & gas geology*. 1981, no. 11. (In Russ.)
7. *Methodical recommendations for the calculation of geological reserves of oil and gas by the volumetric method*. Ed. Petersilie V.M., Poroskun V.I., Yatsenko G.G. Moscow, Tver: VNIGNI, "Tvergeofizika", 2003. 130 p. (In Russ.)
8. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core analysis: a best practice guide*. Elsevier, 2015. 831 p.
9. Sharafutdinov R.F., Samoilov A.S., Glazov T.P. Approaches to the formation of design solutions for the development of thin oil rims using modeling. *Modeling of oil and gas basins. Problems and prospects: Collection of articles of the I International Scientific and Practical Conference*. Volgograd: Volgograd State Technical University, 2024; 181–185. (In Russ.)
10. Jarvie D.M., Maende A. Mexico's Tithonian Pimienta Shale: Potential for Unconventional Production. *Unconventional Resources Technology Conference*. 2016. 528–542 p.
11. Maende A., Weldon D., Bolshakov M.N., Zakharov A.D. Using pyrolysis, SEM, XRF and well logging data to analyze the oil potential of shale deposits, using the Marcellus formation (USA) as an example. *Oil industry*. 2021, no. 1, pp. 28–31. (In Russ.)
12. Markov V.V., Vtorushina E.A., Zanochuev S.A. Identification of drilling mud traces in core and cuttings by the shape of pyrolysis curves. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*. 2025, no. 4, pp. 35–38. (In Russ.)
13. Florovskaya V.N. *Brief guide to luminescent-bitumen analysis*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1949. 150 p. (In Russ.)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

З.А. Вторушина — планирование эксперимента, разработка методического подхода, интерпретация экспериментальных данных, оформление графического материала, написание и редактирование текста статьи.

Я.И. Гильманов — планирование эксперимента, интерпретация экспериментальных данных, написание и редактирование текста статьи.

С.А. Заночуев — интерпретация экспериментальных данных, написание и редактирование текста статьи.

В.В. Марков — проведение пиролитических исследований, обработка результатов исследований.

А.Г. Потапов — проведение петрофизических исследований, обработка результатов.

О.В. Михайленко — проведение экстракции и ЛБА, получение вытяжек, обработка результатов.

Е.В. Максимов — общее руководство работами, согласование окончательного варианта статьи.

Н.А. Сеначин — постановка задачи, редактирование текста статьи.

Ella A. Vtorushina — planning the experiment, developing a methodological approach, interpreting experimental data, designing graphic material, writing and editing the text of the article.

Yan I. Gilmanov — planning the experiment, interpreting experimental data, writing and editing the text of the article.

Sergey A. Zanochuev — interpretation of experimental data, writing and editing the text of the article.

Vitaliy V. Markov — conducting pyrolysis studies, results processing.

Artem G. Potapov — conducting petrophysics studies, results processing.

Olga V. Mikhaylenko — conducting extraction and luminescence-bituminological analysis, results processing.

Evgeniy V. Maksimov — general supervision of research, approval of the final version of the article.

Nikita A. Senachin — problem statement, editing the text of the article.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Элла Александровна Вторушина* — кандидат химических наук, эксперт, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» 625000, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42. e-mail: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru Тел.: +7 (922) 432-52-16; +7 (3452) 529090, доб. 6244

Ян Ирекович Гильманов — кандидат геолого-минералогических наук, эксперт по петрофизике, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Ella A. Vtorushina* — Cand. Sci. (Chem.), Expert, RN-Geology Research Development 42, Maksim Gorky str., 625000, Tyumen, Russia. e-mail: EA_Vtorushina@rn-gir.rosneft.ru Tel.: +7 (922) 432-52-16; +7 (3452) 529090, ext. 6244.

Yan I. Gilmanov — Cand. Sci. (Geol.-Mineral.), Expert in Petrophysics, RN-Geology Research Development

Сергей Анатольевич Заночуев — начальник отдела исследований свойств пластовых флюидов, кандидат технических наук, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Виталий Владимирович Марков — главный специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Артем Геннадьевич Потапов — заведующий лабораторией стандартных петрофизических исследований, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Ольга Владимировна Михайленко — главный специалист лаборатории стандартных петрофизических исследований, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Евгений Вениаминович Максимов — начальник управления геологии и лицензирования, ООО «Харампурнефтегаз»

Никита Аркадьевич Сеначин — начальник отдела ресурсной базы лицензирования и недропользования, ООО «Харампурнефтегаз»

Sergey A. Zanochuev — Head of the Division of Reservoir Fluid Properties Research, PhD in Technical Sciences, RN-Geology Research Development

Vitaliy V. Markov — Senior Specialist of the Laboratory for Physical and Chemical Research, RN-Geology Research Development

Artem G. Potapov — Head of the Laboratory for Standard Petrophysical Research, RN-Geology Research Development

Olga V. Mikhaylenko — Senior Specialist of the Laboratory for Standard Petrophysical Research, RN-Geology Research Development

Evgeniy V. Maksimov — Head of the Department for Geology and Licensing, Kharampurneftegaz

Nikita A. Senachin — Head of the Division of Resource Base for Licensing and Subsoil Use, Kharampurneftegaz

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



РАННЯЯ ДИАГНОСТИКА КОНУСООБРАЗОВАНИЯ НА ВОДОПЛАВАЮЩИХ ЗАЛЕЖАХ С ВЫСОКОВЯЗКИМИ НЕФТЬЯМИ С ПОМОЩЬЮ МОНИТОРИНГА СКИН-ФАКТОРА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Кричевский В.М.¹, Каешков И.С.^{2,*}, Гайнутдинова Л.И.²

¹000 «Софайл», РФ, Москва

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Конусообразование является ведущим осложнением на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями. Оно происходит вследствие более высокой подвижности подошвенной воды относительно нефти. Преждевременное обводнение скважин ведет к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН) и экономических показателей разработки месторождения. В таких условиях для предупреждения или замедления конусообразования необходима методика, позволяющая контролировать текущее положение водо-нефтяного контакта (ВНК).

Цель. Основной целью настоящей работы является разработка новой методики контроля конусообразования на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями, что впоследствии необходимо для подбора оптимального режима горизонтальных скважин. В качестве диагностического признака предлагается скин-фактор: он снижается при подъеме конуса воды к горизонтальной скважине.

Материалы и методы. Исследование проводилось на основе трехфазной гидродинамической модели (ГДМ). На первом этапе варьировалось положение горизонтальной скважины (ГС) относительно ВНК: 1, 3, 5, 7 и 9 м до ВНК. Для каждого случая были получены кривые восстановления давления (КВД), интерпретация которых в специализированном ПО позволила определить скин-фактор. Далее был проанализирован характер его изменения в зависимости от режима работы скважины. Дополнительно выполнен анализ чувствительности к изменениям граничных условий, фильтрационно-емкостных свойств пласта и его геологического строения (наличие пропластков, газовой шапки).

Результаты. Во всех выполненных расчетах гипотеза «штуцирования» нефтенасыщенной толщиной притока жидкости в скважину подтверждается. Установлена прямая зависимость скин-фактора от расстояния до ВНК и обратная от текущей обводненности (высоты конуса воды). Показано, что методика применима в широком диапазоне геолого-физических условий, за исключением случаев наличия непроницаемого пропластка, экранирующего приток воды к скважине.

Заключение. Предложенная методика на основе мониторинга скин-фактора является эффективным инструментом для диагностики конусообразования и может быть использована для оптимизации разработки залежей высоковязких нефтей. Конкретные параметры методики контроля, такие как способ и периодичность определения скин-фактора, а также непосредственные граничные значения необходимо устанавливать индивидуально для объектов с учетом их особенностей.

Ключевые слова: скин-фактор, оптимальный режим скважины, ГДИС, горизонтальная скважина, высоковязкие нефти, водоплавающая залежь, гравитационный эффект

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кричевский В.М., Каешков И.С., Гайнутдинова Л.И. Ранняя диагностика конусообразования на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями с помощью мониторинга скин-фактора горизонтальных скважин. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):66–76. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-66-76>

Статья поступила в редакцию 07.08.2025

Принята к публикации 03.09.2025

Опубликована 26.12.2025

EARLY DIAGNOSING OF WATER CONING ON BOTTOM WATER-DRIVE HIGH-VISCOSITY FIELDS
BY MEANS OF MONITORING SKIN OF HORIZONTAL WELLS

Vladimir M. Krichevsky¹, Ilja S. Kaeshkov^{2,*}, Landysh I. Gainutdinova²

¹Sofoil LLC, RF, Moscow

²Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. Well coning is a top complication for reservoirs with high-viscosity oil and bottom water. The main reason is the higher mobility of bottom water relative to oil. Premature well watering leads to a decrease in oil recovery factors (ORF) and the economical efficiency of field development. Under these conditions, preventing or slowing well coning requires a method that allows monitoring the current position of the OWC.

Aim. The main objective of this study is to develop a new method for monitoring water coning in high-viscosity oil reservoirs. This is necessary for selecting the optimal operating mode for horizontal wells. The skin factor is proposed as a diagnostic indicator: it decreases as the water cone rises toward the horizontal well.

Materials and methods. The study was conducted using a three-phase dynamic model with. At the first stage, the position of the horizontal well relative to the oil-water contact (OWC) was varied: 1, 3, 5, 7, and 9 meters above the OWC. For each case, pressure buildup curves were obtained, and their interpretation in specialized software enabled the determination of the skin factor. Next, the nature of the change in the skin factor depending on the well operating mode was analyzed. Additionally, a sensitivity analysis was performed, assessing the impact of changes in boundary conditions, petrophysical properties and geological structure (presence of shale breaks and a gas cap).

Results. All the calculations agree with the idea of «choking» the liquid inflow by the oil rim. Skin depends directly on the distance to the OWC, and inversely — on the current water-cut (water cone height). It was demonstrated that the methodology is applicable across a wide range of geological and physical conditions, except for cases involving shale breaks that screens water inflow to the well.

Conclusions. The proposed methodology, based on skin factor monitoring, is an effective methodology for diagnosing coning and can be used to optimize the development of heavy oil reservoirs. Specific parameters of the monitoring technique, such as the method and frequency of skin factor determination and limit values, must be established individually for each formation, taking into account its specific characteristics.

Keywords: skin factor, well optimal operating mode, well test analysis, horizontal well, heavy oil, oil rim, gravity segregation

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Krichevsky V.M., Kaeshkov I.S., Gainutdinova L.I. Early diagnosing of water coning on bottom water-drive high-viscosity fields by means of monitoring skin of horizontal wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):66–76. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-66-76>

Manuscript received 07.08.2025

Accepted 03.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Конусообразование является ведущим осложнением на водоплавающих залежах с высоковязкими нефтями. Оно происходит вследствие более высокой подвижности подшвейной воды относительно нефти. Преждевременное обводнение скважин ведет к снижению коэффициента извлечения нефти (КИН) и экономических показателей разработки месторождения. В таких условиях для предупреждения или замедления конусообразования необходима методика, позволяющая контролировать текущее положение водо-нефтяного контакта (ВНК) [1, 2]. Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) прочно зарекомендовали себя в качестве одного из наиболее эффективных направлений промыслового-геофизического контроля разработки нефтяных и газовых месторождений [3].

При интерпретации повторных гидродинамических исследований (рис. 1) горизонтальных скважин крупного месторождения вязкой нефти замечено, что значение интегрального скин-фактора существенно снижается при формировании устойчивого конуса воды [4]. В сочетании с довольно высокими для горизонтальных скважин (ГС) начальными значениями интегрального

скин-фактора этот факт можно интерпретировать в виде следующей гипотезы: в контактных залежах вязкой нефти одной из составляющих интегрального скин-фактора является контраст между вязкостью нефти и воды, поскольку распределение давления происходит по всей толщине, а проводка скважины выполнена в нефтенасыщенной части разреза.

ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕЖДЕВРЕМЕННОГО ОБВОДНЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ЭКСПЛУАТАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ВОДОПЛАВАЮЩИХ ЗАЛЕЖАХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ ПРЕДЛОЖЕНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ ИНТЕГРАЛЬНЫЙ СКИН-ФАКТОР КАК ИНДИКАТОР ПОДЪЕМА ВОДЫ.

Сам по себе этот факт заставляет пересмотреть многие подходы к анализу ГДИС и применению их результатов, однако в данной статье авторы хотят рассмотреть возможность использования скин-фактора как диагностического признака подъема воды к ГС, чтобы впоследствии использовать его значение при подборе оптимального режима скважины.

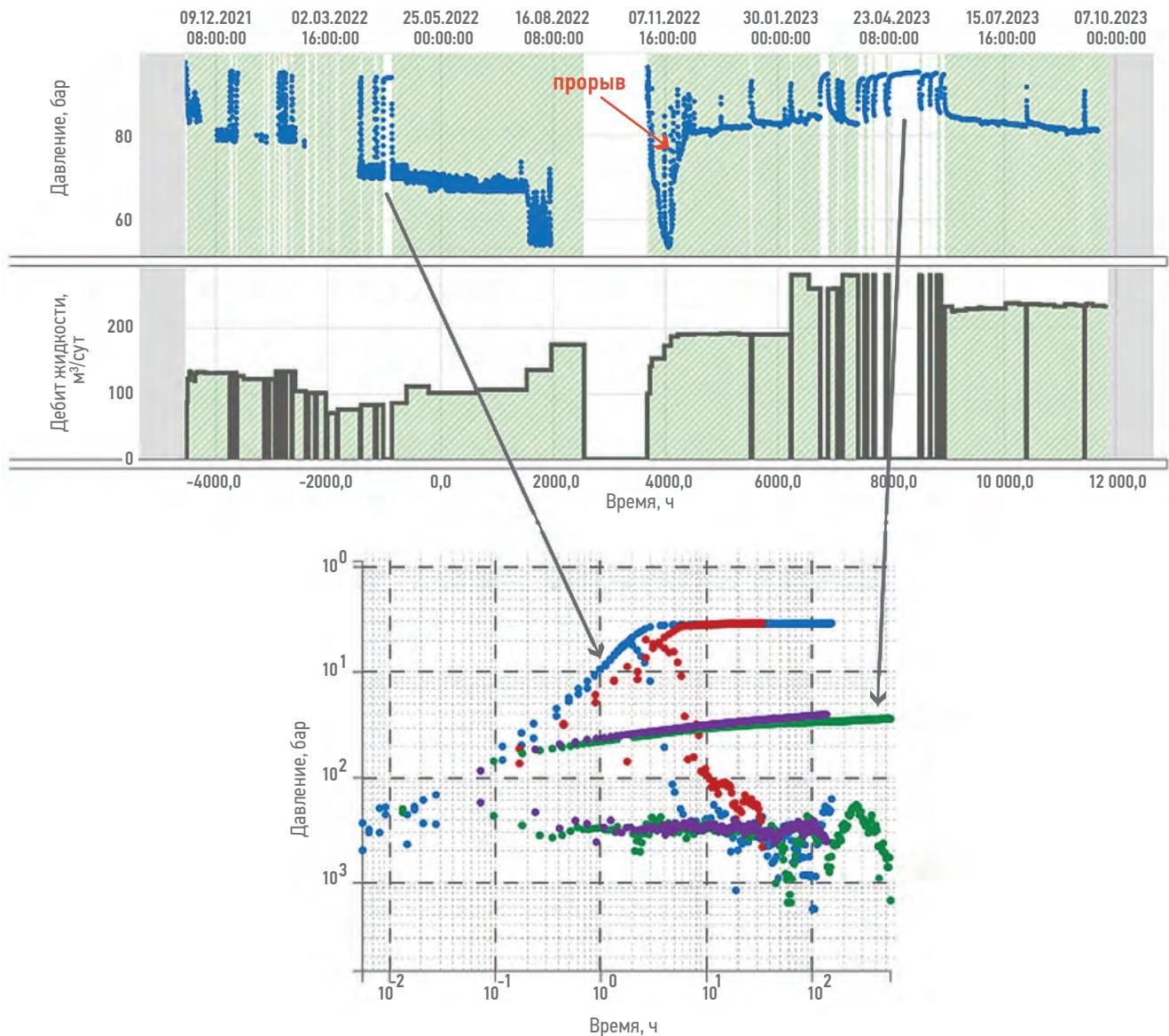


Рис. 1. Пример ГДИС с эффектом снижения скрин-фактора при формировании устойчивого конуса воды. Составлено авторами
Fig. 1. An example of well testing with the effect of reducing the skin factor during the formation of a stable water cone. Compiled by the authors

ОПИСАНИЕ РАБОТЫ

Работа выполнена на примере крупного газоконденсатного месторождения, расположенного в Ямalo-Ненецком автономном округе. Объектом исследования является газонефтяная залежь в терригенных отложениях сеноманского яруса (пласт ПК₁ покурской свиты). Залежь пласта ПК₁ массивная сводовая, водоплавающая, осложненная малоамплитудными тектоническими нарушениями. По результатам комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) средневзвешенная эффективная газонасыщенная толщина составляет 13 м, средневзвешенная эффективная нефтенасыщенная толщина — 5 м, эффективная водонасыщенная толщина в среднем составляет 74 м. По данным исследования керна

Таблица 1. Свойства нефти. Составлено авторами
Table 1. Oil properties. Compiled by the authors

Параметр	Значение
Начальное пластовое давление, бар	114
Начальная пластовая температура, °C	26
Давление насыщения, бар	114
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	871
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	36,26
Газосодержание, м ³ /т	43,4
Объемный коэффициент нефти	1,106

при средней пористости 30% проницаемость варьирует от 50 до 1000 мД. Относительные фазовые проницаемости (ОФП) по данным специального анализа керна описываются функцией Corey, степень функции также варьирует в широком диапазоне: по нефти от 1,5 до 4, по воде от 2 до 5. Основные свойства нефти представлены в **табл. 1**.

Для проверки гипотезы создана трехфазная гидродинамическая модель (ГДМ), где регулировалось положение ГС относительно ВНК (**рис. 2**): 1, 3, 5, 7 и 9 м до ВНК. Моделирование проводилось с локальным измельчением сетки. Параметры синтетической ГДМ представлены в **табл. 2**, свойства нефти в ГДМ соответствуют **табл. 1**. Горизонтальные скважины запускались в добывчу на 1 год, далее останавливались (**рис. 4**). На графике зеленые точки — это давление при расстоянии от ВНК до ствола 9 м, черные точки — 1 м. Видно, что продуктивность тем выше, чем меньше расстояние до ВНК. Диагностический график кривой восстановления давления (КВД) показан на **рис. 5**. Результаты показывают прямую зависимость скин-фактора от расстояния до ВНК.

Следующим шагом была оценка характера изменения скин-фактора при изменении режима. Для данного теста абсолютная проницаемость была увеличена до 1300 мД. Скважина располагалась на 5 м выше ВНК. ГС запускалась на 15 дней с дебитами жидкости 50, 100, 200, 300 м³/сут, при этом запуски сменялись аналогичными остановками (**рис. 6**). На верхнем графике **рис. 6** видно, что имеет место влияние гравитационных сил: после продолжительной остановки скважина запускается без воды. На диагностическом графике (**рис. 7**) по-прежнему видно, что динамика скин-фактора зависит от текущей обводненности (высоты конуса). Таким образом, скин-фактор может быть использован как диагностический признак подъема воды к ГС.

Для понимания области применения данной методики выполнен анализ чувствительности, в ходе которого варьировались граничные условия, пористость, абсолютная проницаемость, ОФП, наличие непроницаемого пропластка, наличие газовой шапки (ГШ), нефтенасыщенная толщина (**рис. 8**). Почти во всех вариантах видно, что есть влияние гравитационных сил: после продолжительной остановки обводненность снижается, а в некоторых расчетах становится близкой к нулю. В ходе анализа результатов расчета выявлено, что такие переменные как пористость, нефтенасыщенная толщина,

Таблица 2. Параметры ГДМ. Составлено авторами
Table 2. Model parameters. Compiled by the authors

Параметр	Значение
Кол-во ячеек	50*50*84
Размер ячеек, м	50*50*1
Локальное измельчение сетки LGR	10*11*3
Пористость	0,3
Проницаемость	300
ОФП: степень ф-и Corey для воды и нефти	2
Газонасыщенная толщина, м	0
Нефтенасыщенная толщина, м	10
Водонасыщенная толщина, м	74
Длина ГС, м	200

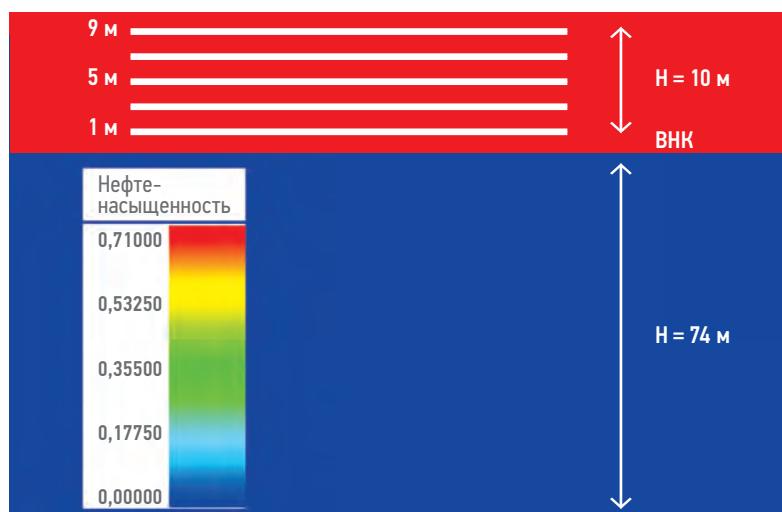


Рис. 2. Схематический профиль вдоль ГС (насыщенность нефтью на начало расчета). Составлено авторами
Fig. 2. Cross-section along the well (oil saturation at the beginning of the calculation). Compiled by the authors

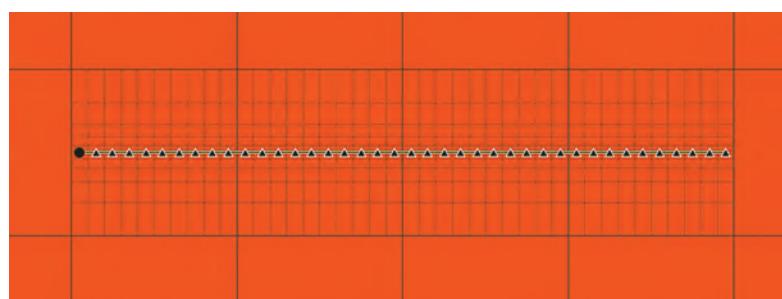


Рис. 3. Локальное измельчение сетки. Составлено авторами
Fig. 3. Local grid refinement (LGR). Compiled by the authors

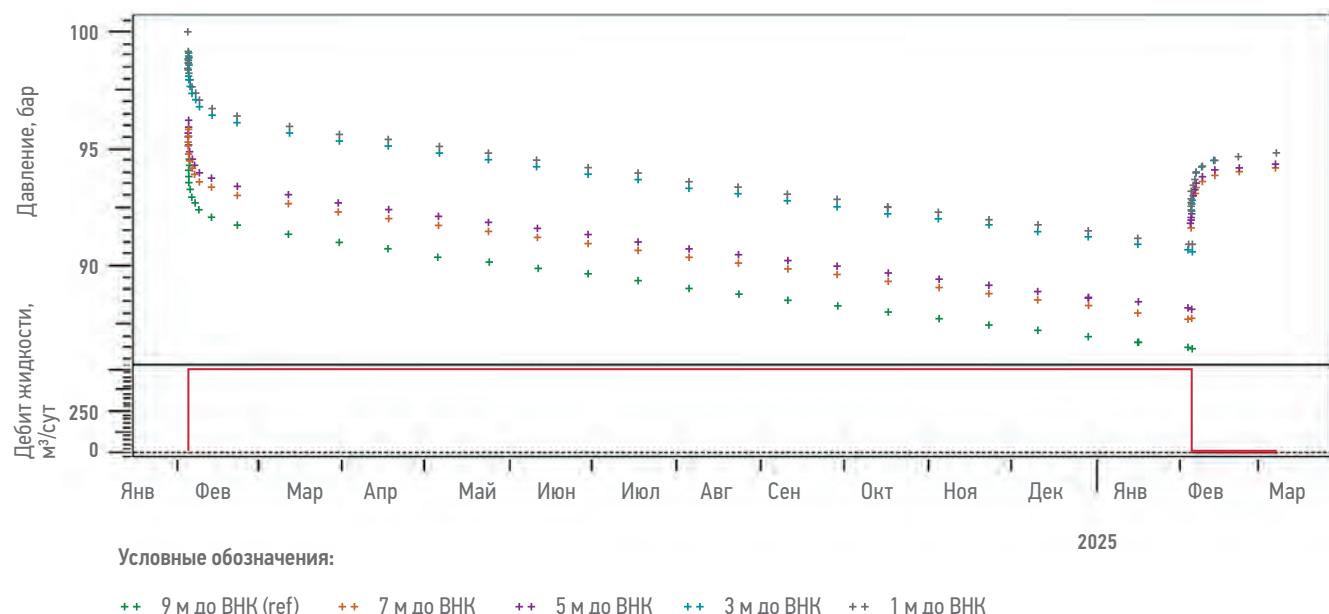


Рис. 4. Сопоставление забойного давления ГС при разном расстоянии до ВНК. Составлено авторами
Fig. 4. Comparison of bottomhole pressure at different distances from the OWC. Compiled by the authors

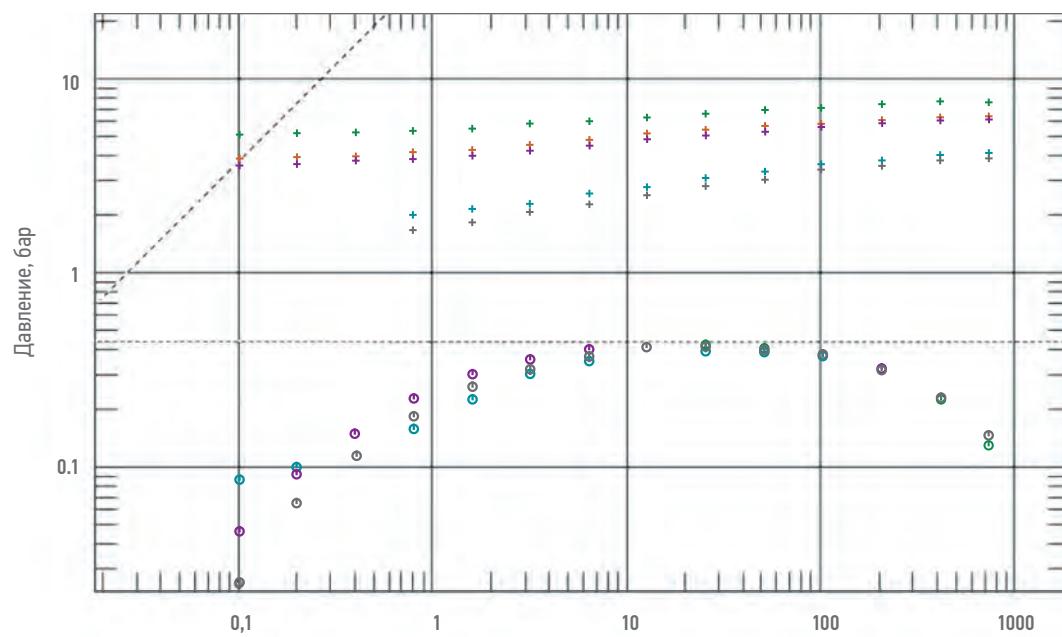


Рис. 5. Диагностический график. Составлено авторами
Fig. 5. Diagnostic chart. Compiled by the authors

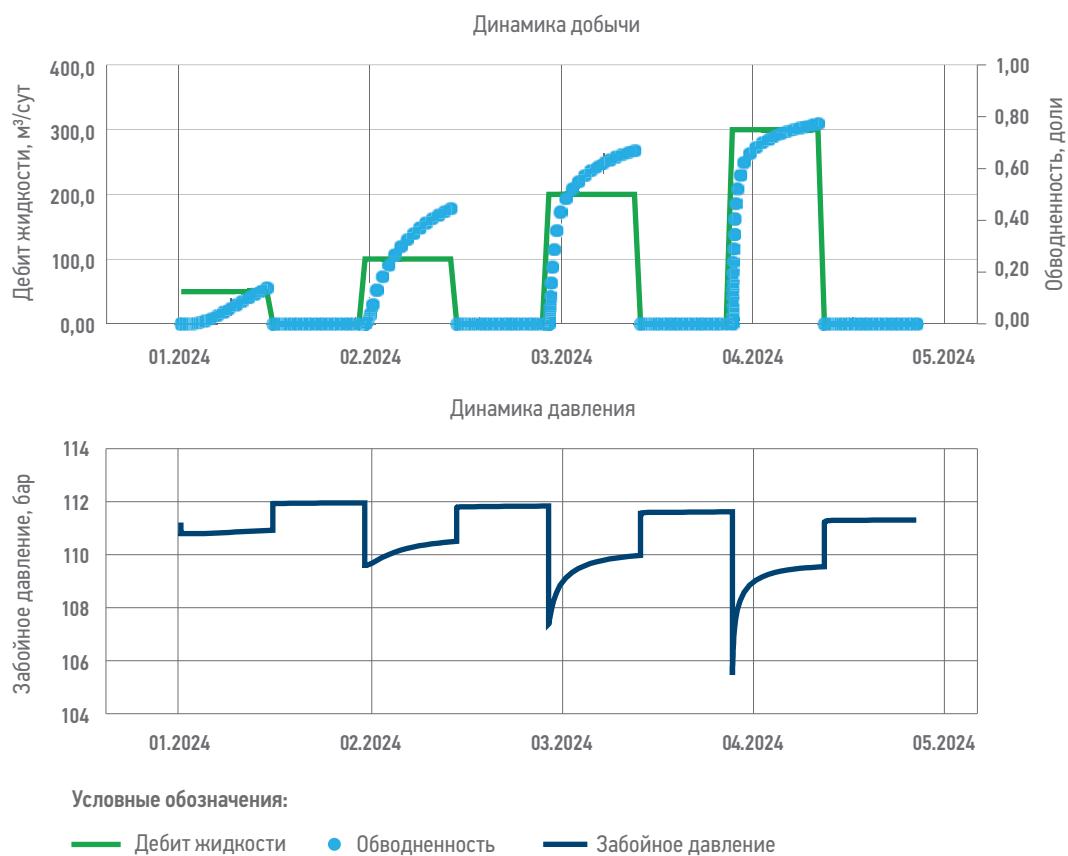


Рис. 6. Динамика добычи жидкости и забойного давления. Составлено авторами
Fig. 6. Fluid production and bottomhole pressure performance. Compiled by the authors

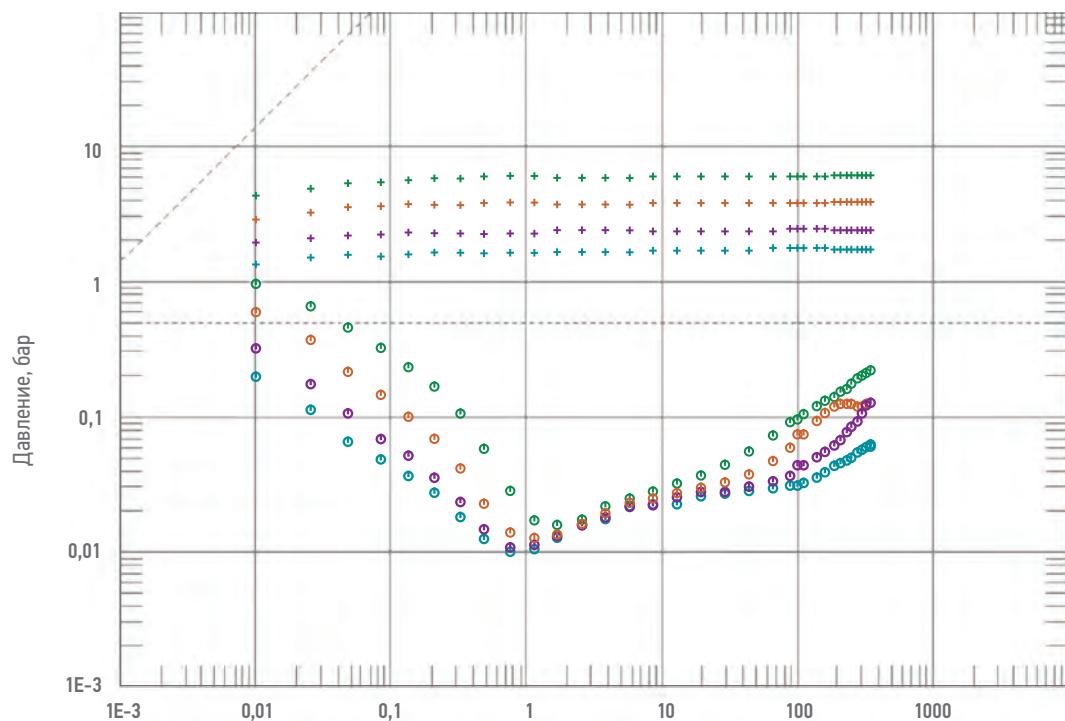


Рис. 7. Диагностический график. Составлено авторами
Fig. 7. Diagnostic chart. Compiled by the authors

№	Проницаемость, мД	ОФП	ННТ, м	Пористость, дед.	Сжимаемость 1/бар	Аквифер (Множ. Упор на границе)	Газовая шапка	Непрониц. пропласток
1	100	ОФП, настроенная на историю из полномасштабной ГДМ	10	0,2	$5 \cdot 10^{-5}$	есть	нет	нет
2	450							
3	1000							
4	1500							
5	3000							
6	100	“Линейные” ОФП						
7	450							
8	1000							
9	1500							
10	3000							
11	1000		20					
12			10	0,3				
13				0,2	$27 \cdot 10^{-5}$			
14					$5 \cdot 10^{-5}$	нет		
15						есть	есть	
16							нет	0,5L
17								1L
18								0,75L
19								0,88L

Рис. 8. Анализ чувствительности. Составлено авторами
Fig. 8. Sensitivity analysis. Compiled by the authors

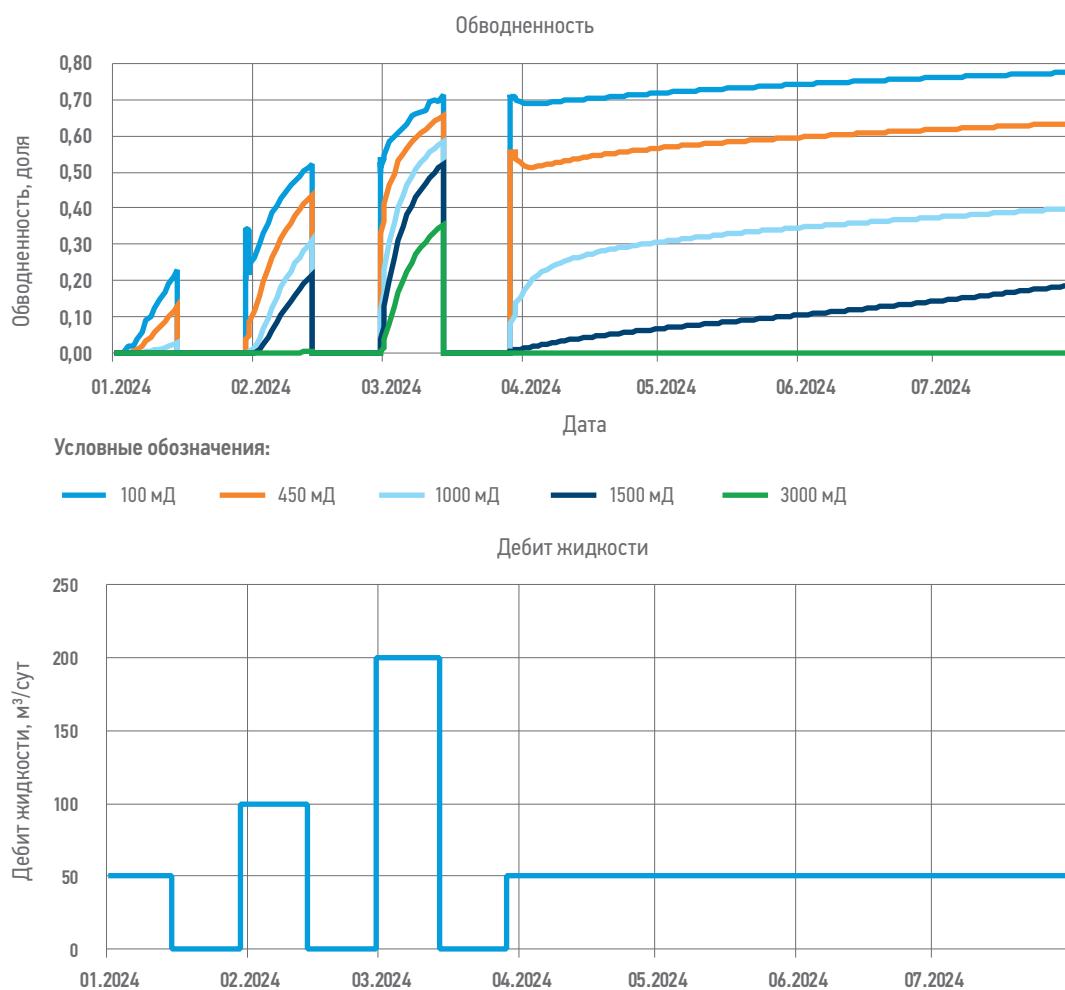


Рис. 9. Динамика добычи жидкости и обводненности при разных проницаемостях. Составлено авторами
Fig. 9. Fluid production and water cut performance. Compiled by the authors

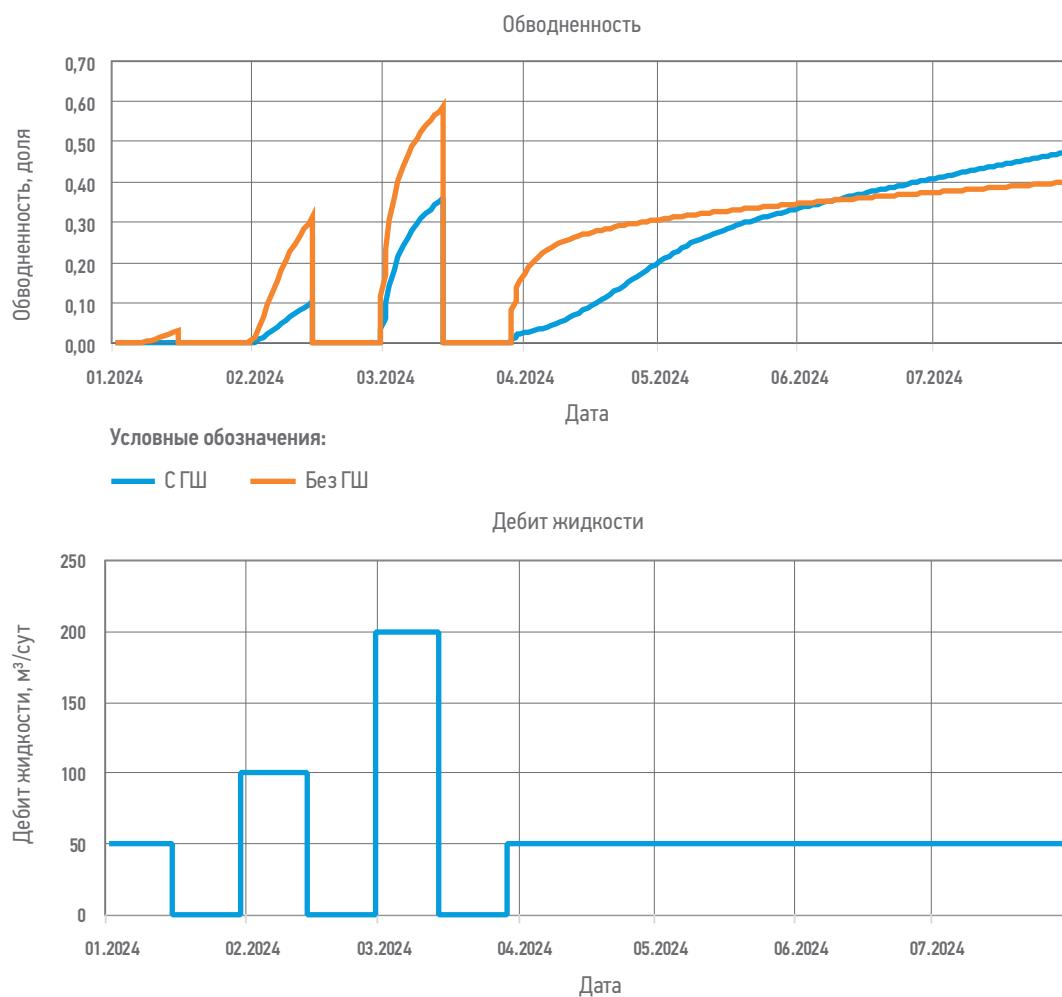


Рис. 10. Динамика добычи жидкости и обводненности (с ГШ и без ГШ). Составлено авторами
Fig. 10. Fluid production and water cut performance (with and without gas cap). Compiled by the authors

сжимаемость, аквифер, не оказывают существенного влияния на возможность применения методики.

На более высоких проницаемостях гравитационный эффект проявляется ярче.

На **рис. 9** показано сравнение обводненностей ГС на разных режимах (50, 100, 200, 50 м³/сут) при разных абсолютных проницаемостях. При 100 мД обводненность почти не зависит от дебита жидкости, а при проницаемости 450 мД и выше наблюдается четкая зависимость обводненности от дебита жидкости.

Также выполнен анализ чувствительности к наличию ГШ. Для этого в ГДМ создана ГШ толщиной 13 м. ГС также запускалась на четырех режимах (50, 100, 200, 50 м³/сут). Сопоставление динамики добычи

жидкости и обводненности приведено на **рис. 10**. Обводненность в ГДМ с ГШ нарастает медленнее, чем в ГДМ без ГШ, тем не менее также наблюдается зависимость обводненности от дебита жидкости.

Наличие непроницаемого пропластика ниже ГС (**рис. 11**) существенно влияет на динамику обводненности и может изменить картину «гравитационного эффекта». На **рис. 12** показаны несколько вариантов расчета ГДМ с различной длиной перекрытия по латерали ГС. По графику можно сделать вывод, что чем больше перекрытие ГС, тем меньше наблюдается зависимость обводненности от дебита жидкости. Таким образом, наличие непроницаемого пропластика в некоторых случаях может стать помехой для применения данной методики.

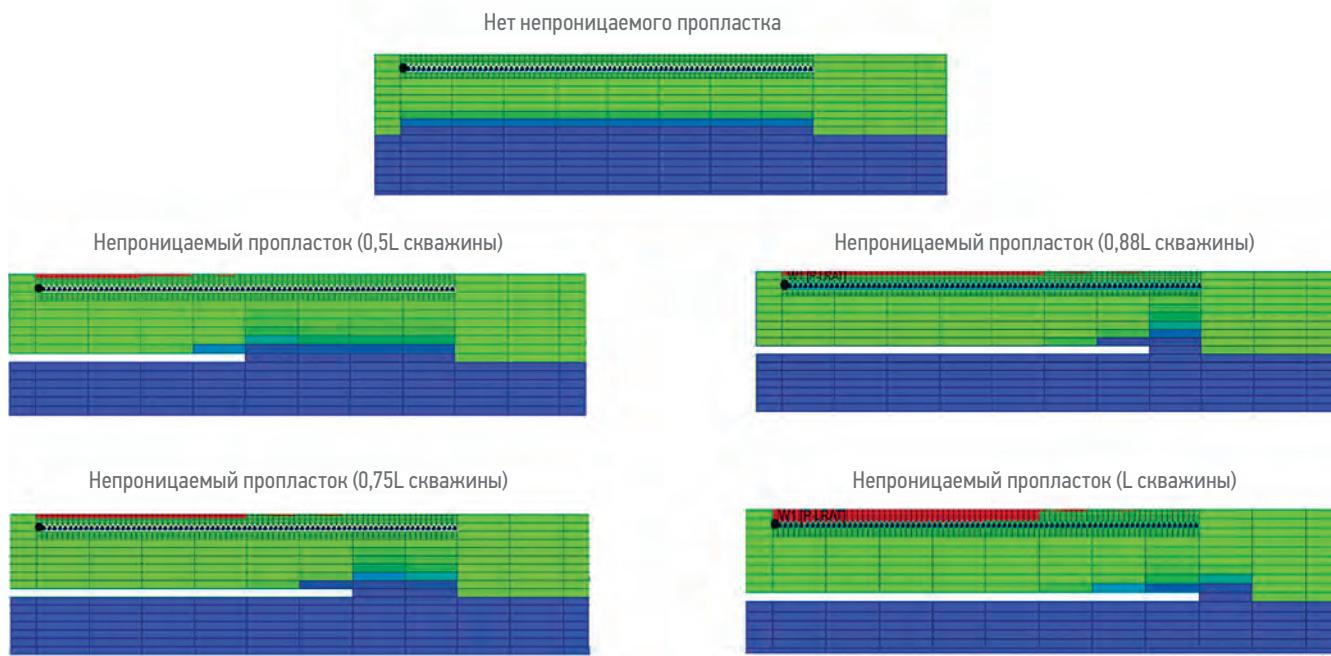


Рис. 11. Варианты распространения непроницаемого пропластика. Составлено авторами
Fig. 11. Configuration impermeable barriers. Compiled by the authors

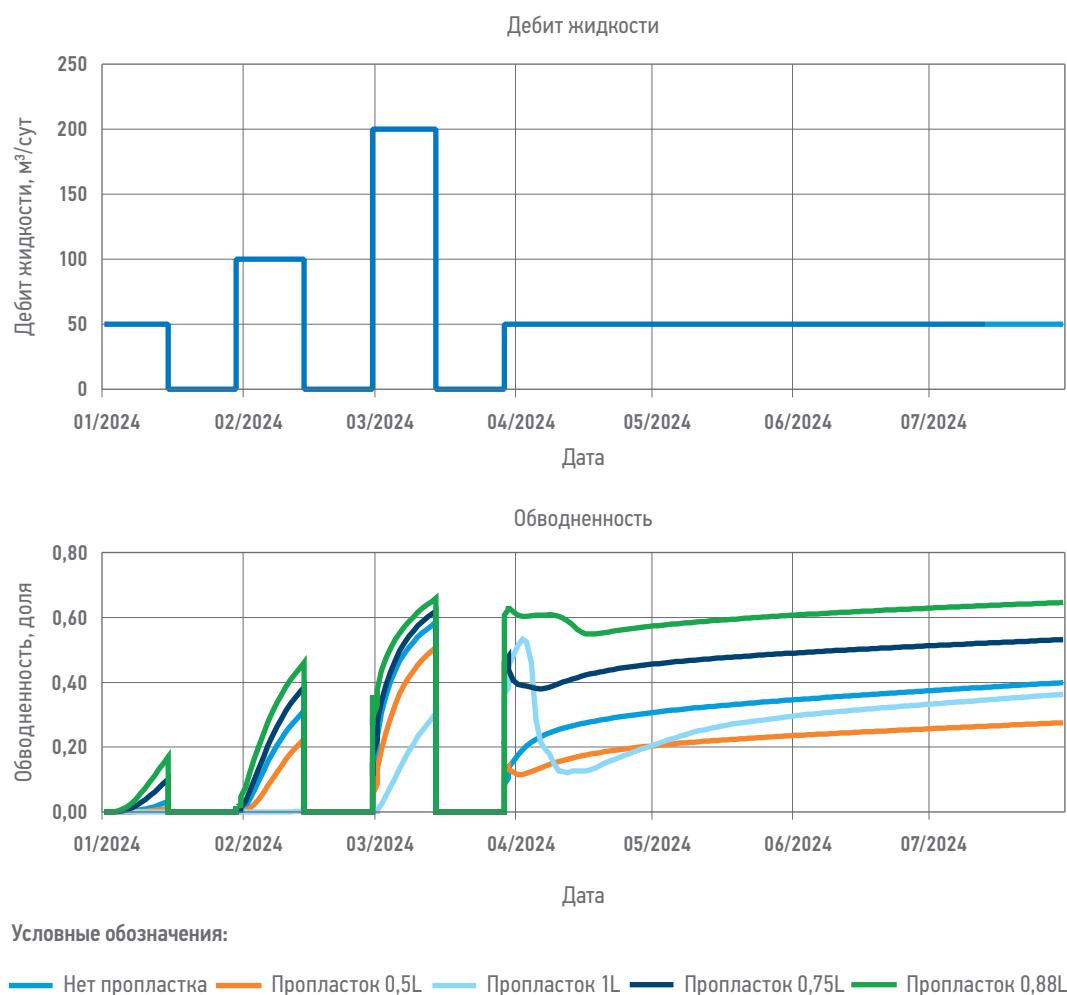


Рис. 12. Динамика добычи жидкости и обводненности при разной длине непроницаемого пропластика.
Составлено авторами
Fig. 12. Fluid production and water cut performance for different impermeable interval lengths. Compiled by the authors

ВЫВОДЫ

Во всех выполненных расчетах гипотеза «штуцирования» нефтенасыщенной толщиной притока жидкости в скважину подтверждается. Зависимость скин-фактора от расстояния до ВНК прямая, от текущей обводненности (высоты конуса воды) — обратная. При этом:

- при более высоких проницаемостях гравитационный эффект проявляется ярче;
- наличие ГШ оказывает влияние на динамику обводнения, но не влияет на возможность применения методики;
- такие переменные, как пористость, нефтенасыщенная толщина, сжимаемость,

аквифер не оказывают существенного влияния на возможность применения методики;

- наличие непроницаемого пропластика ниже ГС, значительно перекрывающего снизу водную зону, может стать помехой для применения методики.

Таким образом, скин-фактор может быть использован как диагностический признак подъема воды к ГС с некоторыми допущениями. Конкретные параметры методики контроля, такие как способ и периодичность определения скин-фактора, а также непосредственные граничные значения необходимо устанавливать индивидуально для объектов с учетом их особенностей.

Список литературы

1. Крылов В.А. Особенности конусообразования при разработке месторождений нефти и методы борьбы с ними: дис. ... канд. техн. наук. — Москва: ВНИИ им. акад. А.П. Крылова, 2003. — 178 с.
2. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Малов А.Г., Игibaев Р.Ю., Садретдинов Д.Р., Багманов Р.Н., Гимаева Л.М. Особенности разработки горизонтальными скважинами терригенных коллекторов с подстилающей водой // SOCAR Proceedings. — 2023. — № 2. — С. 63–72.
3. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учебное пособие. — М.: МАКС Пресс, 2008. — 476 с.
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I. Waterflood Study of High Viscosity Saturated Reservoir with Multiwell Retrospective Testing and Cross-Well Pressure Pulse-Code Testing. Paper presented at the SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition. Kuwait City, Kuwait. 10–12 December 2018. SPE-193712-MS. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>

References

1. Krylov V.A. *Peculiarities of water coning in oil field development and methods of its control: dissertation*. Moscow: A.P. Krylov Scientific Research Institute, 2003; 178.
2. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Malov A. G., Igibaev R.Yu., Bagmanov R.N., Gimaeva L.M. Characteristic properties of the terrigenous reservoir development with underlying water by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*. 2023, no. 2, pp. 63–72.
3. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Hydrodynamic and production technology well testing*: Textbook. Moscow: MAKС Press, 2008. 476 p.
4. Aslanyan A., Kovalenko I., Ilyasov I. Waterflood study of high viscosity saturated reservoir with multiwell retrospective testing and cross-well pressure pulse-code testing. Paper presented at the SPE international heavy oil conference and exhibition. Kuwait City, Kuwait. 10–12 December 2018. SPE-193712-MS. <https://doi.org/10.2118/193712-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.М. Кричевский — разработал концепцию статьи, выполнил интерпретацию полученных в модели данных, оказал методологическую и экспертную поддержку, утвердил публикуемую версию статьи.

И.С. Каешков — разработал концепцию статьи, принял активное участие в организации и координации работ, оказал методологическую и экспертную поддержку, утвердил публикуемую версию статьи.

Л.И. Гайнутдинова — разработала концепцию статьи, подготовила текст статьи, оказалася экспертную поддержку в области гидродинамического моделирования, выполнила расчеты на гидродинамическом симуляторе и провела отработку гипотез.

Vladimir M. Krichevsky — developed the concept of the article, interpreted the model data, provided methodological and expert support, approved the published version of the article.

Ilja S. Kaeshkov — developed the concept of the article, took an active part in the organization and coordination of work, provided methodological and expert support, approved the published version of the article.

Landysh I. Gainutdinova — developed the concept of the article, prepared the text of the article, provided expert support in hydrodynamic modeling, performed calculations and tested hypotheses.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Маркович Кричевский — руководитель отдела гидродинамических исследований, ООО «Софойл»

Илья Сергеевич Каешков* — кандидат технических наук, руководитель по развитию дисциплины «Разработка», Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-код: 4152-4422
AuthorID: 822112

Ландыш Игнаторовна Гайнутдинова — главный инженер проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Vladimir M. Krichevsky — Head of well testing department, Sofoil LLC

Ilja S. Kaeshkov* — Cand. Sci. (Tech.), Task leader, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
SPIN-code: 4152-4422
AuthorID: 822112

Landysh I. Gainutdinova — Chief project engineer, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАКАЧКИ ГАЗА В РЕЖИМЕ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.В. Кобяшев^{1,*}, А.А. Пятков^{1,2}, С.А. Заночуев¹

¹000 «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

²ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», РФ, Тюмень

Электронный адрес: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Применение стандартного заводнения для разработки низкопроницаемых коллекторов может оказаться малоэффективным из-за низких темпов закачки воды. В связи с этим особую актуальность приобретают газовые методы повышения нефтеотдачи вследствие высокой подвижности газа, позволяющей обеспечить необходимые темпы закачки. Также при возможности реализации смешивающегося режима вытеснения в условиях пласта закачка газа позволяет максимизировать коэффициент вытеснения нефти. Однако из-за высокой подвижности газа и наличия в пласте высокопроницаемых каналов эффективность газа может быть существенно снижена вследствие его преждевременного прорыва к добывающим скважинам. Закачка газа в режиме водогазового воздействия может существенно снизить вероятность прорыва газа и тем самым повысить коэффициент охвата пласта газовым воздействием при сохранении относительно высоких темпов закачки.

Цель. Оценка эффективности применения водогазового воздействия в режиме смешивающегося вытеснения на неоднородных низкопроницаемых объектах разработки Западной Сибири.

Материалы и методы. В работе на основании выполненных лабораторных исследований закачки газа в режиме водогазового воздействия при реализации смешивающегося вытеснения выполнена оценка газового воздействия на композиционной гидродинамической модели.

Результаты. В работе на основании результатов серии экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке выполнена оценка возможности достижения в условиях пласта режима смешивающегося вытеснения. Газ низкого давления системы подготовки (жирный газ) показал высокую эффективность вытеснения не только на тонкой трубке (Квт — 0,94 д.ед.), но и на керне (Квт — 0,695 д.ед.). Эксперименты по довытеснению нефти из керновой колонки в режиме водогазового воздействия показали несущественный прирост Квт — 0,035 д.ед. При этом проницаемость по воде и газу в циклах ВГВ снижается в 5 и 30 раз соответственно (значение для газа приведено относительно базового цикла закачки газа), что окажет положительное влияние на процесс перераспределения фильтрационных потоков воды и газа в пласте. По результатам численных расчётов на секторных моделях пласта установлено, что, несмотря на смешивающий характер вытеснения и высокую степень однородности коллектора по проницаемости, жирный газ из-за высокой подвижности не позволяет добиться высоких значений Кохв и, как следствие, КИН. Большим потенциалом повышения нефтеотдачи обладает вариант закачки жирного газа в режиме ВГВ как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе.

Заключение. Технология ВГВ, несмотря на несущественный прирост Квт в рамках керновых экспериментов, позволяет повысить удельную эффективность газового воздействия в среднем в 4,4 раза по сравнению с непрерывной закачкой жирного газа из-за увеличения Кохв воздействием. При этом оба варианта закачки жирного газа позволяют добиться прироста нефтеотдачи по сравнению с вариантом базового заводнения: средний КИН для вариантов заводнения, непрерывной закачки жирного газа и закачки жирного газа в режиме ВГВ составил 0,21, 0,3 и 0,48 д.ед. соответственно.

Ключевые слова: водогазовое воздействие, смешивающееся вытеснение, разработка низкопроницаемых коллекторов с применением закачки газа

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Кобяшев А.В., Пятков А.А., Заночуев С.А. Перспективы закачки газа в режиме смешивающегося вытеснения для повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов юрских отложений Западной Сибири. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):77–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-77-85>

Статья поступила в редакцию 13.08.2025
Принята к публикации 03.09.2025
Опубликована 26.12.2025

© Коллектив авторов,
2025



PROSPECTS OF MISCELLY GAS INJECTION TO ENHANCE OIL RECOVERY FROM LOW-PERMEABLE JURASSIC RESERVOIRS IN WEST SIBERIA

Alexander V. Kobyashev^{1,*}, Alexander A. Pyatkov^{1,2}, Sergey A. Zanochuev¹

¹RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

²Tyumen Industrial University, RF, Tyumen

E-mail: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. Standard waterflooding in the development of low-permeable reservoirs may be ineffective due to low water injection rates. In this regard, gas methods of enhanced oil recovery are particularly relevant due to the high mobility of gas which allows to reach the required injection rates. Also, if miscible injection is possible, this will maximize the oil displacement efficiency. However, due to the high mobility of gas and the presence of highly permeable channels in the reservoir, the gas efficiency can be significantly reduced due to its premature breakthrough to production wells. WAG injection can significantly reduce the probability of gas breakthrough and thereby increase the gas sweep efficiency while maintaining relatively high injection rates.

Objective. Evaluate the performance of miscible WAG (water alternating gas) injection in heterogeneous low-permeable reservoirs in West Siberia.

Materials and methods. The study evaluates gas injection technology on a composite flow simulation model based on laboratory studies of WAG miscible injection. In this paper, based on the results of a series of slim-tube experiments on gas-oil displacement, the possibility of achieving miscible displacement in reservoir conditions was assessed. Low-pressure gas of a treatment system (wet gas) demonstrated high displacement efficiency not only in a slim tube ($E_D = 0.94$), but also on core samples ($E_D = 0.695$). Experiments on additional displacement of oil from a core column at WAG conditions showed an insignificant increase of $E_D = 0.035$. At the same time, the water and gas permeability in the WAG cycles decreased by 5 and 30 times, respectively (the value for gas is given relative to the basic gas injection cycle), which will have a positive effect on the process of redistribution of water and gas flows in a reservoir.

Results. Based on the results of numerical runs of sector reservoir models, it was found that despite the miscible nature of displacement and a high degree of permeability homogeneity within a reservoir, the wet gas, due to its high mobility, does not allow achieving high sweep efficiency and, therefore, high oil recovery factors. The option of wet gas injection in WAG conditions has a high potential for increasing oil recovery in both short and long term.

Conclusion. The WAG technology, despite an insignificant increase in E_D in the core experiments, allows increasing the specific performance of gas injection by an average of 4.4 times compared to continuous wet gas injection due to an increase in sweep efficiency. At the same time, both options of wet gas injection allow achieving an increase in oil recovery compared to the basic flooding option: the average oil recovery factors for water injection, continuous wet gas injection, and wet gas injection options in the WAG conditions were 0.21, 0.3, and 0.48, respectively.

Keywords: water-alternating-gas injection, miscible displacement, development of low-permeable reservoirs using gas injection

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Kobyashev A.V., Pyatkov A.A., Zanochuev S.A. Prospects of miscible gas injection to enhance oil recovery from low-permeable Jurassic reservoirs in West Siberia. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):77–85. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-77-85>

Manuscript received 13.08.2025

Accepted 03.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В условиях растущего спроса на энергоносители и истощения традиционных месторождений нефти разработка низкопроницаемых коллекторов приобретает особую актуальность. Из-за низкой проницаемости заводнение подобных коллекторов может оказаться малоэффективным: низкие темпы закачки воды ограничивают способность поддерживать необходимое пластовое давление, что может привести к снижению коэффициента извлечения нефти, несмотря на достаточно высокий коэффициент вытеснения, полученный в ходе лабораторных экспериментов. Данное обстоятельство подчёркивает необходимость поиска альтернативных или дополнительных способов вытеснения.

Одним из перспективных агентов вытеснения может выступать углеводородный газ разной степени жирности. В контексте разработки низкопроницаемых коллекторов газ обладает рядом преимуществ над водой. Во-первых, из-за высокой подвижности газ позволяет поддерживать необходимые темпы закачки для поддержания пластового давления. Во-вторых, в случае выполнения условий смесимости в пласте газ способен вытеснить существенно большее количество нефти, чем вода. Так, в экспериментах на тонкой трубке (случай однородной изотропной среды) Квт при закачке газа в режиме смещающегося вытеснения превышает 0,9 д.ед. Недостатками являются, как правило, ограниченный объём запасов газа на месторождении, а также необходимость

в специальной установке для осуществления закачки газа в пласт. Также из-за высокой подвижности газа существует вероятность его преждевременного прорыва к добывающим скважинам даже в условиях однородного по проницаемости коллектора. Для минимизации рисков прорыва закачка газа может осуществляться в режиме водогазового воздействия (ВГВ). Закачка газа в режиме ВГВ преследует создание повышенного сопротивления потоку газа и воды в промытых пропластках и, как следствие, перенаправление агентов вытеснения в слабохваченные воздействием зоны пласта. Также при реализации ВГВ наблюдается увеличение Квт в керновых экспериментах вследствие увеличения микрохвата воздействием из-за эффекта захваченного газа. Ограничивающим фактором применения ВГВ является возможное снижение экономических показателей вследствие уменьшения темпов закачки и отбора флюидов по сравнению с режимом непрерывной закачки газа. На одном из месторождений Западной Сибири с низкопроницаемым коллектором имеются компрессорные мощности и газ в достаточном количестве для реализации газового воздействия. Для оценки перспектив закачки газа для повышения нефтеотдачи необходимо определить характер режима вытеснения, возникающего в пласте. Оценка возможности реализации режима смещающегося вытеснения в пластовых условиях выполняется посредством проведения серии экспериментов по вытеснению нефти газом на тонкой трубке с определением минимального давления смесимости (МДС). Для проведения экспериментов на тонкой трубке были выбраны 2 углеводородных (УВ) газа: газ высокого давления системы подготовки с 76% моль содержанием компонент C_1 и 24% моль содержания жирных компонент (сухой газ) и газ низкого давления системы подготовки с 48% содержанием компонент C_1 и 52% моль содержания жирных компонент (жирный газ). В качестве нефти использовалась рекомбинированная нефть со свойствами соответствующими лёгким нефтям юрских отложений Западной Сибири. Нефть характеризуется следующими макропараметрами (табл. 1). Компонентные составы рекомбинированной нефти и моделей газа вытеснения представлены в табл. 2.

После определения состава газа, позволяющего максимизировать Квт в условиях однородной изотропной среды тонкой трубки, необходимо оценить эффективность вытеснения нефти газом в условиях керна как в режиме непрерывной закачки газа, так и в режиме ВГВ. Финальным этапом оценки

перспектив закачки газа для повышения нефтеотдачи является проведение расчётов на секторных моделях пласта.

ДЛЯ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА РЕЗУЛЬТАТОВ СЕРИИ НАТУРНЫХ И ЧИСЛЕННЫХ ЭКСПЕРИМЕНТОВ ПО ВЫТЕСНЕНИЮ НЕФТИ ЖИРНЫМ ГАЗОМ ПОКАЗАНА ВОЗМОЖНОСТЬ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РЕЖИМЕ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ПРИРОСТА НЕФТЕОТДАЧИ ПО СРАВНЕНИЮ С ВАРИАНТОМ БАЗОВОГО ЗАВОДНЕНИЯ.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью работы является оценка перспектив повышения нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов юрских отложений Западной Сибири при реализации смещающегося вытеснения в режимах непрерывной закачки газа и водогазового воздействия.

Для этого были решены следующие задачи:

- выполнена экспериментальная и численная оценка возможности достижения смещающегося вытеснения в пластовых условиях с использованием сухого и жирного газов на тонкой трубке;
- выполнена экспериментальная оценка потенциала нефтеотдачи на керне при реализации смещающегося вытеснения;
- проведена экспериментальная оценка потенциала повышения Квт при реализации водогазового воздействия на керне и определена степень снижения проницаемости воды и газа в циклах ВГВ;
- с использованием секторных моделей пласта выполнена оценка эффективности реализации смещающегося вытеснения в режимах непрерывной закачки газа и водогазового воздействия.

Таблица 1. Свойства модели пластовой нефти. Составлено авторами
Table 1. Properties of Reservoir Oil Model. Compiled by the authors

Параметр	Значение
Давление насыщения, МПа	15,17
Пластовая температура, °C	93
Плотность дегазированной нефти (по стандартной сепарации), кг/м ³	871,1
Газосодержание (по стандартной сепарации):	
м ³ /м ³	91
м ³ /т	104,5
Плотность пластовой нефти при давлении насыщения, кг/м ³	742,8
Динамическая вязкость при пластовом давлении, мПа·с	1,02
Объемный коэффициент при пластовом давлении (по стандартной сепарации)	1,309

Таблица 2. Компонентный состав моделей нефти и газа закачки. Составлено авторами
Table 2. Component Composition of Oil Models and Injection Gas. Compiled by the authors

Компонент	Содержание компонента, % мол.		
	Модель пластовой нефти	Модель газа № 1 (газ высокого давления Р = 0,4 МПа) — сухой	Модель газа № 2 (газ низкого давления Р = 0,1 МПа) — жирный
N ₂	0,27	0,9237	0,7061
CO ₂	1,337	3,222	3,214
C ₁	30,391	76,21	48,63
C ₂	4,875	9,338	24,109
C ₃	6,972	7,88	14,105
i-C ₄	1,637	1,084	4,388
n-C ₄	2,776	1,084	4,388
i-C ₅	0,703	0,1215	0,177
n-C ₅	0,851	0,1215	0,177
C ₆	1,951	0,012	0,108
C ₇	3,63	-	-
C ₈	7,014	-	-
C ₉ -C ₈₀	37,593	-	-

РЕЗУЛЬТАТЫ

ЭКСПЕРИМЕНТЫ НА ТОНКОЙ ТРУБКЕ

Для оценки возможности достижения смещающегося вытеснения в пластовых условиях с использованием сухого и жирного газов были выполнены эксперименты по вытеснению модельной нефти жирным и сухим газом из тонкой трубы при различных давлениях. Параметры тонкой трубы: внутренний диаметр — 3,87 мм, длина — 12 м, пористость — 39%, проницаемость — 35,4 мкм². Трубка заполнена кварцевым песком с диаметром частиц 160 — 250 мкм. Давление в экспериментах варьировалось от 26 до 45 МПа (для каждого модельного газа свой набор давлений). Режим вытеснения во всех экспериментах — 7,2 см³/час. Вытеснение нефти из тонкой трубы продолжается до достижения прокачки 1,2 порового объёма трубы газом вытеснения. Далее строится зависимость Квят от давления эксперимента. Минимальное давление смесимости (МДС) определяется в точке излома графика: значение давления, при превышении которого дальнейшее повышение давления приводит к минимальному увеличению коэффициент вытеснения [1, 2, 3]. Всего было выполнено 4 эксперимента: 3 эксперимента с сухим газом и 1 эксперимент с жирным газом. Квят для жирного и сухого газа при давлении 26 МПа составил 0,94 и 0,48 д.ед. соответственно. Квят для сухого газа при давлениях

35 и 45 МПа составил 0,73 и 0,92 д.ед. соответственно. Из-за ограниченного набора экспериментов зависимость МДС от жирности УВ газа была получена путём численного моделирования (результаты натурных экспериментов послужили основой для настройки численной модели тонкой трубы). Моделирование экспериментов по вытеснению нефти газами различного состава из тонкой трубы осуществлялось с использованием композиционного гидродинамического симулятора Eclipse 300. 1D-модель тонкой трубы состоит из 500 ячеек. Подробно подход к моделированию эксперимента на тонкой трубке описан в работе [4]. Создание 13-компонентной PVT-модели пластовых флюидов для численного моделирования эксперимента Slim Tube выполнялось в симуляторе PVTi. Основой данных для настройки PVT-модели послужили результаты рутинных исследований пластовых флюидов. В качестве уравнения состояния использовалось трёхпараметрическое уравнение Пенга — Робинсона.

После адаптации модели тонкой трубы на результаты экспериментов с моделью нефти № 1 была выполнена серия расчётов с целью получения зависимости МДС от жирности УВ газа. На **рис. 1** представлена искомая зависимость. Зеленой заливкой на графике отмечена область смещающегося вытеснения, желтой — несмешивающегося. Маркерами выделены фактические



Рис. 1. Зависимость МДС от степени жирности УВ газа. Составлено авторами
Fig. 1. Minimum Miscibility Pressure (MMP) vs. C1/C2+ ratio. Compiled by the authors

результаты (для фактических результатов ось ординат отображает давление эксперимента). Рядом с каждым маркером обозначен Квят, достигнутый в соответствующем эксперименте на момент прокачки 1,2 порового объема трубы газом вытеснения. Расчетное значение МДС несколько завышено для области сухого газа.

Зависимость, представленная на **рис. 1**, позволяет определять состав УВ газа и значение пластового давления, необходимые для реализации режима смешивающегося вытеснения. Например, для реализации режима смешивающегося вытеснения на месторождении со средним пластовым давлением на уровне 26 МПа доля жирных компонент газа вытеснения должна быть не ниже 50% моль. Наиболее перспективным агентом вытеснения с точки зрения максимизации Квят в условиях пласта является жирный газ.

ЭКСПЕРИМЕНТЫ НА КЕРНЕ

Для оценки потенциала повышения нефтеотдачи на керне при реализации смешивающегося вытеснения в условиях пласта был выполнен эксперимент по вытеснению модельной нефти жирным газом (этап 1) с последующим довоитеснением оторочками воды и жирного газа (этап 2) на керновой колонке. Параметры керновой колонки: длина — 48 см, диаметр — 37 мм, пористость — 0,155 д.ед., проницаемость — 6 мД, внутрипоровое давление — 25 МПа, начальная нефтенасыщенность — 0,635 д.ед. Параметры модели пластовой нефти и жирного газа приведены в **табл. 1** и **2**.

ЭТАП 1. ВЫТЕСНЕНИЕ МОДЕЛЬНОЙ НЕФТИ ЖИРНЫМ ГАЗОМ

$K_{\text{выт}}$ при прокачке 1,7 порового объема колонки жирным газом составил 0,695 д.ед. — на 0,245 д.ед. меньше, чем в эксперименте на тонкой трубке. Данное отличие объясняется влиянием на процесс вытеснения нефти сложной структуры пористой среды — не вся нефть взаимодействует с жирным газом.

ЭТАП 2. ДОВЫТЕСНЕНИЕ МОДЕЛЬНОЙ НЕФТИ ОТОРОЧКАМИ ВОДЫ И ЖИРНОГО ГАЗА

Для оценки степени прироста Квят и изменения проницаемости воды и газа в циклах ВГВ был выполнен эксперимент по довоитеснению остаточной нефти оторочками воды и жирного газа из исследуемой керновой колонки. По результатам эксперимента отмечается рост перепада давления в ~5 раз в циклах закачки воды и в ~30 раз в циклах закачки газа (относительно базового цикла закачки газа). Прирост $K_{\text{выт}}$ от ВГВ незначительный — 0,035 д.ед. Параметр Лэнда, полученный на финальном этапе эксперимента, равен 7,3.

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ В РЕЖИМАХ НЕПРЕРЫВНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА И ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА СЕКТОРНЫХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

В качестве инструмента моделирования использовался коммерческий программный продукт Eclipse 300. Численные эксперименты были выполнены в два этапа: адаптация модели на результаты эксперимента

на керновой колонке (одномерная микромодель), прогнозные расчеты на секторных моделях двух скважин (трёхмерные модели). Для создания моделей использовалась та же 13-компонентная PVT-модель пластовых флюидов, что и на этапе численных экспериментов по вытеснению нефти газом в тонкой трубке.

ЭТАП 1. АДАПТАЦИЯ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТА ПО ВЫТЕСНЕНИЮ НЕФТИ ГАЗОМ И ВОДОЙ ИЗ КЕРНОВОЙ КОЛОНКИ

Для учёта эффектов прироста Квят и снижения проницаемости газа и воды в циклах ВГВ в численной модели использовалась опция трёхфазного гистерезиса [5]. Для учёта неоднородности пористой среды, ограничивающей Квят жирного газа, в численной модели задаётся уровень неснижаемой остаточной нефтенасыщенности. Одномерная микромодель состоит из 100 ячеек. Модель подготовлена с сохранением фильтрационно-емкостных свойств керновой колонки. В процессе адаптации корректировались параметры опции трёхфазного гистерезиса. На **рис. 2** представлены фактические и расчётные динамики $K_{\text{вых}}$ и перепада давления в опыте ВГВ.

ЭТАП 2. РАСЧЁТЫ НА СЕКТОРНЫХ МОДЕЛЯХ ПЛАСТА

Для оценки технологической эффективности закачки жирного газа были выполнены расчёты на секторных моделях пласта с использованием опций трёхфазного гистерезиса и неснижаемой остаточной нефтенасыщенности. Параметры данных опций были получены в ходе адаптации микромодели керна на результаты лабораторных

экспериментов. Секторные модели содержат две горизонтальные скважины с двумя вариантами ориентации трещин ГРП — параллельно и перпендикулярно стволу скважин. Параметры моделей: размер блоков сетки — $50 \times 50 \times 2$ м, пористость — 0,142 д.ед., проницаемость — 1,95 мД, толщина нефтенасыщенного интервала — 28 м, длина ствола скважины — 550 м, расстояние между скважинами — 450 м, режим работы добывающей скважины — забойное давление 4 МПа, ограничение забойного давления нагнетательной скважины — 45 МПа, период прогноза — 100 лет.

Были выполнены расчёты со следующими стратегиями разработки: заводнение, закачка жирного газа, ВГВ с 50% долей газа в цикле (соотношение времени закачки газа и воды: 1 год/1 год), ВГВ с 33% долей газа в цикле (соотношение времени закачки газа и воды: 1 год/2 года). Для добывающей скважины было установлено ограничение по газовому фактору на уровне $5000 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Определение оптимального соотношения циклов закачки газа и воды и их длительности требует проведения многовариантных расчётов. Данная задача выходит за рамки настоящей работы. Настоящие расчёты позволяют оценить технологическую эффективность закачки жирного газа в режимах ВГВ и непрерывной закачки газа на качественном уровне. На **рис. 3** представлены зависимости коэффициента извлечения нефти от доли газа в циклах ВГВ на моменты времени 20 и 100 лет с начала воздействия для каждой модели (точки с 0% содержанием газа соответствуют вариантам заводнения, точки со 100% содержанием газа соответствуют вариантам непрерывной закачки жирного газа).

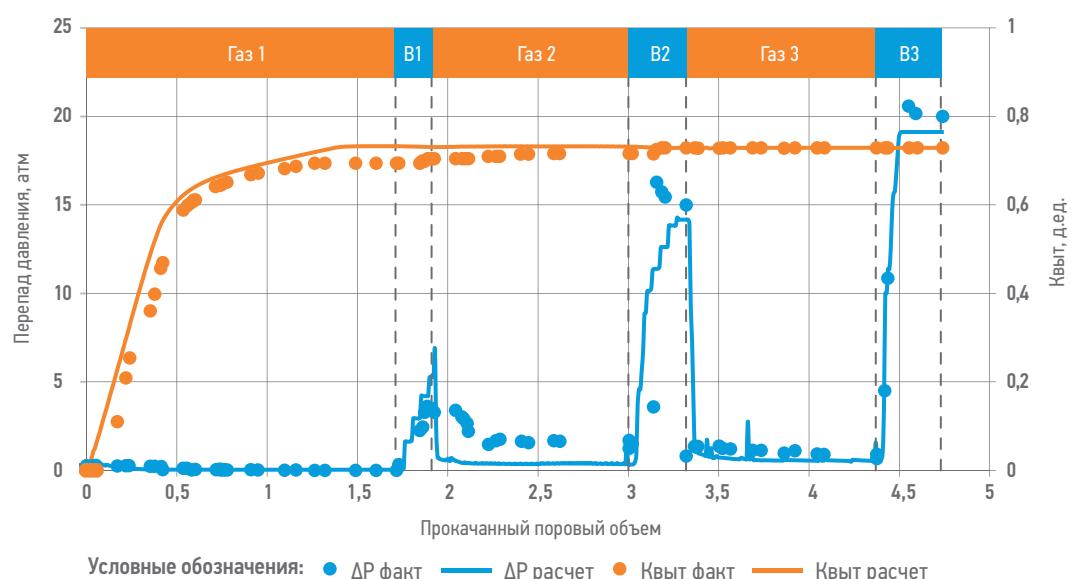


Рис. 2. Расчётная и фактическая динамика $K_{\text{вых}}$ и перепада давления в опыте ВГВ. Составлено авторами
Fig. 2. Estimated and actual E_D profile and pressure drop in a WAG Experiment. Compiled by the authors

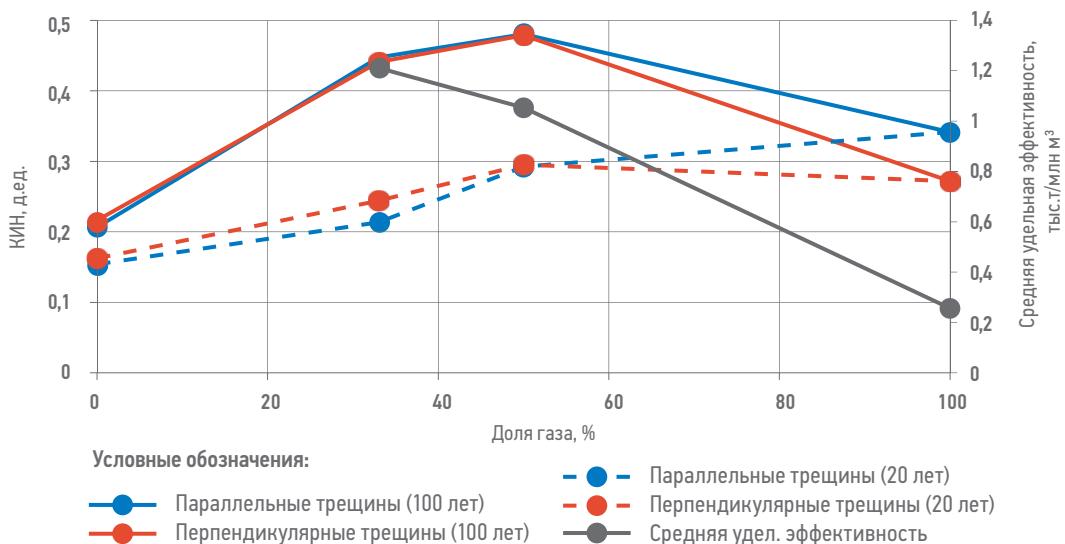


Рис. 3. Зависимость КИН и средней удельной эффективности от доли газа в циклах ВГВ. Составлено авторами
Fig. 3. Oil Recovery Factor (ORF) and Average Specific Efficiency vs. Gas Fraction in WAG cycles. Compiled by the authors

Наименьший КИН как за период 20, так и за период 100 лет достигается в варианте закачки воды — 0,16 и 0,21 д.ед. соответственно. Такая низкая эффективность базового варианта заводнения объясняется малыми темпами закачки воды из-за крайне низкой ОФП по воде — 0,05. За 100-летний период воздействия прокачано всего ~30% порового объема пласта воды.

В варианте закачки газ для «модели с параллельными трещинами ГРП» газовый фактор достиг предельного значения $5000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на 12 год с начала воздействия. КИН на момент остановки добывающей скважины составил 0,34 д.ед. при прокачке 0,5 порового объема пласта газа. Для модели «с перпендикулярными трещинами ГРП» установка скважины и прорыв газа произошел раньше — газовых фактор на добывающей скважине достиг значения $5000 \text{ м}^3/\text{м}^3$ на 8-й год с начала воздействия. КИН при этом составил 0,27 д.ед., а объем закачки газа — 0,45 порового объема пласта. Низкая эффективность жирного газа обусловлена высоким значением ОФП газа — 0,3. Газ быстро проявляется к добывающей скважине, несмотря на достаточно однородный коллектор.

В долгосрочной перспективе (горизонт 100 лет) наилучшим вариантом с точки зрения максимизации добычи нефти является вариант закачки жирного газа в режиме ВГВ с 50% долей газа в цикле. КИН для вариантов с параллельными и перпендикулярными трещинами ГРП составляет ~0,48 д.ед., прирост КИН относительно варианта закачки газа — 0,14 и 0,21 д.ед. при прокачке 0,62 и 0,74 порового объема газа соответственно. Прирост КИН относительно варианта заводнения составляет 0,27 д.ед. В краткосрочной же

перспективе (горизонт 20 лет) варианты закачки газа в режиме ВГВ показывают худшие значения добычи нефти по сравнению с вариантом закачки газа (за исключением варианта ВГВ с 50% долей газа в модели с перпендикулярными трещинами). Данный результат объясняется более высокими темпами закачки газа по сравнению с вариантами ВГВ. Так, для варианта ВГВ с 50% долей газа в цикле на модели с параллельными трещинами на момент 20 лет с начала воздействия было прокачано всего 0,16 порового объема газа и воды и достигнуто КИН 0,29 д.ед. Тогда как в варианте закачки жирного газа объем закачки газа составил 0,49 порового объема пласта, при этом КИН достиг 0,34.

В случае ограниченного объема жирного газа для реализации рассмотренных вариантов воздействия важной характеристикой, помимо абсолютных значений добычи нефти, становится значение удельной эффективности газового воздействия, представляющее соотношение:

$$a = \frac{Qo_{prod}^g - Qo_{prod}^w}{Qg_{inj}},$$

где Qo_{prod}^g — накопленная добыча нефти в варианте газового воздействия, выраженная в тыс. т, Qo_{prod}^w — накопленная добыча нефти в базовом варианте заводнения, выраженная в тыс. т, Qg_{inj} — накопленный объем закачки газа в варианте газового воздействия, выраженный в млн м³. На **рис. 3** представлена зависимость удельной эффективности газового воздействия от доли газа в цикле ВГВ.

Из **рис. 3** можно видеть, что более эффективно реализовывать закачку жирного газа в режиме ВГВ как в долгосрочной, так и в краткосрочной перспективе для обоих вариантов

ориентации трещин ГРП. Удельная эффективность газового воздействия в режиме ВГВ превосходит удельную эффективность газового воздействия в режиме непрерывной закачки газа в среднем в 4,4 раза. Газ в данном случае совершает больше «полезной» работы за счёт увеличения охвата воздействием. Таким образом, даже в однородном по проницаемости коллекторе закачка газа в режиме смешивающегося вытеснения не позволяет максимизировать нефтеотдачу при минимизации объёмов закачки газа. Что делает закачку газа в режиме ВГВ перспективным способом воздействия в подобных коллекторах.

ВЫВОДЫ

По результатам натурных и численных экспериментов на тонкой трубке определён состав жирного газа, позволяющего реализовать режим смешивающегося вытеснения в пласте: доля жирных компонент газа должна быть не ниже 50%мол. Квят при вытеснении нефти жирным газом в тонкой трубке составил 0,94 д.ед. (при прокачке 1,2 порового объёма трубки). Эксперименты на керне также показали высокую эффективность вытеснения нефти жирным газом. Коэффициент вытеснения при прокачке 2 поровых объёмов образца

составил 0,695 д.ед. Реализация закачки жирного газа в режиме ВГВ не привела к существенному приросту коэффициента вытеснения. При этом отмечается снижение проницаемости воды и газа в циклах ВГВ в 5 и 30 раз соответственно.

По результатам численных расчётов на секторных моделях пласта установлено, что, несмотря на смешивающий характер вытеснения и высокую степень однородности коллектора по проницаемости, жирный газ из-за высокой подвижности не позволяет добиться высоких значений Кохв и как следствие КИН. Большим потенциалом повышения нефтеотдачи обладает вариант закачки жирного газа в режиме ВГВ как в краткосрочной, так и в долгосрочной перспективе. Технология ВГВ, несмотря на несущественный прирост $K_{\text{выт}}$ в рамках керновых экспериментов, позволяет повысить удельную эффективность газового воздействия в среднем в 4,4 раза по сравнению с непрерывной закачкой жирного газа из-за увеличения Кохв воздействием. При этом оба варианта закачки жирного газа позволяют добиться прироста нефтеотдачи по сравнению с вариантом базового заводнения: средний КИН для вариантов заводнения, непрерывной закачки жирного газа и закачки жирного газа в режиме ВГВ составил 0,21, 0,3 и 0,48 д.ед. соответственно.

Список литературы

1. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. — Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 1989. — 550 p.
2. Danesh A. PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. — Elsevier Science B.V., 1998. — 396 p.
3. Ezekwe N. Petroleum Reservoir Engineering Practice. — Prentice Hall, 2010. — 770 p.
4. Кобяшев А.В. и др. Сравнение эффективности различных агентов воздействия (вода, водогазовое воздействие) в геологических условиях кавернозно-порового коллектора пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения по лабораторным эксперимента // Нефтепромысловое дело. — 2021. — № 10(634). — С. 14–22. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-202110\(634\)-14-22](https://doi.org/10.33285/0207-2351-202110(634)-14-22)
5. Кобяшев А.В. и др. Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия // Экспозиция Нефть Газ. — 2023. — № 1. — С. 41–45. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-41-45>

References

1. Lake L.W. Enhanced Oil Recovery. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, 1989. 550 p.
2. Danesh A., PVT and Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids. Elsevier Science B.V., 1998. 396 p.
3. Ezekwe N. Petroleum Reservoir Engineering Practice. Prentice Hall, 2010. 770 p.
4. Kobyashev A.V. et al. Comparing the performance of various agents (water, WAG) in the geological conditions of vuggy-porous B5 reservoir of Severo-Danilovskoye Field according to laboratory experiments. *Oilfield Engineering*. 2021, no. 10(634), pp. 14–22. (In Russ.) [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-10\(634\)-14-22](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-10(634)-14-22)
5. Kobyashev A.V. et al. Effect of relperm hysteresis on WAG numerical assessment. *Exposure Oil Gas*. 2023, no. 1. pp. 41–45. (In Russ.) <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-1-41-45>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

A. В. Кобяшев — общее руководство, постановка целей и задач исследований, анализ результатов лабораторных и численных экспериментов, выводы.

А. А. Пятков — обобщение результатов лабораторных исследований, создание численных моделей оценки эффективности закачки газа.

С. А. Заночуев — выполнение лабораторных исследований.

Alexander V. Kobyashev — provided general management of the study, set goals and objectives, analyzed results of laboratory and numerical experiments, summarized the study results.

Alexander A. Pyatkov — summarized the laboratory research results, built numerical models for assessing gas injection efficiency.

Sergey A. Zanochuev — performed laboratory studies.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Вячеславович Кобяшев* — главный менеджер управления научно-технического развития, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1.
e-mail: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Александр Александрович Пятков — главный специалист управления научно-технического развития, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Сергей Анатольевич Заночуев — начальник отдела исследования свойств пластовых флюидов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Alexander V. Kobyashev* — Chief manager, Scientific and Technical Development Division, RN-Geology Research Development
79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia
e-mail: AVKobyashev@rn-gir.rosneft.ru

Alexander A. Pyatkov — Chief specialist, Scientific and Technical Development Division, RN-Geology Research Development; Tyumen Industrial University

Sergey A. Zanochuev — Team leader, Reservoir Fluid Properties Research, RN-Geology Research Development

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ФРАКЦИОННЫЕ ПЕСКИ — НОВЫЕ РЫЧАГИ ОПТИМИЗАЦИИ ГРП

**А.В. Чураков*, М.Н. Пичугин, Р.Р. Гайнетдинов, Д.А. Старицин, Е.В. Шель,
Н.А. Шаповаленко, И.Г. Файзуллин, А.В. Ившин, Н.В. Чебыкин, И.С. Самойлов**
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Для поддержания и наращивания добычи нефти в современном мире требуется все большее вовлечение в разработку трудноизвлекаемых запасов, растут издержки на строительство скважин, а стоимость добываемой продукции находится на достаточно низком уровне. Все это ведет нефтяные компании по пути поиска новых решений и оптимизации затрат. В своей работе авторы показывают одно из направлений оптимизации при выполнении гидроразрыва пласта, где рассматривается потенциал частичной замены доли керамического расклинивающего агента — пропанта, более дешевым вариантом — фракционным песком. Работа показывает весь путь от поиска подходящих материалов и поставщиков, до расчетов в различных симуляторах и выхода на проведение опытных работ.

Материалы и методы. В работе описывается вся цепочка следственных связей, от возникновения идеи до реализации на практике. Приведена базовая оценка выбора решения, основанная на горно-геологических условиях залегания объектов разработки, а также оценка свойств расклинивающих агентов, представленных на рынке. Промежуточный результат такой работы позволил выделить граничные критерии для фракционных песков и наметил стратегию по их внедрению. Дополнительным инструментом для выхода на опытные работы стало моделирование в расчетно-аналитическом программном обеспечении и прогноз добычи в гидродинамической модели.

Результаты. Оценка результатов исследований фракционного песка позволила определить критерии его применимости, а также сформировать требования к поставщикам продукции. Был разработан оценочный подход, который позволил производить расчеты потенциала замены доли пропанта на песок для любого геологического объекта. Для снижения рисков недостижения накопленной добычи выбрана стратегия пошагового увеличения доли песка в опытных работах с длительным мониторингом работы скважин и сравнение результатов со скважинами окружения. На части объектов достигнута 30% доля замены керамического расклинивающего агента на фракционный песок без потери накопленной добычи, что стало высоким показателем применимости подхода и состоятельности изначально выдвинутой теории.

Заключение. Направление оптимизации стоимости гидроразрыва пласта с использованием фракционных песков стало эффективным решением для компании. При этом авторы отмечают, что кроме качества продукции важным и основополагающим элементом дальнейшего развития решения является её стоимость.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, фракционный песок, керамический пропант

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Чураков А.В., Пичугин М.Н., Гайнетдинов РР., Старицин Д.А., Шель Е.В., Шаповаленко Н.А., Файзуллин И.Г., Ившин А.В., Чебыкин Н.В., Самойлов И.С. Фракционные пески — новые рычаги оптимизации ГРП. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):86–98. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-86-98>

Статья поступила в редакцию 01.09.2025

Принята к публикации 08.10.2025

Опубликована 26.12.2025

FRACTIONAL SANDS — NEW INSTRUMENT FOR HYDRAULIC FRACTURING OPTIMIZATION

Artem V. Churakov*, Maksim N. Pichugin, Ruslan R. Gaynetdinov, Dmitry A. Staritsin, Egor V. Shel, Nikita A. Shapovalenko, Ildar G. Fayzullin, Anatoliy V. Ivshin, Nikolay V. Chebykin, Ivan S. Samoylov
Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. For maintain and increasing oil production, in modern world it is required to development of hard-to-recover reservoirs, at the same time costs of building wells are increasing and barrel price is at a low level. All of that leads oil Companies to find new solutions and optimize costs. In this article, the authors show one of direction for optimization hydraulic fracturing, where they saw the potential for partial replacement ceramic proppant agent to a cheaper option, fractional sand. The work demonstrates the entire process, from finding suitable materials and suppliers to conducting calculations in various simulation tools and launching experimental work.

Materials and methods. The paper describes the entire process of investigating relationships, from the initial idea to its implementation in practice. It gives a basic assessment of the choice of a solution based on the geological conditions at the development sites and the properties of available proppant agents. This work allowed identifying boundary criteria for fractional sand and outlining a strategy for its implementation. Computational modeling and analytical software, as well as production forecasting using a hydrodynamic model, became additional tools for experimental work.

Results. The evaluation of the results from the fractional sand research has allowed establishing the criteria for its use, as well as formulating requirements for product suppliers. A method for evaluating potential has been developed, which allows for calculating the possibility of replacing proppant with sand in any geological settings. To reduce the risk of failing to achieve the desired production level, a strategy has been chosen to gradually increase the proportion of sand used in experimental work, with long-term monitoring of well performance and comparison with other wells in the area. At some facilities, a 30% replacement of the ceramic proppant agent with fractional sand has been achieved without loss of production, which is a strong indicator of the effectiveness of the approach and validity of the initial theory.

Conclusion. The direction of optimizing the cost of hydraulic fracturing using fractional sand has become an effective solution for the company. At the same time, the authors note that, in addition to product quality, an important and fundamental element of further development of this solution is its cost.

Keywords: hydraulic fracturing (fracturing), fractional sands, ceramic proppant

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Churakov A.V., Pichugin M.N., Gaynetdinov R.R., Staritsin D.A., Shel E.V., Shapovalenko N.A., Fayzullin I.G., Ivshin A.V., Chebykin N.V., Samoylov I.S. Fractional sands — New instrument for hydraulic fracturing optimization. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):86–98. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-86-98>

Manuscript received 01.09.2025

Accepted 08.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день наиболее популярными расклинивающими агентами в России и в мире являются керамические пропанты (гранулированные оgneупорные порошки высокой прочности, предназначенные для «закрепления» создаваемой трещины при гидравлическом разрыве пласта — ГРП). Исключительно важными для формирования качественной трещины ГРП являются свойства, отвечающие за прочность и проводимость формируемой в процессе закачки пропантной упаковки. Обращаясь к истории, стоит отметить, что с момента первого ГРП, выполненного в 1947 году с использованием обычного силикатного песка [1], в качестве расклинивающих агентов опробовано множество вариантов для закрепления трещины (от скорлупы орехов до специальных высокопрочных пропантов, созданных для работы в глубоких скважинах с высокими напряжениями в горных породах). Так, в 1950-х годах применялся песок, полученный на реке Арканзас, «белый» песок из залежи Saint Peter (Оттава, Иллинойс) и «коричневый» песок из залежи Hickory (Брэди, Техас). В 1960-х годах были экспериментальные работы со стеклянными шариками и скорлупой грецких орехов, а в 1970-х — песок с полимерным покрытием, покрываемый перед закачкой на месте проведения работ для предотвращения выноса частиц пропанта. Первый коммерческий ГРП с керамическим пропантом был выполнен в 1979 году. В 1980-х годах появляется песок, покрываемый полимерной оболочкой на производстве для усиления его прочностных свойств. «Упрочнение» позволяло использовать песок на геологических

объектах с более высокими напряжениями. В 1985 году были выполнены работы уже с облегченным керамическим пропантом. Таким образом, начиная с 1980-х годов, можно сказать, началась эра керамических расклинивающих агентов в сфере технологий гидроразрыва пласта. Начиная с 2000-х годов появляются новые веяния в производстве расклинивающих агентов, направленные на расширение функционала пропанта, такие как пропанты для транспортировки ингибитора солеотложений, ультралегкие (ULW — Ultra-light Weight Proppant) расклинивающие агенты [2], цилиндрические изделия и покрытия с различными встроенным в оболочку маркерами. Также повышается качество самой керамики в части прочностных характеристик, формы частиц и прочих характеристик.

ДЛЯ ПОЛНОЦЕННОГО ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ ЗАПАСОВ ТРИЗ С НИЗКИМИ ФЕС, ПОДДЕРЖАНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ОПТИМИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ И СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ РАБОТ ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО АГЕНТА В ВИДЕ ФРАКЦИОННОГО КВАРЦЕВОГО ПЕСКА В ЗАМЕНЕ КЕРАМИЧЕСКИХ ПРОПАНТОВ.

Несмотря на развитие индустрии изготовления керамических пропантов, для многих зарубежных компаний песок остается наиболее часто используемым расклинивающим агентом благодаря своим экономическим преимуществам [1]. Стоит отметить, что для целей ГРП используется специально подготовленный и отсортированный

кварцевый песок с высоким содержанием кремния. В свою очередь, в условиях геологических объектов месторождений России наибольшее распространение получили среднепрочные пропанты (ISP — Intermediate Strength Proppant), представляющие собой керамические спекшиеся гранулы с различной, преобладающей основой (алюмосиликатные и магнезиально-кварцевые).

В связи с повышением вовлеченности в разработку трудноизвлекаемых запасов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) себестоимость барреля существенно возросла из-за роста затрат на строительство скважин, увеличения количества стадий ГРП и привлекаемого оборудования. Концептуально изменился базовый подход к оценке затрат и получаемого на выходе результата. Для поддержания рентабельности строительства таких скважин инженеры сервисных и добывающих компаний стали искать пути оптимизации процесса, удержания и снижения стоимости на выполняемые работы. Одним из таких направлений в Группе компаний «Газпром нефть» стала работа по оптимизации затрат на расклинивающие агенты (а именно использование фракционного песка), о которой и пойдет речь далее в статье.

Результатом представленной работы является концептуальный подход, учитывающий расчетно-теоретическую часть и практические результаты, полученные при опытно-промышленной эксплуатации (ОПИ). Эти данные впоследствии могут помочь другим добывающим компаниям избежать ошибок

и получить качественный результат при работе с альтернативными расклинивающими агентами (фракционным песком) и их комбинацией (пропант + песок).

ТЕОРИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Для того чтобы понять составляющую пропанта в стоимости работ при строительстве скважин необходимо обратиться к **рис. 1**, на котором условно схематически показана диаграмма распределения капитальных затрат. Стоит отметить, что стоимость ГРП в этом цикле составляет порядка 25%, при этом 8% — это затраты на расклинивающий агент. Направление снижения затрат на расклинивающий агент смотрится весьма эффективным рычагом снижения стоимости за счет использования более дешевых альтернативных материалов — фракционных песков.

Несмотря на потенциальное экономическое преимущество при работе с песком, зарубежные исследования [3] показывают, что в диапазоне эффективного напряжения от 6500 до 8000 psi (449 и 552 atm соответственно) керамический пропант демонстрирует в пять раз более высокую проводимость, чем кварцевый песок, и в 2–3 раза — чем полимерно-покрытый песок. Поэтому решение о переходе на фракционный песок в чистом виде является рискованным с точки зрения потери добычи из-за более низкой проводимости трещины ГРП. Кроме того, при раздавливании песок склонен к образованию

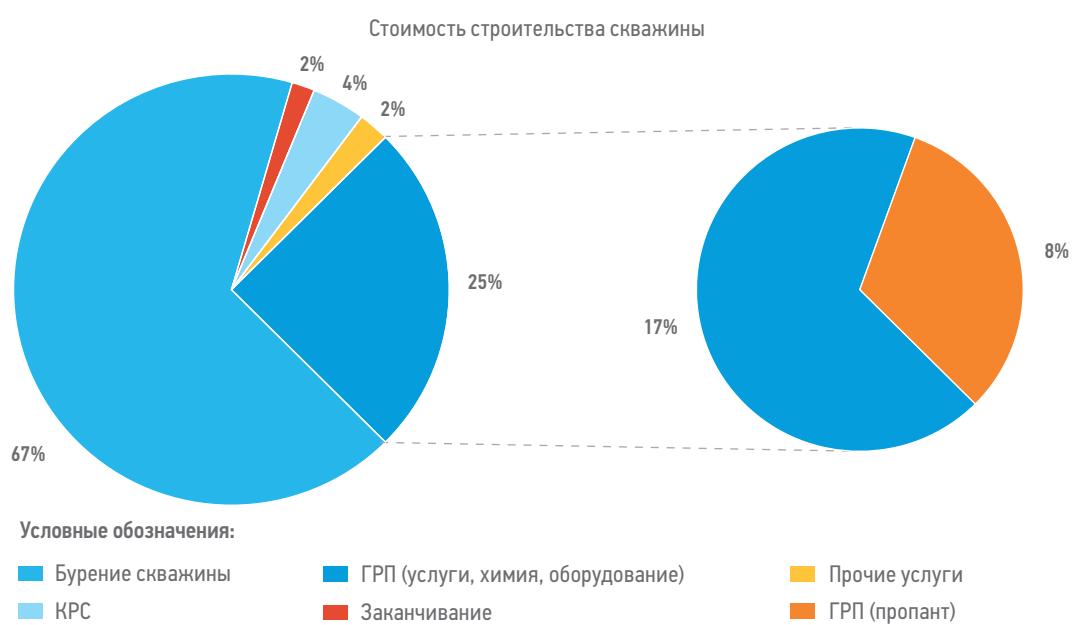


Рис. 1. Крупноблочное схематическое изображение затрат на строительства скважины. Составлено авторами
Fig. 1. Large-block schematic representation of the costs of well construction. Prepared by the authors

мелких частиц «пыли» [4], что также будет способствовать ухудшению проводимости пропантной упаковки из-за закупоривания ими более крупных пор. Эта теория подтверждается данными зарубежных исследований [5], где проводилась оценка зависимости типа расклинивающего агента от эксплуатационных показателей скважин в центральном бассейне формации Баккен, по которым было установлено, что скважины, эксплуатируемые со 100% керамикой, превосходят скважины, использующие 100% песок или комбинацию песок/керамика. Авторы также отмечают, что начальная добыча в скважинах с песком аналогична скважинам с керамикой, но в скважинах с использованием песка средние кривые по дебиту показывают более быстрое падение во времени. Таким образом, для формирования стратегии по внедрению песка на геологических объектах Группы компаний «Газпром нефть» требовалась более детальная проработка рисков и поэтапная оценка эффекта от реализованных мероприятий.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

Первоначальная «базовая» оценка мероприятий состояла из нескольких этапов, включающих в себя анализ потенциала применимости по горным геологическим условиям, а также свойствам фракционных песков, представленных (существующих) на рынке РФ. Во-первых, был проведен срез средних напряжений по каждому из основных геологических объектов компании (рис. 2), из которого следует, что большая часть (77%) объектов имеет давление смыкания в диапазоне

от 5000 до 8000 psi (345 и 552 атм соответственно).

Во-вторых, для оценки разницы свойств расклинивающих агентов были проведены испытания различных фракционных песков в сравнении с существующей керамикой (рис. 3, 4), которые подтвердили ранее описанный опыт зарубежных коллег. Более того, выяснилось, что песок, предлагаемый в РФ, имеет худшие свойства проводимости и сопротивления раздавливанию в сравнении с зарубежными аналогами.

Ещё больше неясности вносил тот факт, что в России нет критериев ГОСТ, регламентирующих свойства фракционных песков для гидроразрыва пласта, так как ранее не существовало такого запроса от бизнеса. Основные сферы применения песка были сосредоточены в лёгкой и тяжёлой промышленности, металлургии, стекольном производстве и строительстве, где критерии (требования) к материалам совершенно отличные от гидроразрыва пласта. Первичный анализ рынка потенциальных поставщиков, которые могли предоставить песок нужных фракций (в основном привезти в РФ) ещё до начала запуска опытных работ оценивался не более 10 компаний, тогда как уже через несколько лет этот список расширился практически до 50 локальных производителей и поставщиков.

Третьим этапом подготовительных работ являлось моделирование свойств расклинивающих агентов в симуляторе ГРП и оценка полученных данных в ГДМ (гидродинамической модели). На этом этапе также оценивались граничные условия применимости песков для рассматриваемой группы геологических объектов.

Диапазон горных напряжений на месторождениях Группы компаний «Газпром нефть»

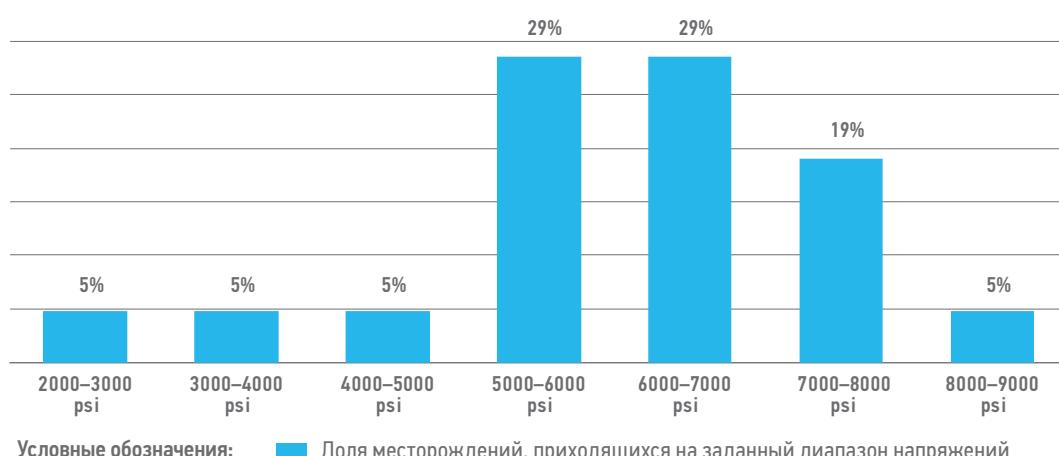


Рис. 2. Область горных напряжений по основным объектам компании. Составлено авторами
Fig. 2. Rock stress distribution of the main facilities of the Company. Prepared by the authors

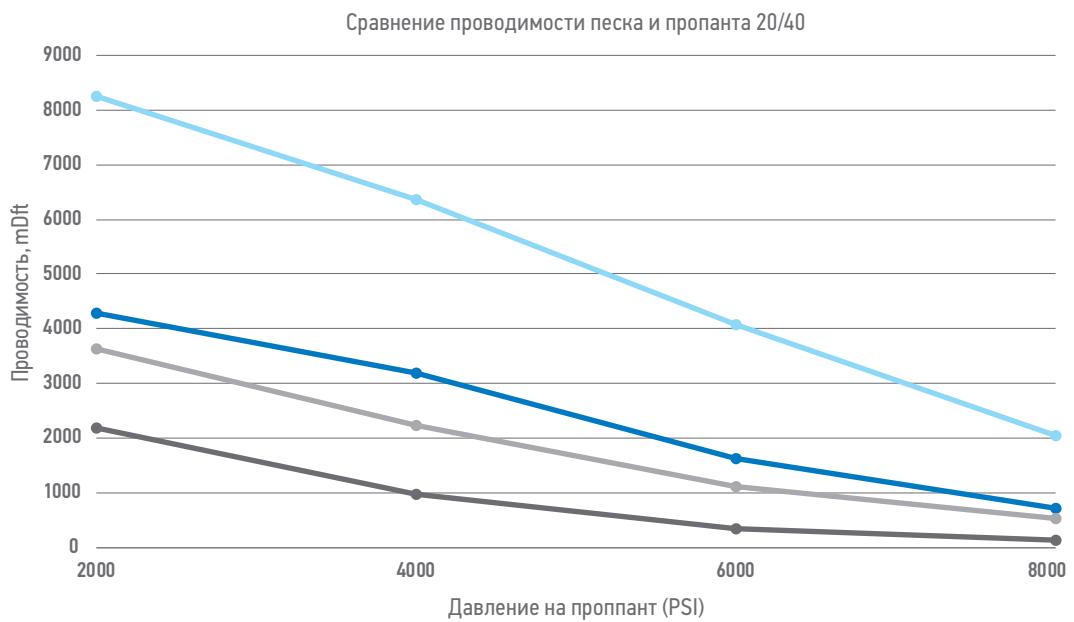


Рис. 3. Сравнение проводимости фракционных песков с керамикой фракции 20/40. Составлено авторами
Fig. 3. Comparison of proppant pack conductivity between sands and ceramic for fraction 20/40. Prepared by the authors

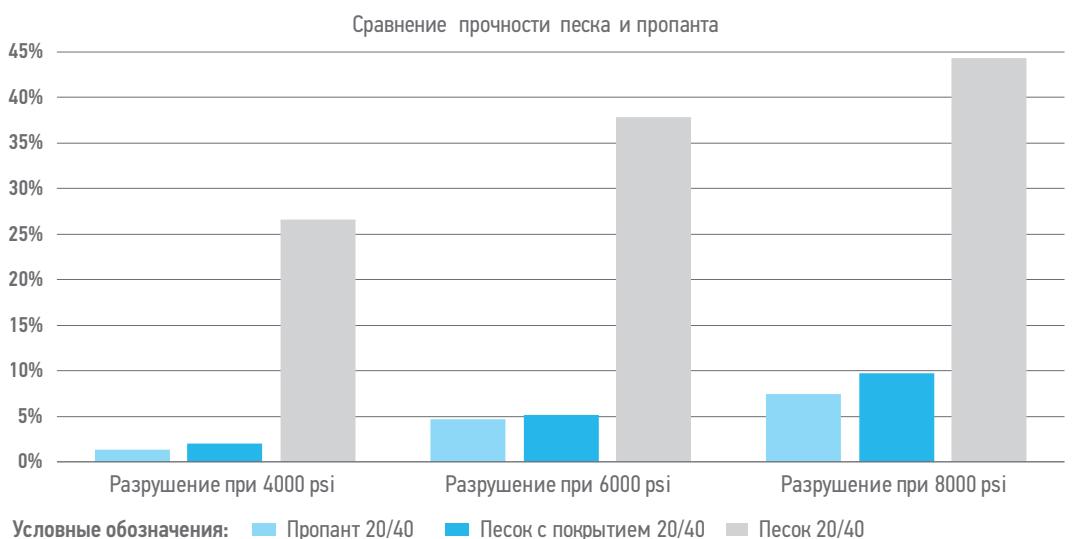


Рис. 4. Сравнение прочностных свойств песков с керамикой фракции 20/40. Составлено авторами
Fig. 4. Strength comparison between sands and ceramic proppant for fraction 20/40. Prepared by the authors

ОПИСАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТОВ И ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ФРАКЦИОННЫХ ПЕСКОВ ДЛЯ ГРП

Несмотря на рост количества поставщиков кварцевого песка под запросы ГРП, вопросы к качеству продукции остались открыты, т.к. выяснилось, что не только свойства песка отличаются друг от друга, но и ощущается нехватка мощностей карьеров для покрытия растущих запросов рынка в направлении гидоразрыва пласта.

Для оценки потенциальных поставщиков, дальнейшего моделирования условий проведения ГРП и выведения базовых критериев для закупки перед проведением ОПР, был проведен обзор рынка, который включал в себя запрос образцов и проведение дальнейшего исследования песка. В качестве базовых методических документов авторы ориентировались на критерии, обозначенные в ГОСТ 51761 «Проппанты алюмосиликатные», ГОСТ 54571 «Проппанты магнезиально-кварцевые», ISO 13503-2 «Measurement of properties of proppants used in hydraulic

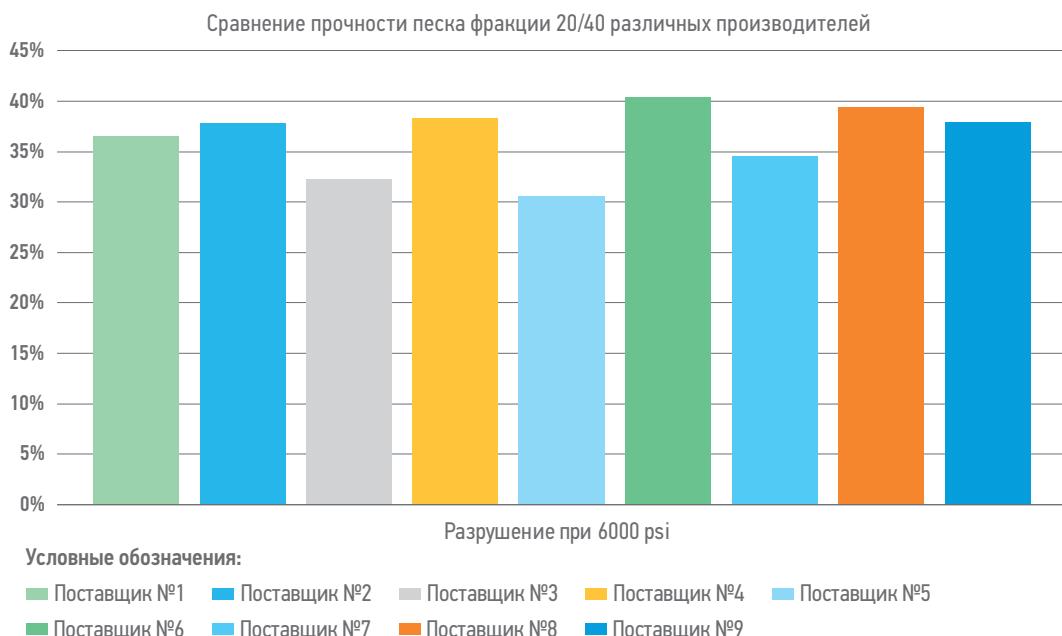


Рис. 5. Сравнение прочности песка фракции 20/40 при давлении 6000 psi (414 атм). Составлено авторами
Fig. 5. Strength comparison for sands fraction 20/40 for pressure 6000 psi (414 atm). Prepared by the authors

fracturing and gravel-packing operations» и ISO 13503-5 «Procedures for measuring the long-term conductivity of proppants» и API RP 56 «Recommended Practices for Testing Sand Used in Hydraulic Fracturing Operations». Стоит отметить, что рекомендации API сформированы для условий основных поставщиков песка в США и с учетом значительно лучших прочностных свойств зарубежного расклинивающего агента не смогли выступить в качестве запрашиваемых критерии к поставщикам и производителям кварца в РФ.

По результатам первичной оценки результатов исследований, проведенных в независимой лаборатории, стало понятно, что к слабым сторонам песка, существующего на рынке РФ, относятся их форма (в некоторых случаях образцы песка имели соотношение округлости и сферичности, близкие к показателю 0,5), прочностные характеристики (рис. 5) и качество фракционирования (в ряде случаев пробы песка 20/40 имели спектр до 20/50 и шире). Приведенный на рис. 5 график показывает, что для фракции песка 20/40 по различным производителям диапазон разрушения частиц при нагрузке 6000 psi (414 атм) находится в пределах от 31% до 40%, в то время как для керамики регламентируемое значение разрушенных частиц при 7500 psi (517 атм) составляет не более 7%. Запрос на исследования разрушения частиц песка при нагрузке 6000 psi (414 атм) связан с тем, что это значение является средним напряжением закрытия для 58% геологических объектов в компании. Ввиду полученных высоких значений разрушения частиц

при давлении 6000 psi (414 атм) в дальнейшем, данное значение стало граничным критерием при выборе объектов для испытаний и тиражирования технологического решения, а критерием разрушения частиц стала отметка в 35%. В отличие от кварцевого песка, пески с полимерным покрытием показали хорошее значение в сопротивлении раздавливанию (рис. 6) за счет удерживающих свойств полимерной оболочки. Однако проводимость пропантной пачки в сравнении с керамическими расклинивающими агентами (рис. 7) отражает реальную картину, где

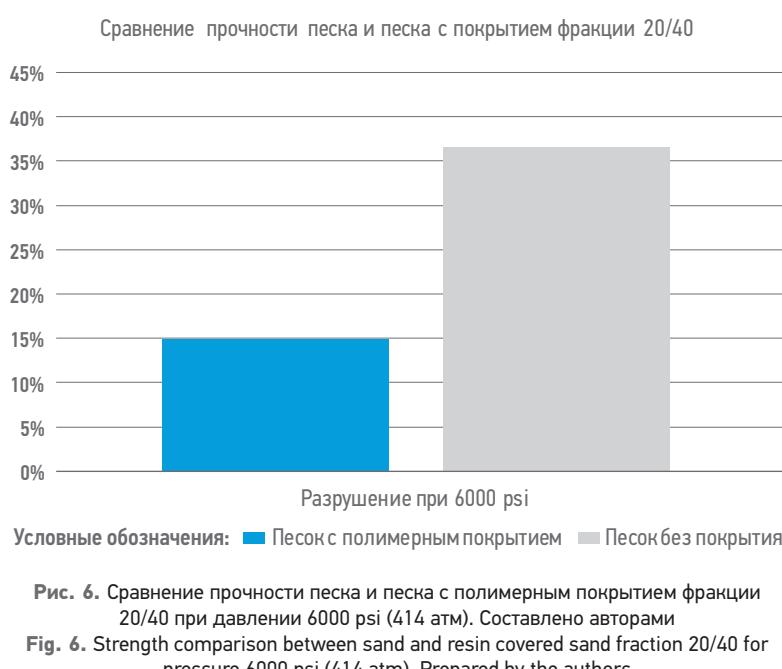


Рис. 6. Сравнение прочности песка и песка с полимерным покрытием фракции 20/40 при давлении 6000 psi (414 атм). Составлено авторами
Fig. 6. Strength comparison between sand and resin covered sand fraction 20/40 for pressure 6000 psi (414 atm). Prepared by the authors

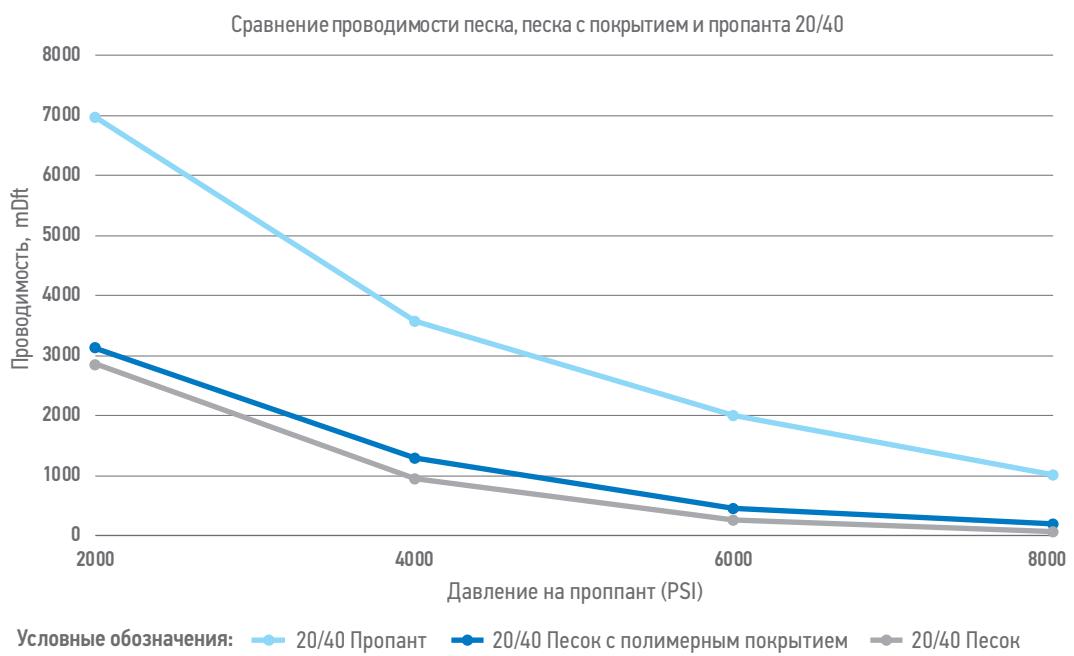


Рис. 7. Сравнение проводимости песка, песка с покрытием и пропанта фракции 20/40. Составлено авторами
Fig. 7. Conductivity comparison between sand, resin covered sand and ceramic proppant fraction 20/40.
 Prepared by the authors

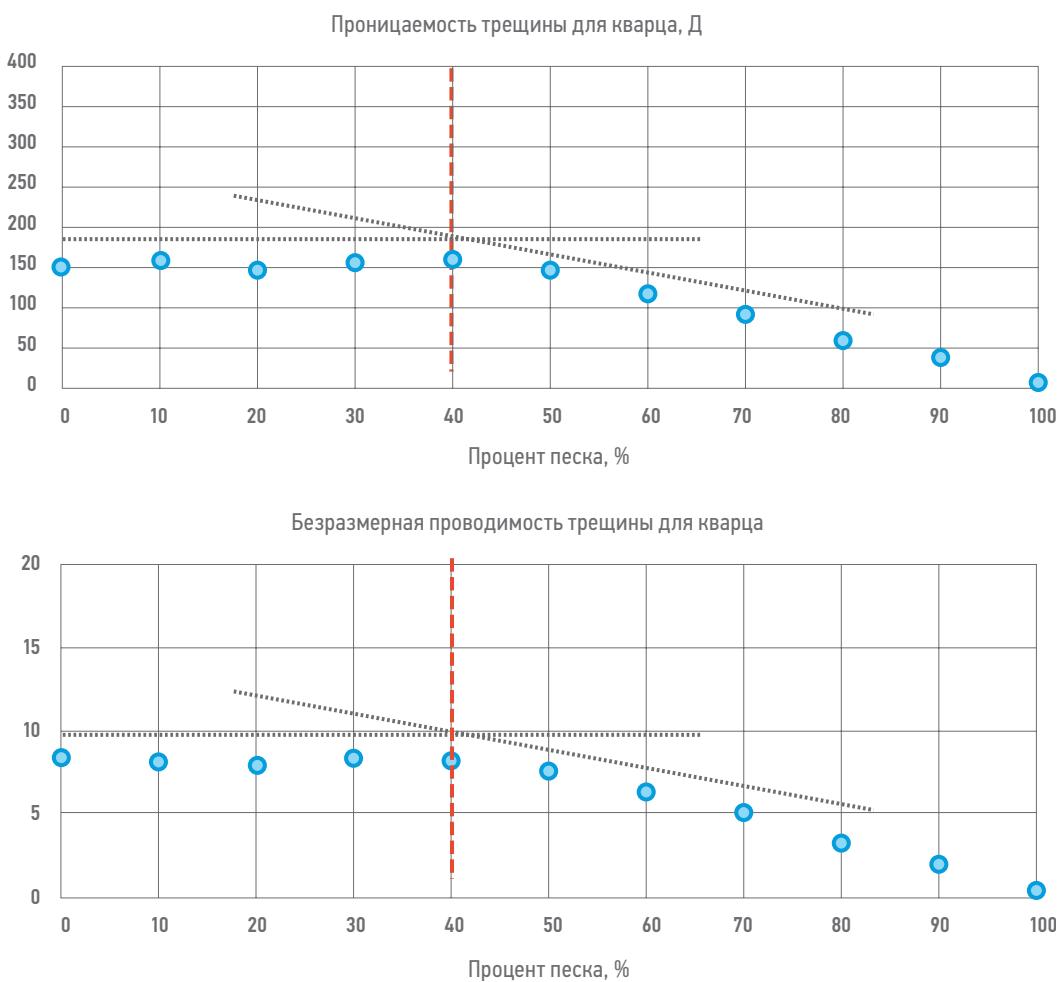


Рис. 8. Оценка проницаемости и безразмерной проводимости трещины для кварцевого песка фракции 20/40.
 Составлено авторами
Fig. 8. Evaluation of permeability and dimensionless fracture conductivity for quartz sand fraction 20/40. Prepared by the authors

проводящие свойства песка с полимерным покрытием приближены к обычному песку.

ОЦЕНКА РИСКОВ И ПОТЕНЦИАЛА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЕСКА В КАЧЕСТВЕ РАСКЛИНИВАЮЩЕГО АГЕНТА ПРИ ГРП

Сравнительная оценка свойств фракционного песка и керамического пропанта, представленных в РФ, подтвердила опасения и данные зарубежных исследований [4], связанные с риском недостижения по добыче углеводородов из-за худших характеристик кварца. Таким образом, в основу дальнейшего развития направления легла теория о «комбинированной» закачке песка на ранних этапах основного ГРП и керамики в качестве основной составляющей, формирующей высокопроводимое «тело» трещины. В качестве граничных условий применимости песка без покрытия были выбраны объекты с напряжением смыкания до 6000 psi (414 atm). Расчетно-аналитические решения состояли из двух этапов: а) моделирование в собственном симуляторе «Кибер

ГРП» трещины для каждого типа объекта с оценкой изменения свойств проницаемости и проводимости с увеличением доли песка в общей массе расклинивающего агента от 0 до 100%; б) оценка накопленной добычи для каждого из сценариев.

Реализация первой части оценки потенциала по замещению части керамики на песок и песок с полимерным покрытием (ППП) показала, что для выбранных условий основных геологических объектов усредненная проницаемость и безразмерная проводимость трещины начинает проявлять явную деградацию при достижении доли более 40% кварцевого песка (**рис. 8**) от общей массы расклинивающего агента на ГРП и порядка 50–60% для песка с покрытием (**рис. 9**). Разница в полученных результатах, как уже было показано ранее, связана с тем, что песок с полимерным покрытием имеет чуть лучшие показатели проводимости, чем обычный кварцевый. Из-за высокой хрупкости кварцевых частиц обычный песок без покрытия неприменим в классическом

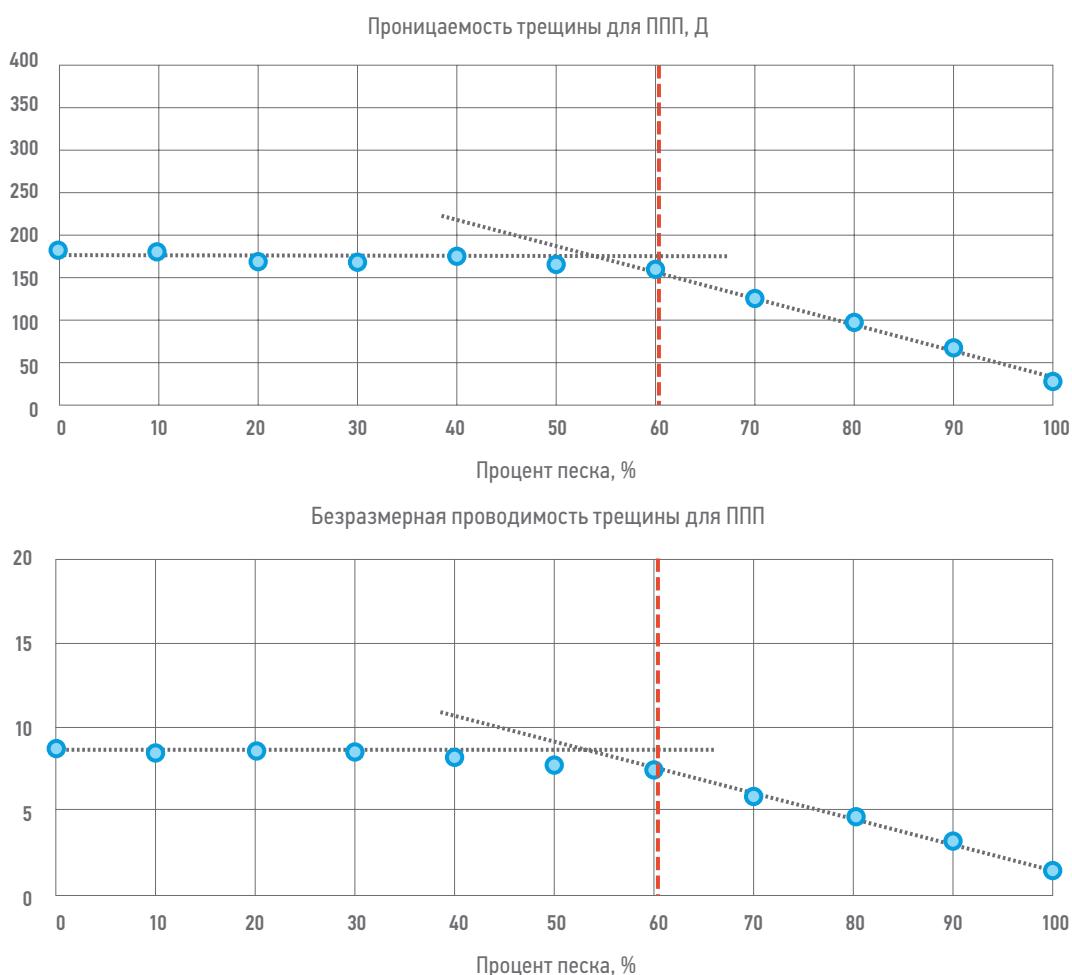


Рис. 9. Оценка проницаемости и безразмерной проводимости трещины для песка с полимерным покрытием фракции 20/40. Составлено авторами

Fig. 9. Evaluation of permeability and dimensionless fracture conductivity for resin covered sand fraction 20/40.
Prepared by the authors

подходе на объектах с АВПД (аномально высоким пластовым давлением). Для песка с полимерным покрытием, ограничивающим фактором могут стать высокие пластовые температуры (свыше 100°C) объектов

с АВПД, из-за потенциала её влияния на свойства оболочки [5]. Оценка накопленной добычи, выполненная в ГДМ для двух сценариев (рис. 10) подтвердила результаты по граничным

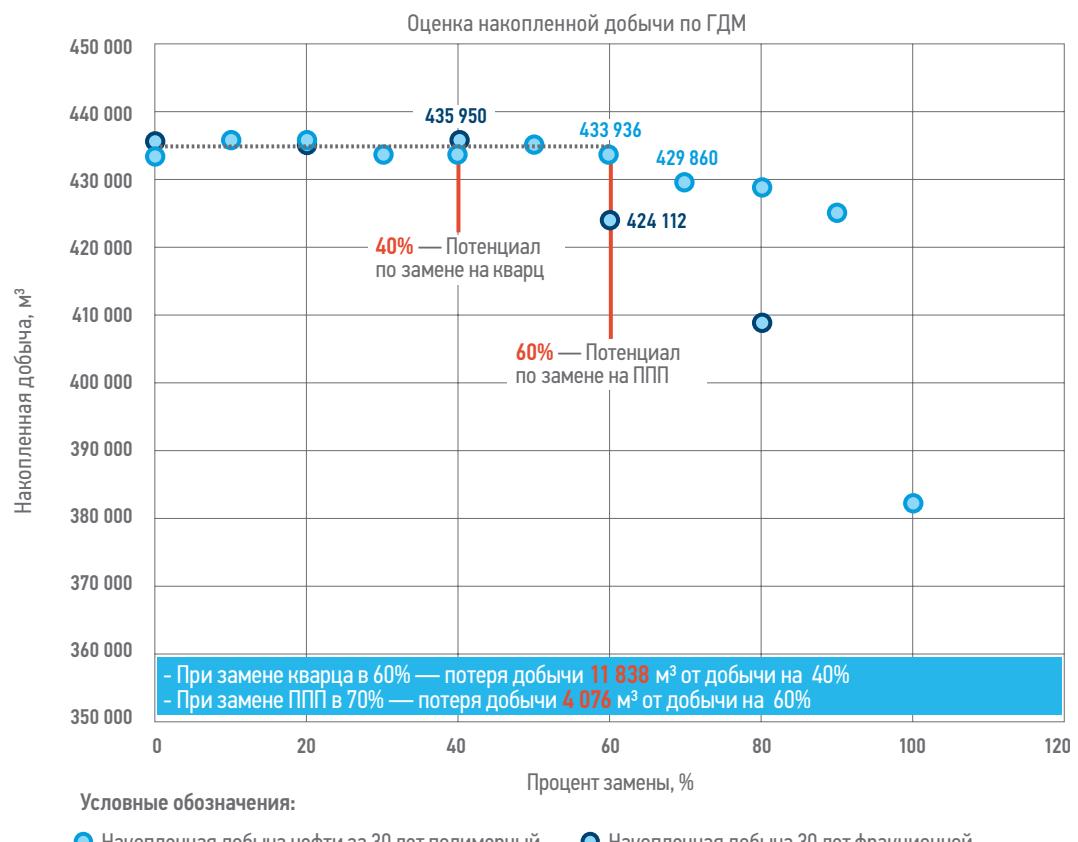


Рис. 10. Оценка накопленной добычи по ГДМ для песка и песка с покрытием. Составлено авторами
 Fig. 10. Estimation of accumulated well production using a hydrodynamic model for sand and resin covered sand.
 Prepared by the authors

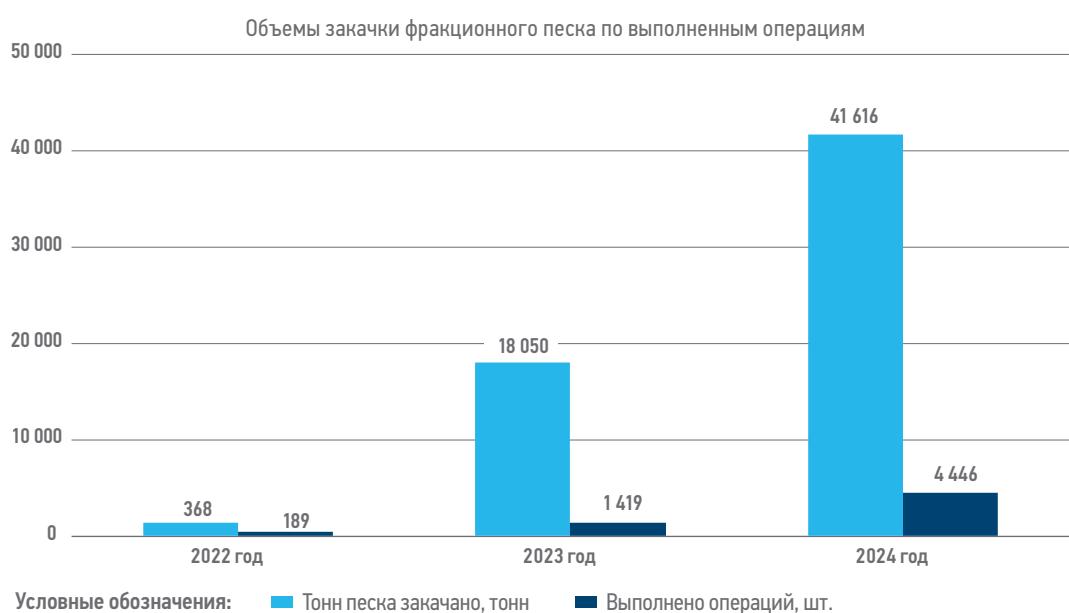


Рис. 11. Объемы закачки фракционного песка по выполненным операциям. Составлено авторами
 Fig. 11. The volume of sand injection by completed operations. Prepared by the authors

критериям, полученные ранее при моделировании. Так, для схемы с использованием обычного песка значительное падение наблюдается уже после его замещения 40% от общей массы керамики при выполнении ГРП, а для песка с покрытием этот показатель оценивается в 60%.

В процессе исследований был выявлен интересный факт, показывающий разницу между песком и песком с покрытием в накопленной добыче. Так, при замене 40% массы керамического пропанта кварцевым песком результат накопленной добычи был эквивалентен замене 60% в сценарии использования песка с полимерным покрытием. Стоит отметить, что сценарий использования в работах обычного песка (без покрытия) с долей замещения в 40% смотрелся более экономически эффективным при текущих сценариях закупки, чем использование ППП с заменой до 60%. Оценочные затраты на каждые 100 тонн массы расклинивающего агента показали снижение до 20% от первоначальной стоимости при реализации сценария замены 40% керамики на кварцевый песок до 10% для сценария замены 60% на песок с полимерным покрытием. Конечно, данный расчет носит только справочный характер, т.к. многое зависит от региона производства работ и предложения на рынке по текущим поставщикам (производителям) и должен быть просчитан для каждого случая индивидуально.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ

Для минимизации производственных рисков в компании выбрана стратегия пошагового увеличения доли песка в опытных работах до достижения прогнозных значений с тиражированием подтвержденных (достигнутых) результатов. Дорожная карта включала в себя поэтапную разбивку с шагом замещения в 10% (10–20–30–40–...) и последующим мониторингом запускных и накопленных параметров добычи скважин с ОПИ (опытно-промышленные испытания) в сравнении с соседними скважинами, выполненными по стандартной технологии. В 2022 году на основании проведенных исследований создан «опросный лист» и осуществлена первая закупка песка фракции 20/40 для проведения ОПИ в двух дочерних обществах компании.

На конец 2024 года количество операций ГРП, где использовался песок фракции 20/40, достигло 4 446 (рис. 11), а тиражируемая доля замещения керамики составила 30%.

Сравнительная оценка эффективности работы скважин с фракционным песком (мониторинг запускного дебита и накопленной добычи) в сравнении со скважинами окружения, где использовался только керамический пропант показала, что замещение кварцем до 30% от общей массы расклинивающего агента не оказывает негативного влияния на показатели работы скважин (рис. 12).

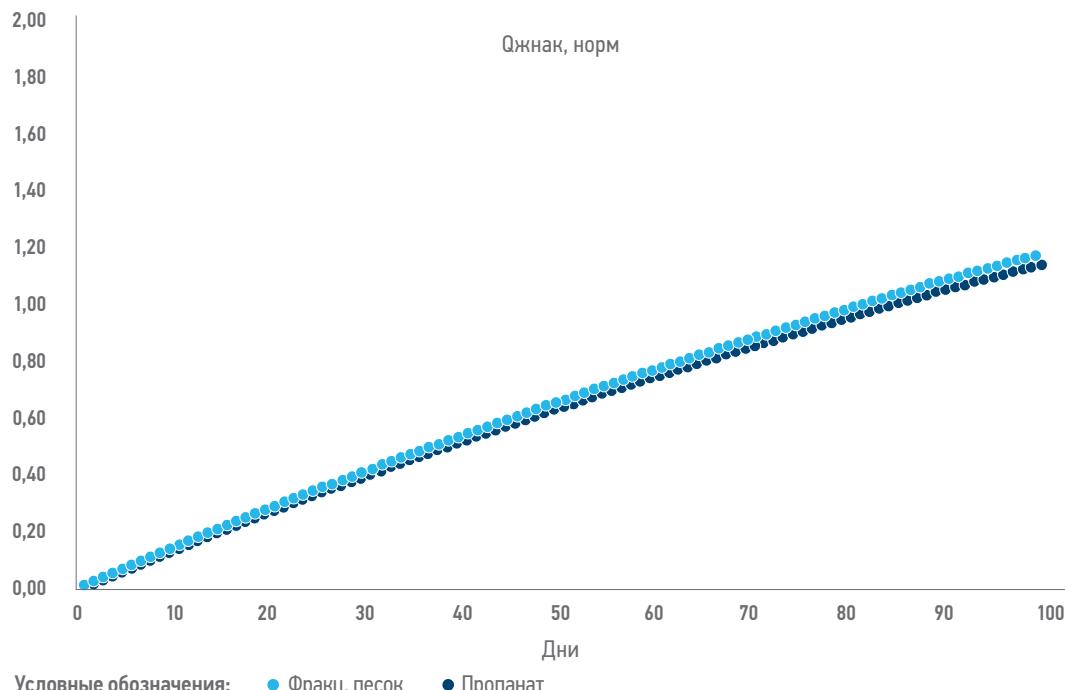


Рис. 12. Результаты мониторинга работы скважин с долей песка 30%. Составлено авторами
Fig. 12. Monitoring results of wells cumulative production with 30% on sand replacement. Prepared by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЯ И ВЫВОДЫ

Направление оптимизации стоимости ГРП с использованием фракционных песков стало эффективным решением для компании. Замена керамики до 30% с ростом количества операций дала существенную экономию без видимого влияния на показания накопленной добычи скважин в сравнении со скважинами окружения. Целевым ориентиром остается апробация решения замены керамического пропанта до 40% на объектах с напряжениями смыкания до 6000 psi (414 атм).

Стоит отметить, что с увеличением объемов потребления песка на внутреннем рынке наблюдается тенденция к ухудшению качества продукции (расширение спектра частиц и превышение граничного критерия разрушения), связанное с ограниченными ресурсами поставщиков, изначально заточенных под другие промышленные направления. Поэтому требуется поиск новых поставщиков, карьеров и усиленный контроль качества продукции.

Дополнительным, но важным критерием выбора решения о переходе на кварцевый песок является его стоимость. Как уже ранее было сказано в статье, самым важным и сильным преимуществом песка является его стоимость, т.к. по характеристикам

он все равно значительно уступает керамике. Поэтому важно всегда учитывать этот фактор при планировании работ и закупе материалов.

С точки зрения дальнейшего развития этого направления в компании запланированы ОПИ по технологии «Пульсовый ГРП» [6] на объектах с АВПД (аномально высоким пластовым давлением) и пластах с напряжениями смыкания, находящихся в верхней зоне (от 6000 до 8000 psi, или от 414 до 552 атм соответственно). Также, ввиду существующих ограничений рынка с точки зрения фракционирования частиц, запланированы опытные работы с кварцевым песком 40/70 с последующей оценкой применимости и экономическим эффектом от реализации данного решения.

Конечной целью данных работ авторы видят формирование матрицы применимости фракционного песка, а именно — эффективная (безопасная) доля замещения в зависимости от горно-геологических условий и температуры продуктивного коллектора, а также критерии к качеству продукции, подходящей для использования в этих условиях. Вторым ключом к успеху для достижения наилучшего эффекта остается стоимость песка, от которой в итоге и будет зависеть дальнейшее развитие данного направления.

Список литературы

- 1.** Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaithan A. Al-Muntasher, Frank F. Chang, Leiming Li. A comprehensive review on proppant technologies // Petroleum. — March 2016. <https://www.sciencedirect.com/journal/petroleum>
- 2.** Чураков А.В., Пичугин М.Н., Хасаншин Р.Н., Кушников И.В., Баркалов С.Ю., Файзуллин И.Г. Облегченные пропанты — перспективы и опыт применения в ГРП // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. — 2022. — Т. 7, № 1 (март). — С. 118–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-118-125>
- 3.** Kurz B, Schmidt D, Cortese P. Investigation of Improved Conductivity and Proppant Application in the Bakken Formation. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference in the Woodlands, Texas, USA 4–6 February 2013. SPE-163849-MS. <https://doi.org/10.2118/163849-MS>
- 4.** Muzzammil Shakeel, Waseem Abdulrazaq, Osman Abdullatif, Mohammed Benaafi. Detailed Comparison of Processed Sand vs. Unprocessed Sand vs. High-Strength Proppant for Fracturing Applications // SPE-194924-MS. Bahrain, 18–21 March 2019. <https://doi.org/10.2118/194924-MS>
- 5.** Flowers J.R., Guetta D.R., Stephenson C.J., Jeremie P., d'Arco N. A Statistical Study of Proppant Type vs. Well Performance in the Bakken Central Basin. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 4–6, 2014 // SPE168618-MS. <https://doi.org/10.2118/168618-MS>
- 6.** Hu K, Schmidt A, Barhaug J, Wong J, Tian J, Hall B.E. Sand, Resing-Coated or Ceramic Proppant? The Effect of Different Proppants on the Long-Term Production of Bakken Shale Wells. Energy and Environmental Services // SPE-174816-MS. Texas, USA, 28–30 September 2015. <https://doi.org/10.2118/174816-MS>
- 7.** Юдин А., Рахматуллин М., Садыкова Д., Оленикова О., Федоров А., Миклин Ю., Берньяев М., Ковалевский А. Применение локального кварцевого песка для проведения кластерного гидравлического разрыва. Опыт в Юрских коллекторах Уватского региона // SPE196972-RU. <https://doi.org/10.2118/196972-MS>

References

- 1.** Feng Liang, Mohammed Sayed, Ghaithan A. Al-Muntasher, Frank F. Chang, Leiming Li. A comprehensive review on proppant technologies Petroleum. March 2016. <https://www.sciencedirect.com/journal/petroleum>
- 2.** Churakov A.V., Pichugin M.N., Khasanshin R.N., Barkalov S.Y., Fayzullin I.G. Ultra-light weight proppants — perspectives and experience of application in hydraulic fracturing. PRONEFT. Professionally about oil. 2022, vol. 7, no. 1, pp. 118–125. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-118-125>
- 3.** Kurz B, Schmidt D, Cortese P. Investigation of Improved Conductivity and Proppant Application in the Bakken Formation. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference in the Woodlands, Texas, USA 4–6 February 2013. SPE-163849-MS. <https://doi.org/10.2118/163849-MS>
- 4.** Muzzammil Shakeel, Waseem Abdulrazaq, Osman Abdullatif, Mohammed Benaafi. Detailed Comparison of Processed Sand vs. Unprocessed Sand vs. High-Strength Proppant for Fracturing Applications. SPE-194924-MS. Bahrain, 18–21 March 2019. <https://doi.org/10.2118/194924-MS>

5. Flowers J.R., Guetta D.R., Stephenson C.J., Jeremie P., d'Arco N. A Statistical Study of Proppant Type vs. Well Performance in the Bakken Central Basin. Paper presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, February 4–6, 2014. *SPE168618-MS*. <https://doi.org/10.2118/168618-MS>
6. Hu K., Schmidt A., Barhaug J., Wong J., Tian J., Hall B.E. Sand, Resing-Coated or Ceramic Proppant? The Effect of Different Proppants on the Long-Term Production of Bakken Shale Wells. Energy and Environmental Services. *SPE-174816-MS*. Texas, USA, 28–30 September 2015. <https://doi.org/10.2118/174816-MS>
7. Yudin A., Rakhmatullin M., Sadykova D., Olenikova O., Fedorov A., Miklin Y., Bernyaev M., Kovalevskiy A.. Local-Sand-Enabled Channel Fracturing. Case Study from Jurassic Formations in Uvat Region. *SPE196972-RU*. (In Russ.) <https://doi.org/10.2118/196972-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.В. Чураков — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М.Н. Пичугин — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.Р. Гайнетдинов — провел редактирование рукописи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.А. Старицин — провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.В. Шель — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.А. Шаповаленко — осуществил сбор и анализ данных, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Г. Файзуллин — разработал концепцию статьи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Ившин — осуществил сбор данных, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.В. Чебыкин — осуществил сбор данных, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.С. Самойлов — осуществил сбор данных, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Artem V. Churakov — developed the concept of the article, edited the manuscript, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Maksim N. Pichugin — developed the concept of article, prepared text of article, approved published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of work.

Ruslan R. Gaynetdinov — edited the manuscript, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Dmitry A. Staritsin — edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Egor V. Shel — developed the concept of the article, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Nikita A. Shapovalenko — collected and analyzed data, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ildar G. Fayzullin — developed the concept of the article, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Anatoliy V. Ivshin — collected data, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Nikolay V. Chebykin — collected data, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ivan S. Samoylov — collected data, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Артем Владимирович Чураков* — руководитель центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть» 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Максим Николаевич Пичугин — руководитель направления центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Руслан Рамильевич Гайнэтдинов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Андреевич Старицин — руководитель программ развития технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Егор Владимирович Шель — руководитель программ цифровизации и ИТ инструментов ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Никита Александрович Шаповаленко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Ильдар Гаязович Файзуллин — директор программ по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Анатолий Владимирович Ившин — руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Николай Владимирович Чебыкин — руководитель программы проектов, Группа компаний «Газпром нефть»

Иван Сергеевич Самойлов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Artem V. Churakov* — Head of the Fracturing Competence Center, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Maksim N. Pichugin — Leader of direction, Gazprom neft company group

Ruslan R. Gaynetdinov — Leader of direction, Gazprom neft company group

Dmitry A. Staritsin — Leader of Hydraulic Fracturing Technology Development Programs, Gazprom neft company group

Egor V. Shel — Head of Digitalization programs and IT Tools for Hydraulic Fracturing, Gazprom neft company group

Nikita A. Shapovalenko — Head specialist, Gazprom neft company group

Ildar G. Fayzullin — Director of Hydraulic Fracturing Technology Development Programs, Gazprom neft company group

Anatoliy V. Ivshin — Project manager, Gazprom neft company group

Nikolay V. Chebykin — Project manager, Gazprom neft company group

Ivan S. Samoylov — Leader of direction, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

LD-FRAC — НОВЫЕ ПУТИ ОПТИМИЗАЦИИ ГРП

**М.Н. Пичугин*, А.В. Чураков, Д.А. Старицин, Е.В. Шель, Е.Г. Казаков,
Р.Р. Гайнэтдинов, Н.А. Шаповаленко, И.Г. Файзуллин, К.А. Каюков, А.В. Ившин**
Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

© Коллектив авторов,
2025



Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Работа описывает одно из новых направлений оптимизации подхода при проведении гидроразрыва пласта, способствующего увеличению длины трещины, снижению её высоты распространения и повышению эффективности размещения пропанта в целевом интервале за счет снижения средней общей вязкости жидкости разрыва без увеличения массы пропанта. Объектами для применения данного решения являются системы разработки с отсутствием ограничений по длине трещины и кандидаты с качественной гидродинамической связью в системе скважина-пласт.

Материалы и методы. В работе описан концептуальный и практический подход технологического решения «LD-FRAC» (Low Damage), применяемый на объектах Группы компаний «Газпром нефть». Базовый принцип решения заключается в импульсной подаче сшивющего агента при выполнении основного гидроразрыва пласта. При повышенных трениях в призабойной зоне подход предусматривает бесшовный переход к стандартному классическому исполнению (сшитая гуаро-бортовая система), что, в свою очередь, снижает издережки потерь по времени в процессе выполнения гидроразрыва на кустовой площадке.

Результаты. Авторы подробно рассматривают опыт компании, включая материалы промышленных испытаний, а также методы и схемы адаптации технологии. Представленные данные показывают, как при грамотном подходе и моделировании предлагаемое решение позволяет получить эффект в виде снижения обводненности продукции, а также дополнительную добчу углеводородов за счет меньшей колыматации трещины и повышения её полудлины. Также потенциально подход позволяет менять (оптимизировать) систему разработки месторождения при заканчивании горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта.

Заключение. В данной работе отражен успешный опыт реализации технологии «LD-FRAC», основанный на операционной эффективности. Потенциал решения в перспективе позволяет оптимизировать систему разработки горизонтальными скважинами с многостадийным гидроразрывом пласта без потери продуктивности скважин, где предполагается азимутальная проекция трещин вдоль хвостовика путем сокращения количества стадий и повышения закрепленной полудлины. Рассматриваемое решение также может давать преимущество в сокращении затрат на химию (сшивющий агент) без ущерба для эффективности технологии, что повышает экономическую рентабельность проекта, разрабатываемого с применением технологии гидроразрыва пласта.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальный ствол, заканчивание скважин, трещина, стимуляция, пропант, моделирование, дизайн

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Пичугин М.Н., Чураков А.В., Старицин Д.А., Шель Е.В., Казаков Е.Г., Гайнэтдинов Р.Р., Шаповаленко Н.А., Файзуллин И.Г., Каюков К.А., Ившин А.В. LD-FRAC — новые пути оптимизации ГРП. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):99–106. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-99-106>

Статья поступила в редакцию 01.09.2025

Принята к публикации 08.10.2025

Опубликована 26.12.2025

LD-FRAC — NEW WAYS TO OPTIMIZE HYDRAULIC FRACTURING

**Maksim N. Pichugin*, Artem V. Churakov, Dmitry A. Staritsin, Egor V. Shel,
Evgeniy G. Kazakov, Ruslan R. Gaynetdinov, Nikita A. Shapovalenko, Ildar G. Fayzullin,
Konstantin A. Kayukov, Anatoliy V. Ivshin**
Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Background. The work describes one of the new approaches to optimizing the method of hydraulic fracturing, aimed at increasing fracture length, reducing its height propagation, and enhancing the effectiveness of proppant placement within the targeted interval by lowering the average overall viscosity of the fracturing fluid. The target applications for this solution are development systems without fracture length limitations and candidates with quality hydrodynamic connectivity in the well-reservoir system.

Materials and methods. The paper outlines the conceptual and practical approach of the technological solution “LD-FRAC” (Low Damage) used in the Gazprom neft company group. The fundamental principle of the solution involves the interval-based pulsed delivery of a crosslinking agent while performing the main hydraulic fracturing. In the presence of increased friction in the near-wellbore zone, the approach allows for a seamless transition to a standard classic implementation (cross-linked guar-borate system), which, in turn, reduces the time loss costs during the hydraulic fracturing on the well pad.

Results. The authors thoroughly examine the company's experience, including field trial materials and methods, as well as schemes for adapting the technology. The data presented demonstrates how a competent approach

and modeling of the proposed solution can reduce water cut in production and yield additional hydrocarbon recovery due to less fracture clogging and increased fracture half-length. Moreover, the approach potentially allows optimization of the development system when completing horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing.

Conclusion. This work reflects the successful experience of implementing the "LD-FRAC" technology based on operational efficiency. The potential of the solution, in the long term, allows for the optimization of development systems with horizontal wells that undergo MSF (multi-stage fracturing), where azimuthal fracture projection along the horizontal borehole is anticipated, through the reduction of stage numbers and enhanced propped half-length. The considered solution can also provide advantages in reducing chemical costs (crosslinking agent) without compromising the effectiveness of the technology, thus improving the economic profitability of projects developed with the application of hydraulic fracturing technology.

Keywords: hydraulic fracturing (fracturing), multi-stage hydraulic fracturing, horizontal borehole, well completion, fracture, stimulation, proppant, modeling, design

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Pichugin M.N., Churakov A.V., Staritsin D.A., Shel E.V., Kazakov E.G., Gaynetdinov R.R., Shapovalenko N.A., Fayzullin I.G., Kayukov K.A., Ivshin A.V. LD-FRAC — New ways of hydraulic fracturing optimization. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):99–106. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-99-106>

Manuscript received 01.09.2025

Accepted 08.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В современных реалиях, когда уже испытано много различных технологических решений при строительстве и стимуляции скважин, очень сложно найти эффективные подходы, отвечающие современным вызовам отрасли. На первый план уже выходят решения, связанные со снижением затрат с сохранением операционной эффективности, а технологичность рассматривается только при сохранении баланса общей стоимости и потенциала от применения. В таких условиях специалисты сервисных и нефтедобывающих компаний начинают искать решения, основной акцент которых — это оптимизация уже существующих технологий. Главной задачей при этом выступает сохранение эффективности и удешевление процесса.

расклинивающего агента [1, 2, 3], где эффект от закачки позиционируется в изменении структуры проводящих каналов в пропантной набивке. Основной пул преимуществ решения LD-FRAC связан со следующими предпосылками: а) снижение кольматации трещины ГРП за счет уменьшения удельного количества сшивателя; б) снижение средней вязкости системы жидкости и потенциал к увеличению её полудлины с более эффективным размещением пропанта по высоте; в) потенциал к удешевлению стоимости 1 м³ жидкости разрыва.

В статье рассмотрены варианты решений технологии LD-FRAC, опыт выполненных работ в компании, ограничения и потенциал к дальнейшему развитию данного направления.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Начиная с 2024 года в Группе компаний «Газпром нефть» проводятся опытные работы по технологии «LD-FRAC» (название взято из словосочетания «low damage», что можно интерпретировать как «меньшее повреждение», и слова «frac», т.е. «разрыв»). Решение представляет собой попеременную закачку линейной и сжатой жидкости с определенным временным интервалом и объемом на тех же объектах и схожих расписаниях, как и в случае классических гуаро-боратных систем жидкости ГРП. За 2024 год по компании выполнено 368 операций на 94 скважинах, 70 из которых — с горизонтальным многостадийным заканчиванием. Количество осложнений в виде «СТОП» при реализации

НА ПРИМЕРЕ ОБЪЕКТОВ ГРУППЫ КОМПАНИЙ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» ПОКАЗАН УСПЕШНЫЙ ОПЫТ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ «LD-FRAC», КОТОРАЯ ИСПОЛЬЗУЕТ ИМПУЛЬСНУЮ ПОДАЧУ СШИВАЮЩЕГО АГЕНТА ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ЛУЧШЕЙ ГЕОМЕТРИИ ТРЕЩИНЫ В СРАВНЕНИИ СО СТАНДАРТНЫМ ПОДХОДОМ.

В данной работе речь пойдет о технологии под названием «LD-FRAC» (Low Damage), связанной с оптимизацией подачи компонента «сшиватель» жидкости для гидравлического разрыва пласта (ГРП). Решение основано на интервальном дозировании химической добавки в гуаро-боратной системе жидкости ГРП. Идея подобна технологии с кластерной (пульсовой) подачей

ОПИ (опытно-промышленные испытания) составил менее 1% (всего 2 отклонения), что в потенциале дает возможность позиционирования решения как технически успешного в исполнении. Объектами испытания преимущественно выступали пласты мегионской свиты и юрские отложения.

ОПИСАНИЕ РЕШЕНИЯ

ГРП с импульсной подачей сшивателя представляет из себя проведение работ с периодическим кратковременным включением подачи химической добавки на буферной стадии и на этапах закачки расклинивающего агента, направленное на повышение качества очистки трещины за счет уменьшения объема, используемого в работе сшивателя, а также увеличение полудлины трещины вследствие снижения средней вязкости жидкости разрыва.

Подход, применяемый в группе компаний, представляет собой набор следующих решений:

- расход смеси 2,4–4,0 м³/мин;
- набор концентрации расклинивающего агента до 400–600 кг/м³ шагом («step») или плавный («ramp») на режиме пульсовой подачи сшивателя, далее — до 700–800 кг/м³ используется только «ramp» на сшитой системе жидкости разрыва;
- усредненное соотношение объемов закачки линейного и сшитого геля ≈ 50% ÷ 50%;

- средний объем пульса ≈ 5 м³;
- диапазон используемой массы пропанта на одну операцию варьируется от 10 до 165 тонн;
- Соотношение объема жидкости на тонну пропанта ≈ 3,8 м³/тонна.

На **рис. 1** приведен пример выполнение гидроразрыва по технологии LD-FRAC. К одной из особенностей решения относится его универсальность, а именно работа на стандартной гуаро-боратной системе жидкости разрыва и использование типового комплекта оборудования флота ГРП. При этом в случае наличия повышенных трений в призабойной зоне подход предусматривает бесшовный переход к стандартному классическому исполнению (сшитая гуаро-боратная система), что, в свою очередь, минимизирует потери времени в процессе фактического выполнения работ на скважине.

КОНЦЕПЦИЯ ВЫБОРА (СРАВНЕНИЕ С БАЗОВОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ)

Для оценки влияния подхода LD-FRAC на формирование геометрии трещины был проведен сравнительный анализ сопоставимых по объему и массе пропанта работ на стандартной рецептуре жидкости разрыва. В **табл. 1** приведены общие технические параметры обработки и полученные результаты моделирования эффективных полудлин сформированных трещин

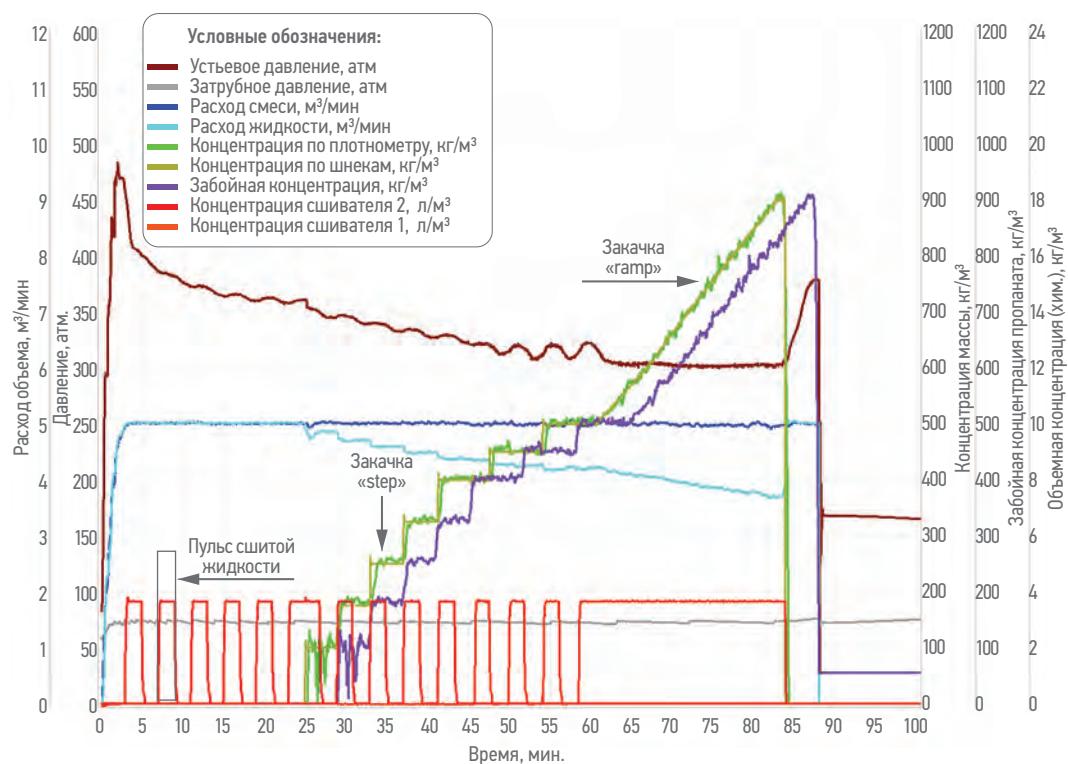


Рис. 1. Пример выполнения ГРП по технологии LD-FRAC. Составлено авторами
Fig. 1. Example of fracturing by LD-FRAC technology. Prepared by the authors

Таблица 1. Сравнение параметров обработки и геометрии трещины ГРП. Составлено авторами
Table 1. Comparison treatment data and fracture geometry. Prepared by the authors

Технология	Объем буфера, м ³	Жидкость на пропантных стадиях, м ³	Общая масса пропанта, тонн	Эффективная полудлина трещины, м
Стандартный ГРП	60,0	121,7	60	193,5
Стандартный LD-FRAC	60,0	119,3	60	202,5 (+5%)

(моделирование выполнено на ПО «Кибер ГРП»). Само расписание закачки было идентично для обоих подходов и приведено на **рис. 2**.

Определенный на основании моделирования прирост в закрепленной полудлине составил порядка 5%, что в совокупности с потенциалом лучшей очистки трещины после ГРП за счет меньшего объема сшивателя дало возможность рассматривать технологию как перспективную к внедрению.

Для повышения эффективности решения, а также уменьшения риска получения осложнений при закачке пропанта на стадиях с пульсом была проведена оптимизация расписания по технологии LD-FRAC: набор концентрации пропанта от 0 до 400 (600) кг/м³ осуществлялся в режиме «step», далее — в режиме «гатр». За счет внесенных изменений произошло увеличение объема закачиваемой жидкости разрыва на пропантных стадиях (**табл. 2**), а также значительное изменение эффективной

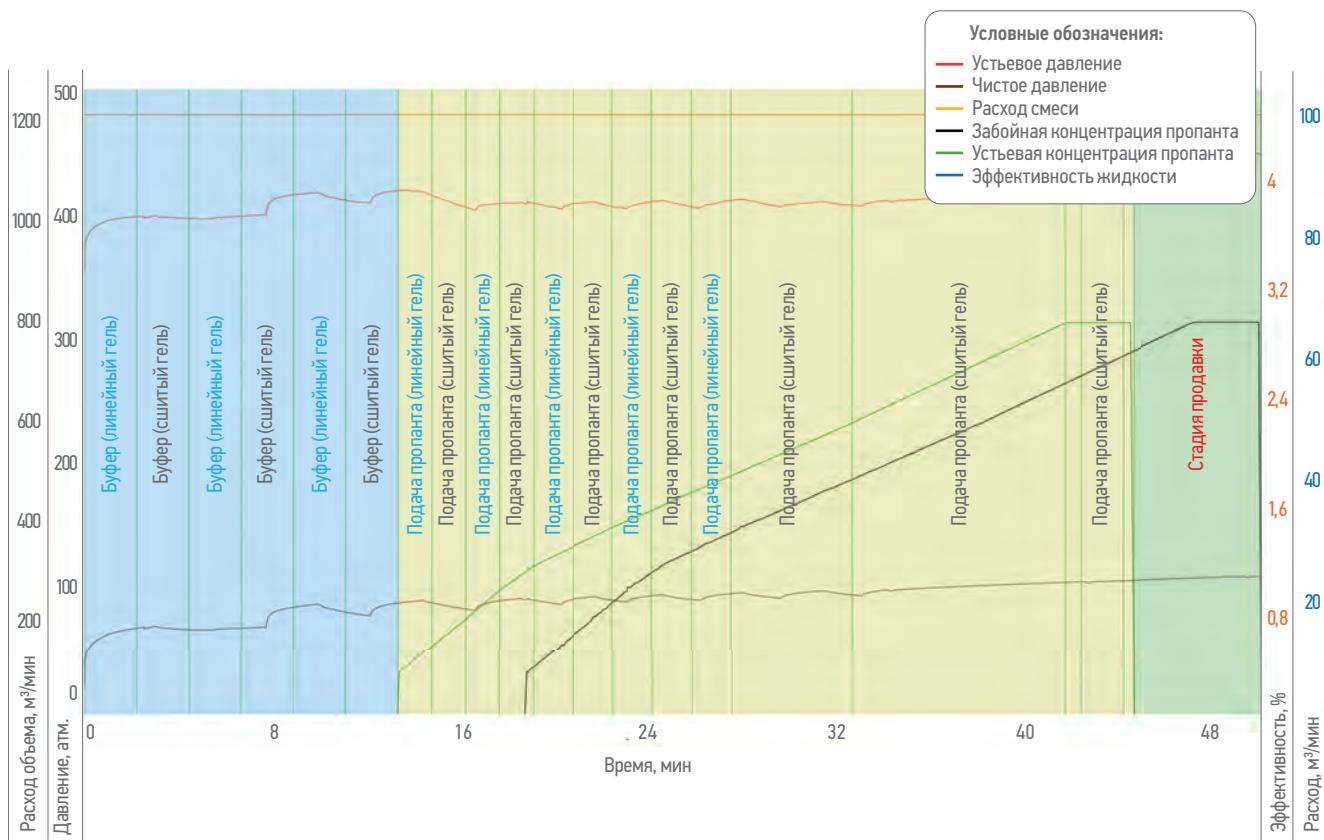


Рис. 2. Пример расписания закачки при моделировании. Составлено авторами
Fig. 2. Treatment example for design evaluation. Prepared by the authors

Таблица 2. Сравнение параметров обработки и геометрии трещины ГРП базового и оптимизированного LD-FRAC. Составлено авторами
Table 2. Comparison treatment data and fracture geometry of basic and optimized LD-FRAC. Prepared by the authors

Технология	Объем буфера, м ³	Жидкость на пропантных стадиях, м ³	Общая масса пропанта, тонн	Эффективная полудлина трещины, м
LD-FRAC (стандартный)	60,0	119,3	60	202,5
LD-FRAC (оптимизированный)	60,0	173,6	60	238,5 (+18%)

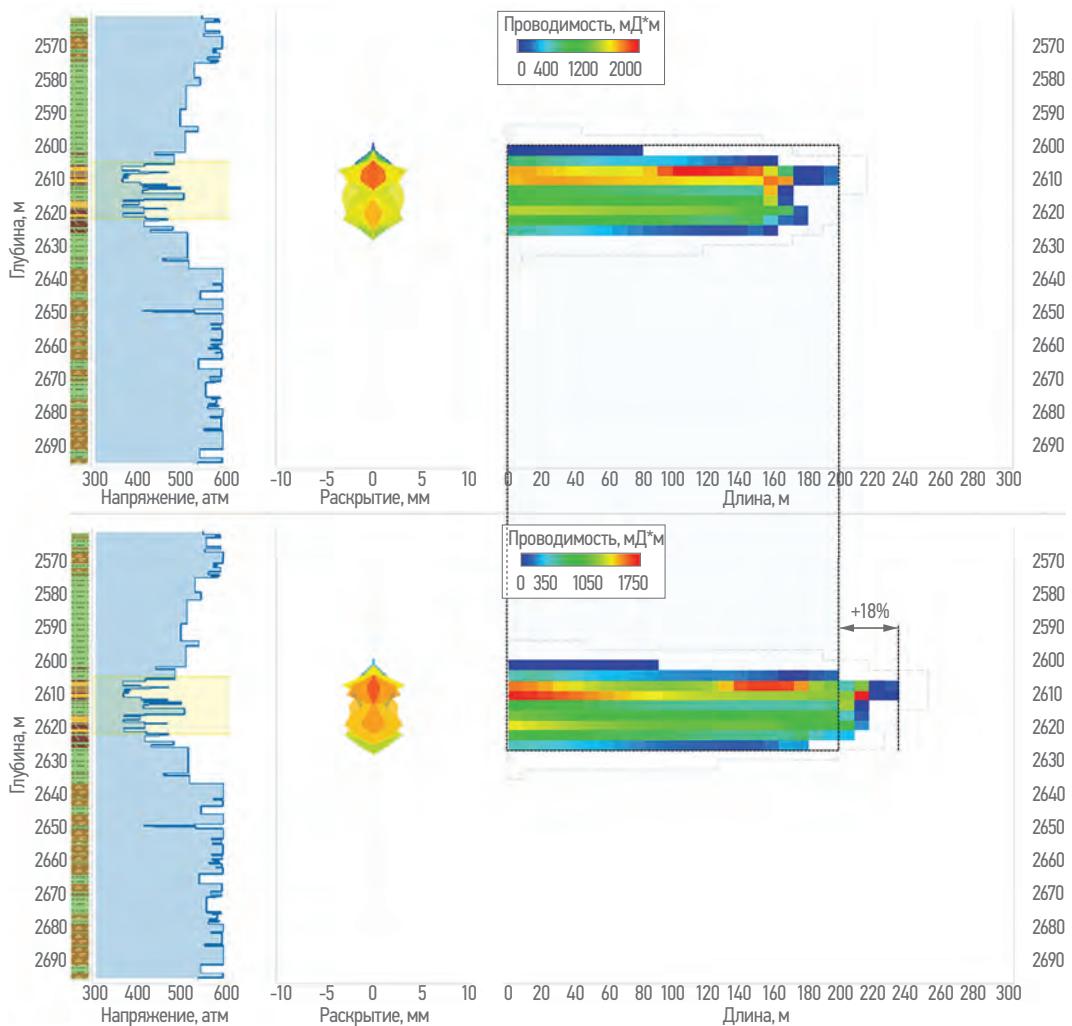


Рис. 3. Сравнение геометрии трещины по технологии LD-FRAC (базовый и оптимизированный варианты).
Составлено авторами

Fig. 3. Comparison of fracture geometry using LD-FRAC technology (basic and optimized version).
Prepared by the authors

геометрии трещины (рис. 3). Из табл. 2 видно, что прирост в геометрии от оптимизации расписания закачки пропантных стадий по технологии LD-FRAC составил $\approx 18\%$ (по сравнению со стандартным ГРП это значение составляет уже $\approx 23\%$).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОГРАНИЧЕНИЯ

- Расчлененные пласты большой мощности (более 30 м) при моделировании показывают отсутствие преимущественного эффекта в геометрии трещины относительно стандартного дизайна на сшитом геле.
- Пласти с АВПД (аномально высокими пластовыми давлениями) и объекты с высокими давлениями смыкания не подходят для реализации технологии LD-FRAC из-за повышенных трений относительно стандартного дизайна на сшитом геле.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Анализ эффективности от реализации оптимизированной технологии LD-FRAC показал прирост до 20–25% по удельному коэффициенту продуктивности (рис. 4) в сравнении с базовым решением (стандартный ГРП), что косвенно подтверждает результаты моделирования геометрии трещины, приведенные ранее в статье.

Дальнейшее развитие технологического решения направлено на оптимизацию системы разработки с сокращением количества портов в горизонтальных скважинах (ГС) при продольном развитии трещин ГРП (вдоль ствола скважины). Данное решение (рис. 5) должно повысить рентабельность проекта сразу в нескольких направлениях: сокращение количества стадий ГРП, а также количества спускаемых в скважину муфт. В качестве компенсации сокращения числа

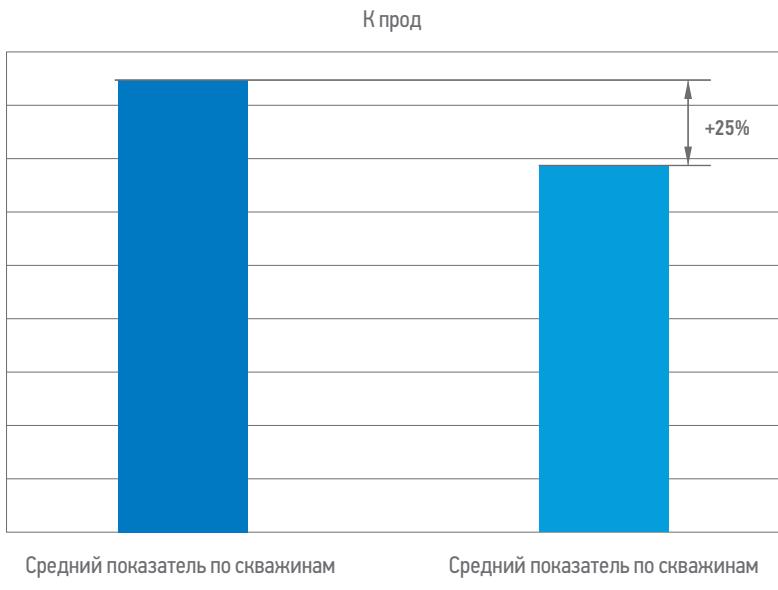


Рис. 4. Сравнение технологий. Составлено авторами
Fig. 4. Technology comparison. Prepared by the authors

операций ГРП на скважину должна стать более длинная трещина ГРП, создаваемая при технологии LD-FRAC.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Долгосрочная оценка удельных показателей по коэффициенту продуктивности на текущем этапе показывает, что технологический подход LD-FRAC имеет хороший потенциал в сравнении с базовым ГРП.

Потенциал предложенного решения дает возможность получить существенные преимущества от его реализации. К основным достоинствам относятся лучшая геометрия, низкий процент осложнений, потенциально меньшая кольматация трещины, экономия на добавке «сшиватель». Перспективным развитием может стать оптимизация количества портов в горизонтальных скважинах с многостадийным заканчиванием при расположении хвостовика вдоль максимального горизонтального стресса.

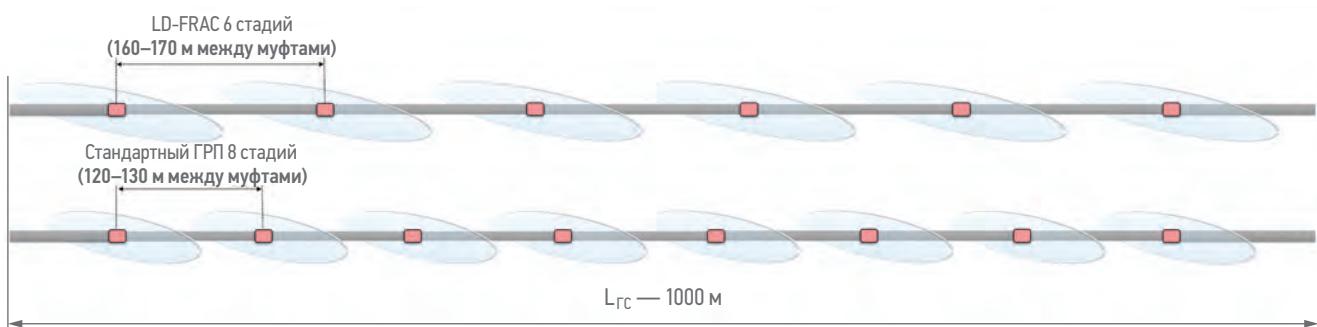


Рис. 5. Пример оптимизации системы заканчивания с применением технологии LD-FRAC. Составлено авторами
Fig. 5. Example of downhole completion system optimization using LD-FRAC technology. Prepared by the authors

Список литературы / References

1. Jian Huang, Kedar M. Deshpande, Reza Safari, Francisco Fragachan, Xiaodan Ma, Clayton Smith, Uno Mutlu. Clustered proppant design optimization utilizing advanced geomechanics-flow-reservoir modeling. *Paper Number: SPE-175528-MS*. <https://doi.org/10.2118/175528-MS>
2. Azhari M., Prakoso N.F., Ningrum D., Soetikno L., Makmun A. Unlocking depleted and low-modulus telisa sandstone reservoir with pillar fracturing technique: well performance improvement comparison with conventional fracturing. *Paper Number: SPE-186199-MS*. <https://doi.org/10.2118/186199-MS>
3. Yudin A., Sypchenko S., Gromovenko A., Romanovskiy R., Chebykin N., Serdyuk A., Bukharov D., Faizullin I., Churakov A. First in Russia large-scale implementation of the channel fracturing technology in horizontal wells. *Paper Number: SPE-187932-MS*. <https://doi.org/10.2118/187932-MS>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.Н. Пичугин — осуществил анализ данных, подготовил текст статьи, утвердил публикуемую версию, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Чураков — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Maksim N. Pichugin — performed data analysis, prepared the text of the article, approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Artem V. Churakov — developed the concept of the article, edited the manuscript, finally approved the published version of the article, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Д.А. Старицин — осуществил сбор и анализ данных, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.В. Шель — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.Г. Казаков — осуществил сбор и анализ данных, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р.Р. Гайнетдинов — разработал концепцию статьи, провел редактирование рукописи, окончательно утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.А. Шаповаленко — осуществил сбор и анализ данных, провел редактирование рукописи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И.Г. Файзуллин — провел редактирование рукописи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы

К.А. Каюков — осуществил сбор данных, провел редактирование рукописи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.В. Ившин — осуществил сбор данных, провел редактирование рукописи, утвердил публикуемую версию статьи, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Dmitry A. Staritsin — collected and analyzed data, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Egor V. Shel — developed the concept of the article, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Evgeniy G. Kazakov — collected and analyzed data, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ruslan R. Gaynetdinov — developed the concept of the article, edited the manuscript, finally approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Nikita A. Shapovalenko — collected and analyzed data, edited the manuscript, agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Ildar G. Fayzullin — edited the manuscript, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Konstantin A. Kayukov — collected data, edited the manuscript, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

Anatoliy V. Ivshin — collected data, edited the manuscript, approved the published version of the article, and agreed to take responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Максим Николаевич Пичугин* — руководитель направления центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Maksim N. Pichugin* — Leader of direction, Gazprom neft company group
3–5, Pochtamtskaya str., 190121,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Артем Владимирович Чураков — руководитель центра компетенций по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Artem V. Churakov — Head of the Fracturing Competence Center, Gazprom neft company group

Дмитрий Андреевич Старицин — руководитель программ развития технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Dmitry A. Staritsin — Leader of Hydraulic Fracturing Technology Development Programs, Gazprom neft company group

Егор Владимирович Шель — руководитель программ цифровизации и IT инструментов ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Egor V. Shel — Head of Digitalization programs and IT Tools for Hydraulic Fracturing, Gazprom neft company group

Евгений Геннадиевич Казаков — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Evgeniy G. Kazakov — Leader of direction, Gazprom neft company group

Руслан Рамильевич Гайнетдинов — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Никита Александрович Шаповаленко — главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть»

Ильдар Гаязович Файзуллин — директор программ по развитию технологий ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Константин Александрович Каюков — начальник отдела, Группа компаний «Газпром нефть»

Анатолий Владимирович Ившин — руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть»

Ruslan R. Gaynetdinov — Leader of direction, Gazprom neft company group

Nikita A. Shapovalenko — Head specialist, Gazprom neft company group

Ildar G. Fayzullin — Director of Hydraulic Fracturing Technology Development Programs, Gazprom neft company group

Konstantin A. Kayukov — Head of Department, Gazprom neft company group

Anatoliy V. Ivshin — Project manager, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЛИЯНИЕ АНИЗОТРОПИИ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА ПРИ БУРЕНИИ

А.М. Казанцева*, Д.О. Королев, М.Д. Субботин, С.С. Кузьмина, Н.А. Павлюков
000 «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

© Коллектив авторов,
2025



Электронный адрес: AM_Kazantseva@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Параметр UCS (unconfined compressive strength) — предел прочности породы при одноосном сжатии, который является значимым физическим параметром, используемым для описания прочностного состояния горных пород. Во время бурения происходит перераспределение нагрузки на ствол скважины в зависимости от зенитного угла. В рамках исследования введено понятие коэффициента анизотропии прочности — количественной характеристики, отражающей степень снижения прочности породы в зависимости от ориентации образцов в различных направлениях относительно приложенной нагрузки.

Цель. Рассмотрение анизотропии прочностных свойств и выявление ее влияния на устойчивость ствола скважины во время бурения.

Материалы и методы. Представлен обзор наиболее известных и практически значимых способов оценки значений UCS, которые описывают измерения одноосного сжатия пород в зависимости от упругих, акустических и других физико-механических свойств горных пород. Сделано сравнение влияния предела прочности, рассчитанного по разным методам, на градиент обрушений. По результатам интерпретации керновых данных построены зависимости предела прочности от выпиленных под разным углом ($0^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$) образцов керна.

Результаты. Проведены исследования анизотропии прочностных свойств и выявлено влияние ее на устойчивость ствола скважины. Ориентация выпиленных образцов приведена на ориентацию зенитных углов при бурении. Продемонстрирован общий тренд изменения предела прочности в зависимости от зенитного угла бурения. Рассмотрена оценка градиента обрушений по методу Кулона — Мора с использованием кривой предела прочности для стандартных условий и с учётом анизотропии прочности пород.

Заключение. Результаты исследования позволяют уточнить риски при бурении скважин в интервалах нестабильности открытого ствола и оценить устойчивость наклонно направленных и горизонтальных скважин.

Ключевые слова: предел прочности, анизотропия, керновые исследования, геомеханическое моделирование

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Казанцева А.М., Королев Д.О., Субботин М.Д., Кузьмина С.С., Павлюков Н.А. Влияние анизотропии прочностных свойств на устойчивость ствола при бурении. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):107–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-107-116>

Статья поступила в редакцию 04.08.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

THE EFFECT OF ANISOTROPY OF STRENGTH PROPERTIES ON BOREHOLE STABILITY DURING DRILLING

**Agata M. Kazantseva*, Dmitry O. Korolev, Michael D. Subbotin, Svetalana S. Kuzmina,
Nikolay A. Pavlyukov**

RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

E-mail: AM_Kazantseva@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. The UCS (unconfined compressive strength) parameter is the unconfined compressive strength of rock, which is a significant physical parameter used to describe strength state of rocks. During drilling, load on wellbore is redistributed depending on the inclination angle. The research introduced the concept of anisotropy coefficient of strength, which is a quantitative characteristic that reflects the degree of reduction in rock strength depending on the orientation of the samples in different directions relative to the applied load.

Aim. The aim of the work is to consider the anisotropy of strength properties and identify its influence on the stability of the wellbore during drilling.

Materials and methods. This article presents a review of the most well-known and practically relevant methods for estimating UCS values, which describe measurements of uniaxial rock compression based on elastic, acoustic, and other physical and mechanical properties of rocks. The influence of ultimate strength calculated by different methods on failure gradients is compared. Based on the interpretation of core data, dependences of ultimate strength on core samples cut at different angles ($0^\circ, 30^\circ, 45^\circ, 60^\circ$, and 90°) are constructed.

Results. Anisotropy of strength properties was researched, and its impact on borehole stability was identified. The orientation of the sawn samples was adjusted to match the zenith angles during drilling. A general trend in tensile strength variation depending on the zenith angle of drilling was demonstrated. A collapse gradient assessment using the Mohr-Coulomb method, using the tensile strength curve for standard conditions and accounting for rock strength anisotropy, was considered.

Conclusion. The results of the research make it possible to clarify the risks associated with drilling wells in open-hole instability intervals and to assess the stability of directional and horizontal wells.

Keywords: compressive strength, anisotropy, core tests, geomechanical modeling

Conflict of interest: the authors declare that there is no conflict of interest.

For citation: Kazantseva A.M., Korolev D.O., Subbotin M.D., Kuzmina S.S., Pavlyukov N.A. The effect of anisotropy of strength properties on borehole stability during drilling. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):107–116. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-107-116>

Manuscript received 04.08.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

При моделировании устойчивости ствола скважины при бурении важными задачами являются сохранение стабильности горных пород и сокращение воздействия на прискважинную зону. Для решения задач необходимо исследование упруго-прочностных свойств и впоследствии моделирование напряженно-деформированного состояния ствола вдоль скважины. К упруго-прочностным свойствам, необходимым для расчета устойчивости ствола, относятся: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, прочность на одноосное сжатие и растяжение, угол внутреннего трения, коэффициент Биотта.

В данной статье рассмотрен параметр предела прочности породы при одноосном сжатии, который описывает деформацию горной породы при воздействии на нее неограниченного сжимающего усилия вдоль опре-

с соотношением длины к диаметру 2:1 [1, 2, 3]. В работе рассматриваются значения керновых исследований, проводимых под разными углами выпиленного керна: 0°, 30°, 45°, 60°, 90° — относительно плоскости напластования. По результатам керновых данных получена зависимость предела прочности и коэффициента анизотропии прочности от угла выпиленного керна, пересчитанного в зенитный угол скважины. С учетом полученной зависимости рассчитана устойчивость ствола скважины. Представлено сравнение расчётных градиентов по стандартным методикам и с учетом анизотропии прочности от угла. Поскольку глины могут проявлять анизотропию прочности на сдвиг по отношению к напластованию, ориентация кернового образца является значительной. Образец, длинная ось которого ортогональна (перпендикулярна) плоскости напластования, определяется как ориентация 90°, тогда как образец с длинной осью, параллельной напластованию, определяется как ориентация 0° (рис. 1).

Целью данной работы является установление зависимостей предела прочности на одноосное сжатие от ориентации керновых образцов породы и оценка влияния на расчётный градиент обрушений, путем проведения специализированных лабораторных исследований керна и геомеханического моделирования с учётом анизотропии прочности пород.

ДЛЯ РАСЧЕТА ЦЕЛОСТНОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ИНТЕРВАЛОВ И УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕН СПОСОБ, ВКЛЮЧАЮЩИЙ ОЦЕНКУ ГРАДИЕНТА ОБРУШЕНИЙ ПО МЕТОДУ КУЛОНА — МОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИВОЙ ПРЕДЕЛА АНИЗОТРОПИИ ПРОЧНОСТИ (ПАРАМЕТР UCS) ДЛЯ СТАНДАРТНЫХ УСЛОВИЙ.

деленного направления. Основной целью при испытаниях предела прочности на сжатие образцов керна является определение прочностных свойств породы для расчета целостности продуктивных интервалов и устойчивости ствола скважины.

Испытания предела прочности на одноосное сжатие обычно проводятся на образцах, расположенных вертикально (перпендикулярно плоскости напластования)

АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПРЕДЕЛА ПРОЧНОСТИ НА ОДНООСНОЕ СЖАТИЕ

В настоящее время существует большое количество корреляционных зависимостей, позволяющих выполнить расчет предела прочности на одноосное сжатие.

Наиболее распространенным методом является зависимость Plumb (Plumb, 1994) от статического модуля Юнга [4]. Корреляция была предложена Диком Пламбом на основе его данных, опубликованных в 1994 году, и изменена в 2002 году. Зависимость может использоваться как для пород с пористой структурой, так и для пород с глинистой основой, не подтверждена в карбонатах.

$$UCS = 4,242 * E_{sta} \quad (1)$$

где E_{sta} — статический модуль Юнга, ГПа. Другие собранные из литературы и справочников зависимости представлены в **табл. 1**.

ЛАБОРАТОРНЫЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ПРЕДЕЛА ПРОЧНОСТИ НА ОДНООСНОЕ СЖАТИЕ

В практике существует несколько методов измерения прочности сжатия. Базовая методика измерения прочности на одноосное сжатие состоит в эксперименте на специализированном оборудовании, которое исследует прочностные свойства образцов керна без создания термобарических условий. Оборудование представляет собой камеру, где располагается образец, со встроенной системой осевого нагружения с гидравлическим приводом, установка оснащена датчиками измерения деформации скорости упругих волн (рис. 2). Требования по проведению лабораторного испытания представлено в регламентирующем документе ГОСТ 21153.2-84 «Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии» [10].

Для испытания используются специально приготовленные донасыщенные флюидом (нефтью, керосином и т.д.) цилиндрические образцы керна (без экстракции) диаметром 30–90 мм, длина к диаметру равна соотношению 2 к 1.

По результатам каждого эксперимента рассчитывается предел прочности при одноосном сжатии по формуле:

$$UCS = K \cdot \frac{F}{S} \cdot 10, \quad (2)$$

где F — разрушающая сила, приложенная к образцу, в кН, S — площадь поперечного сечения образца в см^2 , K — поправочный коэффициент на размер образца.

Одной из возможных методик оценки предела прочности является проведение скретч-тестирования, основанного на контролируемом царапание, измерения усилия на резце при постоянной скорости и контролируемой

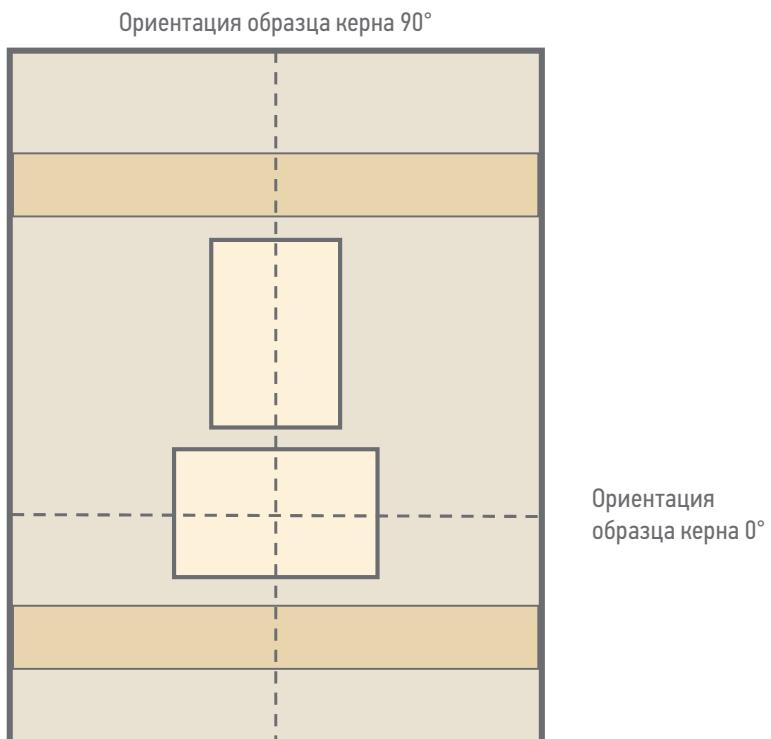


Рис. 1. Схематическое представление ориентации керновых образцов.
Составлено авторами

Fig. 1. Schematic representation of the orientation of core samples.
Prepared by the authors

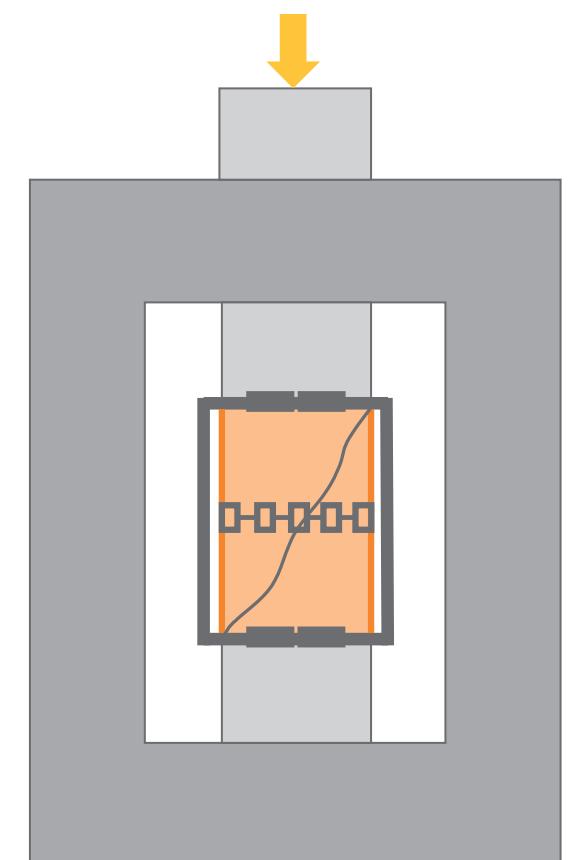


Рис. 2. Проведение лабораторных исследований по определению предела прочности на одноосное сжатие [3]

Fig. 2. Conducting laboratory tests to determine the ultimate strength of uniaxial compression [3]

Таблица 1. Наиболее распространенные корреляционные зависимости для оценки предела прочности при одноосном сжатии.

Составлено авторами

Table 1. The most common correlation dependencies for assessing the ultimate strength under uniaxial compression. Prepared by the authors

Название	Описание	Формула
Plumb Porosity Upper Bound Correlation [4]	Используется как кривая контроля качества верхней границы, для идентификации данных. Подходит для песчаников	$UCS = 437 \cdot (1 - 2,22 \cdot \phi)^{3,6756}$
Brie Shear Modulus	Корреляция прочности на основе динамического модуля сдвига породы и ее литологии. Подходит для глинистых пород и песчаников	Для песчаников: $UCS = 5,6 \cdot 10^{-6} \cdot G_{Ref_{sand}} \cdot \frac{G_{dyn}}{G_{Ref_{sand}}}$. Для глин: $UCS = 12 \cdot 10^{-6} \cdot G_{Ref_{shale}} \cdot \frac{G_{dyn}}{G_{Ref_{shale}}}$
Plumb Shear Modulus Correlation [4]	Основана на динамическом модуле сдвига, применяется в основном к песчаникам и алевролитам	$UCS = 0,12 \cdot (G_{dyn})^{2,3}$
Plumb Porosity Correlation [4]	Используется при отсутствии данных акустического каротажа. Не подтверждена в карбонатах	Для песчаников: $UCS = 243 \cdot (1 - 2,857 \cdot \phi)^2$. Для глин: $UCS = 70 \cdot (1 - 2,222 \cdot \phi)^2$
Plumb Sandstone Young Modulus Correlation [5]	Используется для песчаников	$UCS = 2,280 + 4,1089 \cdot E_{sta}$
Rzhevsky and Novick Carbonate Porosity Correlation [6]	Корреляция от пористости, используется в карбонатах	$UCS = 276 \cdot (1 - 3 \cdot P)^2$
Horsrud Correlation [7]	Для высокопористых мелкозернистых пород	$UCS = 0,77 \cdot \left(\frac{304,8}{DTCO} \right)^{2,93}$
McNally Correlation [8]	Для мелкозернистых песчаников с разной пористостью	$UCS = 1200 \cdot \exp^{-0,036 * DTCO}$
Lacey Correlation	Корреляция подходит для расчета различных типов пород	$UCS = 0,2787 \cdot E_{sta}^2 + 2,458 \cdot E_{sta}$
Farqhar Correlation	Используется для расчета карбонатов	$UCS = 174,8 \cdot e^{-9,3\phi}$
Ameen Correlation	Используется для расчета доломитов	$UCS = 62,567 \cdot e^{-2,03\phi}$
Ameen Correlation	Используется для расчета известняков	$UCS = 89,432 \cdot e^{-5,46\phi}$
Lashkaripour Correlation [9]	Используется для расчета глинистых сланцев	$UCS = 193,4 \cdot \phi^{-1,143}$

Примечание: ϕ — эффективная пористость, %; G_{dyn} — динамический модуль сдвига, Mpsi; E_{sta} — статический модуль Юнга, ГПа, G_{Ref} — справочный модуль сдвига; $G_{Ref_{sand}}$ — справочный модуль сдвига для песчаника; $G_{Ref_{shale}}$ — справочный модуль сдвига для глин; P — пористость, %; $DTCO$ — акустическая продольная волна, мс/м.

глубине резца (рис. 3) [11]. Усилие характеризует предел прочности при одноосном сжатии. Общая формула, выражающая предел прочности на сжатие, является следующей [11]:

$$UCS = k \cdot (Ft - \mu \cdot Fn) / (w \cdot (d - \alpha \cdot Fn)), \quad (3)$$

где Ft — продольный компонент усилия, Н; Fn — вертикальный компонент усилия, Н; μ — коэффициент трения резца по породе; w — ширина резца, мм; d — глубина заглубления, мм; α — вертикальная жесткость измерительной системы, Н/мм; k — константа пропорциональности.

Также существует еще один способ измерения прочности на одноосное сжатие с помощью прибора — молотка Шмидта. Метод измерения основан на определении ударного импульса, возникающего после приложения нагрузки. Прочность определяется по высоте отскока бойка с помощью

установленных градуированных зависимостей [12].

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ОЦЕНКИ АНИЗОТРОПИИ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ НА УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Распространение анизотропии связано с внутренней структурой породы, ее минералогическим составом, ориентацией внутренних включений и слоистостью, что приводит к различиям в механических свойствах по разным направлениям исследования. Эти различия могут проявляться в виде повышенной чувствительности к нагрузкам в определенных направлениях, что увеличивает риск возникновения локальных деформаций и обрушений стенок скважины. Лабораторные исследования выполнены на образцах керна с помощью испытания на одноосное сжатие, представленного выше

(рис. 2). Прочность на одноосное сжатие является ключевым параметром при оценке градиента обрушений, который также влияет на его величину. Одноосное испытание особенно важно для анализа устойчивости открытого ствола скважины и воздействия на породу во время бурения. Критерии прочности (например, Мора и Треска) основаны на данных одноосных испытаний, позволяющие оценить границы прочности породы под распределенными нагрузками по бокам скважины.

Образцы отобраны с интервалов пластов X, Y, Z рассматриваемого месторождения Красноярского края. Образцы керна представлены тремя типами литологии:

- алевролитами мелкозернистыми, глинистыми плотными, некоторые со слабокарбонатизированными слойками;
- песчаником, насыщенным углеводородами, средне-мелкозернистым, с карбонатно-глинистым цементом, неравномерно пористым;
- аргиллитами алевролитистыми, со стяжениями пирита, плотными.

Керновые образцы были разделены на группы по двум критериям: схожей литологией и геолого-физическими свойствами горных пород (пористости, проницаемости, плотности). В табл. 2 представлены исследуемые группы, их свойства и описание.

Для алевролитов получилось собрать шесть групп с разными углами исследования, для песчаников и аргиллитов — по одной группе, всего исследовано 36 образцов. В каждой из групп присутствуют образцы с разными направлениями исследования, включающие углы 0°, 30°, 45°, 60°, 90°.

Для наибольшего понимания в табл. 3 приведены сопоставления углов.

Для дальнейшего упрощения и сопоставления с зенитным углом углы тестирования

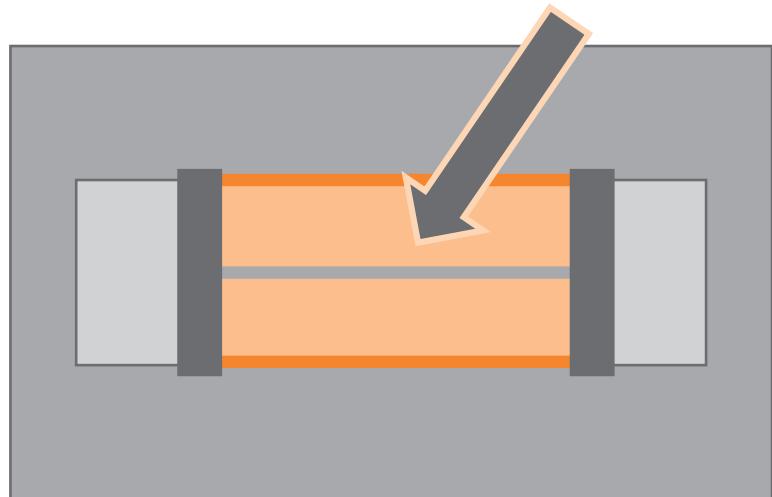


Рис. 3. Проведение лабораторных исследований по определению предела прочности на одноосное сжатие скретч-тестом. Составлено авторами

Fig. 3. Laboratory tests to determine the ultimate uniaxial compressive strength using a scratch test. Prepared by the authors

образцов керна были инвертированы и рассматривались далее относительно вертикали (рис. 4).

Выполнено построение корреляционных зависимостей по каждой литологической группе от угла направления исследований образцов керна (относительно вертикали), чтобы проанализировать полученные уравнения и тренды (рис. 5).

По построенному графику видно, что результаты лабораторных исследований описываются едиными трендами для всех представленных пород. Влияние угла ориентации образцов керна для рассматриваемых литотипов является значительным.

В результате анализа данных получен единый тренд для определения предела прочности при одноосном сжатии в зависимости от ориентации образцов при лабораторных исследованиях керна. Полученный

Таблица 2. Геолого-физические характеристики исследуемых групп образцов. Составлено авторами
Table 2. Geological and physical characteristics of researches sample groups. Prepared by the authors

№ группы	Пласт	Литотип	Кол-во образцов	Пористость	Проницаемость	Плотность мин.
				%	10^{-3} мкм^2	$\text{г}/\text{см}^3$
1	X	Алевролит	5	7,8	0,15	2,7
2	X	Алевролит	5	5,6	0,05	2,68
3	X	Алевролит	5	-	-	-
4	X	Алевролит	4	7	0,03	2,69
5	X	Алевролит	3	7	0,02	2,67
6	Y	Алевролит	4	8,1	0,07	2,7
7	Y	Песчаник	5	8,1	0,07	2,7
8	Z	Аргиллит	5	-	-	-

Таблица 3. Сопоставление углов ориентации образцов керна.

Составлено авторами

Table 3. Comparison of orientation angles of core samples. Prepared by the authors

Направление при лабораторных исследованиях образцов керна	Ориентация углов при бурении (сопоставление с зенитным углом при записи инклинометрии)
0 (параллельно напластованию)	90 (горизонтальный участок ствола скважины)
30	60
45	45
60	30
90 (перпендикулярно напластованию)	0 (вертикальный участок ствола скважины)

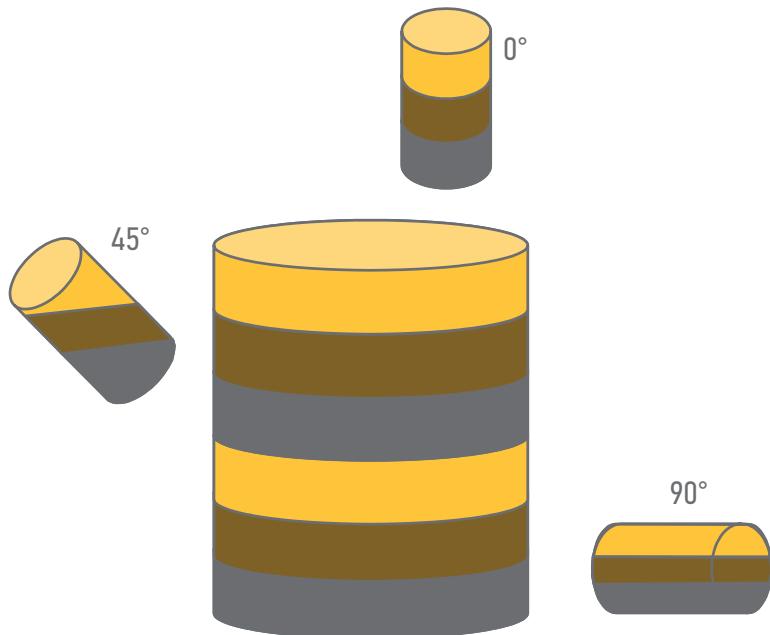


Рис. 4. Ориентация керновых образцов относительно вертикали.

Составлено авторами

Fig. 4. Orientation of core samples relative to the vertical. Prepared by the authors

тренд может быть использован для оценки градиента обрушений при бурении с учётом анизотропии прочности горных пород.

При проведении испытаний на одноосное сжатие важно учитывать, как направление приложения нагрузки влияет на результат. Если нагрузка приложена перпендикулярно плоскости напластования, предел прочности может быть максимальным. Однако если нагрузка направлена под углом, то это может привести к снижению прочности из-за возникновения дополнительных напряжений и деформаций.

Для расчета предела прочности на сжатие при изменении зенитного угла выведен коэффициент анизотропии прочности, который характеризует изменение прочности,

в зависимости от угла выпиловки образцов керна (рис. 6).

С помощью полученной зависимости выведен тренд коэффициента анизотропии прочности от зенитного угла. Получено три уравнения для интервалов: 0–15°, 15–75°, 75–90°. После посчитан предел прочности на сжатие с учетом полученных уравнений, что показывает изменения и влияние прочности по отношению к расположению породы от угла атаки при бурении.

Прочностные свойства горной породы имеют прямую зависимость на напряженно-деформируемое состояние горной породы. При геомеханическом моделировании устойчивости ствола скважины оцениваются безопасные границы бурения, которые представлены следующими градиентами: порового давления, обрушений, поглощения и авто-ГРП (авто-гидроразрыв пласта). Расчётные градиенты зависят от многих эмпирических параметров; так, градиент обрушений зависит от таких параметров, как модуль Юнга, коэффициент Пуассона, угол внутреннего трения, прочность на сжатие, поровое давление и т. д. В качестве примера рассмотрим влияние анизотропии прочностных свойств на напряженно-деформированное состояние горной породы на опорной скважине. Для сравнения представлен расчет устойчивости ствола скважины с изменением параметра предела прочности пород на сжатие без учета (1) и с учетом анизотропии прочности (2) (рис. 7).

Моделирование выполнялось в программе «РН-СИГМА», предназначенного для геомеханического моделирования [13, 14].

Результатом расчета на проектной наклонно направленной скважине с горизонтальным окончанием является определение безопасного окна при бурении. В результате расчёта получены градиенты обрушения, ГНВП (газонефтеводопроявления), поглощения и ГРП. На рис. 7 представлено сравнение расчётных градиентов обрушений с учётом анизотропии прочности пород (трек № 5) и без (трек № 4). Согласно полученным результатам отмечается, что учёт влияния анизотропии прочности пород в условиях высоких зенитных углов в значительной степени повышает градиент обрушений, что, в свою очередь, сужает безопасное окно допустимой эквивалентной статической плотности бурового раствора. Для рассмотрения влияния предела прочности на градиент обрушений построен график чувствительности от параметров, выявленных по разным методикам расчета предела прочности на сжатие, представленным в табл. 2. При этом прочие параметры, влияющие на оценку градиента обрушений, сохранились неизменными. На примере приведена

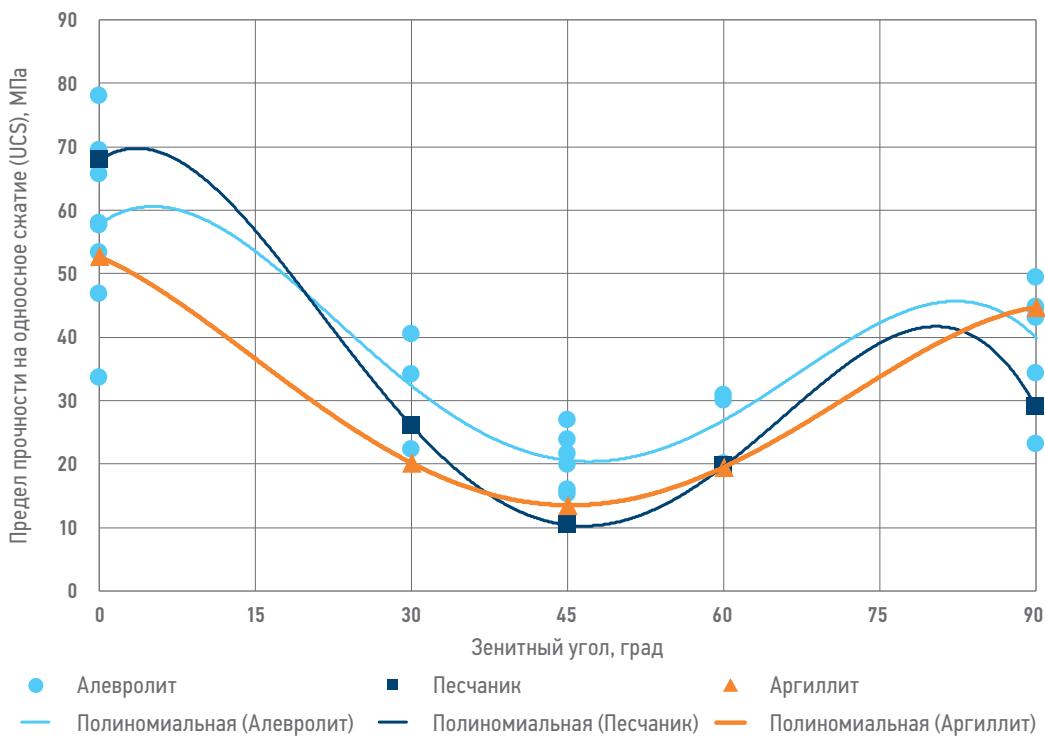


Рис. 5. Зависимость предела прочности на одноосное сжатие (UCS) от ориентации углов при бурении.
Составлено авторами

Fig. 5. Dependence of the compressive strength limit by lithotypes on the orientation of the angles during drilling.
Prepared by the authors

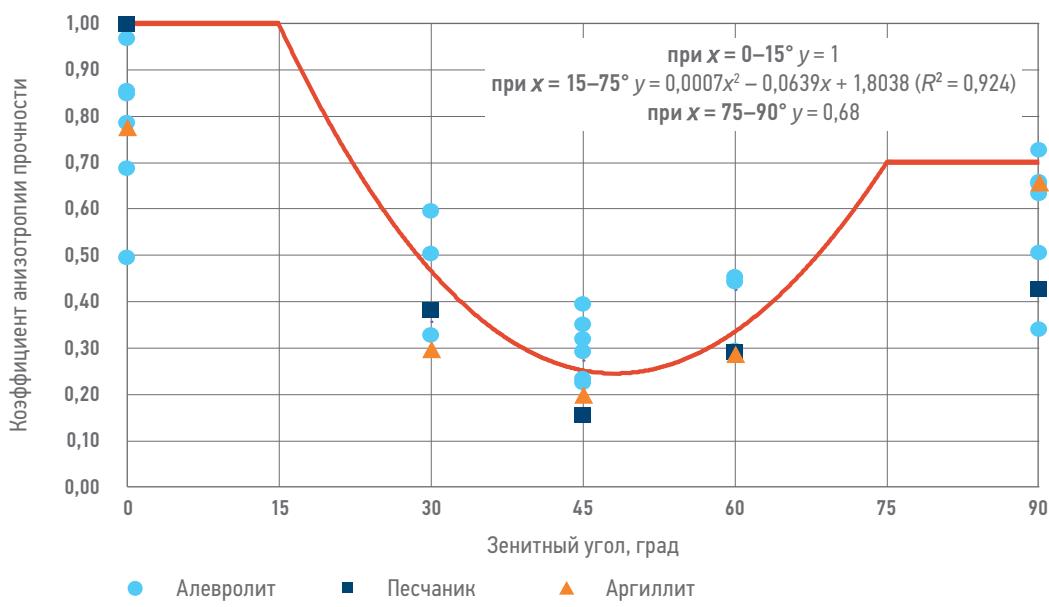


Рис. 6. Зависимость коэффициента анизотропии прочности от ориентации углов при бурении.
Составлено авторами

Fig. 6. Dependence of the strength anisotropy coefficient on the orientation of angles during drilling.
Prepared by the authors

наклонно направленная скважина с горизонтальным окончанием, в табл. 4 представлены входные данные, используемые при оценке чувствительности расчётного градиента обрушений. Оранжевый блок показывает значение градиента обрушений, рассчитанного

от предела прочности, полученного на керне без учёта анизотропии прочности пород, синий блок — с применением коэффициента анизотропии прочности от зенитного угла, данная методика описана ниже (рис. 8). Серыми блоками отображен градиент обрушений при расчете предела прочности

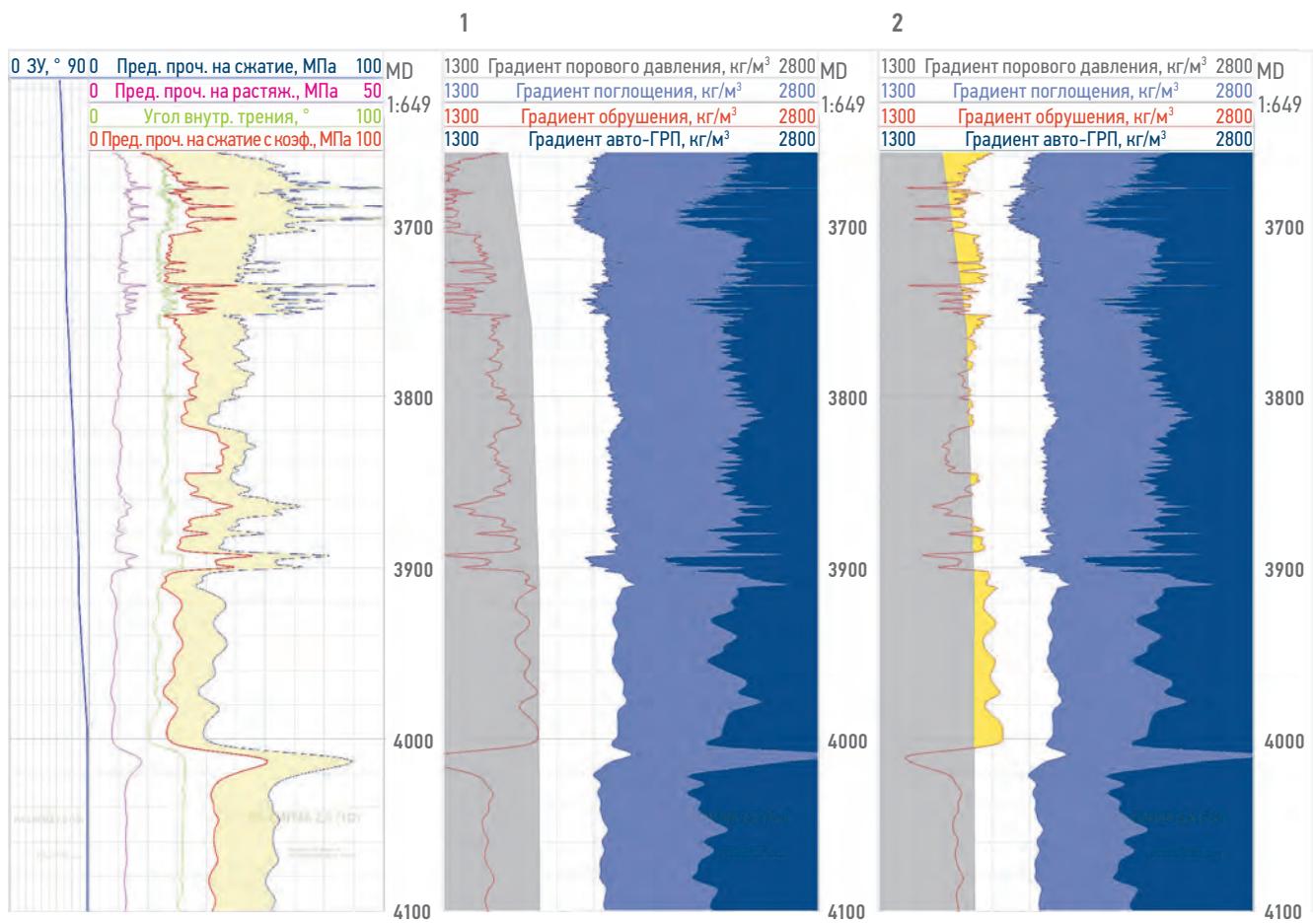


Рис. 7. Соотношение рассчитанных пределов прочности по разным способам на рассматриваемом интервале вскрытия пласта (1 (слева) — без учета анизотропии прочности, 2 (справа) — с учетом анизотропии прочности). Составлено авторами

Fig. 7. The ratio of the calculated ultimate strengths using different methods for the considered interval of formation opening (1 (left) — without taking into account the anisotropy of strength, 2 (right) — taking into account the anisotropy of strength). Prepared by the authors

на сжатие по зависимостям Plumb, Brie, Horsrud, McNally.

Из **рис. 8** видно, что методика расчета предела прочности на сжатие оказывает значительное влияние на градиент обрушений, диапазон изменения для рассмотренного примера от 1,32 до 1,72 г/см³. Подобная неопределенность градиента обрушений при бурении является критической, особенно в условиях узкого безопасного окна бурения. Выбор неверного метода расчета может привести к недооценке градиента обрушений и, как следствие, к неверному подбору плотности бурового раствора. В этом случае возможно возникновение

следующих осложнений: осьпи, обвалы, карвенообразование. Перечисленные осложнения приводят к затяжкам и посадкам бурильной колонны, а также более серьезным последствиям: прихват и заклинка бурового инструмента, недоспуск компоновок заканчивания.

Для успешного прогнозирования стабильности ствола скважины в сложных геологических условиях необходимо корректное определение предела прочности на сжатие и всех параметров, влияющих на его расчет, в том числе коэффициента анизотропии прочности породы при воздействии на нее под разными углами атаки.

Таблица 4. Входные данные. Составлено авторами
Table 4. Input data. Prepared by the authors

Глубина	Зенитный угол	Азимут	Поровое давление	Вертикальное напряжение	Угол внутреннего трения	Коэффициент Бю	Минимальное горизонтальное напряжение	Максимальное горизонтальное напряжение
M	град	град	атм	атм	град	-	атм	атм
3616	58	72	490	712	23,7	0,9	616	631

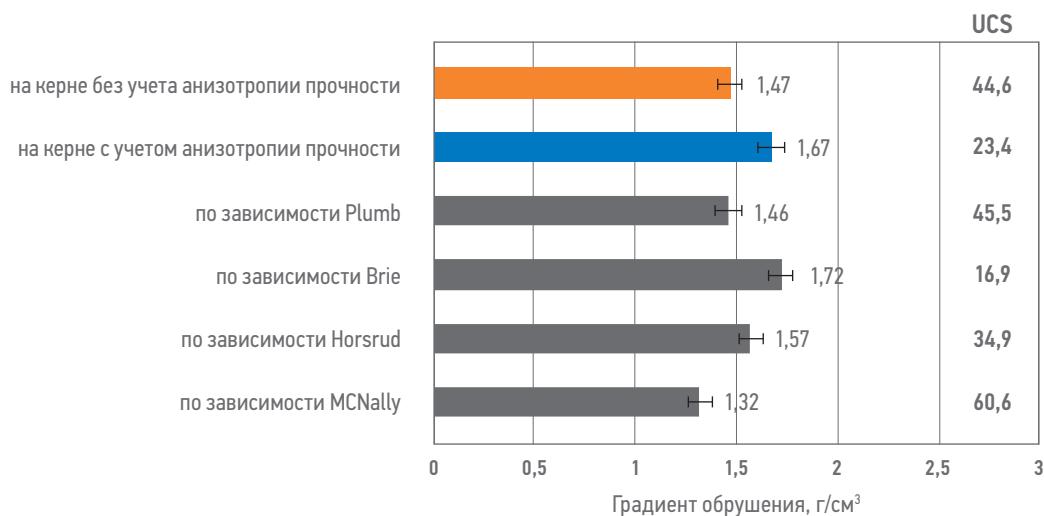


Рис. 8. График чувствительности градиента обрушений от предела прочности на сжатие, рассчитанного по различным корреляционным зависимостям. Составлено авторами

Fig. 8. Graph of the sensitivity of the collapse gradient to the compressive strength limit, calculated using various correlation dependencies. Prepared by the authors

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленные лабораторные исследования керна, выпиленного под разным углом, на определение предела прочности на сжатие показывают значительную зависимость прочностных характеристик от анизотропии. Для рассмотрения влияния анизотропии прочности на корреляционных зависимостях введен новый параметр — коэффициент анизотропии прочности, который описывает изменение прочности породы от ориентации исследования.

Выявлено существенное влияние угла траектории скважины на прочность породы при рас-

четах градиента начала обрушений с учетом коэффициента анизотропии прочности. Прочность уменьшается к 45°, после возрастает, при угле 90° прочность ниже, чем при 0°. Применение приведенных корреляционных зависимостей позволяет более точно спрогнозировать градиент начала обрушений, что особенно критично для зон с неустойчивыми пачками глин, при решении задач бурения и вскрытия целевых пластов. Для обеспечения стабильности стенок скважины необходимо разрабатывать режимы бурения и укрепления стенок скважины с учетом анизотропных особенностей прочностных характеристик породы.

Список литературы

1. McPhee C, Reed J, Zubizarreta I. Core Analysis: a best practice guide. — 2015. — 840 p.
2. ГОСТ 21153.0–75. Породы горные. Отбор проб и общие требования к методам физических испытаний. — М.: Издательство стандартов, 1981. — 3 с.
3. Павлов В.А., Кулешов В.С., Королев Д.О. и др. Практическое руководство по геомеханическому моделированию для решения задач разработки месторождений нефти и газа // ООО «Тюменский нефтяной научный центр». — Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. — 440 с.
4. Plumb R.A. Influence of Composition and Texture on the Failure Properties of Clastic Rocks: Society of Petroleum Engineers // Rock Mechanics in Petroleum Engineering. — 1994. — Pp. 13–20. <https://doi.org/10.2118/28022-MS>
5. Bradford I.D.R. etc. Benefits of assessing the solids production elastoplastic modeling // SPIWSRM 47360, Jul 1998.
6. Chandong Chang, Mark D. Zoback, etc. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. — 2006. — № 51. — Pp. 223–237.
7. Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations' // SPE Drill Complet. — 2001. — No. 16. — Pp. 68–73.
8. McNally G.H. Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs // Geoexploration Amsterdam. — 1987. — Vol. 24, no. 4–5. — Pp. 381–395.
9. Lashkaripour G.R. Predicting Mechanical Properties of Mudrock from index parameters // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. — 2002. — No. 61. — Pp. 73–77. <https://doi.org/10.1007/s100640100116>
10. ГОСТ 21153.2-84 «Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии». — 1986. — 8 с.
11. Торопецкий К.В., Борисов Г.А., Самойлов М.И., Ельцов И.Н. Расширенный метод контролируемого царапанья как источник геомеханических данных // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE 12–14 октября 2020 г. Москва.
12. Харисов Т.Ф. Оценка предела прочности пород в образце с использованием молотка Шмидта // Известия Тульского государственного университета. Науки о земле. — 2020. — № 4. — С. 306–314.
13. Даалетова АР, Киреев В.В., Кнутова С.Р., Лестриков А.В., Федоров А.И. Разработка корпоративного геомеханического симулятора для моделирования устойчивости ствола скважины // Нефтяное хозяйство. — 2018. — № 6. — С. 88–92.
14. Ардисламова Д.Р., Даалетова А.Р., Закирзянов ШИ, Лестриков А.В., Судеев И.В., Федоров А.И., Шамсутдинова ЕР, Хакимов А.А., Абушаев Р.Н. Расчет напряженного состояния на участке Северо-Комсомольского месторождения с использованием нового корпоративного 3D-симулятора РН-СИГМА // Экспозиция Нефть Газ. — 2023. — № 3. — С. 38–43.

References

1. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. *Core Analysis: a best practice guide*. — 2015. — 840 p.
2. GOST 21153.0-75. Rocks. Sampling and general requirements for physical testing methods. Moscow: Publishing House of Standards, 1981. 3 p.
3. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Korolev D.O., et al. *Practical guide to geomechanical modeling for solving oil and gas field development problems*. Tyumen Oil Research Center, LLC. — Tyumen: IPC Express, 2023. — 440 p.
4. Plumb R.A. Influence of composition and texture on the failure properties of clastic rocks: society of petroleum engineers. *Rock Mechanics in Petroleum Engineering*. 1994. pp. 13–20. <https://doi.org/10.2118/28022-MS>
5. I.D.R. Bradford etc. Benefits of assessing the solids production elastoplastic modeling. *SPIE SPM 47360*, Jul 1998.
6. Chandong Chang, Mark D. Zoback, etc. Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2006, no. 51, pp. 223–237.
7. Horsrud P. Estimating mechanical properties of shale from empirical correlations. *SPE Drill Complet*. 2001, no. 16, pp. 68–73.
8. McNally G.H. Estimation of coal measures rock strength using sonic and neutron logs. *Geoexploration Amsterdam*. 1987, vol. 24, no. 4–5, pp. 381–395.
9. Lashkaripour G.R. Predicting Mechanical Properties of Mudrock from index parameters. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*. 2002, no. 61, pp. 73–77. <https://doi.org/10.1007/s100640100116>
10. GOST 21153.2-84. *Rocks. Methods for Determining the Ultimate Strength under Uniaxial Compression*. 1986. 8 p.
11. Toropetskiy K.V., Borisov G.A., Samoilov M.I., Yeltsov I.N. Advanced Controlled Scratching Method as a Source of Geomechanical Data. *Russian Petroleum Technology Conference SPE*, October 12–14, 2020, Moscow.
12. Kharisov T.F. Estimation of rock strength limit in a sample using a schmidt hammer // *Bulletin of Tula State University. Earth Sciences*. 2020, no. 4, pp. 306–314.
13. Davletova A.R., Kireev V.V., Knutova S.R., Pestrikov A.V., Fedorov A.I. Development of a Corporate Geomechanical Simulator for Modeling Wellbore Stability. *Oil Industry*. 2018, no. 6, pp. 88–92.
14. Ardislamova D.R., Davletova A.R., Zakiryanov Sh.I., Pestrikov A.V., Sudeev I.V., Fedorov A.I., Shamsutdinova E.R., Khakimov A.A., Abushaev R.N. Calculation of the stress state at the Severo-Komsomolskoye field site using the new corporate 3D simulator RN-SIGMA. *Exposure Oil Gas*. 2023, no. 3, pp. 38–43.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.М. Казанцева — введение, интерпретация, анализ и обобщение результатов, основная часть, финальное редактирование.

Д.О. Королев — планирование исследований, основная часть, финальное редактирование.

М.Д. Субботин — проверка результатов, финальное редактирование.

С.С. Кузьмина — проверка результатов, финальное редактирование.

Н.А. Павлюков — заключение, финальное редактирование.

Agata M. Kazantseva — introduction, interpretation, analysis, and summary of results, main body, final editing.

Dmitry O. Korolev — research planning, main body, final editing.

Mikhail D. Subbotin — results review, final editing.

Svetlana S. Kuzmina — results review, final editing.

Nikolai A. Pavlyukov — conclusion, final editing.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Агата Михайловна Казанцева* — ведущий специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «РН-Геология Исследования Разработка» 625002, Россия, г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1. e-mail: AM_Kazantseva@rn-gir.rosneft.ru

Agata M. Kazantseva* — Leading specialist, Geomechanics Project Development Department, RN-Geologia Research Development 79/1, Osipenko str., 625002, Tyumen, Russia. e-mail: AM_Kazantseva@rn-gir.rosneft.ru

Дмитрий Олегович Королев — руководитель группы отдела разработки проектов геомеханики, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Dmitry O. Korolev — Team leader, Geomechanics Project Development Department, RN-Geologia Research Development

Михаил Дмитриевич Субботин — менеджер отдела разработки проектов геомеханики, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Mikhail D. Subbotin — Manager, Geomechanics Project Development Department, RN-Geologia Research Development

Светлана Сергеевна Кузьмина — менеджер отдела разработки проектов геомеханики, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Svetlana S. Kuzmina — Manager, Geomechanics Project Development Department, RN-Geologia Research Development

Николай Алексеевич Павлюков — начальник отдела разработки проектов геомеханики, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Nikolay A. Pavlyukov — Head of Geomechanics Project Development Department, RN-Geologia Research Development

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ВЛИЯНИЕ УГЛЕВОДОРДНЫХ КОМПОНЕНТОВ БУРОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В.А. Козлова^{1,*}, Д.Ю. Калачева²

¹ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет», РФ, Санкт-Петербург

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Геохимические исследования керна активно применяются для изучения состава и генезиса пластовых флюидов. Однако достоверность получаемых данных может снижаться из-за проникновения углеводородных компонентов буровых жидкостей, которые изменяют хроматографические, групповые и биомаркерные характеристики битумоидов (экстрактов).

Цель. Определить влияние углеводородных добавок буровых жидкостей на результаты геохимических исследований керна и продемонстрировать примеры их проявления в скважинах из различных регионов России.

Материалы и методы. Для анализа использованы образцы керна из трёх скважин: в Оренбургской области, Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах. Битумоиды из керна выделялись методом горячей экстракции хлороформом в аппарате Сокслета. Экстракти разделялись на фракции (насыщенную и ароматическую) посредством группового анализа методом колоночной жидкостно-адсорбционной хроматографии. Насыщенные и ароматические фракции исследовались с применением газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии. Для выявления закономерностей и выделения загрязнённых проб использовались результаты лабораторных исследований, которые были обработаны методом главных компонент.

Результаты. Загрязненными считались те образцы, в которых явно выражены признаки наличия техногенных углеводородов. В загрязнённых экстрактах хроматограммы показывали выраженный нафтеновый фон и нарушение ряда н-алканов. Групповой состав характеризовался преобладанием насыщенных углеводородов при резком снижении доли ароматических соединений и низком содержании смол и асфальтенов. Смешение нативных углеводородов экстрактов и технической жидкости приводило к искажению биомаркерных соотношений, что делало невозможным их использование для генетической типизации. Статистический анализ подтвердил разделение выборки на чистые и загрязнённые образцы, последние сближались по характеристикам с составом буровых жидкостей.

Заключение. Углеводородные добавки буровых растворов существенно искажают результаты геохимических исследований образцов каменного материала. Для повышения достоверности интерпретации рекомендуется документировать состав буровых жидкостей, анализировать их параллельно с керном и применять статистические методы для выявления загрязнённых проб.

Ключевые слова: геохимия, керн, битумоид, буровой раствор, хроматография, биомаркеры, углеводородное загрязнение, нафтеновый фон

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Козлова В.А., Калачева Д.Ю. Влияние углеводородных компонентов буровых жидкостей на результаты геохимических исследований. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):117–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-117-125>

Статья поступила в редакцию 20.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

INFLUENCE OF HYDROCARBON COMPONENTS IN DRILLING FLUIDS ON THE RESULTS OF GEOCHEMICAL CORE ANALYSES

Veronika A. Kozlova^{1,*}, Daria Yu. Kalacheva²

¹Saint Petersburg State University, RF, Saint Petersburg

²Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. Geochemical studies of core samples are widely used to characterize the composition and origin of reservoir fluids. However, the reliability of data may reduce due to contamination by hydrocarbon components of drilling fluids, which alter chromatographic and biomarker characteristics.

Aim. To evaluate the effect of hydrocarbon additives in drilling fluids on core geochemical data and to demonstrate contamination patterns observed in wells from different regions of Russia.

Materials and methods. Core samples from three wells located in the Orenburg region, Khanty-Mansi Autonomous Okrug, and Yamal-Nenets Autonomous Okrug were analyzed. Bitumoids were extracted via solvent chloroform extraction. The extracts were fractionated by group-type analysis. Saturated and aromatic

hydrocarbon fractions were examined using gas chromatography and gas chromatography-mass spectrometry. Principal component analysis was applied to distinguish clean and contaminated samples.

Results. Samples were considered contaminated when they showed clear signs of hydrocarbons that did not belong to the native organic matter. Chromatograms typically displayed a strong naphtenic hump and irregular or series of n-alkanes in such extracts. The fraction composition also changed: saturated hydrocarbons dominated, while aromatic compounds, resins, and asphaltenes were noticeably reduced. Because of the mixing between native extract hydrocarbons and drilling-fluid additives, key biomarker ratios became unreliable and could not be used for genetic interpretation. Statistical analysis further confirmed this pattern: clean and contaminated samples formed separate clusters, with contaminated ones grouping closer to the composition of drilling-fluid hydrocarbons.

Conclusion. Hydrocarbon additives from drilling fluids can significantly distort the geochemical characteristics of core extracts, affecting chromatographic patterns, group composition, and biomarker ratios. To ensure more reliable interpretation, it is important to record the composition of drilling fluids, analyze them together with core samples when possible, and use statistical tools to identify and exclude contaminated material.

Keywords: geochemistry, core analysis, bitumoids, drilling fluids, chromatography, biomarkers, hydrocarbon contamination, unresolved complex mixture

Conflict of interest: the authors declare no conflicts of interest.

For citation: Kozlova V.A., Kalacheva D.Yu. Influence of hydrocarbon components in drilling fluids on the results of geochemical core analyses. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):117–125. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-117-125>

Manuscript received 20.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В современных проектах геолого-разведочных работ на нефть и газ всё чаще применяются методы органической геохимии для уточнения состава пластовых флюидов, реконструкций условий их формирования и выявления закономерностей миграции. Эти данные служат важным дополнением к геологической и геофизической информации и позволяют более уверенно оценивать перспективы новых поисковых объектов. Вместе с тем качество и информативность результатов во многом зависят от изучаемого материала. Одной из проблем, которой посвящена данная статья, является проникновение компонентов буровых жидкостей в поровое пространство керна, что приводит к искажению его геохимических параметров.

В практике бурения скважин часто используются технические жидкости, содержащие углеводородные (УВ) компоненты различного происхождения (буровые растворы на углеводородной основе, изолирующие жидкости, добавки в виде парафиновых минеральных масел и др.). Попадание этих веществ в поровое пространство породы может влиять на состав экстрагируемых органических соединений, что в дальнейшем отражается на результатах исследований.

При выполнении аналитических работ по геохимии специалисты не всегда располагают полной информацией о составе применяемых в процессе бурения технических жидкостей. В ряде случаев сведения о наличии углеводородных добавок отсутствуют

и не передаются в лабораторию. В результате факт загрязнения породы становится очевидным только на этапе интерпретации данных.

В последние несколько лет в процессе выполнения лабораторных работ по скважинам различных регионов России поступали противоречивые данные, требующие дополнительного анализа. В ряде образцов наблюдалась аномалии, которые не укладывались в привычную интерпретацию геологических процессов. По мере накопления такого материала принято решение обобщить и сформулировать основные признаки загрязнения каменного материала различными буровыми компонентами.

ЛИТЕРАТУРНАЯ СПРАВКА

Проблема влияния буровых жидкостей на геохимические исследования керна и шлама активно изучается в последние десятилетия зарубежным научным сообществом. Анализ публикаций результатов хроматографических и хромато-масс-спектрометрических исследований демонстрирует, что именно в этой области проявляются наиболее наглядные признаки техногенного воздействия. В работе Zhang et al. [1] установили, что в экстрактах из шлама, полученного после бурения с применением водной эмульсии с органическими соединениями, нарушается нормальный ряд алканов, а также фиксируется наличие нафтенового горба — области нераразделяемых углеводородных

соединений, который отражает присутствие циклоалканов и других технических компонентов. Важным аргументом в статье является тот факт, что профили хроматограмм экстрактов совпадают с аналогичной хроматограммой буровой жидкости. Помимо этого, авторы установили, что буровые жидкости с органическими добавками приводят к искажению основных пиролитических параметров. В кусочках шлама значения ТОС, S_1 , S_2 , HI оказались систематически выше, чем в образцах керна.

Wenger et al. [2] в своей работе показали, что современные буровые жидкости могут имитировать природные распределения стеранов и гопанов, затрудняя традиционные методы генетической корреляции. Ohm et al. [3] подтвердили выводы, что компоненты буровых растворов могут маскировать истинные признаки пластовых флюидов, т.к. содержат углеводороды стеранового и гопанового ряда, которые также содержатся в нативном органическом веществе битумоидов, нефтей. Особый акцент на практические методы минимизации загрязнения сделан в исследовании Liu et al. [4], где изучался керн плотных песчаников, пробуренных с использованием углеводородных добавок. Авторы продемонстрировали, что механическая очистка внешнего слоя керна снижает влияние примесей и позволяет отделить относительно «чистые» образцы от загрязненных. Однако при сильном проникновении компонентов буровой жидкости интерпретация остаётся невозможной, и такие пробы рекомендуется исключать из анализа.

Ratnayake, Sampey [5] исследовали кусочки шлама глубоководных скважин, пробуренных с использованием бурового раствора на углеводородной основе. Авторы показали, что шлам, пропитанный буровой жидкостью, имеет крайне высокие концентрации ТОС (total organic carbon) (до 60%) по результатам пиролитических исследований, что искусственно завышало содержание органического вещества при выполнении пиролиза на необработанных образцах. После многоступенчатой подготовки и экстракции образцов концентрации ТОС снизились до <1%, однако на хроматограммах оставались нафтеновый горб и перекрытия в биомаркерных пиках. Это подтвердило, что даже после тщательной подготовки образцов остаточное загрязнение может сохраняться. В таком случае применение пиролитических методов для анализа резервуаров с целью идентификации нефтенасыщенных интервалов, локализации зон битуминизации и разделения углеводородов на подвижные и остаточные

становится крайне затруднительным. Это связано с тем, что пиролиз — это количественный метод, который показывает суммарное содержание углеводородов в породе. Поэтому компоненты технических жидкостей будут давать свой вклад в значения пиролитических параметров, тем самым завышая их.

ДЛЯ УСТРАНЕНИЯ ВЛИЯНИЯ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ УВ-ДОБАВОК БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД, УЧИТЫВАЮЩИЙ ВЛИЯНИЕ ТЕХНОГЕННОГО ФАКТОРА ПУТЕМ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА СОСТАВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ И МОНИТОРИНГА КАЧЕСТВА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОБ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ ОБРАЗЦОВ КЕРНА ПОТЕНЦИАЛЬНО ПРОДУКТИВНЫХ ПОРОД.

В 2021 году опубликована работа о влиянии бурового раствора на углеводородной основе на оценку параметров нефтегазоматеринской толщи [6]. Исследователи провели ряд лабораторных экспериментов на образцах из обнажения формации Игл Форд штата Техас, США. Моделируя загрязнение осадочных пород в лабораторных условиях, авторы установили, что присутствие буровых добавок в керне увеличивают показатель свободных и сорбированных углеводородов (S_1) при снижении остаточного генерационного потенциала (S_2) и общего содержания органического углерода (ТОС) по результатам пиролиза. По мнению авторов, это происходит из-за действия компонентов бурового раствора как растворителя по отношению к органическому веществу (ОВ) породы, искажая тем самым свойства материнских пород.

Bennett, Larter [7] изучали экстракты из керна, нефти, а также дизельное топливо, применявшиеся в составе бурового раствора. Авторы показали, что в экстрактах присутствуют полярные неуглеводородные компоненты (стеролы, алкилфенолы), отсутствующие в пластовых углеводородах и совпадающие по составу с дизельным топливом. Эти соединения могут искажать результаты геохимических исследований, так как маскируют природные полярные фракции и приносят поверхностно-активные вещества, влияющие на свойства керна. При этом стераны, гопаны и ароматические стероиды оказались менее подвержены искажению и были предложены как более надежные индикаторы при подозрении на загрязнение.

Schinteie et al. [8] в своём исследовании сравнивали влияние техногенных примесей

во внутренних (сердцевина) и внешних (стенки) частях керна. Результаты показали, что даже незначительные примеси добавок приводят к «обеднению» значений изотопного состава углерода $\delta^{13}\text{C}$ в диапазоне 0,1–6,9 ‰ и водорода $\delta^2\text{H}$ 2–33 ‰ отдельных н-алканах в экстрактах. В результате изотопные показатели выпадают из региональных трендов, что не позволяет выполнить генетическую и палеогеографическую интерпретацию.

Опубликованные данные показывают, что влияние буровых жидкостей с добавлением углеводородных компонентов отражается практически всех уровнях геохимического анализа. Массовые параметры завышаются, на хроматограммах фиксируются области неразделенных компонентов и искажение ряда н-алканов, биомаркеры перекрываются с профилями добавок, а изотопные характеристики смещаются за пределы природных значений. Даже многоступенчатая очистка не всегда устраняет примеси. Поэтому в таких случаях рекомендуется анализировать буровые жидкости для контроля компонентного состава, сравнивая затем их состав с анализируемыми образцами (экстрактами из керна/шлама). При наличии признаков загрязнения анализируемых образцов рекомендуется исключать сильно загрязненные пробы из интерпретации.

В отечественной научной литературе проблема загрязнения керна фактически не отражена. Систематические исследования, посвященные изучению влияния буровых растворов на результаты геохимического анализа, до настоящего времени отсутствуют. Вследствие этого при планировании лабораторных работ не предполагается, что данный фактор может оказывать существенное влияние на получаемые результаты.

ЗАДАЧИ ГЕОХИМИИ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЕЩЕСТВА

К наиболее распространенным целям геохимических исследований каменного материала при выполнении проектов геологоразведочных работ относится оценка геологических рисков наличия нефтегазоматриксной породы (НГМП) и миграции углеводородов в ловушку. Для этого проводится анализ свойств НГМП, устанавливается генетическая корреляция между НГМП и углеводородными флюидами или экстрактами из коллекторов. При таких задачах выполняется стандартная последовательность битуминологических исследований на керне

или пластовых флюидах: горячая экстракция хлороформом (в случае работы с каменным материалом), групповой анализ, хроматографические и хромато-масс-спектрометрические исследования насыщенной и ароматической фракции.

Для анализа результатов загрязнения выбраны 3 скважины, пробуренные в разных нефтегазоносных регионах России. Скважина № 1 находится в Ханты-Мансийском автономном округе, где детально изучалась терригенные породы шельфовых пластов раннемелового возраста. В качестве керноизолирующего агента использовалось масло М8В. Скважина № 2 расположена на юге Оренбургской области и затрагивает карбонатные породы среднего-верхнего девона. При бурении в качестве смазочного материала использовалось подсолнечное масло с добавлением парафиновых минеральных масел. Скважина № 3 пробурена с использованием раствора на углеводородной основе (РУО) в Ямало-Ненецком автономном округе, где изучались песчаники глубоководных конусов выноса неокомского возраста.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ

ХРОМАТОГРАФИЯ И ХРОМАТО-МАСС-СПЕКТРОМЕТРИЯ

Как уже было не раз отмечено в зарубежной литературе, основные признаки загрязнения нативного органического вещества экстрактов выявляются на этапе хроматографического анализа. Характерным признаком является выраженный фон наftenовых углеводородов, так называемый «наftenовый горб», который часто сопровождается отсутствием н-алканов. Подобные проявления наблюдались в экстрактах, извлеченных из пород с различным стратиграфическим положением и литологическим составом. Все анализируемые породы залегали при высоких пластовых температурах, что позволяет исключить вероятность развития процессов биодеградации, при которых также могут быть явно выражены неразделенные углеводороды на хроматограммах.

В качестве иллюстрации влияния техногенных примесей представлены хроматограммы экстрактов, в которых четко прослеживаются характерные признаки внешнего углеводородного вмешательства. На **рис. 1** в скважине № 1 случай загрязнения был связан с использованием изолирующего агента, представляющего собой моторное масло. В образце песчаника пл. АС₁₁, отобранного на глубине 2315 м, фиксируется повышенный

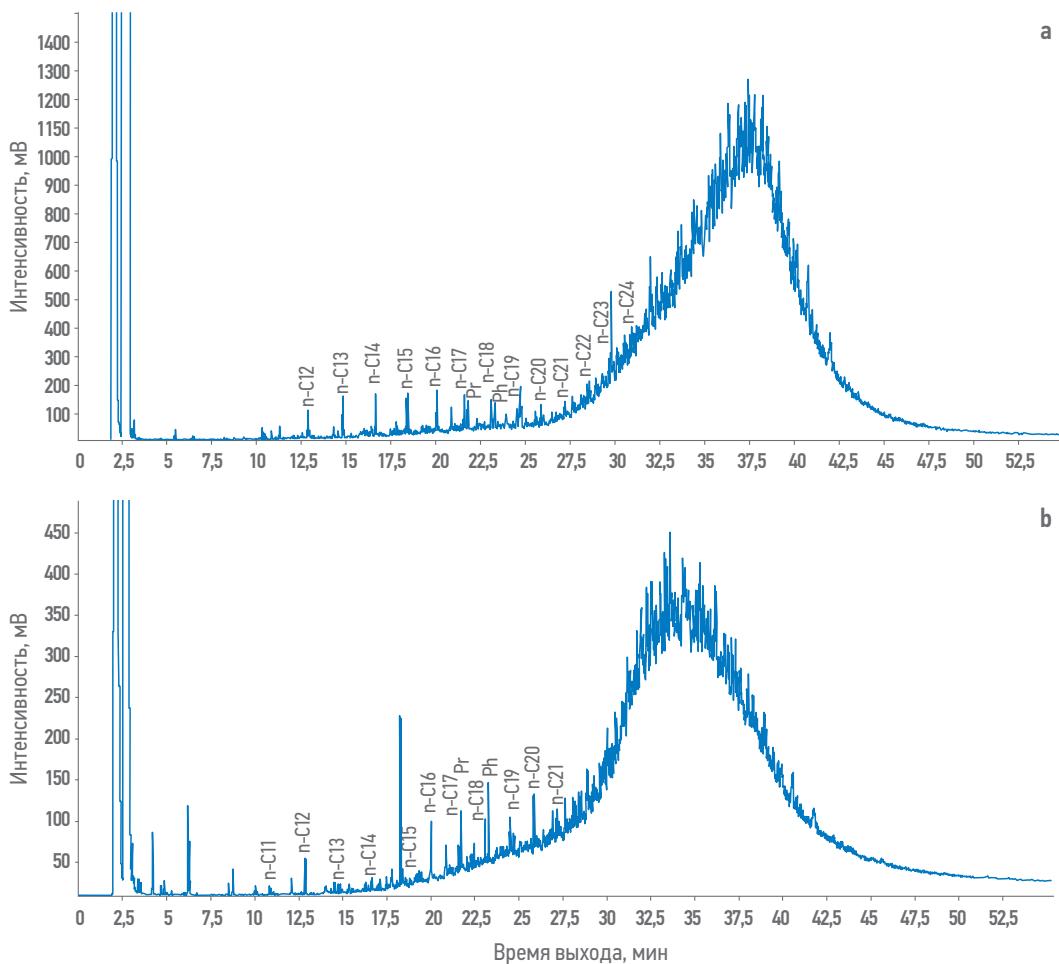


Рис. 1. Распределение алканов (газовая хроматография) скважины № 1: а — экстракт из керна песчаника пл. АС11, б — проба изолирующего агента [В.А. Козлова]

Fig. 1. Alkane distribution in well No. 1: a — extract from the sandstone core of interval AS11, b — sealing agent sample [Veronika A. Kozlova]

нафтеновый фон. При этом сопоставление профилей хроматограмм экстракта из образца песчаника и технической жидкости показывает, что характерный нафтеновый горб в большинстве случаев проявляется в одинаковое время выхода как в загрязненной пробе (рис. 1а), так и в буровом компоненте (рис. 1б). Схожее совпадение времен выхода свидетельствует о высокой вероятности того, что выявленная аномалия обусловлена внешним привнесением компонентов моторного масла изолирующей жидкости, а не естественными процессами биодеградации углеводородов.

На рис. 2 представлено распределение алканов в образце экстракта из нефтенасыщенного доломитового известняка воронежского горизонта среднего девона в скважине № 2, глубина отбора — 5056 м. Как видно, выход нафтеновых УВ в пробе смазывающей добавки (рис. 2б) совпадает с временем выхода неразделенных пиков в проанализированном экстракте (рис. 2а). Кроме того, в обоих

образцах наблюдается близкое распределение углеводородных компонентов, которые используются для генетической и катагенетической типизации (биомаркеры): УВ гептадекана C_{17} , пристана Pr , октадекана C_{18} , фитана Ph , что также указывает на наличие компонентов смазывающей добавки в пробе образца. Такое распределение биомаркеров в пробе характеризует смазывающую добавку, а не нативные УВ из породы.

Распределение алканов в образце песчаника скважины № 3, отобранного на глубине 3796 м, приведено на рис. 3. Бурение проводилось с использованием бурового раствора на углеводородной основе. На хроматограмме фиксируются нативные алканы, однако дополнительно выражен широкий нафтеновый «горб». Вероятнее всего, в пробах экстрактов произошло смешение нативного флюида и техногенного, что не позволяет с полной уверенностью охарактеризовать УВ ачимовских отложений биомаркерным составом.

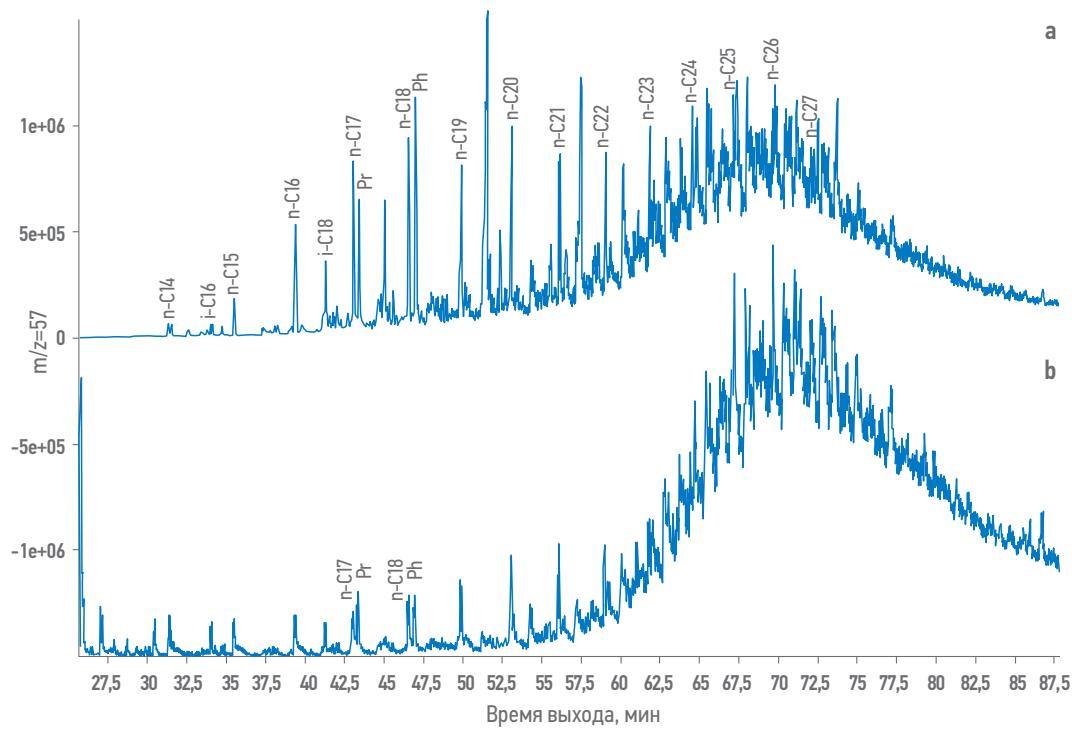


Рис. 2. Масс-фрагментограммы ($m/z = 57$): а — экстракт известняка воронежского горизонта, б — смазывающая добавка [В.А. Козлова]

Fig. 2. Mass fragmentograms ($m/z = 57$): a — extract of limestone from Voronezh horizon, b — lubricating additive [Veronika A. Kozlova]

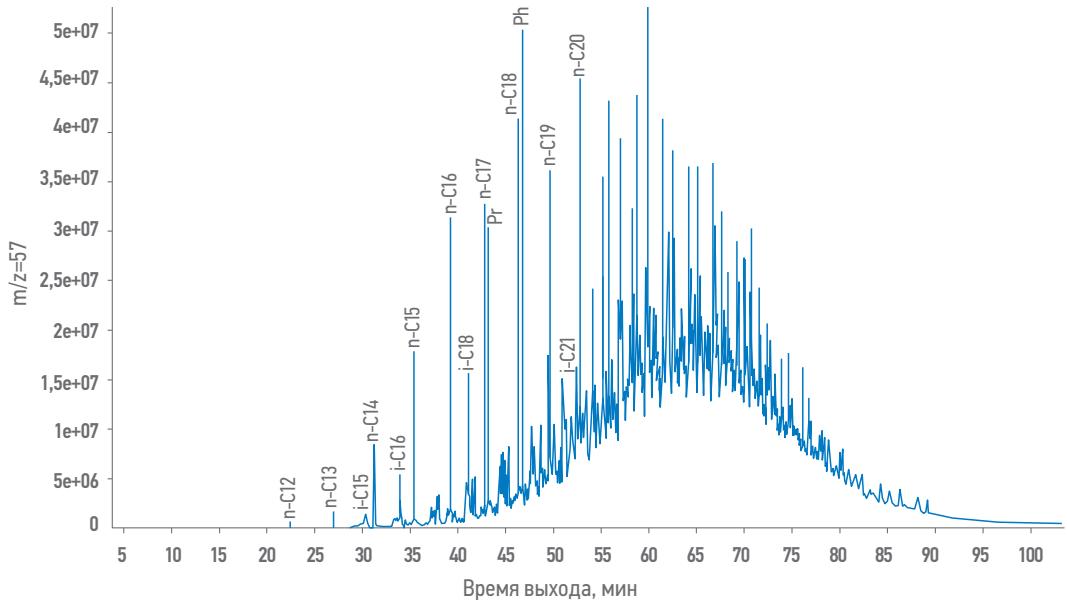


Рис. 3. Масс-фрагментограмма ($m/z = 57$) экстракта песчаника ачимовского комплекса скважины № 3 [В.А. Козлова]

Fig. 3. Mass fragmentogram ($m/z = 57$) of extract of sandstone from Achimov deposits, Well No. 3 [Veronika A. Kozlova]

ГРУППОВОЙ АНАЛИЗ

Важным признаком внешнего техногенного воздействия служит изменение группового состава экстракта из породы. В загрязненных образцах фиксируется выраженное преобладание насыщенных углеводородов, при этом содержание ароматических компонентов существенно снижено. Смолисто-асфальтеновая фракция определяется

в значительно меньших количествах по сравнению с природными экстрактами из пород. Данные наблюдения отчетливо видны на примере результатов исследования скважины № 2, где по разрезу скважины изучались битумоиды как нефтенасыщенных интервалов, так и потенциальных НГМП (табл. 1). В пробах, где по результатам газовой хроматографии отмечалось присутствие

Таблица 1. Результаты группового анализа битумоидов и используемой буровой добавки скважины № 2. ПН — парафин-нафтеновая фракция, АРО — ароматическая фракция, СМ — фракция смол, АСФ — фракция асфальтенов, ГХ — газовая хроматография [В.А. Козлова]

Table 1. Results of group-type analysis of bitumoids and the drilling additive employed in Well No. 2. ПН — paraffin-naphthenic hydrocarbon fraction, АРО — aromatic hydrocarbon fraction, СМ — resinous fraction, АСФ — asphaltene fraction, ГХ — gas chromatography [Veronika A. Kozlova]

№	Гл. отбора, м	Краткое описание породы	Выход экстракта, %	ПН, %	АРО, %	СМ, %	АСФ, %	Признаки загрязнения по ГХ
1	4590	Известняк доломитистый	0,036	39,9	17,6	33,3	9,2	Нет
2	4597	Известняк	0,068	23,8	17,4	33,8	25,0	Нет
3	4885	Доломит	0,602	88,0	7,6	3,8	0,7	Да
4	4886	Доломит	0,628	85,9	7,3	6,1	0,8	Да
5	5056	Известняк доломитистый	0,014	-	-	-	-	Да
6	5061	Известняк доломитистый	0,143	87,2	6,4	6,1	0,2	Да
7	5472	Аргиллит	0,092	16,5	21,1	26,2	36,2	Нет
8	5474	Песчаник алевритистый	0,036	60,1	5,6	24,4	9,9	Нет
9	5477	Алевропесчаник	0,146	69,1	4,4	24,1	2,5	Нет
10	5489	Песчаник	0,092	74,1	3,2	19,8	3,0	Нет
11	5609	Известняк кремнистый	0,076	67,5	17,1	14,3	1,1	Да
12	5614	Известняк доломитистый	0,034	27,5	28,6	35,2	8,8	Нет
13	5624	Известняк кремнистый	0,046	26,4	41,8	24,7	7,1	Нет
14	5742	Известняк кремнистый	0,024	41,4	8,3	33,8	16,5	Нет
15	5751	Известняк кремнистый	0,040	69,0	8,3	19,1	3,6	Да
16	-	Смазывающая жидкость	-	80,8	9,1	8,8	1,2	-

нафтенового горба, в групповом составе экстрактов известняков фиксировалось превалирование насыщенных УВ — свыше 80%, меньше значения ароматической фракции — до 7,6%, доля смол и асфальтенов не превышала 6,1 и 0,8% соответственно. В менее проницаемых породах с признаками загрязнения содержание насыщенной фракции также повышено — до 69%, доля ароматических соединений составляет до 17,1%, а смол и асфальтенов — до 19,1 и 1,6%. Для сопоставления в рамках работы проанализирован образец технической жидкости, использованной при проходке соответствующих интервалов. Результаты группового анализа буровой добавки оказались схожими с составом экстрактов из загрязненных образцов.

БИОМАРКЕРЫ И СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА

Значимым последствием загрязнения являетсяискажение биомаркерных соотношений битумоидов. Технические углеводородные добавки в своем составе имеют собственные комплексы стеранов, гопанов и других углеводородов, которые при проникновении в породу смешиваются с природными флюидами, нарушая тем самым геохимический облик нативного органического

вещества. В результате формируется совокупный биомаркерный состав, не отражающий реальных геохимических характеристик пластовых углеводородов. Это делает невозможным определение различий между природными и привнесенными биомаркерами, что исключает возможность корректной интерпретации углеводородного состава. Дополнительное подтверждение различий в биомаркерных параметрах между загрязненными и незагрязненными образцами получено при анализе экстрактов скважины № 2. Для быстрой и демонстративной оценки различий в биомаркерных соотношениях применён метод главных компонент (МГК). Результаты анализа распределения образцов на графике счетов показали формирование трёх чётко выраженных групп (**рис. 4**). Группы 1 и 2 объединяют «чистые» образцы без признаков техногенного воздействия по результатам хромато-масс-спектрометрии и группового анализа, но генетически различного происхождения. Группа 3 включает загрязненные образцы и пробу буровой добавки, что указывает на сходство состава между ними. Такое обособление связывается с тем, что образцы имели свои различные биомаркерные соотношения, но в процессе бурения произошло смешение нативных УВ

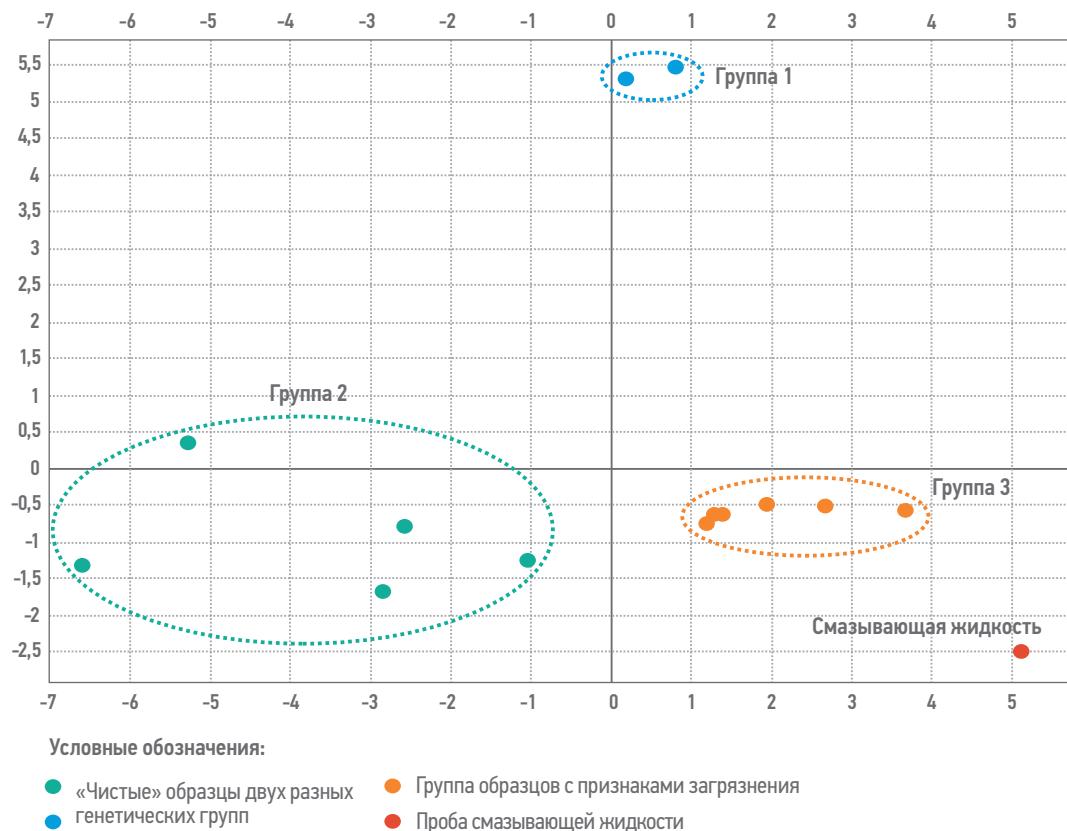


Рис. 4. Результаты МГК анализа по образцам из скважины № 2. График счетов [В.А. Козлова]
Fig. 4. Results of PCA analysis for samples from Well No. 2. Count plot [Veronika A. Kozlova]

со смазывающей жидкостью, что ограничило дальнейшую интерпретацию.

РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ВЛИЯНИЯ ЗАГРЯЗНЕНИЯ

Предупредить или полностью исключить влияние буровых жидкостей на геохимические характеристики керна и шлама крайне сложно, однако существует ряд мер, которые позволяют минимизировать этот эффект и корректно его учитывать:

- рекомендуется фиксировать все используемые добавки и компоненты буровых растворов с указанием их концентраций, расхода и интервалов применения. Обеспечить максимально полный контроль состава буровых жидкостей;
- при отборе образцов для анализа выбирать внутреннюю часть керна — «сердцевину», где возможность проникновения фильтрата бурового раствора ниже;
- при отборе образцов на геохимические исследования из керна избегать области, откуда ранее были выпилены цилиндры. При выпиливании цилиндров используется инструмент, на стенках которого могут быть сторонние углеводородные компоненты;

- по мере планирования и выполнения лабораторных работ необходимо обеспечить одновременный отбор и битуминологический анализ жидкостей, используемых при бурении. Это позволяет напрямую сравнивать геохимические характеристики буровых добавок и экстрактов из пород и уверенно отслеживать признаки техногенного загрязнения;
- экстракция образцов перед выполнением пиролитических исследований может частично восстановить значения истинных свойств НГМП и убрать подвижные углеводородные фракции;
- применение статистических методов позволит быстро определить группы загрязненных образцов;
- исключать загрязненные пробы из интерпретации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Накопленный опыт геохимических исследований показывает, что углеводородные добавки буровых жидкостей оказывают систематическое влияние на результаты геохимического анализа керна. Отчетливо признаки проявляются на хроматограммах в виде повышенного нафтенового фона и нарушения

распределения н-алканов, что указывает на привнесение внешних углеводородов. Изменения фиксируются и в групповом составе: возрастает доля насыщенных соединений, при этом ароматическая фракция заметно сокращается, содержание смол и асфальтов низкое. На уровне биомаркеров загрязнение приводит к искажению соотношений, что делает невозможными генетическую интерпретацию и реконструкцию миграционных

процессов. Применение методов статистики, в частности МГК, подтвердило, что загрязненные образцы формируют отдельные кластеры, близкие по характеристикам к буревым добавкам. Эти результаты подчеркивают необходимость комплексного учёта техногенного фактора при геохимических исследованиях и внедрение процедур контроля и исключения сомнительных проб для обеспечения достоверности интерпретации.

Список литературы / References

1. Zhang Z., Hou D., Cheng X., Yan X., Chen W. Influence of HEM drilling fluid on organic geochemical characteristics of deep-water source rocks in the Qiongdongnan Basin. *ACS Omega*. 2024, vol. 9, no. 18, pp. 20582–20592. <https://doi.org/10.1021/acsomega.4c02311>
2. Wenger L.M., Davis C.L., Evensen J.M., Gormly J.R., Mankiewicz P.J. Impact of modern deepwater drilling and testing fluids on geochemical evaluations. *Organic Geochemistry*. 2004, no. 35, pp. 1527–1536. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2004.07.001>
3. Ohm S.E., Karlsen D.A., Backer-Owe K., Pedersen J.H., Beeley H.S. A drilling mud additive influencing the geochemical interpretations of hydrocarbon shows. *Petroleum Geoscience*. 2007, vol. 13, no. 4, pp. 369–376. <https://doi.org/10.1144/1354-079307-742>
4. Liu H., Xu Y., He T., Cai Y., Hao W., Zhao Y., Zhang K., Wen Z., He J., Zeng Q. Methods for Eliminating Oil-Based Drilling Fluid Pollution for Ultra-deep Source Rock Cuttings: A Case from the Kuqa Depression, NW China. *ACS Omega*. 2025, no. 10, pp. 11607–11617. <https://doi.org/10.1021/acsomega.5c00806>
5. Ratnayake A.S., Sampey Y. Organic geochemical evaluation of contamination tracers in deepwater well rock cuttings from the Mannar Basin, Sri Lanka. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2018, no. 9, pp. 989–996. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0575-8>
6. Rodriguez N.D., Katz B.J. The effect of oil-based drilling mud (OBM) on the assessment of hydrocarbon charge potential. *Marine and Petroleum Geology*. 2021;133. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2021.105312>
7. Bennett B., Larter S.R. Polar non-hydrocarbon contaminants in reservoir core extracts. *Geochemical Transactions*. 2000, no. 1, pp. 34–37. <https://doi.org/10.1039/B005237J>
8. Schintle R., Colangelo-Lillis J.R., Hope J.M., Chen J., Nelson D.B., Jarrett A.J.M., Brocks J.J. Impact of drill core contamination on compound-specific carbon and hydrogen isotopic signatures. *Organic Geochemistry*. 2019, no. 128, pp. 161–171. <https://doi.org/10.1016/j.orggeochem.2019.01.003>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.А. Козлова — подготовила текст разделов статьи, отредактировала публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д. Ю. Калачева — подготовила текст разделов статьи, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Veronika A. Kozlova — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Daria Y. Kalacheva — prepared sections of the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вероника Александровна Козлова* — инженер-исследователь, ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный университет» 199155, Россия, г. Санкт-Петербург, пер. Декабристов, д. 16а.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Дарья Юрьевна Калачева — руководитель направления, Группа компаний «Газпром нефть»

Veronika A. Kozlova* — Researcher, Saint Petersburg State University
16A, Dekabristov lane, 199155, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Daria Y. Kalacheva — Head of department,
Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ПОДВЕДЕНИЕ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ИТОГОВ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ УСТАНОВКИ SNUBBING UNIT

**С.В. Тишкевич¹, И.А. Котов^{1,*}, А.В. Жуков¹, С.В. Зименков¹, Д.А. Григоренко¹,
А.А. Постнов²**

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург, Ханты-Мансийск

²ООО «Консолидейтед Сервисиз», РФ, Москва

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В условиях нестабильных цен на нефть сокращение издержек становится критически важным. Новые технологии позволяют проводить ремонт скважин быстрее, безопаснее и дешевле, без потерь добычи. Революция в скважинном ремонте наступила: от механизации к автономным системам. Современные вызовы требуют новых решений, «Газпром нефть» старается строго следовать этому тренду и внедрять современные роботизированные комплексы. Ценность модели в совокупности с техническими решениями позволяет наращивать капитализацию компании в режиме реального времени.

Цель. Главный технологический вызов — это проведение работ на скважинах с аномальными условиями по пластовым давлениям без глушения. Опробование новых подходов и применение высокотехнологичной установки для текущего и капитального ремонта скважин.

Материалы и методы. На текущий момент опробованы разные технологические решения и определены подходы к каждому типу скважин, позволяющие регулировать технологический процесс. Однако работа со скважинами с аномальными пластовыми давлениями требует иных, высокотехнологичных методов. Глушение скважин — первый подготовительный этап перед началом цикла «жизни» скважины или уже в процессе добычи перед плановыми ремонтами и одна из самых дорогих статей затрат ввиду особенностей продуктивного горизонта — аномально высоких или низких пластовых давлений. В данной статье предложен к рассмотрению материал о перспективной мобильной установке для ремонта скважин под давлением без проведения глушения.

Результаты. При опробовании и испытании установки в условиях Крайнего Севера в скважинах с аномальными пластовыми давлениями наблюдается положительная тенденция в снижении времени на ремонт. Коэффициент производительного времени находится на уровне 90%, кроме того, отмечается потенциал в достижении минимальной отметки непроизводительного времени. Предложенный метод ремонта скважин позволит снизить число инцидентов HSE (Здоровье, Безопасность и Окружающая среда), сократить риски газонефтеводопроявлений.

Заключение. Новую высокотехнологичную мобильную установку Snubbing Unit можно отнести к прорывной технологии по ремонту скважин в Российской Федерации, с потенциалом сокращения затрат на глушение скважин до 100%.

Ключевые слова: текущий и капитальный ремонт скважин, глушение, аномально высокие пластовые давления, опытно-промышленные испытания, Snubbing Unit, нефть и газ

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Тишкевич С.В., Котов И.А., Жуков А.В., Зименков С.В., Григоренко Д.А., Постнов А.А.

Подведение промежуточных итогов опытно-промышленных испытаний высокотехнологичной установки Snubbing unit. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):126–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-126-131>

Статья поступила в редакцию 30.09.2025

Принята к публикации 23.10.2025

Опубликована 26.12.2025

SUMMING UP THE INTERIM RESULTS OF THE PILOT INDUSTRIAL TESTS OF THE HIGH-TECH SNUBBING UNIT

**Sergey V. Tishkevich¹, Ivan A. Kотов^{1,*}, Alexander V. Zhukov¹, Sergey V. Zimenkov¹,
Dmitry A. Grigorenko¹, Anton A. Postnov²**

¹Gazprom neft company group, RF, Saint-Petersburg, Khanty-Mansiysk

²Consolidated Services, RF, Moscow

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. In the context of unstable oil prices, cost reduction has become critical. New technologies allow for faster, safer, and cheaper well repair without production losses. The revolution in well repair has arrived: from mechanization to autonomous systems. Modern challenges require new solutions, and we strive to follow this trend by implementing advanced robotic systems. The value of the model, combined with technical solutions, allows us to increase the company's capitalization in real-time.

Aim. The main technological challenge is to perform work on wells with abnormal reservoir pressures without killing them. Testing new approaches and using high-tech equipment for routine and major well repairs.

Materials and methods. At the moment, various technological solutions have been tested, and approaches have been identified for each type of well, allowing for the regulation of the technological process. However, working with wells with abnormal reservoir pressures requires different, high-tech methods. Well killing is the first preparatory step before the start of the well's "life" cycle or during the production process before scheduled repairs, and it is one of the most expensive expenses due to the specific features of the productive horizon, such as abnormally high or low reservoir pressures. This article presents a promising mobile installation for repairing wells under pressure without the need for killing.

Results. During the testing and evaluation of the installation in the Far North, there has been a positive trend in reducing the repair time in wells with abnormal reservoir pressures. The productive time ratio is at 90%, and there is potential to achieve a minimum level of unproductive time. The proposed method of well repair will help reduce the number of HSE (Health, Safety, and Environment) incidents and mitigate the risks of gas and oil spills.

Conclusion. The new high-tech mobile Snubbing Unit can be considered a breakthrough technology for well repair in the Russian Federation, with the potential to reduce well killing costs by up to 100%.

Keywords: kill-fluid, jamming, routine and major well repairs, abnormally high reservoir pressures, pilot tests, Snubbing Unit, oil and gas

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Tishkevich S.V., Kotov I.A., Zhukov A.V., Zimenkov S.V., Grigorenko D.A., Postnov A.A. Summing up the interim results of the pilot industrial tests of the high-tech Snubbing Unit. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):126–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-126-131>

Manuscript received 30.09.2025

Accepted 23.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Идея snubbing (спуск или подъём труб в скважину под давлением) была разработана в 1929 году Гербертом С. Отисом. Первоначально установка полагалась на работу подъёмного агрегата и для контроля движения труб использовали кабели и шкивы. Но уже в 1960 году учёные и инженеры-конструкторы нефтегазовой отрасли доработали идею Герberта С. Отиса и приблизились к результату универсальной установки для ремонта скважин, в конструкцию добавили гидравлический домкрат, что позволило оператору контролировать спуск и подъём труб, создав первый автономный модульный узел. Таким образом, непрерывный процесс ремонта стал значительно проще. Также с применением данной установки появились дополнительные возможности, с помощью которых решается ряд задач:

- высокие рабочие нагрузки (толкающая 54 тонны, тяга 110 тонн, возможно обеспечить работу установки в диапазоне от 80 до 300 тонн) и с возможностью обеспечения ПВО (противовыбросовым оборудованием) на давление до 700 атм;
- возможность вращения колонны под давлением (в отличие от coiled tubing);
- снижение общей стоимости услуг (меньше персонала и времени на монтаж);
- компактность (вертикальный монтаж);
- глушение скважин не обязательно;
- извлечение аварийных труб за счёт силового тягового усилия.

Современные технологии стремительно развиваются, и нефтяная отрасль активно адаптирует передовые решения для повышения эффективности и безопасности. «Газпром нефть» делает ставку на инновации и технологичность, и проект внедрения установки Snubbing Unit является важным шагом в этих направлениях. Данная статья позволит рассмотреть результаты применения высокотехнологичной установки Snubbing Unit на активах компании и в дальнейшем реализовать технологию в других дочерних обществах компании [2].

НА ПРИМЕРЕ АКТИВОВ ГРУППЫ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», РАСПОЛАГАЮЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА, ПОКАЗАНО ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ УСТАНОВКИ SNUBBING UNIT, КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ И ЗАТРАТЫ НА РЕМОНТ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.

ЦЕЛИ

Целью статьи является описание результатов от применения установки Snubbing Unit. Проект направлен на решение технологических вызовов, связанных с эксплуатацией сложных скважин, и повышение операционной эффективности при соблюдении высочайших стандартов экологической и промышленной безопасности.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

На текущий момент опробованы разные технологические решения и определены подходы к каждому типу скважин, позволяющие регулировать технологический процесс. Однако при работе со скважинами с аномальными условиями возникают дополнительные технологические сложности, и это требует применения высокотехнологичных методов [1]. В данной статье предложен к рассмотрению материал о результатах работы мобильной установки для ремонта скважин под давлением без проведения глушения.

Рассмотрим пример основного узла установки Snubbing Unit (**рис. 1**).

На **рис. 1** изображены основные узлы, позволяющие выполнять спускоподъёмные операции в полуавтоматическом режиме. Установка характеризуется модульным дизайном, в котором основной блок, мачта и блок превенторов имеют блочно-рамное

исполнение для облегчения логистики, в том числе и в труднодоступных регионах. Телескопическая мачта может быть выдвинута на необходимую высоту.

Принцип работы Snubbing Unit заключается в использовании силовых гидравлических цилиндров для спуска и подъема труб под давлением. Оснащенность двойными превенторами создает дополнительный барьер для контроля устья скважины, что имеет преимущество при традиционном ремонте скважин в аномальных условиях. Установкой Snubbing Unit возможно проводить работы с насосно-компрессорными трубами или бурильными трубами без глушения скважин. По итогам работы отмечены дополнительные факторы эффективности:

- безопасность — минимизация рисков выбросов, за счёт сдвоенной противовывбросовой системы;
- экономия времени — не требует глушения скважины, так как ремонты выполняются

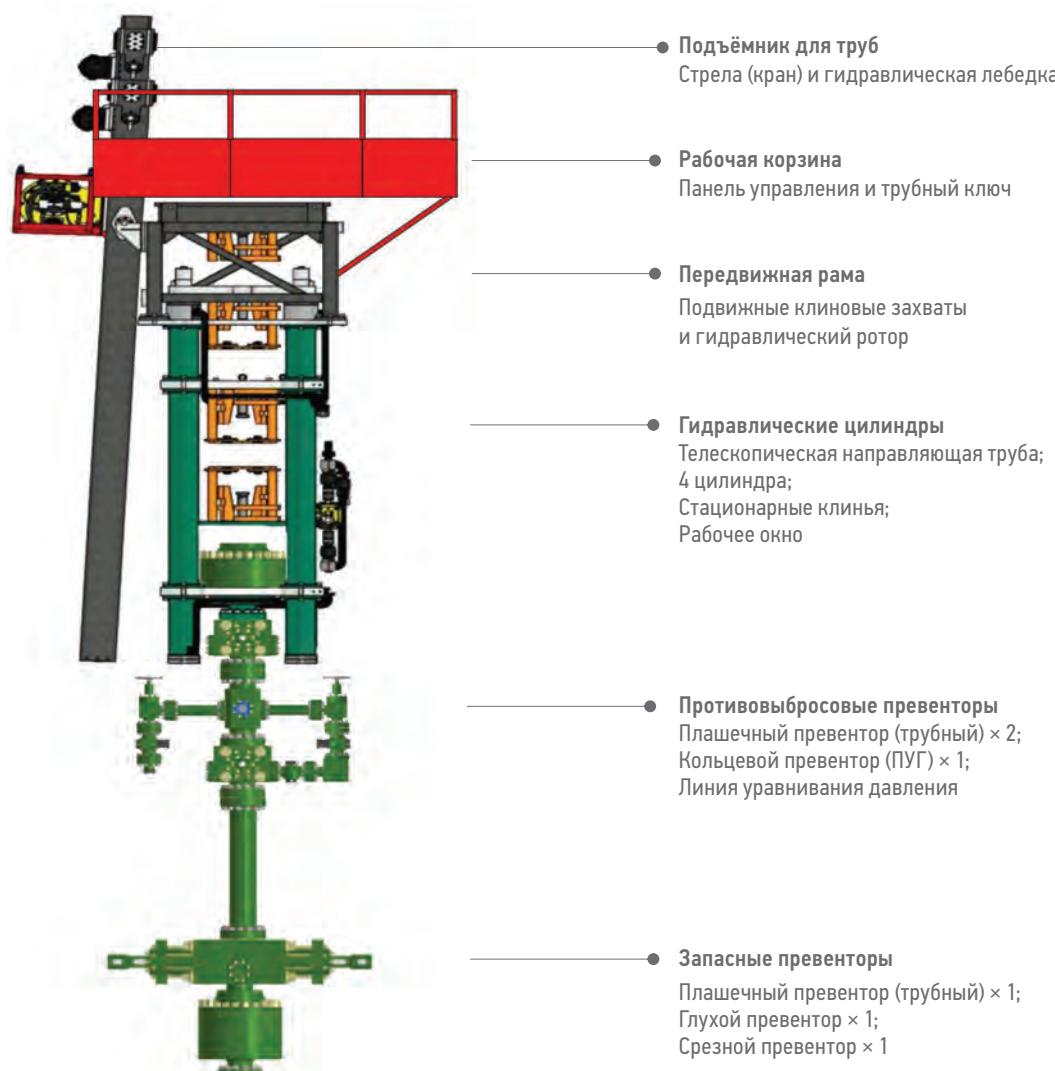


Рис. 1. Оборудование установки Snubbing Unit. Составлено И.А. Котовым
Fig. 1. Equipment of the Snubbing Unit installation. Prepared by I.A. Kotov

с герметизированным устьем под давлением, которое контролируется на поверхности;

- гибкость — может работать на горизонтальных и сложных скважинах.

Установка Snubbing Unit укомплектована силовым агрегатом, размещённым в утеплённом контейнере, что позволяет выполнять работы в условиях Крайнего Севера.

Схематичный пример контейнера с установкой силового агрегата показан на **рис. 2**.

На **рис. 2** изображён силовой агрегат: контейнер с двигателем мощностью 540 лошадиных сил, топливным баком, воздушным компрессором и накопителем, все размещено внутри утеплённого контейнера.

В условиях Крайнего Севера на месторождениях «Газпром нефти» выполнено 10 успешных работ с применением высокотехнологичной установки Snubbing Unit, при этом наблюдается положительная динамика к достижению целевых ориентиров компании и снижению к минимальному порогу непроизводительного времени [3].

Рассмотрим анализ выполнения работ с применением высокотехнологичной установки Snubbing Unit (**рис. 3**).

На **рис. 3** изображен анализ выполненных ремонтов с раскладкой по производительному

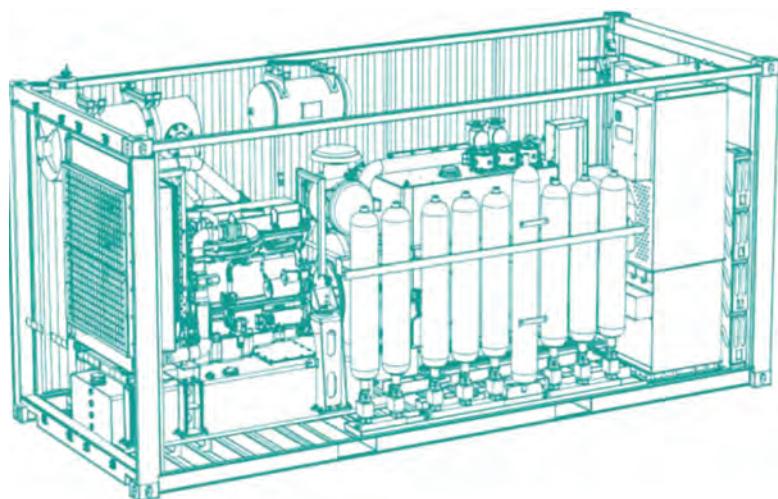


Рис. 2. Силовой агрегат. Составлено И.А. Котовым
Fig. 2. Power unit. Prepared by I.A. Kotov

времени относительно к каждой скважине с применением высокотехнологичной установки Snubbing Unit. На первых скважинах можно наблюдать превышение времени на проведение работ, что обусловлено донастройкой оборудования, опробованием нового подхода к проведению работ, адаптацией установки, а также обучением персонала, так как специфика работ на объектах повышенной опасности «Газпром нефть» требует высокого уровня подготовки и квалификации,

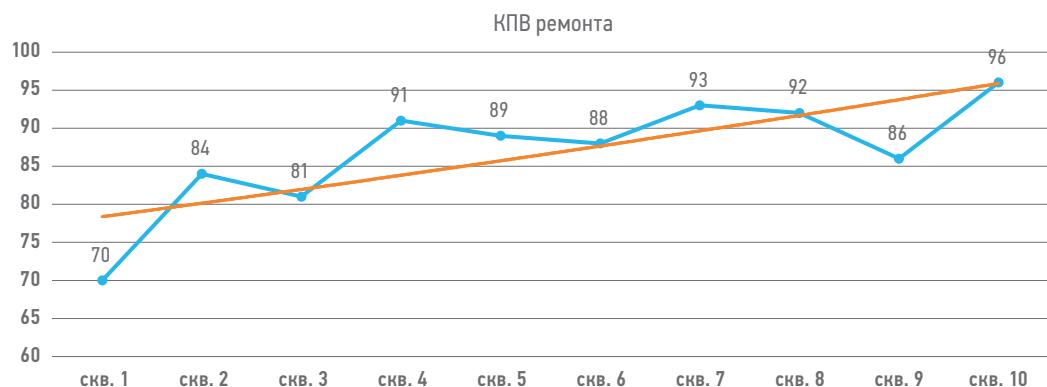
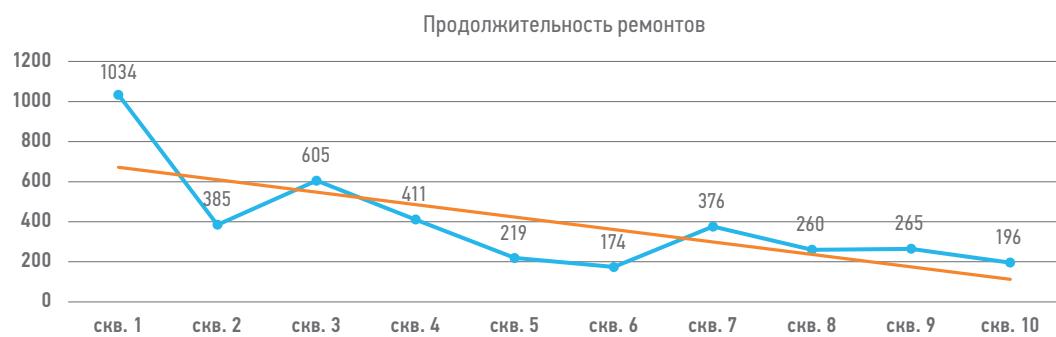


Рис. 3. Продолжительность ремонтов и коэффициент производительного времени. Составлено авторами
Fig. 3. Duration of in-well repairs and production time ratio. Prepared by the authors

Таблица 1. Сравнительный анализ затрат на ремонт скважины. Составлено авторами
Table 1. Comparative analysis of well repair costs. Compiled by the authors

Показатель	TKPC (текущий и капитальный ремонт скважин)	Снаббинг	Разница в %
Ремонт скважин			
Количество ремонтов	8	8	0
Средняя продолжительность ремонта, час.	228	200	12,3
Продолжительность работ (8 скв.), час.	1 824	1 600	12,3
ТЖГ (тяжёлая жидкость глушения)			
Применение ТЖГ (да/нет)	1	0	0
Подготовительные работы, организация разрядки, затраты ППН (пункт подготовки нефти)			
Разрядка скв. (да/нет)	1	0	0
Пробки			
Применение пробок, шт.	0	1	1
Удельно снижение затрат на скважину от традиционного TKPC в %	100	94	6,04

следовательно, персонал бригады Snubbing Unit ООО «Консолидейтед Сервисиз» прошёл переподготовку в соответствии с требованиями Заказчика. Однако наблюдается положительная динамика снижения времени на ремонт. Коэффициент производительного времени находится на уровне в среднем 90–96%, в перспективе достижение стабильных 95–97%.

По итогу завершения программы опытно-промышленных испытаний на 8 скважинах выполнен анализ проведения работ и представлен в **таблице 1**, где отмечается прямой положительный эффект по ряду факторов по усреднённым показателям на 1 скважину:

- сокращена продолжительность ремонтов на 12,3%;
- сокращены затраты на глушение скважин на 100%;
- сокращена стоимость затрат удельно на 1 скважину на 6,04%.

РЕЗУЛЬТАТЫ

Получены новые компетенции при работе с высокотехнологичной установкой Snubbing Unit. Определен потенциал к достижению максимума в сокращении непроизводительного времени. Наблюдается тенденция сокращения продолжительности работ. Исключены затраты на глушение скважин тяжёлым раствором.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных опытно-промышленных испытаний на 8 скважинах определён потенциал к достижению целевых ориентиров. Необходимо разработать методику оценки КПЭ к применяемым установкам и приступить к следующему этапу наработки компетенций.

Список литературы

1. Юшин ЕС. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Учебное пособие. Минобрнауки России. Ухта: Ухтинский государственный технический университет (УГТУ), 2020 г. С. 10–127.
 2. Техника и технологии для работы на скважинах под давлением без глушения. Jereh Group.
 3. Наработки и опыт применения установки Snubbing Unit ООО «Консолидейтед Сервисиз» и ПАО «Газпром нефть».
- References**
1. Yushin E.S. Equipment and technology of current and capital repairs of oil and gas wells on land and at sea. Training manual. Ministry of Education and Science of the Russian Federation. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2020. P. 10–127.
 2. Equipment and technologies for working on wells under pressure without jamming.
 3. Achievements and experience in using the Snubbing Unit by Consolidated Services LLC and Gazprom Neft PJSC.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

И.А. Котов — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принимал участие в производственном анализе продолжительности работ.

С.В. Тишкевич — принял активное участие в организации и координации работ.

А.В. Жуков — подготовил тезисы и критерии для статьи, подготовил сравнительный анализ выполненных работ.

С.В. Зименков — подготовил внутреннюю экспертизу статьи.

Д.А. Григоренко — оказал экспертную поддержку при подготовке расчетов нагрузок на устье скважины. Также подготовил обоснование внесения изменений в Правила безопасности на объектах добычи нефти и газа (ПБНиГП) с целью включения в них положений, регламентирующих работу с использованием высокотехнологичной установки Snubbing Unit.

А.А. Постнов — оказал экспертную поддержку в области применения высокотехнологичной установки Snubbing Unit, построения графики факторного анализа.

Ivan A. Kotov — developed the concept of the article, prepared the text of the article, and participated in the production analysis of the duration of the work.

Sergey V. Tishkevich — took an active part in organizing and coordinating the work.

Alexander V. Zhukov — prepared the abstract and criteria for the article, prepared a comparative analysis of the work performed.

Sergey V. Zimenkov — prepared an internal examination of the article.

Dmitry A. Grigorenko — provided expert support in preparing calculations of wellhead loads. He also prepared the justification for amending the Safety Rules for Oil and Gas Production Facilities (PBNGP) to include regulations governing operations using high-tech Snubbing Units.

Anton A. Postnov — provided expert support in the field of using a high-tech Snubbing Unit, plotting factor analysis.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Иван Александрович Котов* — руководитель программ по внутристкважинным работам, Группа компаний «Газпром нефть» 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Сергей Викторович Тишкевич — директор программ внутристкважинных работ, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Владимирович Жуков — руководитель по развитию внутристкважинных работ, Группа компаний «Газпром нефть»

Сергей Владимирович Зименков — эксперт центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

Дмитрий Андреевич Григоренко — руководитель программ по технологиям строительства и ремонта скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Александрович Постнов — генеральный директор, ООО «Консолидейтед Сервисиз»

Ivan A. Kotov* — Head of In-Well Operations Programs, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Sergey V. Tishkevich — Director of In-Well Operations Programs, Gazprom neft company group

Alexander V. Zhukov — Head of In-Well Work Development, Gazprom neft company group

Sergey V. Zimenkov — Expert on current and major well repairs, Gazprom neft company group

Dmitry A. Grigorenko — Head of In-Well Operations Programs, Gazprom neft company group

Anton A. Postnov — General manager, Consolidated Services

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author



ВЫЯВЛЕНИЕ ПРИЗНАКОВ ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ БУРЕНИИ В ПОДДЕРЖКУ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ РАСЧЛЕНЕННОГО ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА И ТРЕЩИННОГО ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОЛЛЕКТОРА

П.В. Ястребов*, Д.С. Петрова, А.А. Цой, А.Н. Петров, А.С. Продан

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. На рассматриваемом месторождении в ходе бурения зафиксированы осложнения в виде дифференциальных прихватов каротажных инструментов, затяжек и посадок при спускогодъемных операциях, а также поглощений бурового раствора различной природы и интенсивности. Ввиду того что подходы для ликвидации данного набора осложнений противоположны друг другу, выдача рекомендаций на бурение новых скважин крайне затруднительна для данного разреза.

Цель. Разработка подхода для комплексного анализа буровых осложнений, а также выявление их причин с использованием дополнительной информации, не входящей в стандартный процесс геомеханического моделирования.

Материалы и методы. Исследование проведено для миоценовых и палеозойских отложений. Разработанный подход является дополнением к стандартному геомеханическому моделированию и основывается на привлечении дополнительных данных: геотехнические исследования (ГТИ), информация о ходе осложнений, физические и химические параметры бурового раствора.

Результаты. Построена геомеханическая модель для рассматриваемых скважин, выявлены механизмы различных видов осложнений и выданы рекомендации на бурение новых скважин.

Заключение. Привлечение дополнительных данных в поддержку геомеханического моделирования даёт ценную информацию о причинах осложнений и позволяет существенно расширить список рекомендаций.

Ключевые слова: устойчивость ствола скважины, осложнения при бурении, реактивные глины, поглощения бурового раствора, трещинный коллектор, палеозой

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Ястребов П.В., Петрова Д.С., Цой А.А., Петров А.Н., Продан А.С. Выявление признаков осложнений при бурении в поддержку 1D геомеханического моделирования на примере расчлененного осадочного чехла и трещинного палеозойского коллектора. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):132-145. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-132-145>

Статья поступила в редакцию 27.08.2025

Принята к публикации 10.09.2025

Опубликована 26.12.2025

DRILLING COMPLICATIONS IDENTIFICATION IN SUPPORT OF 1D GEOMECHANICAL MODELING
IN A COMPARTMENTALIZED SEDIMENTARY SECTION AND FRACTURED PALEOZOIC RESERVOIR

Pavel V. Iastrebov*, Daria S. Petrova, Anton A. Tsoy, Alexander N. Petrov, Artem S. Prodan

Gazprom neft company group, RF, Saint-Petersburg

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. At the considered field, complications in the form of differential sticking, tight hole events and slack offs during tripping operations, as well as mud losses of various origin and intensity were recorded during drilling. In view of the fact that approaches to eliminate a given set of complications conflict with each other, drilling recommendations suggestion is extremely difficult for a given cross-section.

Aim. Approach for comprehensive analysis of drilling complications development as well as their causes identification using additional information not included in the standard geomechanical modeling workflow.

Materials and methods. The study was carried out for Miocene and Paleozoic sediments. The developed approach is complementary to the standard geomechanical modeling and is based on the additional data introduction: mud logging, information on the complication development process, physical and chemical parameters of the drilling mud.

Results. A geomechanical model for the considered wells is built, the mechanisms of different types of complications are identified and recommendations for drilling new wells are given.

Conclusion. Additional data introduction in support of geomechanical modeling provides valuable information on the causes of complications and allows for a substantial expansion of the drilling recommendations list.

Keywords: Wellbore stability, drilling complications, reactive clays, mud losses, fractured reservoir, Paleozoic

Conflict of interest: The authors declare that there is no conflict of interest

For citation: lastrebov P.V., Petrova D.S., Tsoy A.A., Petrov A.N., Prodan A.S. Drilling complications identification in support of 1D geomechanical modeling in a compartmentalized sedimentary section and fractured Paleozoic reservoir. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):132–145. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-132-145>

Manuscript received 27.08.2025

Accepted 10.09.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

На основании аудита данных и анализа истории бурения скважин на рассматриваемом месторождении установлен ряд осложнений в интервале эксплуатационной колонны. Среди них дифференциальные прихваты, а также наличие заклинок колонны при бурении в одних и тех же стратиграфических интервалах, что предполагает противоположные методы ликвидации таких осложнений и существенно влияет на стабильность ствола скважины. Помимо этого, на месторождении зафиксирована сложная ситуация с поглощениями, поскольку их интенсивность и объёмы при первичном ознакомлении не зависят напрямую от плотности бурового раствора и эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП). Из-за наличия различных видов осложнений в рамках одного интервала предложено проведение углублённого анализа осложнений не только при помощи стандартных геомеханических расчётов, но и с привлечением дополнительных данных: реологических и химических параметров бурового раствора, используемых реагентов, а также параметров бурения. На основе этого комплекса данных проводится установление основных причин, которые приводят к осложнениям, что позволяет не только выявить границы проблемной области, но и подобрать соответствующее решение для безаварийного бурения. В итоге на основе подготовленного обзора осложнений формируется свод рекомендаций по бурению, а также флаговая кривая с зонами с наибольшим риском для каждого типа осложнений.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН С РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ОСЛОЖНЕНИЙ

В ходе анализа установлено, что осложнения имеют различное происхождение в зависимости от комплекса условий

в соответствующих пластах и приурочены к разным литологическим зонам (**рис. 1**).

Зона 1 осложнена наличием переслаивающихся углистых прослоев, характеризующихся невысокими прочностными свойствами. Из-за этого предположительно наблюдаются скачки в показаниях каверномера. Также этот интервал характеризуется небольшими объемами поглощения бурового раствора.

В **зоне 2** высокие показания каверномера наблюдаются на достаточно больших интервалах глубин (до 100–150 м). Здесь же выделяются 2–3 интервала с высокой долей глинистых минералов. В пределах этой зоны наблюдаются затяжки в скважинах с наибольшими зенитными углами. Кроме того, на этом участке увеличиваются объемы поглощений бурового раствора, общие объемы которых составляют 76,5 м³.

ДЛЯ БЕЗАВАРИЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН И ОПЕРАТИВНОГО УСТРАНЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ ОСЛОЖНЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В ПРОЦЕССЕ СПУСКО-ПОДЪЁМНЫХ ОПЕРАЦИЙ, ПРЕДЛОЖЕН ПОДХОД, ВКЛЮЧАЮЩИЙ СТАНДАРТНЫЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ИЗБЕЖАТЬ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИХВАТОВ ОБОРУДОВАНИЯ, И ДАННЫЕ ХИМИЧЕСКОГО СОСТАВА БУРОВОГО РАСТВОРА, С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СИТУАЦИЙ ЕГО ПОГЛОЩЕНИЯ.

Зона 3 (миоценовые отложения) согласно собранный статистике характеризуется наибольшим по количеству и разнообразию типов осложнений, возникающих при бурении и спускоподъемных операциях. Во всех скважинах, кроме X3, зафиксированы затяжки с превышением нагрузки на величину от 30 до 180 т. В двух скважинах зафиксированы дифференциальные прихваты. Кроме того, поглощения бурового раствора в проницаемых поровых коллекторах составляют 96,5 м³, а в трещинных коллекторах — 31 м³.

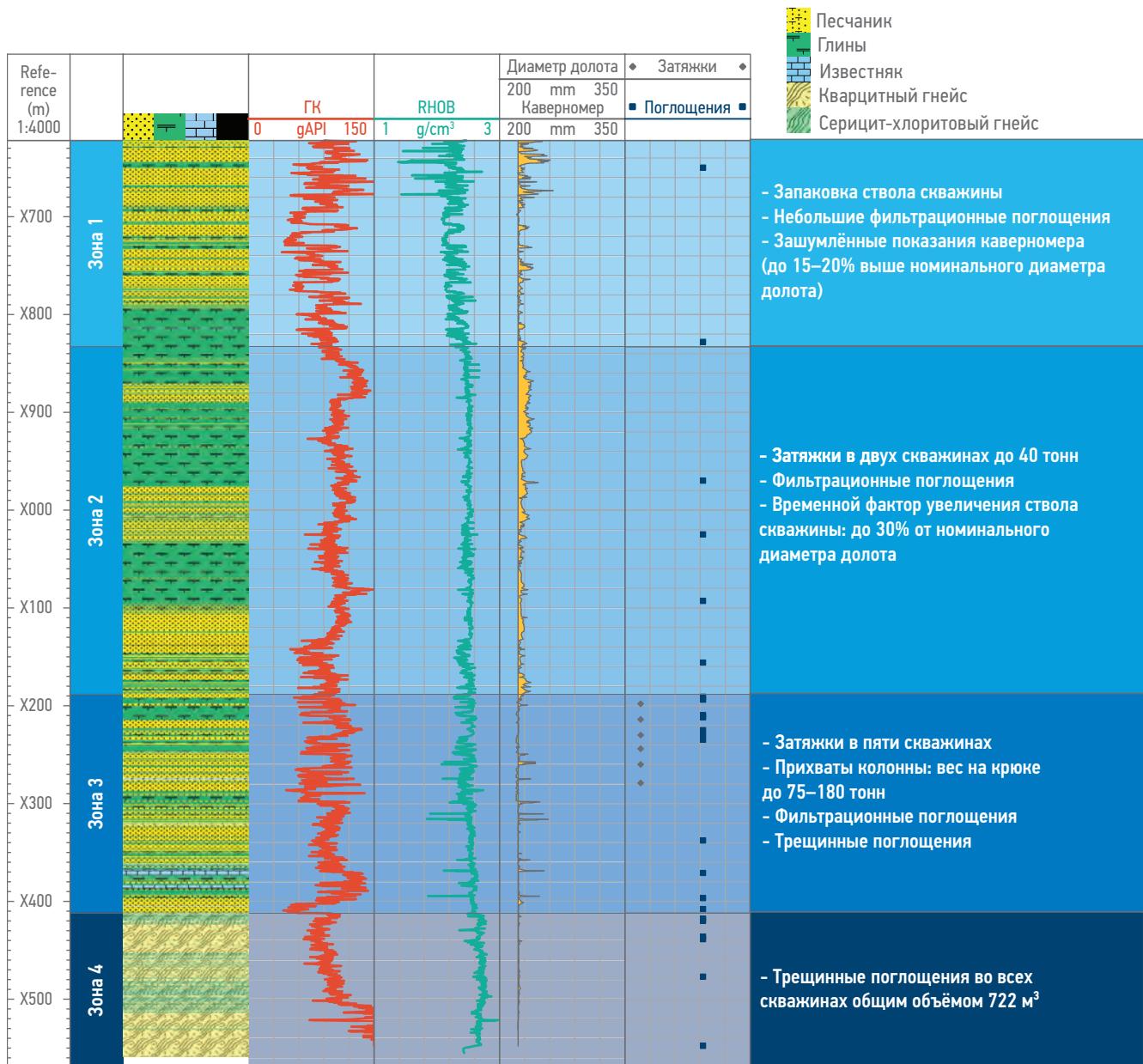


Рис. 1. Разбиение разреза на зоны в зависимости от характера осложнений. Составлено авторами
Fig. 1. Crosssection breakdown into zones with correspondence to complications features. Compiled by authors

Зона 4 (брекчи и палеозойские отложения) представлена трещиноватыми породами, что является причиной потери циркуляции в каждой скважине. Общие поглощения бурового раствора составляют $722,1 \text{ м}^3$. Детальный анализ прихватов бурового инструмента позволил сделать вывод о том, что при бурении рассматриваемого разреза существуют риски как механического, так и дифференциального прихвата бурильной колонны. Что касается поглощений бурового раствора, то также отмечено, что существуют два различных механизма их возникновения, при этом поглощений, вызванных превышением градиента поглощений, не отмечено. Механические прихваты характерны для интервалов низкопрочных пород

или для интервалов с частым переслаиванием, что свойственно для зоны 3 [1, 2, 3]. Данный вид осложнений характеризуется отсутствием подвижности бурильной колонны или трудностью в её расхаживании. Как видно из **рис. 2** положение талевого блока колеблется вблизи одного уровня, вызывая увеличение растягивающих и сжимающих нагрузок на бурильную колонну. В этом интервале также отмечается заклинивание вертикального силового привода (ВСП), выражющееся в скачкообразном увеличении и уменьшении крутящего момента. Это приводит к трудности передачи крутящего момента на долото и к снижению скорости проходки. Стоит отметить, что этот тип осложнений может

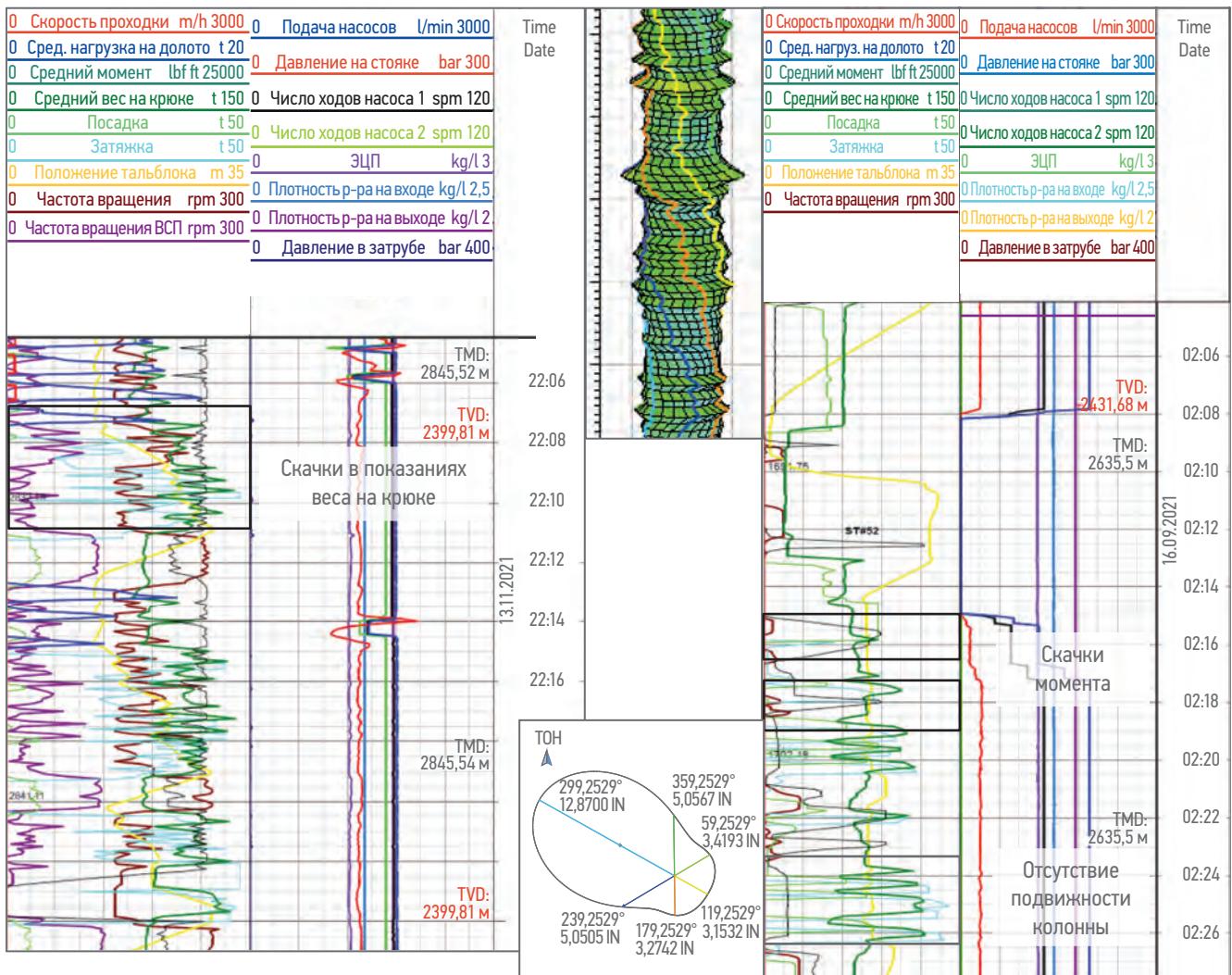


Рис. 2. Примеры механического и дифференциального прихвата. Составлено авторами
Fig. 2. Mechanical and differential sticking examples. Compiled by authors

возникнуть как при неподвижной бурильной колонне, так и во время бурения, если значение эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) недостаточно велико для поддержания стенок скважины в стабильном состоянии.

Существует множество условий, необходимых для возникновения дифференциального прихвата, наиболее важным из которых является продолжительное время контакта бурильной колонны со стенкой скважины [4]. При этом в месте контакта необходимо наличие проницаемой породы: пористых песчаников или трещиноватых пород. Признаками такого прихвата являются отсутствие осевой подвижности колонны и невозможность её вращения. В скважинах рассматриваемой площади отмечены дифференциальные прихваты, обусловленные продолжительным временем контакта колонны с породой, до 20–30 минут. Также возникновению дифференциального прихвата способствовало жёлобообразование в зонах 2 и 3,

которое происходило за счет трения колонны о стенку скважины с последующим образованием в ней расширений ствола, которые отмечаются на каверномере. Это, в свою очередь, увеличивает площадь контакта между породой и инструментом, увеличивая прижимную силу.

На **рис. 3** показан пример дифференциального прихвата бурильной колонны. После поддержания бурильной колонны в неподвижном состоянии во время наращивания наблюдаются скачки крутящего момента при попытке вращения. Когда колонна опускается, осевая нагрузка увеличивается. Дальнейшие попытки переместить колонку вверх и вниз приводят к скачкам показаний веса на крюке. Циркуляция при этом возможна за счёт открытого сечения ствола скважины.

Фильтрационные поглощения наблюдаются в проницаемых пластах (преимущественно в песчаниках) с недостаточной степенью кольматации коллектора. Плотность

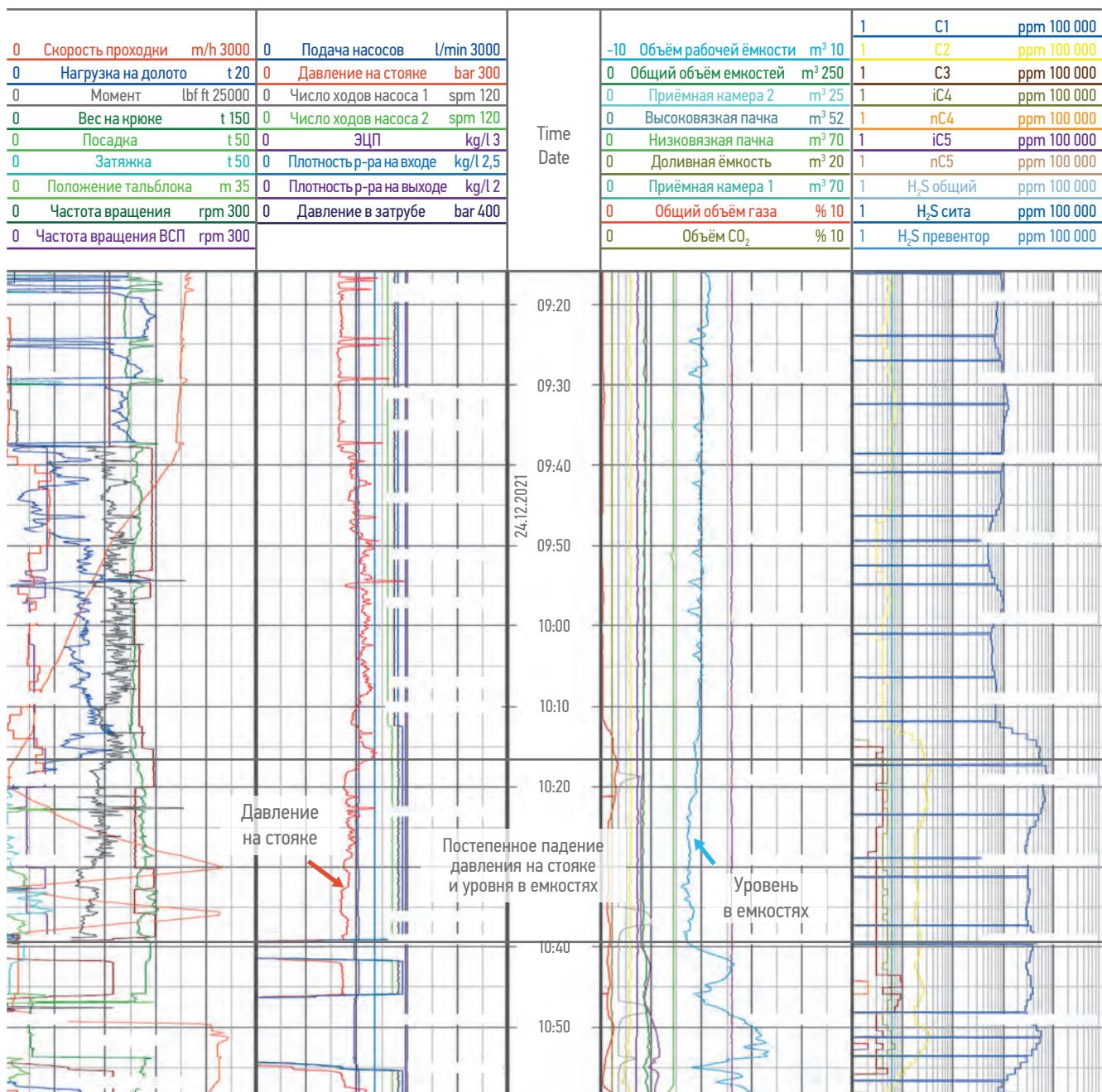


Рис. 3. Пример фильтрационных поглощений бурового раствора. Составлено авторами

Fig. 3. Filtration mud losses example. Compiled by authors

бурового раствора, соответствующая поглощению в рассматриваемом интервале, превышает градиент пластового давления и находится в пределах 1,16–1,19 г/см³ в зависимости от скважины. Их природа не является геомеханической и не связана с наличием естественной трещиноватости. Это означает, что данные поглощения не вызваны превышением ЭЦП значений градиента поглощений. Основными признаками такого типа поглощений являются постепенное падение давления в колонне, небольшая интенсивность (0,5–0,8 м³/ч) и отсутствие поглощений при остановке циркуляции. Кроме того, диаграммы механического каротажа показывают

постепенное снижение уровня раствора в емкостях (рис. 3). Стоит отметить, что при анализе этот вид поглощений очень сложно выявить из-за низкой интенсивности. Трещинные поглощения наблюдаются в брекчиях и палеозойских отложениях, сложенных трещиноватыми породами. На рис. 4 представлены объемы поглощений из истории бурения одной из скважин с классификацией по их типу, в сопоставлении с плотностью бурового раствора, ЭЦП и объемами материалов для борьбы с поглощениями. Диапазон плотностей, при которых были зафиксированы данные поглощения, составляет 1,15–1,21 г/см³.

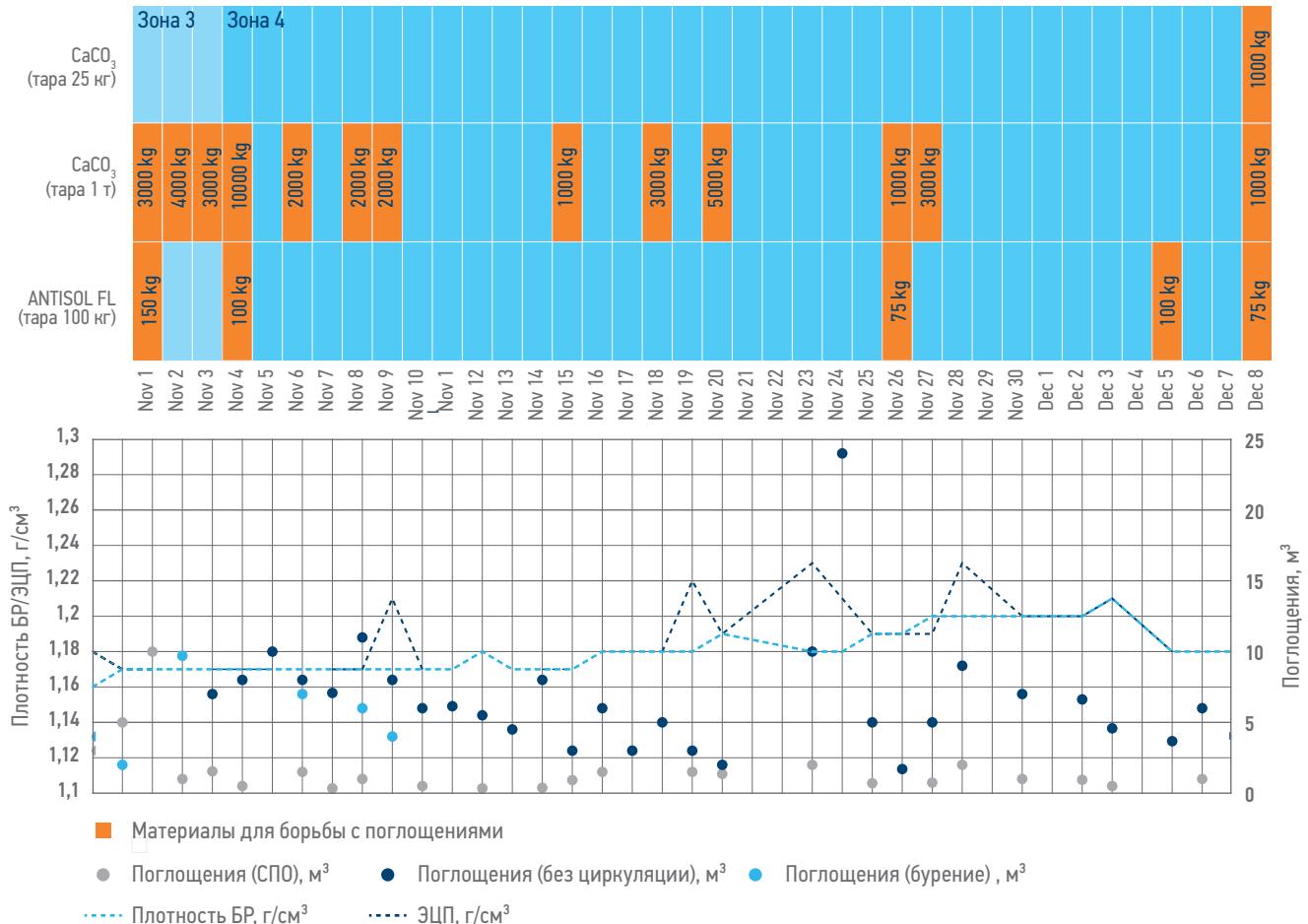


Рис. 4. Пример трещинных поглощений бурового раствора. Составлено авторами
Fig. 4. Fracture mud losses example. Compiled by authors

Такие поглощения также не обусловлены геомеханической природой и возникают из-за утечек бурового раствора в открытые трещины. Их особенностью является то, что уровень в емкостях продолжает падать после остановки циркуляции, но с меньшей интенсивностью. В отчётах указывается интенсивность поглощений 1–10 м³/ч во время бурения и 0,5–1 м³/сут при отсутствии циркуляции. В связи с тем что программа бурения палеозойских отложений не предусматривала спуск обсадной колонны и изоляцию вышележащих горизонтов, учет данного вида поглощений при бурении, в частности объема потерь бурового раствора только по трещинам, весьма затруднителен.

АНАЛИЗ ПОКАЗАНИЙ КАВЕРНОМЕРА

Анализ данных кавернометрии показывает, что диаметр ствола скважины увеличивается с повышением значений зенитного угла по разрезу. Наибольший рост показаний каверномера наблюдается в миоценовых отложениях, где увеличение диаметра скважины

достигает примерно 30–40% от номинального диаметра долота. Кроме того, наблюдается значительное увеличение показаний с течением времени, что является показателем недостаточной плотности бурового раствора (рис. 5). Несмотря на то что скважины пробурены в разных направлениях, на основании показаний каверномера сложно сделать однозначные выводы о влиянии азимута на стабильность ствола скважины, поскольку наблюдается совместное воздействие ряда факторов, влияющих на устойчивость.

В табл. 1 представлены условия записи геофизических исследований скважин (ГИС) и каверномера в частности для качественного сравнения влияния зенитного угла и временного фактора на стабильность ствола скважины.

ВЫЯВЛЕНИЕ ХИМИЧЕСКИ НЕСТАБИЛЬНЫХ ИНТЕРВАЛОВ

Наличие глинистых частиц в буровом растворе определяют по тесту красителя

УВЕЛИЧЕНИЕ ВРЕМЕНИ ОТ МОМЕНТА БУРЕНИЯ СТВОЛА ДО ЗАПИСИ ГИС, ЗЕНИТНЫЙ УГОЛ РАВЕН 0°

УВЕЛИЧЕНИЕ ЗЕНИТНОГО УГЛА

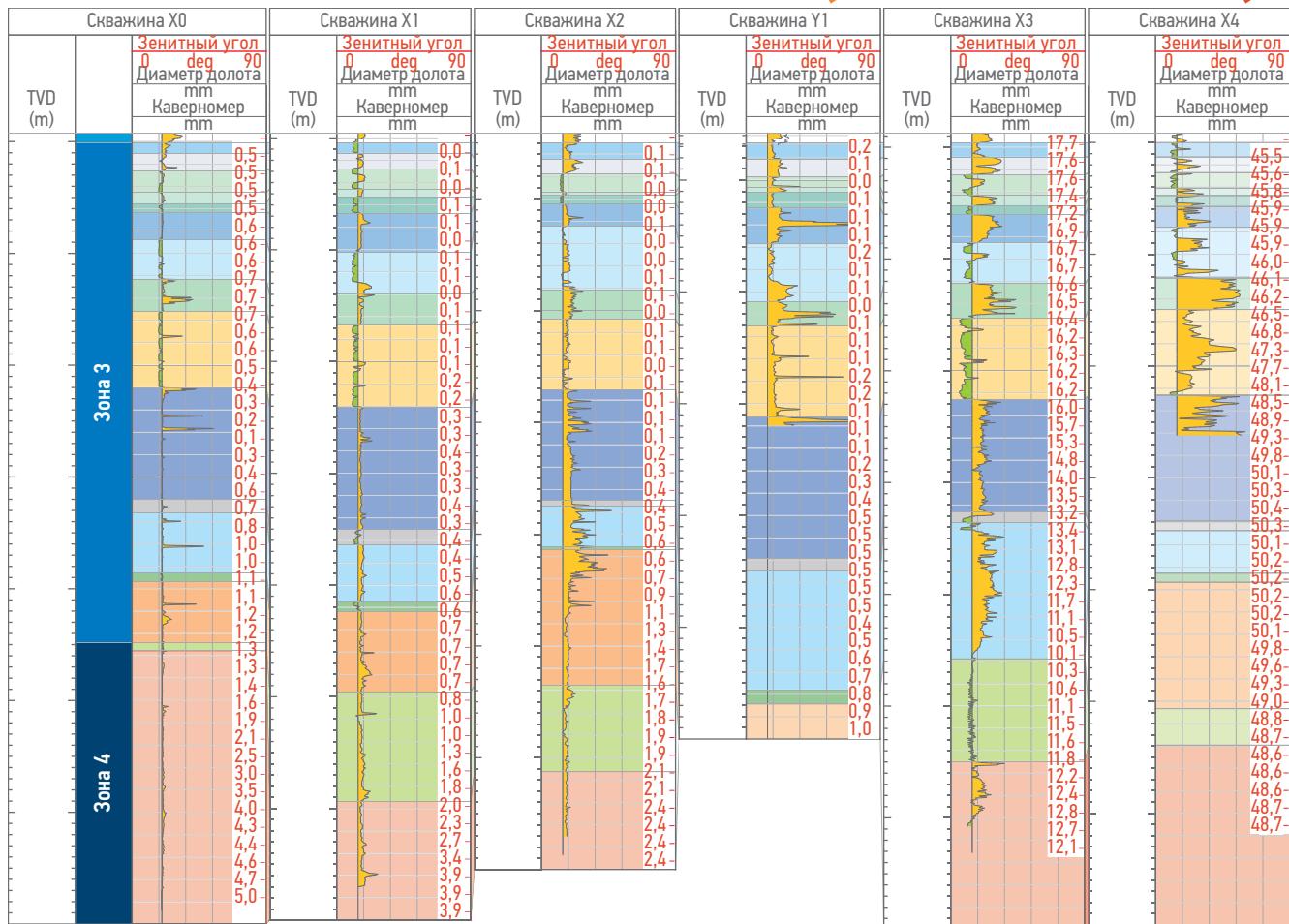


Рис. 5. Анализ данных каверномера миоценовых и палеозойских отложений. В зоне 3 указаны средние значения зенитного угла.
Составлено авторами

Fig. 5. Caliper log in Miocene and Paleozoic formations analysis. Average deviation angle readings in zone 3 are displayed. Compiled by authors

метиленового синего (Methylene Blue Test — MBT), который показывает количество красителя, поглощенного глинистыми частицами. Растворение реакционноспособных глинистых частиц увеличивает объемное содержание твердой фазы, что приводит к завышенным значениям MBT. Этот принцип лег в основу данного анализа [5, 6]. Ингибиование реактивных глин, как правило, осуществляется добавлением KCl в буровой раствор. После корректировки

программы промывки после неудачного опыта на первой скважине количество добавляемого в раствор KCl было уменьшено. На первый взгляд падение концентрации ионов калия в растворе должно ухудшить ингибирующие свойства бурового раствора. Однако для скважины X2 была увеличена доля полианионной целлюлозы (добавки PAC R, PAC LV, FILTRAPAC LV), а также других реагентов, таких как SHALEHIB ULTRA. В отличие от ионного ингибирования, как в случае с KCl,

Таблица 1. Условия записи ГИС по всем скважинам рассматриваемой площади. Составлено авторами
Table 1. Logging conditions for all the wells of the considered area. Compiled by authors

Table 11. Logging conditions for all the wells of the considered area. Compiled by authors						
Скважина	X0	X1	X2	Y1	X3	X4
Зенитный угол	0	0	0	0	16	45
Плотность БР, г/см ³	1,17–1,18	1,17	1,17–1,18	1,18	1,18	1,20
Время записи ГИС после достижения забоя, ч	35	41	56	372	96	72

Таблица 2. Информация об изменении объёмов используемых добавок для ингибирования глин. Составлено авторами
Table 2. Information on the clay inhibition additives volume change. Compiled by authors

Скважина	X0	X1	X2
Объём KCl, т	12,5	18	10
Объём реагентов для контроля объёма фильтрации (PAC R, PAC LV, FILTRAPAC LV), т	0	3,1	6,3
Объём ингибиторов глин (Shalehib Ultra, Soltex), т	0	2,2	17
Используемые добавки	KCl	KCl, Shalehib Ultra, Soltex	KCl, Shalehib Ultra

полианионная целлюлоза образует оболочку на стенках скважины, предотвращая взаимодействие фильтрата бурового раствора с глиной. В **табл. 2** приведена динамика изменения используемых реагентов в стороны увеличения ингибиторов глин и реагентов для контроля фильтрации. На **рис. 6** представлена динамика изменения химических свойств бурового раствора после корректировки программы промывки. В **зоне 1**, содержащей в основном прослои с химически активными глинами, показатель MBT снизился с 40 до 10,5 кг/м³, что соответствует нормальным значениям для бентонитового раствора. Отчеты по последующим

скважинам подтверждают отсутствие проблем с реактивными глинами. В **табл. 3** представлена информация о параметрах бурового раствора, которая свидетельствует об улучшении динамики с точки зрения реологии раствора (пластическая вязкость, динамическое напряжение сдвига (ДНС), статическое напряжение сдвига (СНС), водоотдача) и по показателю MBT. Начиная со скважины X2, идёт снижение водоотдачи, что свидетельствует о меньшем взаимодействии фильтрата бурового раствора с пластом, а также увеличивается СНС и ДНС, что улучшает промывку скважины

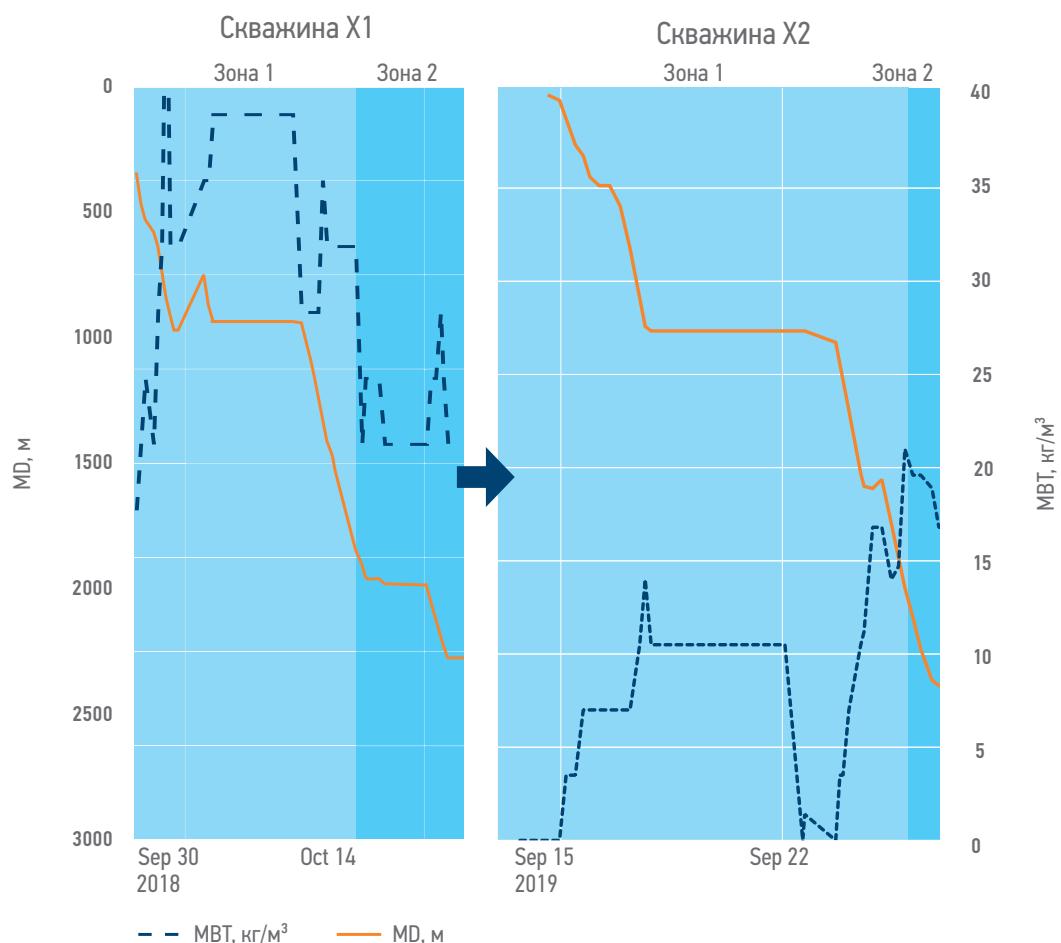


Рис. 6. Динамика изменения химических свойств бурового раствора в скважинах X1 и X2. Составлено авторами
Fig. 6. Dynamics of mud chemical properties change in wells X1 and X2. Compiled by authors

Таблица 3. Информация об изменении параметров бурового раствора. Составлено авторами
Table 3. Information on the mud properties change. Compiled by authors

Параметр	X0	X1	X2	X3	Y1	X4
Пластическая вязкость/ ДНС, сП	11–21/ 13–22	9–17/ 14–24	15–25/ 19–30	13–37/ 13–33	10–26/ 4–29	12–26/ 8–25
CHC 10 с/ 10 мин, lbf/100ft ²	3–5/ 5–8	3–6/ 4–8	4–8/ 5–11	3–7/ 4–16	3–8/ 4–12	2–10/ 3–25
Водоотдача, мл	4–5	4–6	3–7	3–8	3–8	4–12
МВТ, кг/м ³	17–31	17–38	10–21	15–16	18–19	21

Таблица 4. Данные об использовании различных фракций CaCO₃ (т). Составлено авторами
Table 4. Information on the different fractions of CaCO₃ change in tons. Compiled by authors

Скважина	Зона	Крупная	Средняя	Мелкая/Средняя	Мелкая	Очень мелкая	Ультрамелкая	Общее
X0	Зона 1	–	7,275	–	8,475	–	–	22,45
	Зона 2	–	0,225	–	–	–	–	
	Зона 3	–	–	–	0,450	–	–	
	Зона 4	2,55	1,375	–	2,1	–	–	
X1	Зона 1	–	–	16	–	–	–	96,75
	Зона 2	0,25	–	0,5	–	–	–	
	Зона 3	–	13	–	–	–	–	
	Зона 4	–	–	67	–	–	–	
X2	Зона 1	–	0,95	–	64	15	7	127,95
	Зона 2	–	–	–	2	3	2	
	Зона 3	–	–	–	10	11	9	
	Зона 4	–	–	–	–	2	2	

Таблица 5. Данные о поглощениях при бурении зоны 4. Составлено авторами
Table 5. Mud losses during drilling data in zone 4. Compiled by authors

Скважина	При отсутствии циркуляции, м ³	При бурении, м ³	При спускоподъёмных операциях (СПО), м ³	Общий объём поглощений, м ³	Длительность бурения зоны 4, дней	Средний объём поглощений в сутки, м ³
X0	52,5	3	7,51	63,01	15	4,2
X1	300,17	26,7	54,2	381,07	61	6,2
X2	6,3	0	22,22	28,52	11	2,5

и способность раствора удерживать шлам во взвешенном состоянии.

Выявление точных границ интервалов присутствия реактивных глин затруднительно только на основании показателей бурового раствора. Для выявления интервалов с таким типом нестабильности необходимы данные о литологии разреза. Для выделения областей с наибольшей склонностью к химической нестабильности были установлены следующие критерии:

- Наличие повышенного содержания глины — более 85%.
- Высокие значения МВТ — более 20 кг/м³. Таким образом, наиболее склонны к реакционной способности глинистых минералов следующие интервалы: переход между

зонами 1 и 2, глинистый слой в нижней части зоны 2 и верхняя часть зоны 3, состоящая из переслаивающихся глин и песчаников.

УСТАНОВЛЕНИЕ ПОДХОДЯЩЕЙ ФРАКЦИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С ТРЕЩИННЫМИ ПОГЛОЩЕНИЯМИ

Основной добавкой в буровой раствор для борьбы с поглощениями является карбонат кальция, количество которого постепенно увеличивается от скважины к скважине. В табл. 4 приведены данные по использованию карбоната кальция различных фракций, показывающие его необходимость

для контроля поглощений. Из таблицы видна необходимость использования более мелких фракций CaCO₃ из-за их большей эффективности.

Эффективность смены фракции CaCO₃ в сторону более мелких частиц подтверждена результатами бурения скважины X2, где зафиксирован наименьший общий объём поглощений и средний объём поглощений в сутки (табл. 5). Кроме этого, именно в этой скважине наблюдаются наибольшие объёмы использования CaCO₃.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И КАЛИБРОВКА ПРОФИЛЯ НАПРЯЖЕНИЙ

Расчет минимальных и максимальных профилей горизонтальных напряжений основан на модели пороупругой среды [7]:

$$S_{hmin} = S_v \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} - \alpha P_p \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} + \alpha P_p + \\ + \epsilon_h \frac{E_{stat}}{1 - v_{stat}^2} + \epsilon_H \frac{v_{stat} E_{stat}}{1 - v_{stat}^2}, \quad (1)$$

$$S_{hmax} = S_v \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} - \alpha P_p \frac{v_{stat}}{1 - v_{stat}} + \alpha P_p + \\ + \epsilon_H \frac{E_{stat}}{1 - v_{stat}^2} + \epsilon_h \frac{v_{stat} E_{stat}}{1 - v_{stat}^2}, \quad (2)$$

где S_{hmin} — минимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_{hmax} — максимальное горизонтальное напряжение, МПа; S_v — вертикальное напряжение, МПа; P_p — пластовое давление, МПа; α — коэффициент Био (принимается равным единице), безразмерная величина; ϵ_h и ϵ_H — деформации, вызванные тектоническими силами, в направлении минимальных и максимальных горизонтальных напряжений соответственно.

Для калибровки профиля напряжений использовались результаты интерпретации гидравлического разрыва пласта (ГРП), который был проведён в верхней части интервала брекчий в зоне 4. Перед основным ГРП проводились тестовые закачки: нагнетательный тест, испытание ступенчатым изменением давления и мини-ГРП. После основного ГРП вёлся температурный каротаж через 3, 7 и 12 часов. По температурному профилю наблюдаются аномалии охлаждения, которые напрямую зависят от объема жидкости, поступающей в пласт. Разница напряжений в интервале стресс-барьера напряжений по сравнению с интервалом перфорации составляет около 50 атм.

Для оценки возможности прорыва трещины выше интервала перфорации выполнен экспресс-расчёт дизайна ГРП с использованием модели Planar-3D. Для расчета использованы фактические параметры закачки и профили геомеханических характеристик, полученные при построении 1D-модели. По результатам расчёта (рис. 7) видно, что основная часть трещины расположена в целевом пласте, но существует вероятность роста трещины выше интервала перфорации. Следует отметить, что полученная модель высоты трещины не в полной мере соответствует температурным аномалиям и требует более детальной калибровки дизайна профильными специалистами по ГРП, однако наличие риска прорыва барьера подтверждается.

Наличие стресс-барьера и факт его возможного прорыва подтверждают и результаты термометрии. Наблюдаемые аномалии охлаждения могут возникнуть только в случае развития трещин в этом пласте, и чем сильнее отклонение температуры от фонового значения, тем больший объем жидкости находится в рассматриваемой зоне. По характеру восстановления температуры предполагается, что технологическая жидкость выталкивается из трещины в процессе смыкания из зоны над стресс-барьером, что свидетельствует о том, что в этом интервале рост трещины останавливается. Расстояние от точки инициирования до барьера напряжений оценивается в 5–8 м, при этом верхние отверстия перфорации расположены в стресс-барье, и перфорация может привести к частичному разрушению барьера с образованием дефекта, что является благоприятным условием для развития трещины вверх, учитывая высокое эффективное давление до 70 атм и низкое значение модуля плоской деформации при относительно небольшом контрасте напряжений в 50 атм. Сопутствующими факторами, способствующими прорыву барьера, являются закачка высоковязкого геля (концентрация гелеобразователя 4,2 кг/м³) с высоким соотношением объема закачиваемой жидкости к массе проппанта, а также размещение перфораций частично в преграде и образование дефектов внутри нее.

Таким образом, калибровка минимального горизонтального напряжения выполнена по фактическим данным смыкания трещины по результатам интерпретации ГРП в брекчиях, забойное давление смыкания трещины по результатам тестовых закачек равно 363 бара. Значения тектонических констант, использованных для расчетов: $\epsilon_h = 0,000001$, $\epsilon_H = 0,00051$.

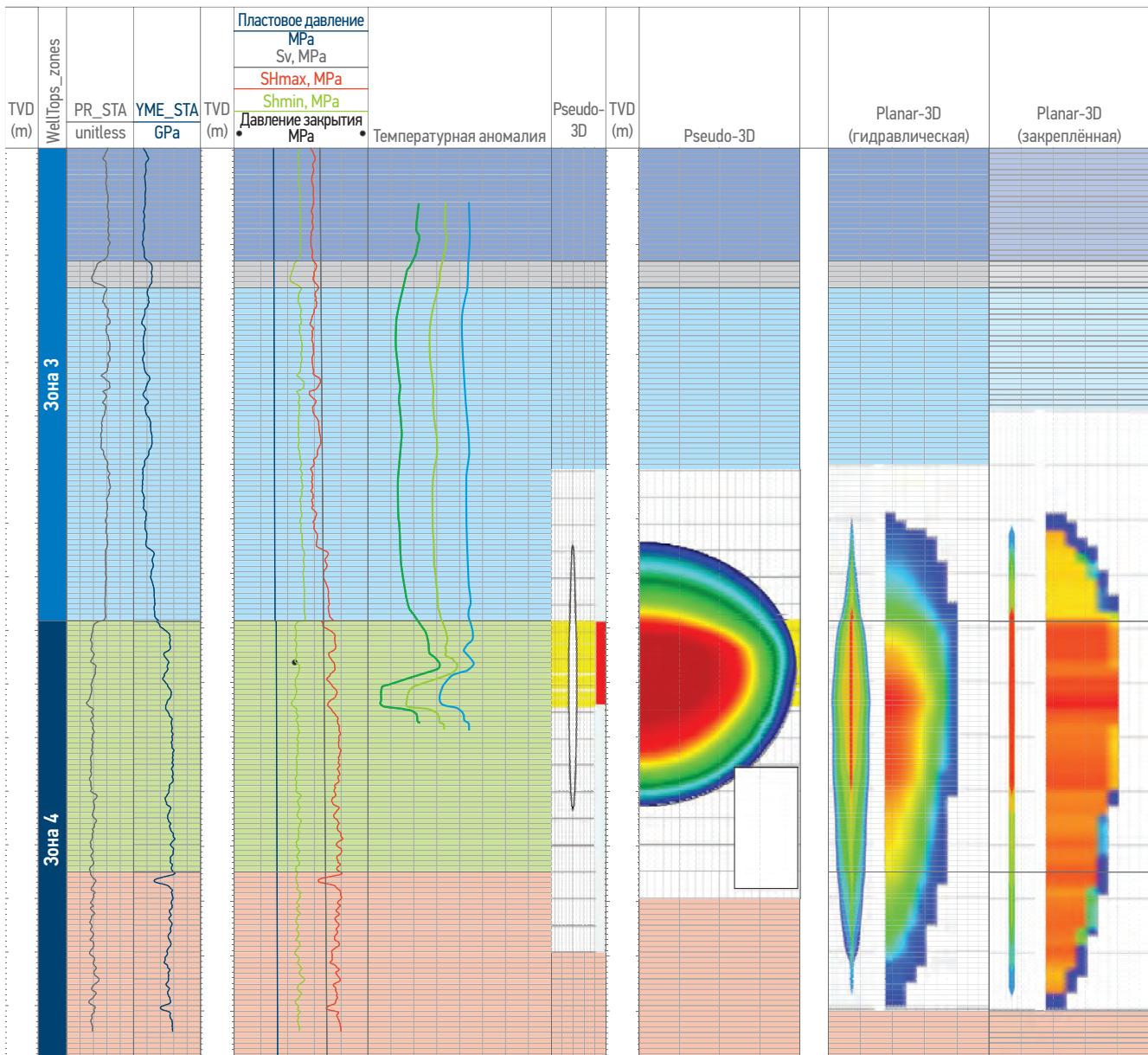


Рис. 7. Сравнение вариантов дизайна ГРП в Pseudo-3D и Planar-3D с результатами термометрии. Составлено авторами
Fig. 7. Pseudo-3D and Planar-3D fracturing design comparison with temperature logging results. Compiled by authors

Модель устойчивости ствола скважины калибровалась на историю бурения скважин, данные кавернometрии и результаты испытаний скважины (рис. 8). Из рис. 8 видно, что модель отражает фактические затяжки в стволе скважины, причём данные затяжки вызваны именно обрушением ствола скважины и должны описываться геомеханической моделью [8]. При этом поглощения не связаны с превышением градиента поглощений и могут объясняться только проникновением фильтрата бурового раствора в проницаемые пласти. В зависимости от типа коллектора (поровый или трещинный) подбираются мероприятия для ликвидации поглощений.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. По результатам детального анализа осложнений бурения установлено, что осложнения при спускоподъёмных операциях и бурении являются результатом совокупного воздействия двух факторов:
 - обрушения стенок скважины и поглощения бурового раствора, которые приводят к нестабильности ствола скважины, проблемам с подвижностью инструмента и механическим прихватам;
 - возникновение перепада давления между колонной и стенкой скважины в проницаемых пластах, что приводит к возникновению дифференциального прихвата.

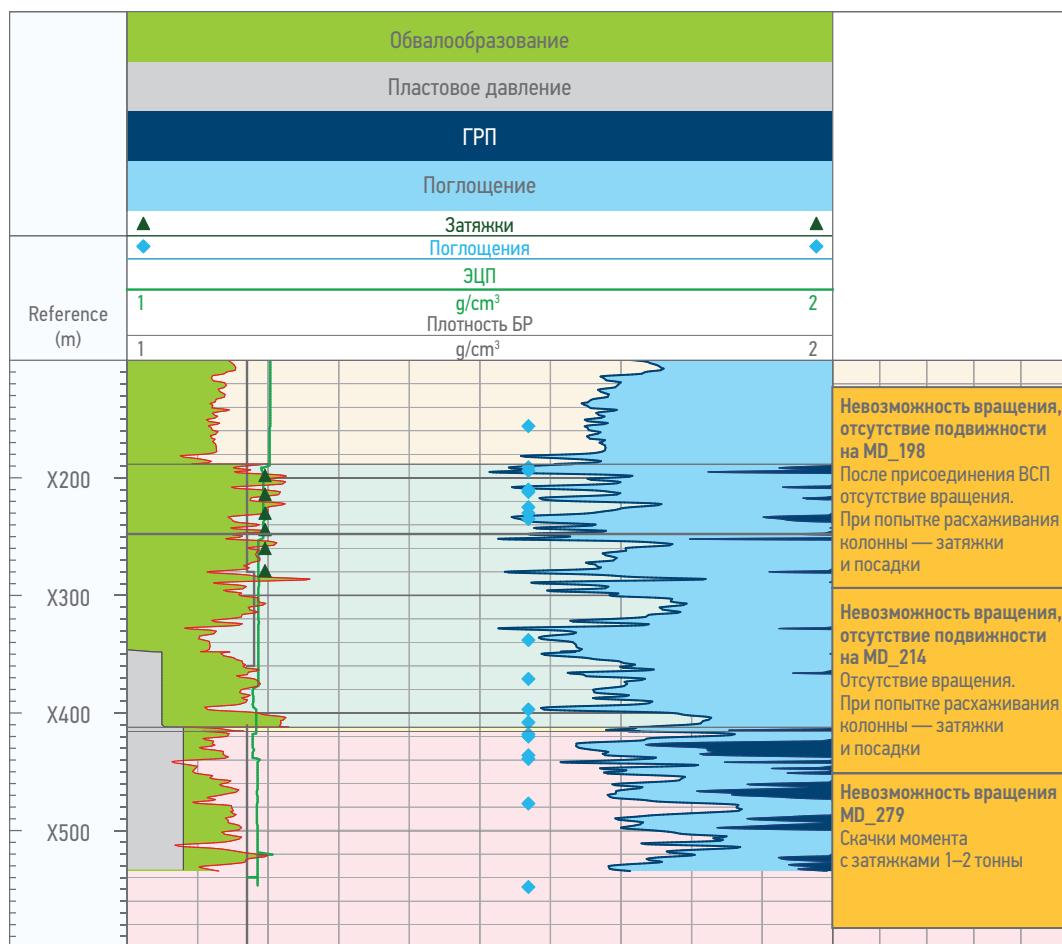


Рис. 8. Результаты расчета устойчивости. Составлено авторами
Fig. 8. Wellbore stability results. Compiled by authors

В целом меры по снижению рисков возникновения механического и дифференциального прихватов противоречат друг другу, и их применение требует изоляции интервалов. Поскольку бурение большинства скважин на текущем участке ведется без спуска обсадной колонны и возникновение механических и дифференциальных прихватов характерно для аналогичных интервалов, необходимо соблюдать баланс в контроле рисков возникновения осложнений. По результатам геомеханического моделирования с учетом всех выявленных рисков рекомендуется повысить плотность бурового раствора до 1,22–1,25 г/см³.

2. Типы поглощений характеризуют разные интервалы, и их происхождение различно.
– поглощения в верхней части разреза (Зона 3 и переслаивания песчаников и глинистых пород в Зоне 2 контролируются фильтрацией бурового раствора в породу и предотвращаются введением вязкоупругих составов (ВУС). В то же время небольшие фракции CaCO₃ благоприятно влияют на ликвидацию поглощений;

– поглощения в палеозойских отложениях обусловлены наличием естественных трещин и напрямую зависят от их интенсивности. Они также происходят при отсутствии циркуляции, с интенсивностью поглощений выше, чем при фильтрационных поглощениях;

– поглощений из-за превышения градиента потерь ЭЦП не зафиксировано.

3. Выявлен высокий риск прорыва стресс-барьера при гидроразрыве в вышележащих отложениях. При планировании ГРП в целях минимизации риска прорыва стресс-барьера интервал перфорации рекомендуется располагать ниже интервала стресс-барьера (не менее 5–10 м). В целях оптимизации дизайна ГРП рекомендуется использовать симулятор с реализацией алгоритма Planar-3D.
4. Изменение состава бурового раствора обеспечило более эффективное ингибирирование реактивных глин. В буровой раствор рекомендуется добавлять KCl в концентрации 10 000–15 000 мг/л с использованием добавок на основе полианионной целлюлозы.

5. Режим напряжений является смешанным (NF/SS) и может быть подтвержден только путем сопоставления геомеханической

модели с данными по осложнениям, результатами ГИС, ГРП, а также геомеханическими исследованиями керна.

Список литературы / References

1. Gallant C., Zhang J., Wolfe C.A., Freeman J., Al-Bazali T.M., Reese M. Wellbore Stability Considerations for Drilling HighAngle Wells Through Finely Laminated Shale: A Case Study from Terra Nova. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2007. <https://doi.org/10.2523/110742-MS>
2. Kristiansen T.G. Drilling Wellbore Stability in the Compacting and Subsiding Valhall Field. *IADC/SPE Drilling Conference*. 2004. <https://doi.org/10.2118/87221-MS>
3. Kumar D., Ansari S., Wang S., Yi Ming J., Ahmed S., Povstyanova M., Tichelaar B. Real-time Wellbore Stability Analysis: An Observation from Cavings at Shale Shakers. *AAPG International Convention and Exhibition*. 2012.
4. Bowes C., Procter R. *Drillers stuck pipe handbook*. Ballater: Scotland; 1997.
5. Altun G., Osgouei A.E., Ozyurtkan M.H. An Alternate Mud Proposal to Minimise Borehole Instability. *International Petroleum Technology Conference*. 2014, no. 14, pp. 1577–1590. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17871-MS>
6. Costa S., Maiquiza K., Serrano M., Bastidas A., Enriquez J. Case History: An Enhanced Solids Control Strategy Selective Flocculation Process Allows for Reduced Dilution Rates and Costs in Water-based Drilling Fluids in Auca Field, Ecuador. *IADC/SPE Drilling Conference and Exhibition*. 2016. <https://doi.org/10.2118/178892-MS>
7. Eaton B.A. Fracture gradient prediction and its application in oilfield operations. *Journal of Petroleum Technology*. 1969, no. 246, pp. 1353–1360. <https://doi.org/10.2118/2163-pa>
8. Moos D., Peška P., Finkbeiner T., Zoback M. Comprehensive Wellbore Stability Analysis Utilizing Quantitative Risk Assessment. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2002, no. 38, pp. 97–109. [https://doi.org/10.1016/S0920-4105\(03\)00024-X](https://doi.org/10.1016/S0920-4105(03)00024-X)

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

П.В. Ястребов — разработал общую концепцию статьи, подготовил текст и рисунки к статье, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.С. Петрова — приняла участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердила публикуемую версию статьи и согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.А. Цой — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.Н. Петров — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

А.С. Продан — принял участие в редактировании разделов и заключения, окончательно утвердил публикуемую версию статьи и согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Pavel V. lastrebov — developed the article general concept, prepared the text of the article, prepared the figures for the article, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Daria S. Petrova — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Anton A. Tsoy — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Alexander N. Petrov — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

Artem S. Prodan — took part in editing of the article main parts and conclusion, approved the final version of the article and accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Павел Викторович Ястребов* — руководитель направления по геомеханике, Группа компаний «Газпром нефть» 190121, Россия, г. Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д. 3–5. e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-0032-8864>

Дарья Сергеевна Петрова — руководитель направления по геомеханике, Группа компаний «Газпром нефть»

Антон Алексеевич Цой — руководитель направления по петрофизике, Группа компаний «Газпром нефть»

Александр Николаевич Петров — руководитель направления по петрофизике, Группа компаний «Газпром нефть»

Артём Сергеевич Продан — менеджер по ГРП, Группа компаний «Газпром нефть»

Pavel V. Iastrebov* — Geomechanics discipline head, Gazprom neft company group 3–5, Pochtamtskaya str., 190121, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru
ORCID: <https://orcid.org/0009-0000-0032-8864>

Daria S. Petrova — Geomechanics discipline head, Gazprom neft company group

Anton A. Tsoy — Petrophysics discipline head, Gazprom neft company group

Alexander N. Petrov — Petrophysics discipline head, Gazprom neft company group

Artem S. Prodan — Fracturing manager, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

© Коллектив авторов,
2025



ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН И ОБУСТРОЙСТВА ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

М.М. Засухин, В.Ю. Андросов, А.Е. Ахметшин*

ООО «Арктический Научный Центр», РФ, Москва

Электронный адрес: AE_Akhmetshin@arc.rosneft.ru

Введение. Разработка проектной документации на строительство скважин на шельфе в текущих рыночных условиях является многогородним, продолжительным и сложным процессом. В связи с этим, начиная с этапа проработки концептуальной модели, необходимо максимально использовать накопленный в данной области опыта, оценивать способы реализации проекта.

Цель. Основная цель Проекта, описанного в данной статье, — строительство наклонно-направленных газовых эксплуатационных скважин кустовым способом с применением морских стационарных платформ или плавучих буровых установок в осложненных условиях ввиду наличия на месторождении углекислотной и сероводородной агрессии в добываемом флюиде, а также в связи со сложными ледовыми условиями в районе планируемого к разработке шельфового месторождения.

Материалы и методы. В связи с необходимостью рассмотрения в рамках Проекта разработки месторождений или перспективных структур на шельфе различных вариантов реализации проекта и выбора наиболее перспективных из них был предложен подход, предусматривающий выделение отдельных этапов последовательного выполнения концептуального проектирования строительства скважин на шельфе, включая оценку возможных рисков, связанных с осложненными условиями, которые необходимо учитывать в данном процессе.

Результаты. В статье описаны подходы к концептуальному проектированию, которые могут быть использованы в аналогичных проектах по освоению и разработке шельфовых месторождений в осложненных условиях и позволяют комплексно рассмотреть и проанализировать различные аспекты при принятии решений в пользу того или иного варианта разработки, не прибегая к детальному проектированию.

Заключение. Предложенный в данной работе подход может применяться при концептуальном проектировании строительства скважин на шельфе проектными организациями, нефтегазовыми компаниями, использоваться при обучении специалистов нефтегазовых учебных заведений.

Ключевые слова: шельфовый проект, обустройство шельфовых месторождений, скважины высокой сложности, проектирование строительства скважин на шельфе, технологии бурения на шельфе, плавучая буровая установка (ПБУ), морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП), блок-кондуктор, фильтр с гравийной набивкой

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Засухин М.М., Андросов В.Ю., Ахметшин А.Е. Особенности разработки проекта строительства скважин и обустройства шельфового месторождения в осложненных условиях. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):146–154. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-146-154>

Статья поступила в редакцию 01.08.2025

Принята к публикации 25.08.2025

Опубликована 26.12.2025

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF A WELL CONSTRUCTION PROJECT AND OFFSHORE FIELD DEVELOPMENT IN COMPLICATED CONDITIONS

Maxim M. Zasukhin, Vladimir Yu. Androsov, Alexey E. Akhmetshin*

Arctic Research Center, RF, Moscow

E-mail: AE_Akhmetshin@arc.rosneft.ru

Introduction. Development of design documentation for offshore well construction in the current market conditions is a multifaceted, lengthy, and complex process. Therefore, starting from the conceptual model development stage, it is essential to leverage accumulated experience in this field and evaluate project implementation methods.

Aim. The main objective of the Project described in this article is the construction of directional gas production wells using a cluster method using offshore fixed platforms or floating drilling rigs in difficult conditions due to the presence of carbon dioxide and hydrogen sulfide aggression in the produced fluid at the field, as well as due to difficult ice conditions in the area of the offshore field planned for development.

Materials and methods. Due to the need to consider various project implementation options and select the most promising ones within the framework of a Project to develop deposits or promising structures on the shelf, an

approach was proposed that provides for the identification of separate stages of the sequential conceptual design of offshore wells, including an assessment of possible risks associated with complicated conditions that must be taken into account in this process.

The result. The article describes approaches to conceptual design that can be used in similar projects for the development and development of offshore fields in difficult conditions, and will allow a comprehensive review and analysis of various aspects when making decisions in favor of a particular development option, without resorting to detailed design.

Conclusion. The approach proposed in this paper can be applied in the conceptual design of offshore well construction by engineering, oil and gas companies, and can also be used in the training of specialists from oil and gas educational institutions.

Keywords: offshore project, offshore field development, high-complexity wells, offshore well construction design, offshore drilling technologies, floating drilling rig, offshore ice-resistant fixed platform, wellhead platform, gravel-packed filter

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Zasukhin M.M., Androsov V.Yu., Akhmetshin A.E. Features of the development of a well construction project and offshore field development in complicated conditions. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):146–154. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-146-154>

Manuscript received 01.08.2025

Accepted 25.08.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В статье описаны концептуальные вопросы, проработанные на стадии предпроектных решений оценки строительства скважин и обустройства месторождений рассмотреваемого в данной статье шельфового Проекта (далее — Проект). В дальнейшем на основании данных предпроектных решений будет выполнена разработка плана реализации Проекта, включающего в себя строительство скважин, обустройство месторождения и разработку схемы транспортировки добываемой продукции.

На первом этапе выполнялось концептуальное проектирование реализации Проекта, на втором этапе — оценка стоимости его реализации и чувствительности экономической модели к изменению параметров. При концептуальном проектировании строительства скважин учитывались следующие исходные данные:

- опыт ранее пробуренных в регионе скважин;
- накопленный объём инженерно-геологической информации;
- геологические риски и осложнения, в частности, имеющиеся зоны региональных тектонических разломов, расположенных в верхней части разреза, что влияет на планирование траекторий стволов скважин;
- технические возможности на основе оценки применимости отечественных сервисных подрядчиков и технологий.

Ниже приведены ключевые шаги в рамках выполненного концептуального проектирования, описывающие последовательность

и принимаемые технические и технологические решения при разработке предпроектных решений.

ВЫБОР КОНЦЕПЦИИ ОБУСТРОЙСТВА ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С УЧЕТОМ РЕГИОНАЛЬНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ (ГЛУБИН МОРЯ, КЛИМАТИЧЕСКИХ И ЛЕДОВЫХ УСЛОВИЙ)

Ввиду неопределенности точки заложения устьев скважин изначально рассматривались два сценария освоения месторождения по причине разброса глубин моря (батиметрии) на участке строительства скважин:

С ЦЕЛЬЮ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ДОБЫВАЮЩИХ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН КУСТОВЫМ СПОСОБОМ С ПРИМЕНЕНИЕМ МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ ИЛИ ПЛАВУЧИХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ ВОЗМОЖНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ФЛЮИДА УГЛЕКИСЛОТОЙ И СЕРОВОДОРОДОМ ПРЕДЛОЖЕНО ДВА КОНЦЕПТУАЛЬНЫХ ВАРИАНТА РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, КОТОРЫЕ ВКЛЮЧАЮТ: А) ОСНОВНОЙ ВАРИАНТ — ЭТО БУРЕНИЕ СКВАЖИН С МЛСП И АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ Б) БУРЕНИЕ С СПБУ СО СТРОИТЕЛЬСТВОМ БЛОК-КОНДУКТОРА.

- I. бурение с плавучих буровых установок двух типов:
 - самоподъёмной плавучей буровой установки (далее — СПБУ), которая



Рис. 1. Самоподъёмная плавучая буровая установка («Арктическая»). Составлено авторами
Fig. 1. Jack-up drilling rig (Arctic). Figure prepared by the authors

может применяться для глубин до 120 м (рис. 1) с выдвижением кантрилера СПБУ над блок-кондуктором (далее — БК) — скважины с надводным расположением устья, и/или – полупогруженой плавучей буровой установки (далее — ППБУ), которая может применяться для глубин более 70 м (рис. 2) — подводное обустройство месторождения; II. бурение с морской ледостойкой стационарной платформы (далее — МЛСП) с надводным расположением устьев (рис. 3).

Проектной организацией и недропользователем было решено отказаться от стратегии подводного расположения устьев в пользу надводного («сухого»), при которой слоты устьевых колонных головок располагаются на палубе морской стационарной платформы или блока-кондуктора.

В результате расположение устьев скважин было смешено из точки с глубиной моря более 70 м в точку с меньшими глубинами моря (менее 40 м).

Оценка возможности применения СПБУ осуществлялась с учетом следующих требований: глубина моря в точках бурения, требуемое технологическое оснащение, климатические условия региона (максимальная высота волн, скорость ветра, сейсмическая активность, характеристика грунта морского дна, ледовые условия), а также доступность СПБУ на рынке.

Была разработана стратегия, предусматривающая оказание услуг силами российских подрядных организаций (за исключением услуг по привлечению СПБУ), в рамках двух рассматриваемых альтернативных сценариев обустройства шельфового месторождения (МЛСП / СПБУ + блок-кондуктор). Сравнение вариантов разработки месторождения с МЛСП или СПБУ с БК приведено в табл. 1. По результатам проведения сравнительно-го анализа вариантов разработки месторождения в качестве основного (базового) был выбран вариант строительства скважин



Рис. 2. Полупогруженая плавучая буровая установка («Полярная звезда»). Составлено авторами
Fig. 2. Semisubmersible drilling rig (Polar Star). Figure prepared by the authors



Рис. 3. Морская ледостойкая стационарная платформа («Приразломная»). Составлено авторами
Fig. 3. Offshore ice-resistant fixed platform (Prirazlomnaya). Figure prepared by the authors

с МЛСП, а вариант бурения с СПБУ с блок-кондуктором является альтернативным, менее предпочтительным сценарием ввиду ограниченной доступности СПБУ и наличия рисков строительства в сложных ледовых условиях.

ПОСТРОЕНИЕ ПРОФИЛЕЙ С ЦЕЛЬЮ МАКСИМАЛЬНОГО ОХВАТА ПРОДУКТИВНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ, ВЫБОР КОНСТРУКЦИЙ С УЧЕТОМ НАЛИЧИЯ В СОСТАВЕ ФЛЮИДА УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И СЕРОВОДОРОДА

По результатам анализа геологических данных и уточнения положения газоносных

структур были определены цели бурения (Т1 и Т3 — точка входа в продуктивный пласт и конечный забой). Основной задачей являлось решение проблем построения траекторий стволов скважин таким образом, чтобы точка заложения устьев скважин приходилась на глубины моря не более 40 м с учетом необходимости обеспечения безаварийной проводки скважин путем обхода текtonических разломов и минимизации контакта с зонами возможных геологических осложнений. Кроме того, необходимо было выполнить вскрытие продуктивной толщи субгоризонтальным стволов, чтобы увеличить площадь проницаемой зоны пласта для обеспечения прогнозируемого дебита пластового флюида.

Таблица 1. Сравнение вариантов разработки месторождения с МЛСП или СПБУ+БК. Составлено авторами

**Table 1. Comparison of field development options with offshore ice-resistant fixed platform or semisubmersible drilling rig with wellhead platform.
Prepared by the authors**

Критерий/ вариант	Бурение с МЛСП	Бурение с СПБУ+БК	Примечание
Стоимость реализации	-	+	Стоимость строительства МЛСП выше, чем стоимость аренды СПБУ и строительства БК
Возможность бурения в зимний период	+	-	
Доступность	+	-	Могут возникнуть проблемы с доступностью СПБУ на мировом рынке
Риски при необходимости бурения скважин за 1 буровой сезон (возможность работы в сложных ледовых условиях)	+	-	В случае сложных климатических условий (позднее освобождение ото льда и/или ранний ледостав)
Срок начала работ с момента принятия решения	-	+	Сроки строительства МЛСП больше, чем БК

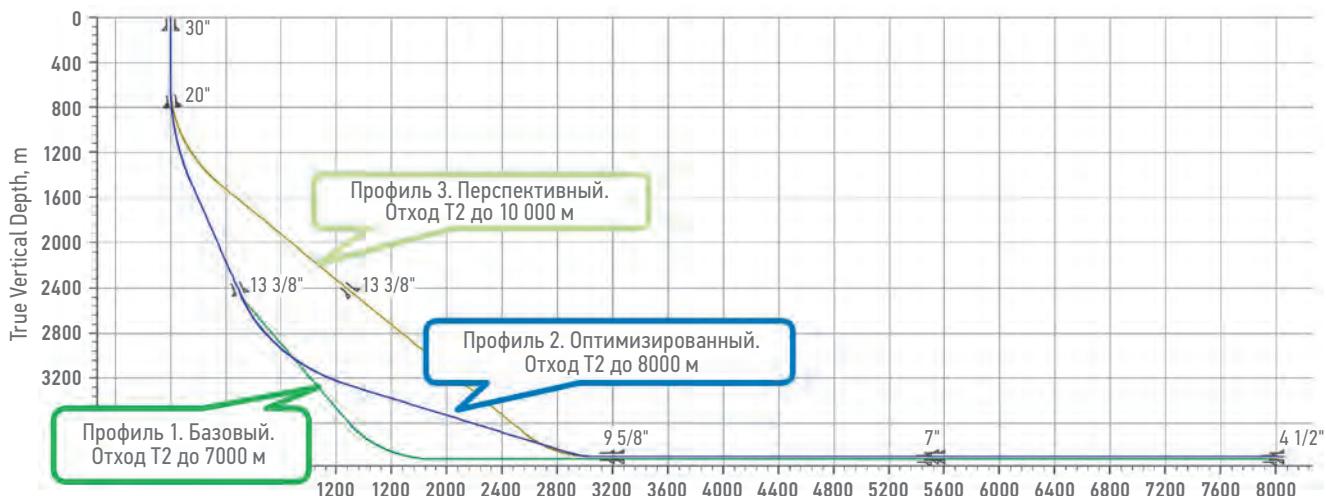


Рис. 4. Варианты профилей скважин. Составлено авторами
 Fig. 4. Well profile options. Figure prepared by the authors

При проектировании траекторий стволов скважин был оценен индекс их сложности (DDI — Directional Difficulty Index, варьируется от 5,7 до 7,25), учтенный при оценке рисков осложнений в процессе строительства протяженных скважин. Рассматривались несколько вариантов профилей скважин для различных значений отходов от вертикали (рис. 4). Кроме того, оценка предусматривала альтернативную вариативность конструкций (3 типа) и нижнего заканчивания скважин, отличающихся диаметрами нецементируемого фильтра-хвостовика (рис. 5).

В составе пластового флюида содержится углекислый газ, а также сероводород на части скважин, что накладывает требования к коррозионной защите и выбору дорогостоящего оборудования (противовыбросового, фонтанной арматуры, колонных головок и обсадных труб в хромированном или хром-никелевом исполнении). Кроме того, на отдельных скважинах существуют риски получения низких стартовых дебитов, что ведет к необходимости оценки рентабельности Проекта.

В совокупности с учетом всего вышеописанного некоторые скважины были исключены из рассмотрения или занесены в фонд «перспективных» на случай необходимости наращивания дополнительных мощностей добычи.

С учётом анализа ранее пробуренных скважин, а также в соответствии с принятыми мировой и отечественной практикой подходами и методиками расчёта была определена оптимальная конструкция морских скважин с надводным расположением устья, правильность выбора которой оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели бурения и итоговые результаты реализации Проекта.

Для каждой из скважин, планируемых на кустовой площадке, предусматривается типовая конструкция из колонн следующего типоразмера 762,0×508,0×339,7×(комбинированная 273,1×244,5)×139,7 мм.

Назначение обсадных колонн:

- Направление и кондуктор диаметрами 762,0 и 508,0 мм соответственно

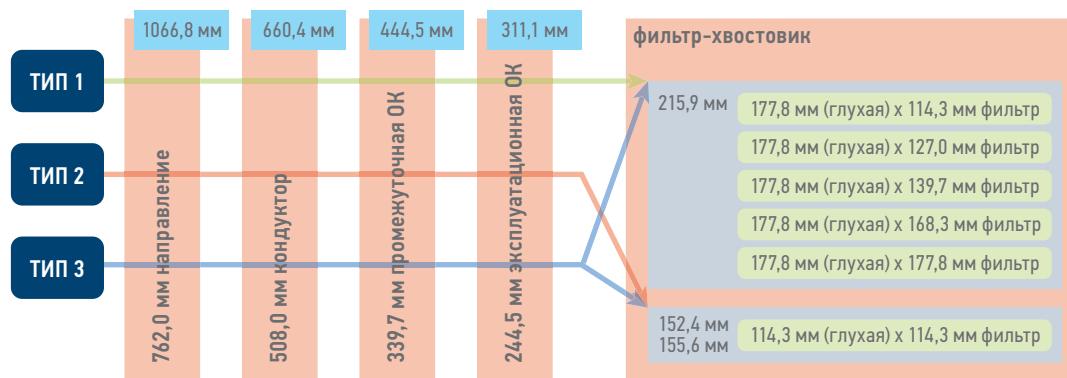


Рис. 5. Выбор вариантов заканчивания для различных типов конструкций скважин. Составлено авторами
 Fig. 5. Selection of completion options for different types of well design. Figure prepared by the authors

- применяются с быстросъёмным соединением с целью быстрого монтажа колонн большого диаметра.
- Промежуточная колонна диаметром 339,7 мм предусматривается с газогерметичным резьбовым соединением.
 - Эксплуатационная колонна (комбинированная) 273,1 x 244,5 мм с газогерметичным резьбовым соединением. Разные диаметры труб эксплуатационной колонны обусловлены выбором технологии верхнего заканчивания скважины, где внутрискважинное оборудование (клапан-отсекатель) имеет больший наружный диаметр, не позволяющий установить его в колонне 244,5 мм.
 - Нецементируемый фильтр-хвостовик 139,7 мм с гравийной набивкой предусматривает добычу пластового флюида на проектном уровне (**рис. 6**).

Марки стали и группы прочности обсадных труб выбираются в соответствии с нормативной документацией и инструкциями нефтяной и газовой промышленности с учетом агрессивности пластовых флюидов. В соответствии с геологической информацией расчёты парциальных давлений CO_2 и H_2S показывают, что в коррозионно-стойком исполнении должны быть выполнены устьевое оборудование, фильтр-хвостовик, колонна насосно-компрессорных труб, а также внутрискважинное оборудование (компоновки нижнего и верхнего заканчивания). Необходимость антакоррозионной защиты элементов конструкции скважины и оборудования накладывает дополнительный объём требований и увеличивает объем финансовых затрат.

Совместная работа с ведущими российскими заводами — изготовителями трубной продукции, колонных головок и моноблочных фонтанных арматур позволила подобрать необходимый сортамент обсадных труб и устьевого оборудования в коррозионно-стойком исполнении и выполнить стоимостную оценку изготовления и поставки.

ВЫБОР ТИПА НИЖНЕГО ЗАКАНЧИВАНИЯ В УСЛОВИЯХ АКТИВНОГО ВЫНОСА ПЕСКА

Для долгосрочной эксплуатации скважин требуется использование компоновки оборудования верхнего и нижнего заканчивания с фильтровой частью. Оценка горно-геологических условий призабойной зоны продуктивного пласта и расчёты интегрированной модели месторождения по результатам исследований коллекторских свойств горных

пород на ранее пробуренных скважинах показали присутствие в продуктивной части разреза песчаника с обильным кварцем, который подвергается микроразрушению. На некоторых участках прогнозируется риск возможного пескопроявления в процессе эксплуатации скважин, что требует проведения технико-технологических мероприятий для предотвращения и изоляции пластов и оборудования от износа. При продолжительной эксплуатации и достаточно малом размере песчаные частицы, отделившиеся от породы и двигающиеся в затрубном пространстве фильтра, могут вызывать эрозию. Мировой практикой для предотвращения проблем пескопроявления высокодебитных добывающих газовых скважин рекомендуется заканчивание скважины фильтром с гравийной набивкой, которая обеспечивает

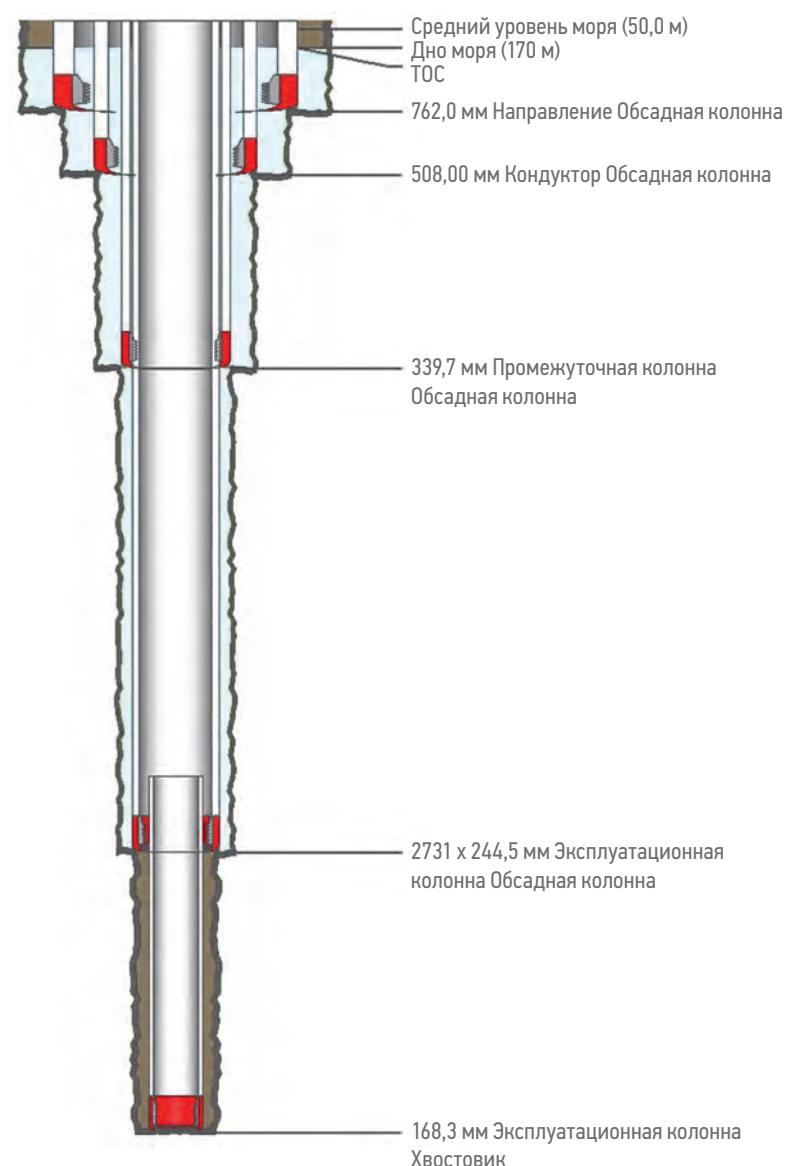


Рис. 6. Конструкция базовой морской скважины. Составлено авторами
Fig. 6. The design of the basic offshore well. Figure prepared by the authors

максимальную степень защиты фильтра, предотвращает эрозию, заиливание и вынос песка, которые могут иметь место при использовании скважинных фильтров [2].

ОЦЕНКА РИСКОВ И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОДРЯДНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ С УЧЕТОМ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, ОЦЕНКА ДОСТУПНОСТИ СПБУ

Оценка рисков была выполнена качественным методом в формате опроса и формировалась на основании двух критериев: вероятности и величины последствий риска. Рейтинг риска определялся путем перемножения итоговой величины последствий риска и вероятности его наступления. Градация выявленных рисков:

- проектные риски — весомые, влияющие на основные проектные решения;
- организационные риски — менее значимые, но влияющие на экономические показатели;
- операционные риски — риски, относящиеся к технологическому процессу (бурению/креплению) и способные незначительно влиять на профиль, конструкцию.

Проект был детализирован под определенные цели и задачи в бурении с учетом возможностей сервисных подрядчиков по сопровождению буровых растворов, геофизическим исследованиям и бурильному инструменту, также была оптимизирована программа геологических исследований на каждой скважине, запланированы необходимые геофизические исследования, отборы керна и проведение испытаний.

Следующим шагом концептуального проектирования было определение перечня буровых подрядчиков, готовых предоставить в аренду самоподъемную плавучую буровую установку и оказать свои услуги по бурению. Анализ мирового рынка ПБУ по имеющимся базам данных имел критерии выбора по минимальным техническим требованиям без опасной эксплуатации. Анализ поставщиков буровых установок посредством проведения количественной и качественной аналитики на основе проектных наработок и сбора дополнительной информации включал следующие этапы:

- выявление поставщиков оборудования для реализации шельфового Проекта;
- анализ параметров оказания услуг выявленными поставщиками: стоимость, наличие свободных мощностей, конфигурация имеющихся сопутствующих сервисов;
- анализ моделей контрактования с учетом специфики работы на шельфе.

ОЦЕНКА СТОИМОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА, АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ

Анализ сметной стоимости имеет класс точности 3 (-20% / +30%) согласно стандарту международного стоимостного инжиниринга AACE [4] с учётом волатильности рынка, отсутствия всей актуальной информации о стоимости фактических затрат в регионе ведения работ. По отдельным позициям сметных затрат был достигнут класс точности расчётов 2 (-15% / +20%), так как большинство опрошенных нефтегазовых сервисных организаций смогли предоставить предварительную сметную стоимость своих услуг и список доступного оборудования.

При расчёте сметной стоимости Проекта учитывалось следующее:

- цикл строительства скважины: мобилизация буровой установки на точку строительства, позиционирование и установка на точке; подготовительные работы к бурению, последовательное бурение всех эксплуатационных скважин в кусте, освоение каждой скважины и вызов притока;
- дополнительная геофизическая нагрузка: предусматривается бурение pilotных стволов для проведения комплекса ГИС в процессе бурения (LWD+MWD), а также отбор кернового материала и испытание скважин на трубах;
- продолжительность строительства скважин рассчитана с учетом 8% непроизводительного времени и времени ожидания из-за непогоды;
- логистическая стратегия принята по опыту работ на проектах-аналогах;
- расчеты выполнены с учетом полученных коммерческих предложений (ставка СПБУ, РУС, системы MWD, LWD и технологий интеллектуального заканчивания скважин).

Проводился анализ чувствительности по ряду влияющих факторов:

- наибольший прирост общей стоимости проекта возникает при заложении в расчетную модель увеличенной плановой продолжительности строительства скважин с целью учета возможных непредвиденных ожиданий поставок оборудования, непроизводительного времени при бурении и креплении;
- стоимость Проекта значительно снижается при исключении из программы строительства скважин pilotных стволов или сокращении их количества: это возможно при изменении объёма геологических задач на месторождении с учетом полученных данных с первых пробуренных скважин.

ВЫВОДЫ

Одним из результатов выполненной работы стало определение двух основных концептуальных вариантов разработки месторождения: основной вариант — бурение скважин с МЛСП, альтернативный вариант — бурение с СПБУ со строительством блок-кондуктора. Окончательное решение о базовом варианте разработки месторождения будет приниматься по результатам разведочного бурения и проведения испытаний, что позволит определить ожидаемые дебиты в планируемых к бурению эксплуатационных скважинах и рассчитать на основании этих сведений рентабельность Проекта с учетом всех экономических показателей. Отказ в пользу стратегии с «сухими» устьями (без использования

ППБУ и подводной системы добычи) позволит снизить зависимость от привлечения иностранных подрядчиков и сократить сроки реализации проекта.

Учитывая, что в настоящее время на стадии промышленной разработки в РФ находится незначительное число шельфовых месторождений, не существует единого и универсального подхода при проектировании разработки таких месторождений на всех этапах. Каждое шельфовое месторождение уникально как по своей природе, так и по сложности разработки, что требует особых подходов при проектировании, поэтому описанные в данной статье подходы могут быть использованы при разработке проектов обустройства других шельфовых месторождений.

Список литературы

- 1.** Лавров Н.П., Богоявленский В.И., Богоявленский И.В. Фундаментальные аспекты рационального освоения ресурсов нефти и газа Арктики и шельфа России: стратегия, перспективы и проблемы // Арктика: экология и экономика. — 2016. — № 2 (22). — С. 9.
- 2.** Али Сайд, Клайв Беннетт, Стив Купер и др. Высокопроизводительные горизонтальные гравийные фильтры // Schlumberger Oilfield Review. — 2001. — Том 13, № 2. — С. 52.
- 3.** Vantris Energy Berhad [Электронный ресурс]: информационно-аналитические материалы — электронные данные. URL: <https://www.sapuraenergy.com/type/drilling/> (дата обращения 28.10.2025).
- 4.** Международная Ассоциация Развития Стоимостного Инжениринга (AACE International, Association for Advancement of Cost Engineering) [Электронный ресурс]: информационно-аналитические материалы — электронные данные. URL: <https://aace.ru/> (дата обращения 28.10.2025).

References

- 1.** Laverov N.P., Bogoyavlensky V.I., Bogoyavlensky I.V. Fundamental aspects of the rational development of oil and gas resources in the Arctic and the Russian shelf: strategy, prospects and problems // Arctic: Ecology and Economics. — 2016. — № 2 (22). — 9 p. (In Russ.)
- 2.** Ali Syed, Clive Bennett, Steve Cooper et al. High-Productivity Horizontal Gravel Packs // Schlumberger Oilfield Review. — 2001. — Vol. 13, № 2. — p. 52.
- 3.** Vantris Energy Berhad [Electronic resource]: information and analytical materials — electronic data. URL: <https://www.sapuraenergy.com/type/drilling/> (accessed 28.10.2025).
- 4.** International Association for the Development of Cost Engineering (AACE International, Association for the Advancement of Cost Engineering) [Electronic resource]: information and analytical materials — electronic data. URL: <https://aace.ru/> (accessed 28.10.2025).

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

М.М. Засухин — внедрил риск-ориентированный подход при концептуальном проектировании, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

В.Ю. Андросов — оптимизировал разрабатываемые концептуальные решения и включил альтернативные варианты разработки месторождения, принял участие в редактировании разделов статьи, утвердил публикуемую версию статьи.

А.Е. Ахметшин — разработал общую концепцию статьи, предложил подход, предусматривающий этапность концептуального проектирования строительства скважин, подготовил текст статьи и прилагаемые рисунки, согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Maxim M. Zasukhin — introduced a risk-based approach to conceptual design, and finally approved the published version of the article.

Vladimir Y. Androsov — optimized the conceptual solutions being developed and included alternative options for field development, participated in editing sections of the article, and approved the published version of the article.

Alexey E. Akhmetshin — developed the general concept of the article, proposed an approach that provides for the phased conceptual design of well construction, prepared the text of the article and the attached drawings, and agreed to assume responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Максим Максимович Засухин — заместитель генерального директора по шельфовым проектам, ООО «Арктический Научный Центр»

Владимир Юрьевич Андросов — начальник отдела проектирования строительства скважин, ООО «Арктический Научный Центр»

Алексей Евгеньевич Ахметшин* — главный специалист отдела проектирования строительства скважин, ООО «Арктический Научный Центр» 119607, Россия, г. Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Раменки, б-р Раменский, д. 1.
e-mail: AE_Akhmetshin@arc.rosneft.ru

Maxim M. Zasukhin — Deputy General Director for Offshore Projects, Arctic Research Center

Vladimir Y. Androsov — Head of Well design department, Arctic Research Center

Alexey E. Akhmetshin* — Chief specialist of Well design department, Arctic Research Center 1, Ramensky district, 119607, Moscow, Ramenki Municipal District, Russia.
e-mail: AE_Akhmetshin@arc.rosneft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РАСТРОВАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ МИКРОСКОПИЯ — КЛЮЧ К ПОСТРОЕНИЮ ЦИФРОВОЙ МИНЕРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ

© Коллектив авторов,
2025



О.Ю. Митрошин, Р.С. Шульга, И.В. Федорцов, М.А. Александров, Н.Н. Аржиловская*
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», РФ, Тюмень

Электронный адрес: NNArzhilovskaya@rn-gir.rosneft.ru

Введение. Цифровизация нефтяной отрасли включает «Цифровой анализ керна» — технологию создания точных цифровых двойников горных пород. Это повышает информативность исследований и эффективность проектных решений.

Целью данной работы является разработка метода построения цифровой минералогической модели керна с применением компьютерной микротомографии и растровой электронной микроскопии в сочетании с приставкой в виде энергодисперсионного спектрометра.

Методы. Проведены исследования образцов горных пород методами растровой электронной микроскопии в сочетании с энергодисперсионной спектроскопией, компьютерной микротомографии, рентгенофазового анализа, рентгенофлуоресцентной спектроскопии и петрографического изучения шлифов.

Результаты. На основе предложенного подхода разработан метод построения цифровой модели керна. Метод позволяет на основе двухмерных карт распределения элементов, полученных на стандартном растровом электронном микроскопе с интегрированной энергодисперсионной спектроскопией, используя предложенный алгоритм пересчёта в минеральный состав и трёхмерной модели скелета (матрицы) породы, полученной методом компьютерной микротомографии, реконструировать цифровую трёхмерную минеральную модель керна. На основе полученной модели провести количественные расчёты минерального состава. Провести верификацию полученных результатов минералогическими исследованиями.

Заключение. Успешная верификация предложенного метода с традиционными минералогическими исследованиями свидетельствует, что предложенный метод является надежным инструментом для получения цифровой модели керна на базе стандартного оборудования, без привлечения дорогостоящих комплексов с уникальным программным обеспечением.

Ключевые слова: горные породы, цифровой керн, растровая электронная микроскопия, компьютерная микротомография, рентгенофазовый анализ, рентгенофлуоресцентная спектроскопия, петрографическое изучение шлифов

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Митрошин О.Ю., Шульга Р.С., Федорцов И.В., Александров М.А., Аржиловская Н.Н. Растровая электронная микроскопия — ключ к построению цифровой минеральной модели горной породы. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):155–166. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-155-166>

Статья поступила в редакцию 25.09.2025

Принята к публикации 23.10.2025

Опубликована 26.12.2025

SCANNING ELECTRON MICROSCOPY IS THE KEY TO CONSTRUCTING A DIGITAL MINERAL MODEL OF A ROCK

**Oleg Y. Mitroshin, Roman S. Shul'ga, Il'ya V. Fedortsov, Maksim A. Aleksandrov,
Natal'ya N. Arzhilovskaya***
RN-Geology Research Development, RF, Tyumen

E-mail: NNArzhilovskaya@rn-gir.rosneft.ru

Introduction. The digitalization of the oil industry includes “Digital Core Analysis” — a technology for creating accurate digital twins of rocks. This enhances the informativeness of research and the efficiency of project decisions.

The aim of this work is to develop a method for constructing a digital mineralogical model of core samples using computed tomography and scanning electron microscopy combined with an energy-dispersive spectrometer attachment.

Methods. Rock samples were studied using scanning electron microscopy combined with energy-dispersive spectroscopy, computed tomography, X-ray diffraction analysis, X-ray fluorescence spectroscopy, and petrographic examination of thin sections.

Results. Based on the proposed approach, a method for constructing a digital core model has been developed. The method allows for the reconstruction of a digital three-dimensional mineral model of the core. This is

achieved by using two-dimensional elemental distribution maps obtained from a standard scanning electron microscope with integrated energy-dispersive spectroscopy, applying the proposed algorithm for recalculation into mineral composition, and a three-dimensional model of the rock skeleton (matrix) obtained by computed tomography. Based on the obtained model, quantitative calculations of mineral composition can be performed. Verification of the obtained results is carried out through mineralogical studies.

Conclusion. The successful verification of the proposed method with traditional mineralogical studies indicates that the proposed method is a reliable tool for obtaining a digital core model based on standard equipment, without the need for expensive complexes with unique software.

Keywords: rocks, digital core, scanning electron microscopy, micro-computed tomography, X-ray diffraction analysis, X-ray fluorescence spectroscopy, petrographic examination of thin sections

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Mitroshin O.Y., Shul'ga R.S., Fedortsov I.V., Aleksandrov M.A., Arzhilovskaya N.N. Scanning electron microscopy is the key to constructing a digital mineral model of a rock. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):155–166. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-155-166>

Manuscript received 25.09.2025

Accepted 23.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Развитие цифровизации нефтяной отрасли включает в себя внедрение современных технологий, среди которых особое место занимает технология «Цифрового анализа керна». Эта инновационная технология позволяет создавать точные цифровые двойники горных пород, что существенно увеличивает информативность исследований, а цифровое моделирование свойств повышает эффективность проектных решений в области геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Создание цифрового двойника горной породы — это создание трехмерного изображения структуры материала, полученного на основе данных, собранных с помощью различных высокоразрешающих методов анализа (визуализации). Основной комплекс таких

для верификации и калибровки получаемых моделей. К традиционным методам в этом случае можно отнести изучение минерально-го состава методом рентгенофазового анализа (РФА) и определение элементного состава с помощью рентгенофлуоресцентной спектроскопии (РФЛА).

Для создания точной и надежной модели цифрового керна (цифрового двойника) необходимо получить детальную информацию о микроструктуре породы. Растворная электронная микроскопия с интегрированной энергодисперсионной спектроскопией (ЭДС) идеально подходит для этой задачи, поскольку позволяет изучать и визуализировать керн на микро- и наноуровне и определять элементный состав минералов, формирующих породу [2].

Основным продуктом на мировом рынке интеллектуальных технологий, связанных с цифровизацией кернового материала (в том числе и построении минеральной модели), является комплекс QEMSCAN (Quantitative Evaluation of Minerals by Scanning Electron Microscopy — количественная оценка минералов с помощью сканирующего электронного микроскопа) разработанный компанией FEI. Интеграция комплекса с рентгеновской микротомографией (Heliscan microCT, FEI) обеспечивает получение трехмерных изображений высокого разрешения и позволяет транслировать минеральную модель на весь объем образца, получая полное представление о его минеральном составе и структуре. Для улучшения исследований часто используется двулучевая аналитическая система FEI Helios NANOLAB 660, которая позволяет проводить более прецизионный анализ и визуализацию кернового материала [3, 4]. В России доля компаний использующих указанную технологию, относительно мала.

ДЛЯ ПОСТРОЕНИЯ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ КЕРНА ПРЕДЛОЖЕН МЕТОД, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ НА ОСНОВЕ КАРТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ НА СТАНДАРТНОМ РЭМ С ИНТЕГРИРОВАННОЙ ЭНЕРГОДИСПЕРСИОННОЙ СПЕКТРОСКОПИЕЙ, ПЕРЕСЧИТАТЬ МИНЕРАЛЬНЫЙ СОСТАВ И СОЗДАТЬ ТРЕХМЕРНУЮ МОДЕЛЬ СКЕЛЕТА ПОРОДЫ, ПОЛУЧЕННУЮ МЕТОДОМ КОМПЬЮТЕРНОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ.

методов включает компьютерную томографию в различных вариациях (микро-, нано-), растворную электронную микроскопию в совокупности с технологией ионной резки (ФИП/РЭМ) и различные традиционные методы исследований [1]. Привлечение традиционных методов исследований на этапе разработки технологии цифрового керна необходимо

Основным пользователем является компания «Системы для микроанализа».

При всех неоспоримых достоинствах вышеупомянутый технологический подход имеет ряд ограничений. Наиболее существенными, на наш взгляд, являются стоимость оборудования и его обслуживание. Высокая стоимость приборов по типу QEMSCAN WellSite и сопутствующего программного обеспечения делает этот метод недоступным для многих исследовательских организаций (лабораторий) и небольших компаний.

В свете этого разработка альтернативных и более доступных методов создания цифровых минеральных моделей керна представляется крайне важной задачей.

В настоящей статье будет рассмотрен метод, позволяющий в контексте построения цифровой минеральной модели керна применять традиционный метод РЭМ для получения двухмерных изображений поперечного сечения образца и карт распределения элементов с дальнейшей реконструкцией до трехмерной минеральной модели с использованием данных компьютерной микротомографии (мРКТ). Также будет показана результативность предложенного метода посредством корреляции полученных количественных данных с результатами минералогических исследований, а именно: РФА, РФлА и петрографических шлифов. Построение и калибровка модели пустотного пространства в данной работе не рассматривались.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве объекта исследований выбраны высокопроницаемые нефтенасыщенные песчаники со средним коэффициентом пористости 24% и коэффициентом проницаемости 1120 мД. Для проведения комплекса исследований, включающих РЭМ и мРКТ, использовались мини-цилиндры, выбранные из стандартных цилиндрических образцов диаметром 30 мм, с уже известными фильтрационно-емкостными свойствами. Изготовление цилиндрических мини-образцов проводилось методом выбуривания на станке, предназначенном для высокоточного сверления, с координатным столом. Геометрические размеры мини-цилиндров составляли 5 мм в диаметре и 20 мм в длину.

После проведения компьютерной микротомографии из центральной части

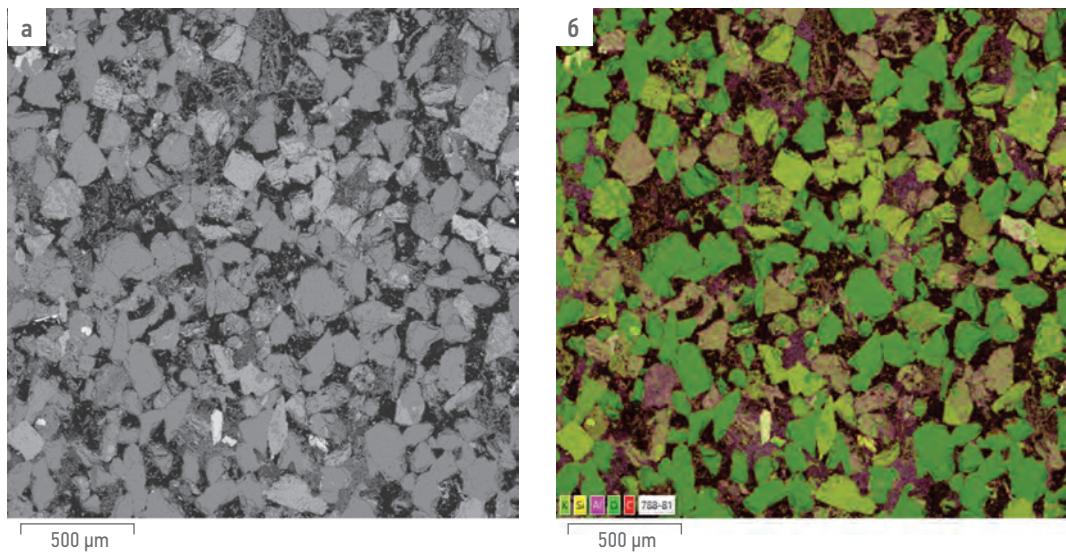
цилиндрических мини-образцов готовились пришлифованные препараты для проведения РЭМ. Образцы для минералогических исследований изготавливались из оставшейся части стандартного цилиндра, максимально приближенной к месту выбуренного мини-цилиндра. Перед проведением РФА и РФлА образцы измельчались до требуемой дисперсности, для изготовления петрографического шлифа использовалась целая «шляпка».

РАСТРОВАЯ ЭЛЕКТРОННАЯ МИКРОСКОПИЯ

Экспериментальные исследования выполнены на электронном растровом микроскопе TESCAN MIRA 3 в сочетании с приставкой в виде энергодисперсионного спектрометра. Микроскоп обеспечивает высокое разрешение благодаря оптимизированной электронной оптике и стабильному источнику электронов. Это позволило четко визуализировать мельчайшие детали поверхности образца, такие как поры и границы зерен, возможные дефекты. Высокая контрастность изображений, достигаемая за счет эффективного сбора вторичных и отраженных электронов, позволила различать области с различными физическими и химическими свойствами. Интегрированный спектрометр с энергетической дисперсией «X-MAX» позволил уверенно диагностировать химические элементы и строить карты их распределения по поверхности [5].

Для построения карт распределения химических элементов выбиралась область интереса. Ключевые требования к выбранной области — ее способность на качественном уровне полностью отражать весь минеральный состав, присутствующий в образце, а также обеспечивать необходимое увеличение. Выбор увеличения определяется последующей интеграцией полученной проекции в трёхмерную модель, реконструированную с помощью компьютерной микротомографии, и напрямую зависит от разрешающей способности данного метода. В текущей работе увеличение в 81 крат соответствует разрешению изображений, полученных при микротомографии.

На **рис. 1а** представлен снимок области, соответствующей вышеизложенным требованиям. По данному изображению генерировались карты распределения химических элементов. Карты визуализировались в виде снимков цветовых градиентов, где интенсивность цвета соответствовала концентрации элемента (см. **рис. 1б**). Полученные изображения загружались в программный комплекс



Условные обозначения элементов в суммарном распределении:

● калий ● кремний ● алюминий ● кислород ● углерод ● пустоты

Рис. 1. а) Снимок РЭМ образца с увеличением 81х. б) Карта распределения элементов. Составлено авторами
Fig. 1. a) SEM image at 81x magnification. 6) Elemental distribution map. Prepared by the authors

Avizo. Для справки, Avizo — это программный комплекс, разработанный для интерактивной визуализации и анализа двух- и трёхмерных данных, полученных из различных источников, таких как томография и микроскопия. В программном комплексе, по каждому элементу, цветное RGB-изображение преобразовывалось в 256-градационное изображение в оттенках серого. Для сглаживания сигнала и приближения данных к реальному распределению зерен применялся фильтр «Non-Local Means». После этого проводилась визуальная сегментация по нижней границе распространения элемента, заполнялись небольшие пустоты и удалялись мелкие артефакты (пятна). Данная операция проделывалась со всеми элементами, полученными при картировании поверхности образца. Для диагностирования минералов изображения рассчитывались по следующему подходу:

$$\text{Кварц} = Si \text{ (если } Al < 1), \quad (1)$$

$$\begin{aligned} \text{Каолинит} = (Si * Al) \text{ (если КПШ} < 1 \\ \text{и (если } Na\text{ПШ} < 1), \end{aligned} \quad (2)$$

Процентное содержание элемента =

$$КПШ = Si * Al * K, \quad (3)$$

$$\text{Плагиоклазы} = Si * Al * Na, \quad (4)$$

$$\text{Доломит} = Ca * Mg, \quad (5)$$

$$\text{Кальцит} = Ca \text{ (если } Mg < 1), \quad (6)$$

$$\text{Хлорит} = Fe \text{ (если } Mg < 1) \text{ и (если } Ca < 1). \quad (7)$$

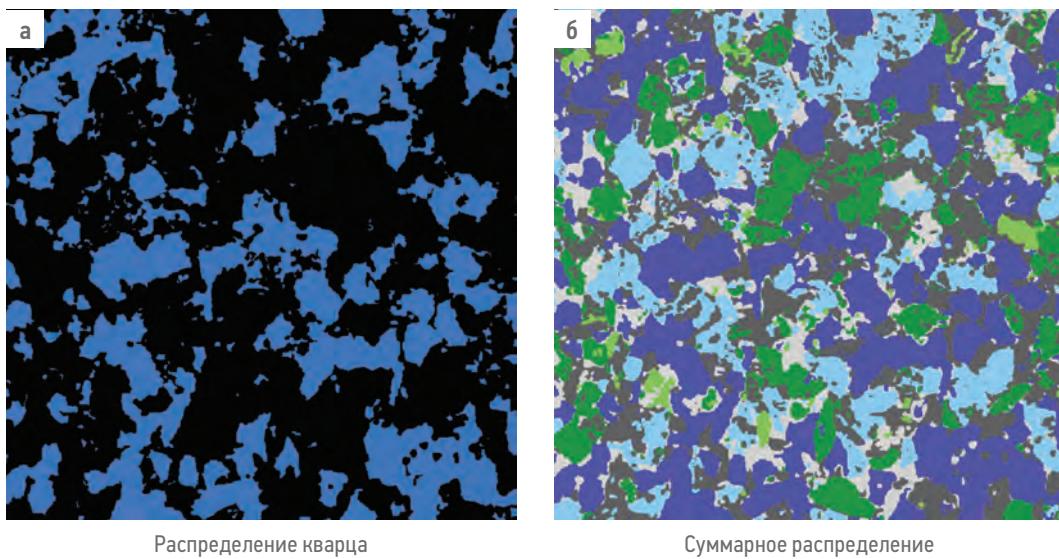
По результату определялось суммарное распределение по всем минералам.

Далее изображение подверглось корректировке, устранились мельчайшие артефакты и мелкие неточности в контурах минералов, возникавшие при их выделении. Затем карта распределения минералов совмещалась с сегментированным изображением, полученным с помощью РЭМ, на котором визуально отображались только зерна. На основе карты распределения минералов определялось количество пикселей, соответствующих каждому минералу и областям без сигнала, после чего данные были импортированы в Excel для пересчета в процентное содержание элементов по установленной формуле:

$$\frac{\text{Количество пикселей элемента}}{\text{Сумма пикселей всех элементов}} * 100\%.$$

Визуальное изображение алгоритма, демонстрирующего процесс выделения минералов из составляющих их базовых элементов на примере образца 1, представлено на рис. 2. Для получения финального

комбинированного изображения в редакторе изображений, на снимке РЭМ накладывался слой распределения минералов с «перемножением» и прозрачностью 50%. Пример полученного изображения представлен на рис. 2б.



Условные обозначения элементов в суммарном распределении:

- кварц
- каолинит
- плагиоклаз (NaПШ)
- хлорит
- КПШ
- пустоты

Рис. 2. Распределение минералов по поверхности, на примере образца № 1. Составлено авторами
Fig. 2. Distribution of minerals on the surface, using sample No. 1 as an example. Prepared by the authors

МИКРОТОМОГРАФИЧЕСКАЯ СЪЕМКА И РЕКОНСТРУКЦИЯ

Сбор данных (съемка) для получения томографических изображений (теневых проекций) проводился на настольной системе рентгеновской 3D компьютерной микротомографии Sanying Nanovoxel 1000.

В качестве рабочего программного обеспечения для управления параметрами сканирования, контроля съемки и сбора данных использовалось ПО NanoVoxel Scan. Настройка параметров сканирования для каждого образца проводилась с целью получения набора теневых проекций с минимально возможным размером вокселя при реконструкции конечной трехмерной модели, а также максимально широкого динамического диапазона градаций серого цвета для получения наиболее высококонтрастного изображения с исключением всех возможных артефактов. Далее полученный набор теневых проекций (2D-изображений) загружался в специализированное программное обеспечение, где проводился процесс реконструкции данных. Процесс реконструкции данных микротомографии — это процесс преобразования информации 2D-изображений, полученных во время сбора данных, по специально разработанному математическому алгоритму в объемную 3D-модель съемки, каждый воксель которого имеет значение градации серого цвета. Воксель является минимальной единицей, определяющей разрешение объемной модели объекта, и аналогом пикселов для трёхмерного пространства.

Реконструкция 3D-модели из теневых проекций проводится в ПО VoxelStudio Recon.

Данное программное обеспечение разработано производителем данной сканирующей системы с учетом особенностей процесса сбора данных и геометрии механической части блока регистрации теневых проекций. Стоит отметить, что при реконструкции проводится корректировка по возможным линейным смещениям, углам отклонения детектора и смещения точки фокусировки источника рентгеновского излучения, а также коррекция артефактов жесткости рентгеновского пучка при прохождении через объект съемки (коррекция Beam Hardening). На выходе получается полностью готовая для обработки и анализа 3D-модель образца керна в формате *.raw.

СОСТАВЛЕНИЕ ЦИФРОВОЙ МИНЕРАЛЬНОЙ МОДЕЛИ

Построение цифровой модели минерального состава осуществлялось с помощью специализированного программного комплекса. Алгоритм работы программного комплекса представляет собой интеграцию результатов двухмерной проекции распределения минералов, полученную методом РЭМ, в трехмерную модель исследуемого образца, полученную методом компьютерной микротомографии. Реализация алгоритма проводилась сегментацией полученной трехмерной модели на основе данных о химическом составе, полученных методом энергодисперсионной спектроскопии, что позволило

выделить отдельные минеральные фазы и их пространственное расположение. На основе этих данных формировалась цифровая модель, отражающая объемное распределение каждого минерала в образце, а также их взаимосвязи и текстурные особенности (рис. 3).

РЕНТГЕНОФАЗОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

Рентгенофазовые исследования выполнены на рентгеновском дифрактометре ДРОН-8 (производства фирмы НПП «Буревестник»). Прибор оснащен медным рентгеновским излучателем (анодом) с длиной волны $\lambda = 1.5418 \text{ \AA}$ и детектором на основе пропорционального счетчика.

В основу метода положено явление дифракции рентгеновских лучей на кристаллической решётке. Каждая кристаллическая фаза (минерал) даёт одинаковый дифракционный спектр, характеризующийся набором межплоскостных расстояний и интенсивностей линий, присущим только этой фазе (минералу) [6].

Валовый анализ проведен на неориентированных препаратах методом порошка. Количественные расчеты выполнены при обработке экспериментальных дифрактограмм методом полнопрофильного анализа

по Ритвельду [7], который базируется на нелинейном методе наименьших квадратов и реализован в программе Profex. Данный метод зарекомендовал себя как надежный инструмент для количественного анализа сложных минеральных образцов и природных ассоциаций.

Состав глинистой компоненты проведен на ориентированных препаратах, полученных гравиметрическим методом осаждения глинистой суспензии на часовое стекло, поскольку для их диагностирования решающее значение имеют базальные отражения типа 00L. Это позволяет с высокой точностью идентифицировать минералы глинистой группы, такие как каолинит, иллит, смектиты и хлорит, по положению и интенсивности их характерных пиков на дифрактограммах. Исследование состава глинистой компоненты позволило повысить точность диагностики и количественного определения глинистых минералов рамках проведения валового минерального анализа.

РЕНТГЕНОФЛУОРЕСЦЕНТНЫЙ АНАЛИЗ

Рентгенофлуоресцентный анализ — это разновидность рентгеновской спектроскопии, позволяющая установить элементный состав материала. Метод основан на возбуждении атомов образца рентгеновским излучением и последующем анализе вторичного (флуоресцентного) рентгеновского излучения, испускаемого этими атомами. Качественный анализ заключается в идентификации элементов по характерным линиям в спектре, а количественный — в определении их концентрации на основе интенсивности этих линий. Исследования проводились с использованием рентгенофлуоресцентного спектрометра BRUKER S8 TIGER. Образцы подготавливались методом прессования таблеток со связующим веществом. Количественное определение элементов в пробах осуществлялось по калибровочным графикам, реализованным в программном комплексе «Spectra+».

ПЕТРОГРАФИЧЕСКОЕ ИЗУЧЕНИЕ ШЛИФОВ

Петрографический метод — это оптический метод исследования горных пород — шлифов — в проходящем свете с помощью поляризационного микроскопа. Шлиф — это тонкий срез породы толщиной 0,03 мм (30 микрон), изготавливается из «шляпки» от цилиндра путем приклеивания на стекло и постепенного истончения абразивными материалами, стабилизированный в процессе эпоксидной смолой с голубым красителем, для диагностирования пустотного пространства.

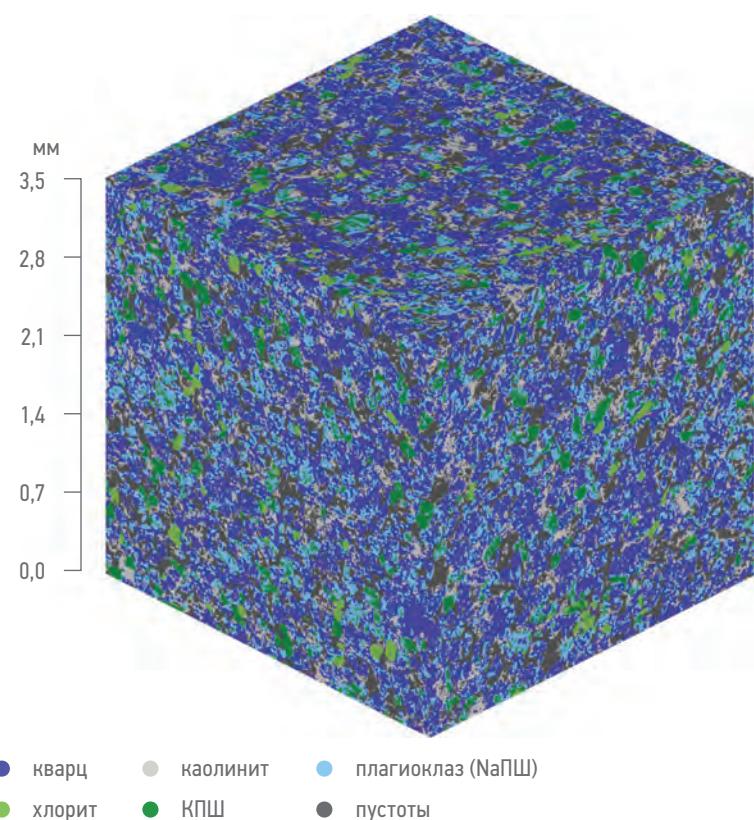


Рис. 3. Объемное распределение минералов в образце — цифровая минеральная модель. Составлено авторами

**Fig. 3. Volumetric distribution of minerals in a sample — digital mineral model.
Prepared by the authors**

Исследование проводились с использованием петрографического микроскопа Axio Imager. В шлифах определялись структурные и текстурные особенности, замер зерен, минералогический состав, акцессорные и аутигенные минералы, вторичные изменения и структура пустотного пространства породы. Для каждого шлифа оформлялось фото при различных увеличениях.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ

В табл. 1 приведен минеральный состав, полученный путем расчета на основе карт распределения элементов (РЭМ), цифровой модели и данных РФА. Количественный расчет, выполненный согласно формулам (1)–(7), позволил идентифицировать семь основных минералов. Хлорит и акцессорные минералы, представленные в основном магнетитом, были объединены

Таблица 1. Результаты определения минерального состава образцов по снимкам РЭМ в сопоставлении с результатами РФА. Составлено авторами

**Table 1. Mineral composition of samples determined from SEM images compared with XRD results.
Prepared by the authors**

№ образца	Минерал	РЭМ	Цифровая модель	РФА
1	Кварц	32,2	45,8	44,0
	Каолинит	10,5	10,9	12,4
	Калиевый полевой шпат, иллит	13,2	16,9	13,6
	Плагиоклаз	16,4	6,8	10,2
	Хлорит, акцессорные минералы	2,4	1,3	1,4
2	Кварц	28,4	49,9	48,4
	Каолинит	9,0	19,2	15,2
	Калиевый полевой шпат	17,6	9,3	8,5
	Плагиоклаз	15,3	5,4	9,8
	Хлорит, акцессорные минералы	0,0	0,4	1,9
3	Кварц	28,5	36,1	36,1
	Каолинит	5,9	19,7	19,7
	Калиевый полевой шпат, иллит	14,2	7,2	7,2
	Плагиоклаз	12,1	19,4	19,4
	Хлорит, акцессорные минералы	3,7	2,5	2,5
4	Кварц	25,1	45,0	42,4
	Каолинит	12,0	9,2	8,2
	Калиевый полевой шпат, иллит	20,4	15,8	14,7
	Плагиоклаз	15,3	14,2	18,5
	Хлорит, акцессорные минералы	2,9	0,2	0,5
5	Кварц	27,2	48,2	47,1
	Каолинит	16,9	9,5	12,0
	Калиевый полевой шпат, иллит	17,4	7,2	7,7
	Плагиоклаз	9,8	17,7	14,9
	Хлорит, акцессорные минералы	3,4	0,3	0,9
6	Кварц	29,0	33,4	35,0
	Каолинит	8,7	10,6	10,2
	Калиевый полевой шпат, иллит	17,9	22,9	17,5
	Плагиоклаз	11,0	16,1	19,9
	Хлорит, акцессорные минералы	0,0	0,2	0,7

Продолжение таблицы 1

№ образца	Минерал	РЭМ	Цифровая модель	РФА
7	Кварц	30,7	42,2	43,2
	Каолинит	13,0	8,9	8,1
	Калиевый полевой шпат, иллит	17,3	6,2	6,4
	Плагиоклаз	13,0	15,1	14,5
	Хлорит, акцессорные минералы	0,7	0,2	0,3
8	Кварц	33,4	51,3	53,9
	Каолинит	7,3	11,0	9,1
	Калиевый полевой шпат, иллит	15,1	8,3	7,3
	Плагиоклаз	7,5	11,4	11,7
	Хлорит, акцессорные минералы	3,9	0,4	0,5
9	Кварц	29,8	43,1	41,6
	Каолинит	7,5	15,7	17,7
	Калиевый полевой шпат, иллит	17,9	9,9	6,5
	Плагиоклаз	15,2	12,2	14,1
	Хлорит, акцессорные минералы	3,2	0,4	1,3
10	Кварц	42,3	56,4	56,0
	Каолинит	8,7	5,8	6,6
	Калиевый полевой шпат, иллит	12,9	7,5	7,6
	Плагиоклаз	7,5	8,0	7,2
	Хлорит, акцессорные минералы	2,2	0,2	0,5
11	Кварц	33,2	54,5	49,8
	Каолинит	16,1	8,8	10,0
	Калиевый полевой шпат, иллит	19,2	9,3	8,7
	Плагиоклаз	4,9	9,7	13,2
	Хлорит, акцессорные минералы	4,2	0,2	0,6
12	Кварц	26,9	46,1	48,7
	Каолинит	13,6	13,8	12,3
	Калиевый полевой шпат, иллит	16,9	10,9	9,4
	Плагиоклаз	15,4	13,3	12,7
	Хлорит, акцессорные минералы	0,0	0,1	1,1
13	Кварц	33,3	56,9	54,3
	Каолинит	18,0	15,0	14,1
	Калиевый полевой шпат, иллит	19,5	4,4	5,3
	Плагиоклаз	7,2	11,3	11,6
	Хлорит, акцессорные минералы	0,0	0,2	2,2
14	Кварц	29,1	53,3	55,4
	Каолинит	19,6	13,0	12,1
	Калиевый полевой шпат, иллит	24,1	5,5	6,1
	Плагиоклаз	7,7	14,8	12,1
	Хлорит, акцессорные минералы	3,6	0,3	0,9
15	Кварц	27,6	59,1	57,3
	Каолинит	5,9	10,1	11,3
	Калиевый полевой шпат, иллит	17,0	4,4	5,6
	Плагиоклаз	15,4	12,4	10,8
	Хлорит, акцессорные минералы	3,9	0,3	1,0

Таблица 2. Элементный состав, определенный методом РФлА. Составлено авторами
Table 2. Elemental composition determined by XRF analysis. Prepared by the authors

№ образца	SiO ₂ , %	Al ₂ O ₃ , %	Fe ₂ O ₃ , %	Na ₂ O, %	K ₂ O, %
1	70,6	14,528	1,581	2,515	3,008
2	68,5	14,536	0,947	2,328	3,145
3	69,0	16,885	1,419	2,638	3,655
4	72,9	14,784	0,769	2,548	3,382
5	71,5	14,42	0,778	2,553	3,062
6	68,6	17,407	0,828	2,962	3,546
7	74,5	11,769	0,728	2,284	2,817
8	75,2	10,733	1,632	2,183	2,578
9	72,6	13,112	2,04	2,683	2,854
10	79,6	7,255	0,78	1,558	2,016
11	73,1	12,872	1,05	2,629	2,824
12	73,5	13,487	1,082	2,681	3,363
13	72,5	12,942	0,897	2,536	2,599
14	73,8	11,9	0,753	2,467	2,548
15	74,8	11,883	0,734	2,457	2,699

в одну группу. Это объединение обосновано общим диагностическим признаком — присутствием железа на картах распределения элементов. И даже учитывая то, что магнетит относительно хорошо диагностируется при микроанализе в процессе исследований РЭМ, его идентификация при генерации карт распределения минералов затруднена.

Аналогично иллит и ССО (смешаннослоистые образования), сформированные на его основе (5–10% смектитовых межслоев), объединены в группу с КПШ. Указанные минералы присутствуют на уровне следовых количеств и объединены с последними в силу схожих диагностических признаков. На уровне полученных концентраций отсутствует обоснованный смысл и механизм, обладающий достаточной степенью достоверности для независимого их диагностирования.

Табл. 2 представляет результаты определения элементного состава, где приведены основные элементы, составляющие породообразующие минералы. Элементы выражены в оксидной форме, что соответствует их типичному состоянию в минеральных структурах и является стандартной практикой описания химического состава горных пород.

СОПОСТАВЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ С РЕЗУЛЬТАТАМИ МИНЕРАЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Для комплексной оценки правильности определения минералов, их пространственного распределение в двух- и трехмерных

проекциях, а также количественных соотношений были использованы результаты минералогических исследований: рентгенофазовый анализ, рентгенофлуоресцентный анализ, изучение породы в петрографических шлифах. Идентифицированные методом РЭМ и рассчитанные количественно в цифровой модели минералы сопоставлялись с результатами РФлА и петрографического анализа.

РФлА выступал в роли арбитражного метода, т.к. имеет наиболее высокую точность при определении количественных характеристик и хоть и косвенно, но может подтвердить результаты РФА, что обеспечивает дополнительный уровень контроля и достоверности результатов (**рис. 4**).

Сопоставление результатов осуществлялось в несколько этапов. В первую очередь проводилась качественная оценка, обусловленная ограниченной представительностью двухмерной модели. Во вторую, после построения трехмерной модели, которая является весьма представительной, проводилась количественная оценка. В первом случае основной акцент делался на результаты качественного минерального состава из описания петрографических шлифов, т.к. важно зафиксировать минеральные фазы, содержание которых колеблется на уровне следовых количеств (минералы цемента, акцессорные минералы), во втором — минерального состава, определенного методом РФА. Контроль акцессорных минералов также оставался за методом

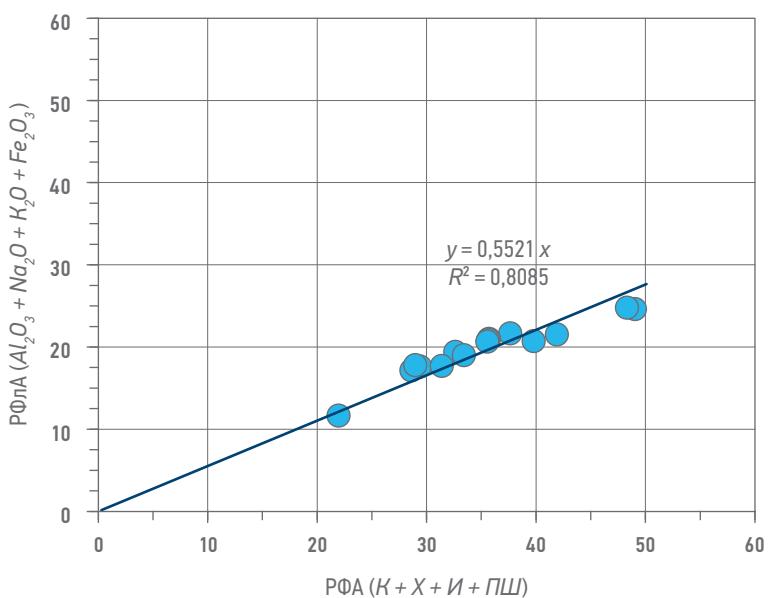


Рис. 4. График сопоставления результатов РФА и РФлА. Составлено авторами
Fig. 4. Comparison of XRD and XRF results. Prepared by the authors

петрографии. Результаты качественного сопоставления представлены на рис. 5. Для примера выделено зерно акцессорного минерала — магнетита. Рисунок носит схематический характер, поле шлифа и снимок РЭМ приведены из разных участков. Анализ соответствия данных РФА, РЭМ и петрографии показывает полную сходимость результатов (табл. 3).

Количественная корреляция результатов минерального состава, определенного методом РФА и рассчитанного по результатам цифрового моделирования, представлена на рис. 6. Данная корреляция подтверждает хорошую точность применяемой методики моделирования и надежность полученных результатов. Подводя итог, следует отметить, что природные объекты, как известно, отличаются исключительным разнообразием, что порождает множество их свойств. Горные породы в этом контексте не являются исключением. Успешная апробация предложенного метода на конкретном объекте подтверждает его перспективность и открывает возможности

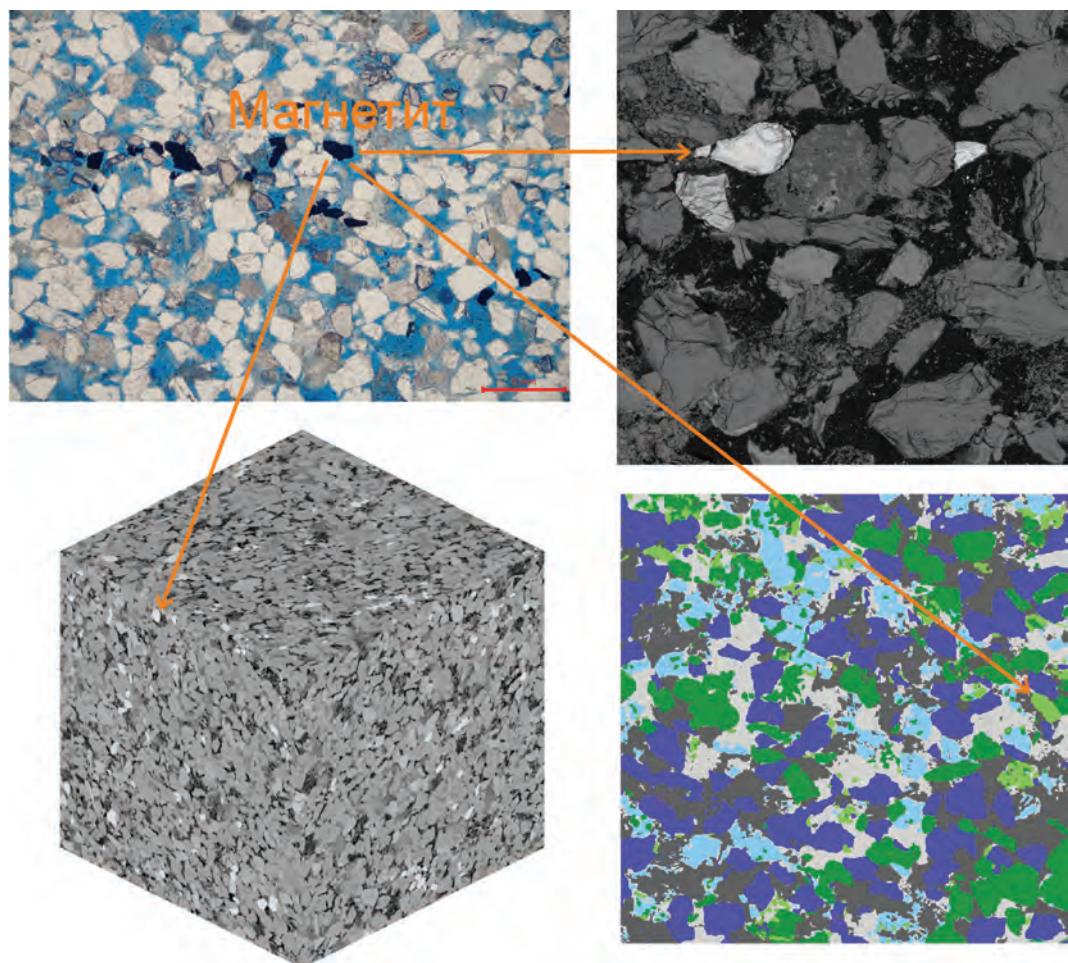


Рис. 5. Качественное сопоставление минерального состава, зафиксированного методом РЭМ и при петрографическом описании шлифа для образца № 1. Составлено авторами
Fig. 5. Qualitative comparison of the mineral composition recorded by the SEM method and in the petrographic description of the slot for sample No. 1. Prepared by the authors

Таблица 3. Качественное сопоставление результатов минерального состава, определенного методом РЭМ, РФА, петрография на примере образца № 1. Составлено авторами

Table 3. Qualitative comparison of the mineral composition of Sample No. 1 determined by SEM, XRD, and petrographic analysis. Prepared by the authors

Минерал	РЭМ	ЦК	РФА	Шлиф
Кварц	+	+	+	+
Каолинит	+	+	+	+
КПШ	+	+	+	+
Плагиоклаз	+	+	+	+
Хлорит	+	+	+	+
Иллит	+	+	+	+
Аксессорные минералы	+	+	-	+

для его дальнейшего развития и применения в более широком диапазоне геологических условий с целью изучения горных пород различных типов.

ВЫВОДЫ

- Интеграция томографических исследований с растровой электронной микроскопией для изучения горных пород дает возможность построения точных цифровых минеральных моделей горной породы и пустотного пространства.
- Для достижения высокой достоверности цифровая минеральная модель породы требует обязательного сопоставления и калибровки с результатами стандартных минералогических методов, таких как рентгенофазовый анализ, рентгенофлуоресцентный анализ и петрографическое описание шлифов.
- Цифровая минеральная модель породы позволит перейти на новый уровень в моделировании петрофизических и фильтрационных свойств, предостав员ляя возможность задать поверхностные

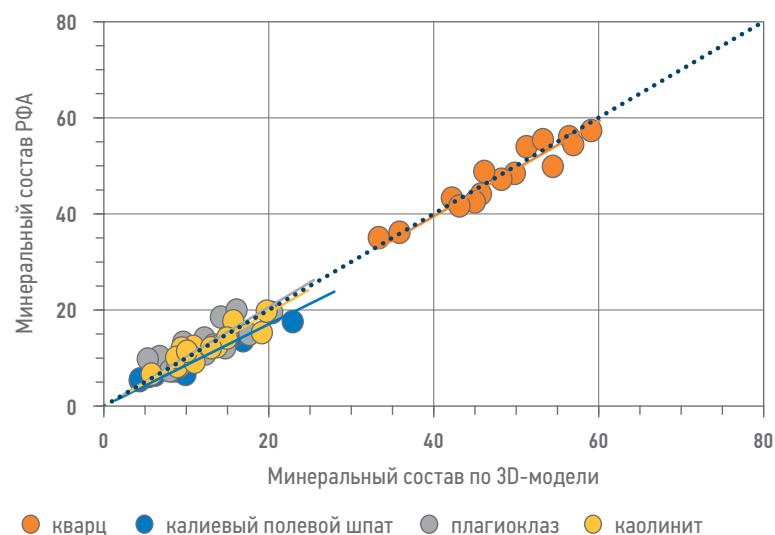


Рис. 6. Сопоставление результатов минерального состава по результатам РФА и рассчитанного по результатам цифрового моделирования. Составлено авторами
Fig. 6. Comparison of the mineral composition obtained by XRD and calculated by digital modeling. Prepared by the authors

характеристики каждого минерала, таких как смачиваемость, проводимость и т.д., а также позволит прогнозировать взаимодействие с агентами МУН.

Список литературы

- Ускова ЕИ, Бурухин А.А., Черемисин А.Н. Исследование особенностей макроструктуры баженовских отложений и выбор оптимальной модели для создания цифрового двойника породы // Геофизические технологии. — 2024. — С. 83–91. <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2024-1-83>
- Панев ЕВ, Гильманов ЯИ. Опыт ООО «ТННЦ» по изучению керна методом растровой электронной микроскопии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 2021. — № 6. — С. 50–56. [https://doi.org/10.33285/24135011-2021-6-\(354\)-50-56](https://doi.org/10.33285/24135011-2021-6-(354)-50-56)
- Лукашева МВ, Несторова ЕМ. Новейшие инструментальные методы для проведения минералогического анализа на базе сканирующего электронного микроскопа в целях судебно-почвоведческой экспертизы // Теория и практика судебной экспертизы. — 2014. — № 3 (35). — С. 108–118.
- Varfolomeev I.A., Svirin V., Yakimchuk I.V. 3D Multiclass Digital Core Models via microCT, SEM-EDS and Deep Learning. E3S // Web of Conferences. — 2023. — №. 366. — Pp. 01003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202336601003>
- Криштал М.М. Сканирующая электронная микроскопия и рентгеноспектральный микроанализ в примерах практического применения / М.М. Криштал, И.С. Ясников, В.И. Полунин и др. — М.: Техносфера, 2009. — 208 с.
- Ковба Л.М. Рентгенофазовый анализ / Л.М. Ковба, В.К. Трунов. — М: МГТУ, 1976. — 232 с.
- Rietveld H. M. A profile refinement method for nuclear and magnetic structures // J. Appl. Cryst. — 1969. — Vol. 2. — P. 65.

References

- Uskova E.I., Burukhin A.A., Cheremisin A.N. Research of macrostructural features of the Bazhenov Formation deposits and selection of an optimal model for creating a digital twin of the rock. *Geophysical Technologies*. 2024, pp. 83–91. (In Russ.) <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2024-1-83>

2. Panev E.V., Gilmanov Ya.I. Experience of TNNTS LLC in studying core samples by scanning electron microscopy. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2021, no. 6, pp. 50–56. (In Russ.)
3. Lukasheva M.V., Nesterova E.M. Modern instrumental methods for mineralogical analysis based on scanning electron microscopy for forensic soil examination. *Theory and Practice of Forensic Science*. 2014, vol. 3, no. 35, pp. 108–118. (In Russ.)
4. Varfolomeev I.A., Svinin V. and Yakimchuk I.V. 3D Multiclass Digital Core Models via microCT, SEM-EDS and Deep Learning. E3S Web of Conferences, 2023, no. 366, p. 01003. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202336601003>
5. Krishtal M.M., Yasnikov I.S., Polunin V.I., et al. *Scanning Electron Microscopy and X-ray Microanalysis in Examples of Practical Application*. Moscow: Tekhnosfera; 2009. 208 p.
6. Kovba L.M., Trunov V.K. *X-Ray Phase Analysis*. Moscow: Moscow State University Press; 1976. 232 p.
7. Rietveld H.M. A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. *J. Appl. Cryst.* 1969, vol. 2, p. 65.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

О. Ю. Митрошин — разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Осуществлял экспертное сопровождение работы. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Р. С. Шульга — руководитель научной темы, разработал концепцию исследования и материалы для исследования. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

И. В. Федорцов — выполнил микротомографические исследования и составление 3D-модели. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

М. А. Александров — выполнил комплексное исследование образцов, включающее рентгенофазовый и рентгенофлуоресцентный анализ. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н. Н. Аржиловская — выполнила обработку результатов, оказала консультационную поддержку в написании статьи. Согласна принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Oleg Y. Mitroshin — developed the research concept and research materials. Provided expert guidance and oversight for the work Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Roman S. Shul'ga — Project leader, developed the research concept and materials. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Il'ya V. Fedortsov — completed microtomography investigation and 3D model construction. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Maksim A. Aleksandrov — completed comprehensive sample analysis, including X-ray diffraction and X-ray fluorescence analysis. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Natal'ya N. Arzhilovskaya — processed the results and provided consultative support for the article writing. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Олег Юрьевич Митрошин — менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Oleg Y. Mitroshin — Manager, RN-Geology Research and Development

Роман Сергеевич Шульга — начальник управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Roman S. Shul'ga — Head of Department, RN-Geology Research and Development

Илья Владимирович Федорцов — главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Il'ya V. Fedortsov — Chief specialist, RN-Geology Research and Development

Максим Александрович Александров — заведующий лабораторией, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

Maksim A. Aleksandrov — Head of Laboratory, RN-Geology Research and Development

Наталья Николаевна Аржиловская* — начальник отдела, ООО «РН-Геология Исследования Разработка»
625048, Россия, г. Тюмень, ул. Максима Горького, д. 42.
e-mail: NNArzhilovskaya@rn-gir.rosneft.ru

Natal'ya N. Arzhilovskaya* — Head of Section, RN-Geology Research and Development
42, Maksim Gorky str., 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: NNArzhilovskaya@rn-gir.rosneft.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ОТ ТЕОРИИ К ПРАКТИКЕ: АВТОМАТИЗАЦИЯ ФОРМИРОВАНИЯ БИЗНЕС-КЕЙСОВ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

© Коллектив авторов,
2025



А.А. Прохоров^{1,*}, А.Ф. Мурзакова², А.А. Рыбаковская³, Д.Н. Сазонов¹

¹Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

²ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», РФ, Санкт-Петербург

³ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», РФ, Томск

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. В статье рассматривается подход к автоматизации формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения на зрелых месторождениях.

Цель. Целью работы является разработка и апробация модуля автоматизированного поиска перспективных зон и размещения проектного фонда скважин («AVNS») для формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения на зрелых месторождениях, позволяющего снизить влияние субъективных факторов и сократить трудозатраты.

Материалы и методы. Разработанный модуль включает этапы предобработки геолого-промышленных данных, построения карты индекса возможности, кластеризации перспективных зон и размещения в них проектных целей, расчета запускных параметров скважин и оценки экономической эффективности. Алгоритмы реализованы с использованием методов машинного обучения, статистического анализа и общераспространенных аналитических подходов. Апробация инструмента проведена на данных более чем 40 объектов разработки.

Результаты. Ретроспективный анализ показал высокую точность рекомендаций, сопоставимую с экспертными решениями, при умеренной полноте охвата. Дополнительно выявлены нереализованные перспективные зоны, отражающие потенциал для дальнейшего разбуривания. Практическим результатом внедрения методики стало сокращение трудозатрат на формирование бизнес-кейсов на 20%.

Заключение. Работа демонстрирует, что автоматизированный подход способен повысить эффективность планирования бурения на зрелых активах, однако требует дальнейшего развития в части повышения качества исходных данных, совершенствования алгоритмов и интеграции с другими системами планирования.

Ключевые слова: уплотняющее бурение, перспективные зоны, ввод новых скважин, машинное обучение, автоматизация бурения, прогноз добычи, оптимизация экономики

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Прохоров А.А., Мурзакова А.Ф., Рыбаковская А.А., Сазонов Д.Н. От теории к практике: автоматизация формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения на зрелых месторождениях. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):167–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-167-176>

Статья поступила в редакцию 29.09.2025

Принята к публикации 23.10.2025

Опубликована 26.12.2025

FROM THEORY TO PRACTICE: AUTOMATING THE DEVELOPMENT OF INFILL DRILLING BUSINESS CASES FOR BROWN-FIELDS

Andrey A. Prokhorov^{1,*}, Alina F. Murzakova², Anastasia A. Rybakovskaya³, Dmitry N. Sazonov¹

¹Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

²Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, RF, Saint Petersburg

³National Research Tomsk Polytechnic University, RF, Tomsk

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The article discusses an approach to automating the development of infill drilling business cases for brown fields.

Aim. The aim of the work is to develop and test a module for the automated search for promising zones and placement of the project wells ("AVNS") for generating infill drilling business cases at brown fields, which allows to reduce the influence of subjective factors and labor costs.

Materials and methods. The developed module includes the following stages:

- pre-processing of geological and production data;
- constructing an Opportunity Index map;

- clustering of promising target zones and placement of project wells;
- calculating well start-up parameters;
- assessing economic efficiency.

The algorithms are implemented using machine learning methods, statistical analysis, and common analytical approaches. Testing was conducted on data from more than 40 productive formations.

Results. A retrospective analysis showed high accuracy of the recommendations, comparable to expert decisions, with moderate coverage. Furthermore, untapped prospective zones were identified, indicating additional drilling potential. A key practical result was a reduction in labor costs for business case preparation by 20%.

Conclusions. The study demonstrates that an automated approach can enhance the efficiency of drilling planning for brown assets; however, it requires further development in terms of improving input data quality, refining algorithms, and integrating with other planning systems.

Keywords: infill drilling, sweet spots, commissioning of new wells, machine learning, drilling automation, production forecast, economic optimization.

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Prokhorov A.A., Murzakova A.F., Rybakovskaya A.A., Sazonov D.N. From theory to practice: Automating the development of infill drilling business cases for brown-fields. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):167–176. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-167-176>

Manuscript received 29.09.2025

Accepted 23.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

В ходе литературного обзора подходов к автоматизации отдельных процессов уплотняющего бурения [1] проанализированы современные методики и лучшие практики, применяемые для повышения эффективности разработки зрелых месторождений. В предыдущей работе основное внимание уделялось анализу методов поиска перспективных зон, оптимизации размещения проектного фонда и экономической оценки проектных решений с использованием технологий машинного обучения и анализа больших данных.

С ЦЕЛЬЮ ФОРМИРОВАНИЯ БИЗНЕС-КЕЙСОВ УПЛОТНЯЮЩЕГО БУРЕНИЯ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РАЗРАБОТАН МОДУЛЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОИСКА ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН И РАЗМЕЩЕНИЯ ПРОЕКТНОГО ФОНДА СКВАЖИН («АВНС»), СОСТОЯЩИЙ ИЗ ЭТАПА ОБРАБОТКИ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ, ПОСТРОЕНИЯ КАРТЫ ИНДЕКСА ВОЗМОЖНОСТИ, КЛАСТЕРИЗАЦИИ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН И РАСЧЕТА ЗАПУСКНЫХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИН.

Результаты исследования показали, что, несмотря на значительный прогресс в области автоматизации, ключевой проблемой остается адаптация существующих решений к условиям конкретных активов с ограниченным объемом и специфичным набором данных. В течение года велась разработка программного модуля для автоматизированного поиска зон и скважин на зрелых

месторождениях. Данный инструмент позволил сократить время анализа разработки, ускорить процесс принятия решений и минимизировать влияние субъективных факторов на этапе первичного скрининга.

Однако, как и в любом сложном проекте, остаются задачи, требующие дальнейшего решения. В частности, необходима доработка механизма интеграции модуля с существующими системами планирования, а также повышение точности прогнозирования продуктивности скважин в условиях высокой геологической неопределенности и ограниченной достоверности исходных данных.

ЦЕЛЬ

Цель данной статьи – подвести итоги работы по разработке инструмента, представить методологию его реализации, оценить достигнутые результаты, а также обозначить направления для дальнейшего совершенствования методики. Особое внимание уделяется анализу ограничений текущей реализации и возможным путям их преодоления на основе комбинации аналитических методов и технологий машинного обучения.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

АРХИТЕКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ

Процесс автоматического подбора кандидатов на уплотняющее бурение включает несколько этапов (рис. 1).

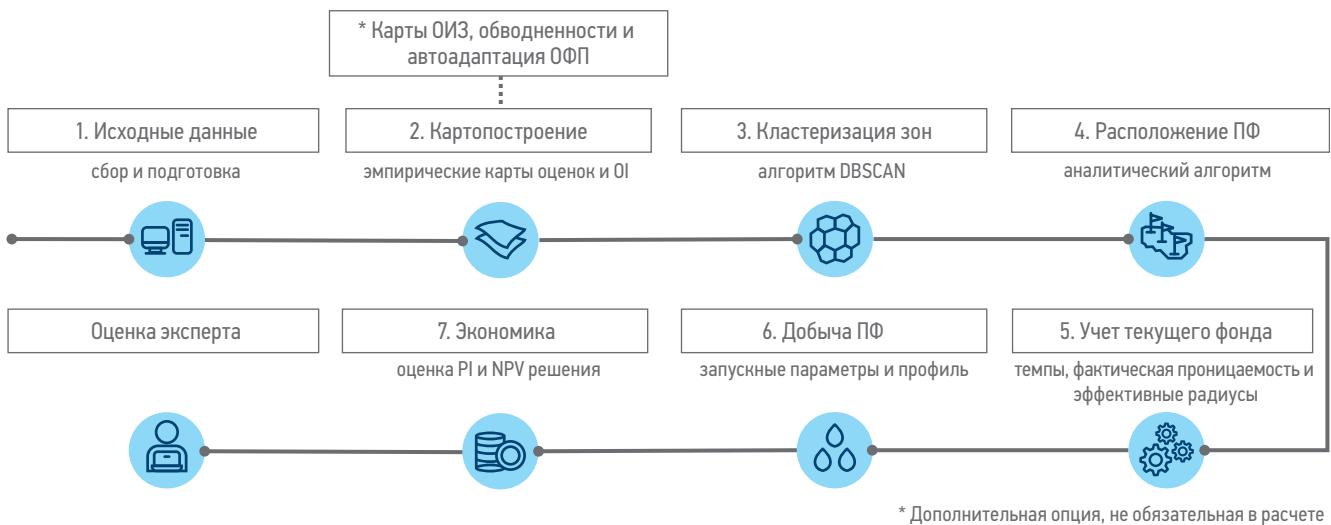


Рис. 1. Блок-схема модуля «AVNS». Составлено авторами
Fig. 1. Block diagram of the “AVNS” module. Prepared by the authors

Ниже приведено краткое описание каждой из составных частей модуля «AVNS» (Автоматический Ввод Новых Скважин).

Исходные данные. Загрузка и предварительная обработка карт (нефтенасыщенная толщина (ННТ), пористость, проницаемость и др.), скважинных данных из NGT, фрак-листов гидравлических разрывов пласта (ГРП), свода геолого-физических характеристик (ГФХ) и экономических параметров. Данные фильтруются, очищаются от некорректных записей, дополняются расчетными показателями и агрегируются для дальнейшего анализа. Автоматическая предобработка скважинных данных предусматривает разделение на горизонтальные и вертикальные стволы, идентификацию многозабойных скважин (МЗС) и боковых стволов (ЗБС) с перераспределением добычи, а также расчет средних параметров работы за ключевые периоды.

Картопостроение. На основе нормализованных данных рассчитываются карты:

- Оценка качества коллектора — среднее между нормированными картами ННТ и проницаемости.
- Оценка потенциала — комбинация дебитов и остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ).
- Оценка рисков — учет обводненности и снижения пластового давления.

Итоговый индекс возможности бурения (Opportunity Index, ОI) рассчитывается как нормированная сумма карт качества коллектора, потенциала и рисков:

$$OI = (reservoir_{score} + potential_{score} - risk_{score})_{norm.}$$

Карты ОИЗ и обводненности. При отсутствии карт обводненности и/или ОИЗ их

расчет выполняется отдельным модулем, реализующим упрощенную модель двухфазной фильтрации с учетом взаимодействия скважин. Для добывающих скважин текущая нефтенасыщенность определяется функцией Баклея — Леверетта по текущей обводненности и относительным фазовым проницаемостям (ОФП), для нагнетательных — равна остаточной. Зоны влияния скважин рассчитываются с учетом их эффективного радиуса, накопленной добычи/закачки и взаимодействия. Карты строятся методом интерполяции с экспоненциальным затуханием влияния, обеспечивая выполнение материального баланса. Для учета горизонтальных стволов и трещин АГРП применяется аддитивный алгоритм распределения влияния.

При отсутствии данных по ОФП реализована опция автоадаптации на основе history matching эталонных скважин, отобранных по статистическим метрикам.

Кластеризация зон. По карте индекса возможности выделяются перспективные участки для бурения с исключением дренируемых действующим фондом зон. Для формирования оптимальных зон применяется алгоритм DBSCAN, объединяющий точки с высоким индексом (выше заданного перцентиля) в кластеры без предварительного указания их количества. Ключевые параметры алгоритма:

- `min_radius` — минимальный радиус кластера, исключающий слишком мелкие участки;
- `sensitivity_quality_drill` — чувствительность к однородности качества зоны (близость к 100% означает, что все точки кластера соответствуют топовому перцентилю).

Результат — связанные зоны с максимальным потенциалом, готовые для размещения проектных скважин с учетом технико-экономических ограничений.

Расположение проектного фонда.

Перспективные зоны заполняются проектными скважинами с учетом минимально рентабельных запасов, определяющих начальное количество проектных скважин (кластеров). Кластеризация методом k-средних разбивает перспективные зоны на области скважин так, чтобы каждая удовлетворяла условиям по запасам и площади. Через центры кластеров проводятся стволы проектных скважин с учетом заданных параметров и параметров скважин окружения. Для исключения пересечений стволов применяется итеративный алгоритм: сдвиг, вращение и сокращение длины ствола. Скважины, не прошедшие проверку на пересечения, удаляются. Результат — базовое расположение проектного фонда с учетом геометрии перспективных зон, границ залежи и запасов.

На **рис. 2** показана последовательность формирования проектного фонда: расчет карты индекса возможности бурения, выделение перспективных кластеров и построение базового расположения проектного фонда.

Учет текущего фонда. Расчет ключевых параметров действующих скважин для их учёта в проектном фонде. Эффективные радиусы скважин определяются через объемы добычи/закачки: для добывающих — через поровое пространство и накопленную добыву нефти (НДН), для нагнетательных — через полезную закачку, компенсирующую отбор нефти (с учетом коэффициентов участия добывающих скважин). Радиусы нормируются на ячейки Вороного для исключения перекрытий зон.

Фактическая проницаемость вычисляется обратным пересчетом через методику рейтинга бурения (РБ): итерационно подбирается значение, при котором расчетный дебит жидкости совпадает с фактическим. Темпы падения дебитов (нефть/жидкость) для скважин аппроксимируются функцией двойного Арпса.

Добыча проектного фонда (ПФ). Стартовые параметры проектных скважин рассчитываются по методике РБ с использованием трех групп данных: свойства пласта (проницаемость, пористость, давление, нефтенасыщенность), параметры скважин и ГРП, свойства флюидов и ОФП (вязкости, плотности, насыщенности). Запасы оцениваются через ячейки Вороного и карты ОИЗ. Для расчета

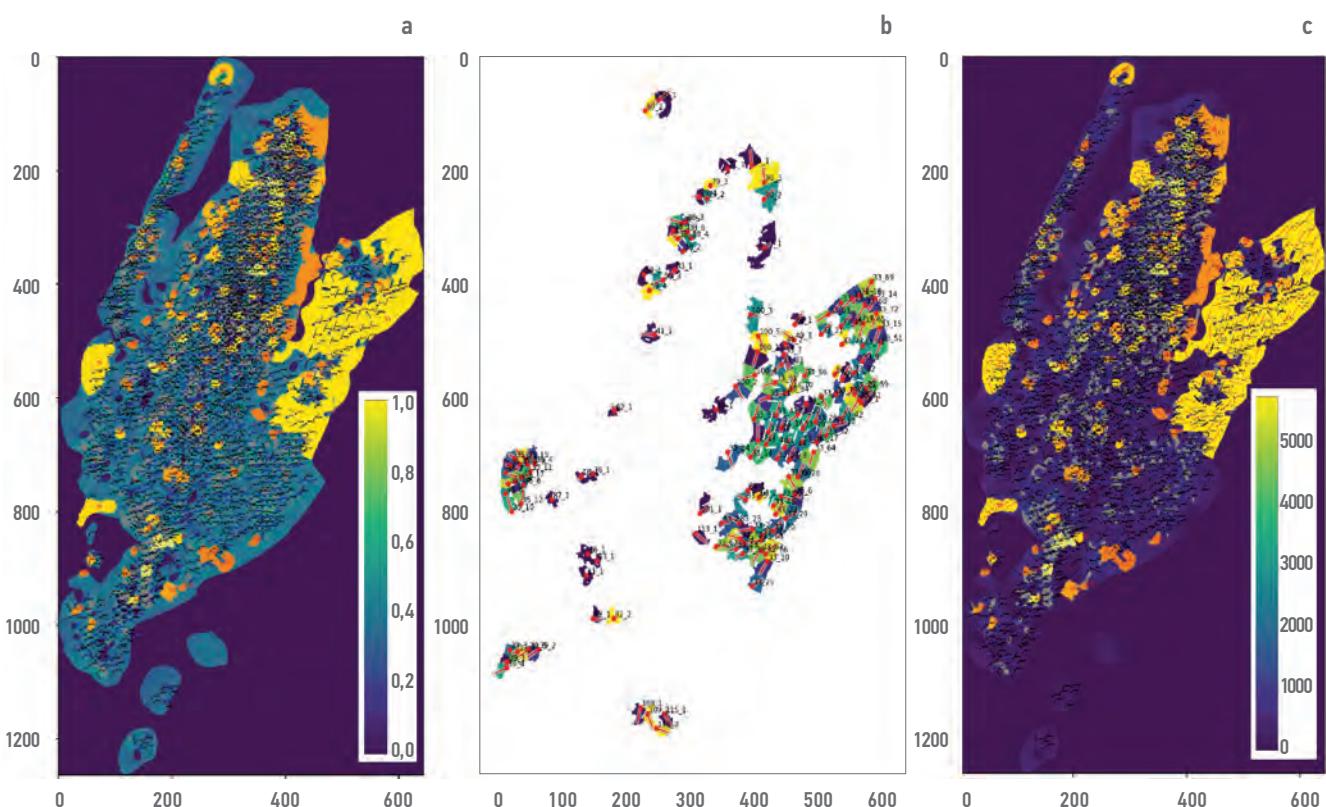


Рис. 2. Визуализация этапов поиска зон и размещения проектных скважин: (а) карта индекса возможности бурения (ОИ) с кластерами перспективных зон; (б) расположение проектного фонда; (в) карта ОИЗ с проектным и фактическим фондом. Составлено авторами
Fig. 2. Visualization of the stages of zone identification and project well placement: (a) map of the opportunity index (OI) with clusters of prospective zones; (b) layout of the planned wells; (c) OI map with the planned and actual wells. Prepared by the authors

профиля добычи проектных скважин применяются средние темпы ближайших скважин-аналогов с контролем обводненности и запасов.

Экономика. Оценка проектных скважин выполняется на основе финансово-экономической модели со следующими ключевыми компонентами: доходы, ОРЕХ, САРЕХ, налоги, амортизация. Итоговые показатели включают денежные потоки и дисконтированные метрики. Модель обеспечивает комплексную оценку экономической эффективности с адаптацией под налоговый режим (ДНС/НДД).

Заключительный этап работы с модулем — это обязательная **оценка** текущего решения **экспертом**, на основе которой производится корректировка параметров, пересчет либо формирование бизнес-кейсов с учетом предложенных кандидатов и зон.

РЕАЛИЗАЦИЯ И АПРОБАЦИЯ

Апробация разработанного алгоритма проводилась на данных 40 нефтяных активов, различающихся по геологическим условиям, степени выработки и объему фактического фонда, что позволило оценить устойчивость алгоритма к изменяющимся условиям и выявить его потенциальные ограничения. Основной вычислительный процесс включает обработку истории работы скважин, динамики пластового и забойного давлений и других ключевых характеристик скважин. Алгоритм предусматривает автоматизированный расчет запускных дебитов и индекса продуктивности (PI) скважин. Одним из ключевых практических преимуществ инструмента является сокращение трудозатрат на подготовку данных и формирование проектных решений. Обычно эти этапы предполагают ручной сбор и обработку информации с использованием несвязанных между собой программ и локальных макросов. Модуль «АВНС» автоматизирует большинство рутинных операций — от подготовки данных и выделения перспективных зон до размещения проектного фонда и формирования рейтинга бурения. Это позволило снизить время подготовки бизнес-кейсов на 20%, повысив при этом воспроизводимость и прозрачность анализа.

В ходе реализации выявился ряд ограничений, связанных с качеством и аномалиями в исходных данных. Ключевым фактором, влияющим на точность работы инструмента, оказалось качество входных данных. Технически некорректные данные, пропуски в истории работы и ошибки при вводе в БД приводят к значительным погрешностям при расчёте запускных параметров,

коэффициентов проницаемости и, как следствие, кискажению индекса продуктивности. Наибольшее влияние на достоверность расчета ключевых производственных показателей оказывают следующие факторы.

1. Ошибки в данных динамики пластового и забойного давлений:
 - отсутствие систематических замеров;
 - физически невозможные значения (например, забойное давление, превышающее пластовое в добывающих скважинах).
2. Субъективная корректировка производственных показателей:
 - ручное изменение данных по добыче без технического обоснования;
 - экспертное изменение данных для их соответствия плановым показателям и устранения визуальных несоответствий.
3. Другие ошибки в базе данных (БД):
 - некорректный ввод или обработка данных;
 - некорректные карты (границы, размерности);
 - некорректная привязка фактических скважин к объекту;
 - отсутствие единых правил ведения БД на разных активах.

Данные проблемы усиливают зависимость результатов от субъективного человеческого фактора и существенно ограничивают возможность полной автоматизации расчетов. Несмотря на применение алгоритмов предварительной очистки данных и восстановления пропусков в допустимых временных интервалах, масштабы выявляемых аномалий и ошибок указывают на системные проблемы в процессе формирования и ведения исходной базы данных. Для повышения эффективности работы модуля требуется модернизация процессов сбора, валидации и хранения информации, что обеспечит более высокую объективность результатов и снизит зависимость от ручных корректировок.

РЕЗУЛЬТАТЫ

РЕТРОСПЕКТИВНАЯ ОЦЕНКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ИНСТРУМЕНТА

Для оценки эффективности решений, предложенных инструментом, проведен ретроспективный анализ на объектах актива «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Сопоставление выполнялось между фактически пробуренными скважинами и проектным фондом, сформированным модулем «АВНС» (далее — проектный фонд). В качестве примера рассмотрены скважины фактического бурения на объекте

Таблица 1. Ключевые параметры расчета. Составлено авторами
Table 1. Key calculation parameters. Prepared by the authors

0,176 mm	Значение	Описание
min_radius	300 м	Минимальный радиус зоны бурения
sensitivity_quality_drill	70%	Порог чувствительности к однородности качества зоны
percent_top	40%	Перцентиль лучших точек по индексу возможности
init_profit_cum_oil	30 тыс. т	Условные минимально рентабельные запасы на скважину
L	1000 м	Максимальная длина ствола ПФ

Месторождения № 1 за трёхлетний период (2023–2025 гг.).

Формирование перспективных зон и проектного фонда осуществлялось на основе карты индекса возможности бурения, построенной с использованием геологических карт и карт разработки (см. раздел «Архитектура автоматизированной системы»), с учетом технологических и экономических ограничений. Значения ключевых параметров, использованных в расчете, представлены в **табл. 1**. Скважины считались совпадающими, если фактический и проектный стволы располагались в пределах 500 м.

АНАЛИЗ ОХВАТА И ПОЛНОТЫ ПРОЕКТНОГО ФОНДА

Для стратегической оценки решения проведён анализ полноты охвата зон бурения. Сравнение включало как фактически пробуренные скважины, так и потенциальный фонд, предлагаемый командами ВНС (ввод новых скважин) и заложенный в график эксплуатационного бурения (ГЭБ). Это позволило частично учесть перспективные цели, не реализованные из-за ограничений по времени, доступности буровых станков и приоритизации.

Совокупный фонд:

- всего предложено инструментом — 136 кандидатов;
- фактически пробурено за 2023–2025 гг. — 101 скважина;
- совпадение факта и предложений (в пределах 500 м) — 54 скважины;
- потенциальные пересечения с целями экспертов команд и ГЭБ — 23 цели.

На основе этих данных рассчитаны метрики, отражающие степень согласованности между рекомендациями и фактическим бурением:

- Recall (охват) = 53,5% — чуть более половины фактически пробуренных скважин попало в зоны рекомендаций инструмента;
- Precision (реализация) = 39,7% — около 40% предложенных целей были реализованы в течение трех лет.

Такая статистика отражает специфику планирования: низкий показатель precision в данном случае связан не с низким качеством рекомендаций, а с ограниченной скоростью реализации проектного фонда. Большая часть предложенных целей может являться нереализованным потенциалом. В то же время неполный охват фактического бурения (низкий recall) указывает на необходимость проверки геологической основы и/или корректировки параметров расчёта, совершенствования алгоритма.

Для наглядности построена карта индекса возможности бурения рассматриваемого объекта с фактическим и проектным фондом (**рис. 3**), а также схема охвата фонда в виде диаграммы Венна (**рис. 4**), где можно выделить три категории зон.

1. Области совпадений (True Positive TP)

Участки, где фактическое бурение совпало с рекомендациями инструмента (54 скважины, 53,5% фактического бурения).

2. Зоны пропущенных рекомендаций (False Negative FN; синие области)

Зоны, в которых пробурились скважины, но система не предложила целей (47 скважин, 46,5% фактического бурения). Дополнительный анализ показал, что около 40% фактических скважин в таких зонах имели запускной дебит нефти ниже 25 т/сут и, соответственно, относятся к категории «неуспешных». Это указывает на то, что часть расхождений обусловлена объективной фильтрацией слабых целей.

Однако для оставшихся скважин выявлены системные причины расхождений:

- использование различной геологической основы (экспертные команды зачастую работают с актуализированными мониторинговыми картами, в расчете использовались базовые из БД);
- некорректный выбор параметров расчёта (кластеризация, перцентиль и др.);
- недостаточный учёт динамики выработки (неравномерная выработка);

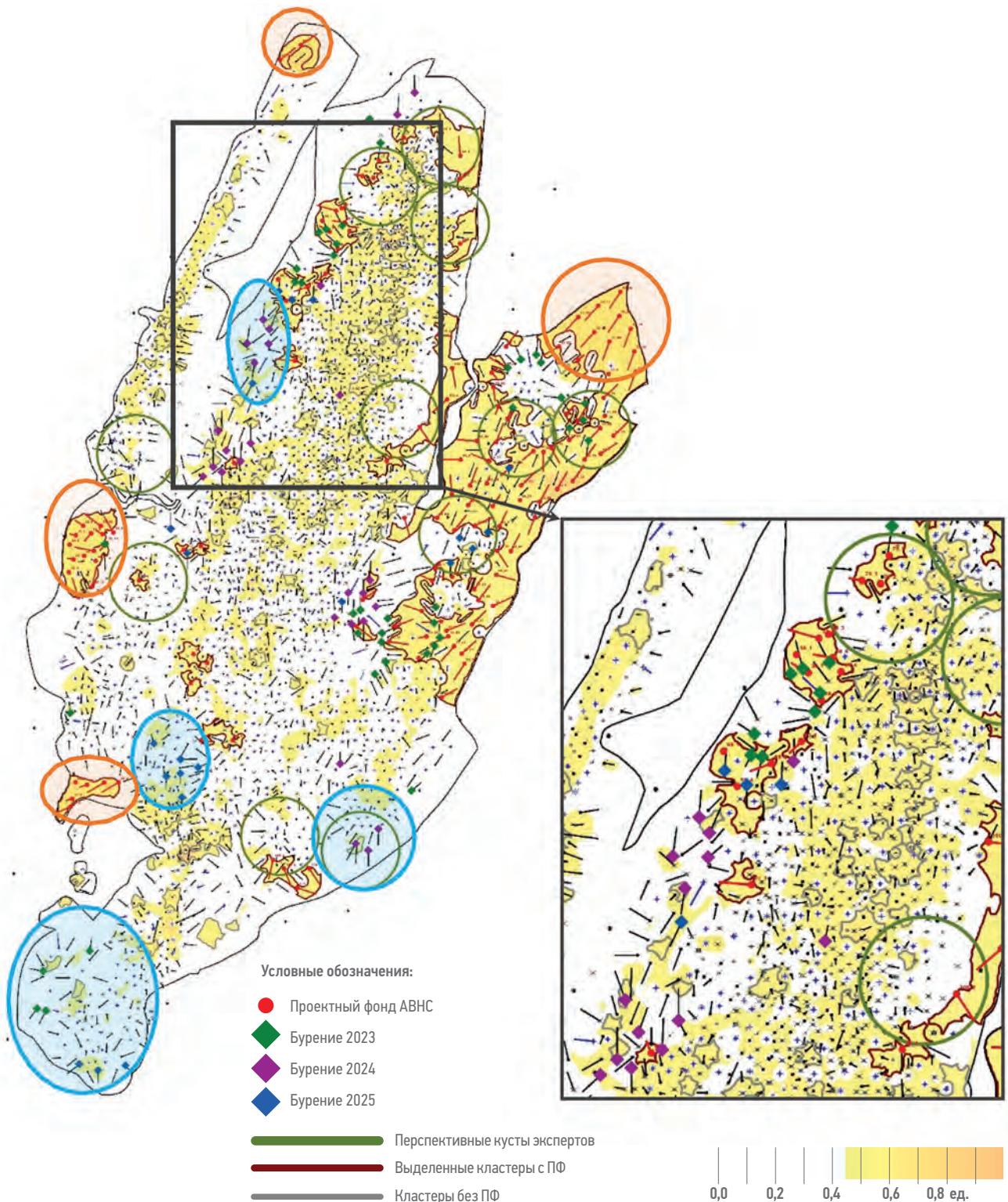


Рис. 3. Карта индекса возможности с фондом скважин: объект Месторождения № 1. Составлено авторами
Fig. 3. Opportunity Index Map with wells: Object of the Field No. 1. Prepared by the authors

- ограниченный учет локальных технологических ограничений.

3. Нереализованные возможности (False Positive FP; оранжевые области)

Зоны, где инструмент выявил перспективные зоны, но бурение в них не проводилось. Эти зоны отражают как потенциал

для дальнейшего разбуривания, так и участки с повышенными рисками и неопределенностями. Среди причин отсутствия фактического бурения:

- технологические ограничения: необходимость подбора оптимальной технологии добычи;



Рис. 4. Схема охвата фонда в виде диаграммы Венна. Составлено авторами
Fig 4. A Venn diagram illustrating the coverage of the well stock.
Prepared by the authors

- геологические неопределённости: близость к краевой воде, высокая неопределённость по подошве, риск обводнения;
- инфраструктурные и логистические сложности: удалённость от фонда, отсутствие подъездных путей.

Такая визуализация и сравнение позволили выявить области систематических расхождений, проанализировать их причины и определить направления для дальнейшего совершенствования инструмента.

Проведённый ретроанализ показал, что:

- оценка качества совпадающих целей подтвердила высокую надёжность рекомендаций, сопоставимую с экспертными подходами;
- оценка охвата фонда выявила, что, несмотря на неполное пространственное совпадение пробуренных и проектных скважин, инструмент формирует пул перспективных зон, часть которых остается вне текущих

планов бурения. Это отражает как потенциал для дальнейшего разбуривания, так и необходимость уточнения исходных данных и параметров алгоритма для повышения полноты охвата.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА СОВПАДАЮЩИХ ЦЕЛЕЙ

Отдельно проведена качественная оценка совпадающих целей (области совпадений) с использованием confusion matrix (матрица ошибок) [2], построенной на основе классификации скважин на «успешные» и «неуспешные» (табл. 2). В качестве критерия эффективности принят запускной дебит нефти: скважины с дебитом выше 25 т/сут — «успешные», ниже — «неуспешные». Таким образом, качество решения оценивалось на основе двух критериев: пространственное совпадение скважин и достижение порогового дебита нефти.

В результате выделены следующие случаи:

- TP (True Positive) = 22 — пробурены «успешные» скважины, и инструмент также рекомендовал «успешные» скважины;
- TN (True Negative) = 15 — пробурены «неуспешные» скважины, и инструмент предложил «неуспешные» скважины;
- FP (False Positive) = 4 — инструмент рекомендовал «успешные» скважины, но фактически пробуренные оказались «неуспешными»;
- FN (False Negative) = 13 — инструмент предложил «неуспешные» скважины, хотя пробурились «успешные».

Ключевые метрики качества:

Precision (точность) = 84,6% — среди скважин, рекомендованных как «успешные», большинство подтвердилось фактом;
Recall (полнота) = 62,9% — доля успешных фактических скважин, которые были охвачены рекомендациями инструмента;
F1-score (баланс между точностью и полнотой) = 72,1% — сбалансированная оценка,

Таблица 2. Матрица ошибок. Составлено авторами
Table 2. Confusion matrix. Prepared by the authors

Фактическое бурение				
	«Успешная» скважина	«Неуспешная» скважина	Метрики	
Инструмент «АВНС»	«Успешная» скважина	True Positive (TP) 22	False Positive (FP) 4	Recall = 0.63 Precision = 0.85 F1-score = 0.72 Specificity = 0.79 Accuracy = 0.71
	«Неуспешная» скважина	False Negative (FN) 13	True Negative (TN) 15	

подтверждающая умеренно высокое качество рекомендаций;
Specificity = 78,9% — система уверенно отсеивает слабые цели, снижая вероятность бурения «неуспешных» скважин;
Balanced Accuracy = 70,9%.

Полученные результаты показывают, что инструмент обеспечивает высокую точность при поиске «успешных» кандидатов ($\text{precision} > 80\%$), однако имеет тенденцию к «перестраховке», что выражается в относительно большом числе FN-классификаций и, как следствие, в уменьшении чувствительности ($\text{recall} = 63\%$). Иными словами, инструмент предлагает «неуспешные» скважины там, где были пробурены успешные скважины. Подобное поведение отражает консервативный характер алгоритма, сопоставимый с экспертными решениями, направленными на минимизацию рисков.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработанный модуль «АВНС» демонстрирует высокую практическую эффективность при автоматизации формирования бизнес-кейсов уплотняющего бурения. Апробация на 40 объектах показала, что инструмент способен формировать устойчивые и качественные рекомендации, сопоставимые с экспертными решениями.

Ключевые результаты работы:

- сокращение времени подготовки бизнес-кейсов по бурению на 20%;
- высокая точность рекомендаций при отборе успешных скважин ($\text{precision} > 80\%$), что подтверждает надёжность алгоритма;

- выявление дополнительных перспективных зон вне планов текущего бурения, которые формируют путь нереализованных возможностей для дальнейшей разработки.

Вместе с тем инструмент обладает консервативным характером, что выражается в умеренной полноте охвата и указывает на необходимость дальнейшего совершенствования методики.

Ключевые направления развития:

- Повышение качества исходных данных и внедрение многоуровневой системы валидации данных.
- Оптимизация расположения проектного фонда с учётом экономических факторов на основе рассмотренных алгоритмов машинного обучения [3, 4, 5].
- Корректировка карты рисков с учётом удалённости от текущего фонда, неопределенности краевых зон и рисков обводнения.
- Анализ технического состояния скважин и причин достижения/недостижения запускных параметров на карте рисков (ПГИ, ГТМ, факторный анализ).
- Внедрение опций автокустования, оптимизации количества кустовых площадок, оценки буримости проектных скважин и интеграции с другими системами планирования бурения.

Таким образом, модуль «АВНС» подтвердил свою практическую ценность как инструмент поддержки принятия решений, позволяющий ускорить планирование, снизить зависимость от субъективного фактора и расширить охват перспективных зон.

Список литературы

1. Прохоров А.А. и др. Современные подходы к автоматизации процесса уплотняющего бурения: от поиска зон до оптимизации затрат для месторождений на последних стадиях разработки // Газпром нефть НТЦ. — 2023. — С. 159–172.
2. Bishop C.M. Pattern Recognition and Machine Learning. Springer, 2006. — Рр. 41–45.
3. Litvak M., Gane B., Williams G. Field Development Optimization Technology // Society of Petroleum Engineers, Houston. — 2007. SPE 106426. — Рр. 1–10.
4. Roussennac B. Gijs van Essen Streamlining the Well Location Optimization Process — An Automated Approach Applied to a Large Onshore Carbonate Field // Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. — 2021. SPE 205913. — Рр. 1–13.
5. Boah E.A., Senyo Kondo O.K., Borsah A.A. Critical Evaluation of Infill Well Placement and Optimization of Well Spacing Using the Particle Swarm Algorithm // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. — 2019. — №. 9 (4).
<https://doi.org/10.1007/s13202-019-0710-1>

References

1. Prokhorov A.A. et al. Modern Approaches to Automating the Infill Drilling Process on Mature Fields: From Selection of Infill Wells Locations to Cost Optimization. *Gazprom Neft STC*. 2023, pp. 159–172. (In Russ.)
2. Bishop C.M. Pattern Recognition and Machine Learning. Springer. — 2006. — pp. 41–45.
3. Litvak M., Gane B., Williams G. Field Development Optimization Technology. Society of Petroleum Engineers, Houston. 2007. SPE 106426, pp. 1–10.
4. Roussennac B., Gijs van Essen Streamlining the Well Location Optimization Process — An Automated Approach Applied to a Large Onshore Carbonate Field. Society of Petroleum Engineers, Dubai, UAE. 2021. SPE 205913, pp. 1–13.
5. Boah E.A., Senyo Kondo O.K., Borsah A.A. Critical Evaluation of Infill Well Placement and Optimization of Well Spacing Using the Particle Swarm Algorithm. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2019, vol. 9, no. 4.
<https://doi.org/10.1007/s13202-019-0710-1>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

А.А. Прохоров — оказал экспертную и методологическую поддержку при разработке основных этапов модуля и оценке результатов, окончательно утвердил публикуемую версию статьи.

А.Ф. Мурзакова — реализовала программные модули предобработки геолого-промышленных данных, размещения проектных скважин в перспективных зонах и расчета запускных параметров, активно занималась тестированием и отладкой программы, подготовила текст статьи.

А.А. Рыбаковская — реализовала программные модули построения карты индекса возможностей, кластеризации перспективных зон и оценки экономической эффективности, активно занималась тестированием и отладкой программы, подготовила текст статьи.

Д.Н. Сазонов — оказал экспертную и методологическую поддержку при формировании общей теории алгоритма уплотняющего бурения.

Andrey A. Prokhorov — provided expert and methodological support in developing the main stages of the module and evaluating the results, finally approved the published version of the article.

Alina F. Murzakova — implemented the software modules for preprocessing geological and field data, placing project wells in promising zones, and calculating well start-up parameters; actively participated in program testing and debugging; prepared the text of the article.

Anastasia A. Rybakovskaya — implemented the software modules for building the Opportunity Index map, clustering promising zones, and assessing economic efficiency; actively participated in program testing and debugging; prepared the text of the article.

Dmitry N. Sazonov — provided expert and methodological support in forming the general theory of the infill-drilling algorithm.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андрей Александрович Прохоров* — менеджер программ, Группа компаний «Газпром нефть»
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3-5.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Алина Фанисовна Мурзакова — главный специалист, ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого»

Анастасия Андреевна Рыбаковская — главный специалист, ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский томский политехнический университет»

Дмитрий Николаевич Сазонов — руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть»

Andrey A. Prokhorov* — Program manager,
Gazprom neft company group
3-5, Pochtamtskaya str., 190121,
Saint Petersburg, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Alina F. Murzakova — Chief specialist, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University (SPbPU)

Anastasia A. Rybakovskaya — Chief specialist, National Research Tomsk Polytechnic University

Dmitry N. Sazonov — Product development manager, Gazprom neft company group

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ДОЗИРОВКИ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОСБОРНЫХ СЕТЯХ

Н.В. Соколов*, Р.В. Халилов, И.О. Прудникова

Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Тюмень

Электронный адрес: ProNeft@gazprom-neft.ru

Введение. Образование газовых гидратов в системах сбора и транспорта природного газа представляет серьезную технологическую проблему, способную привести к полному перекрытию трубопроводов, аварийным остановкам добычи и значительным экономическим потерям. Основным методом предотвращения гидратообразования является дозирование ингибиторов, таких как метанол или моногликол (МЭГ). Затраты на эти реагенты составляют существенную долю эксплуатационных расходов месторождений, а их перерасход из-за неоптимального дозирования остается актуальной проблемой для газодобывающей отрасли.

Цель. Разработка программного обеспечения (ПО) для динамического расчета оптимальной дозировки ингибитора в режиме реального времени

Материалы и методы. В рамках данной работы проведено сравнение различных методик расчета оптимальной дозировки ингибитора с помощью специализированного программного обеспечения, эмпирических формул расчета, а также инструкций и правил газодобывающих организаций.

Результаты и заключение. Разработанное программное решение интегрировано с автоматической системой управления технологическим процессом (АСУ ТП) месторождения, обеспечивая автоматическое дозирование на основе расчетных данных. Промышленная апробация на газовом месторождении продемонстрировала снижение расхода ингибитора на 40% на кустовых площадках и газосборных сетях по сравнению с предыдущим периодом эксплуатации. Полученный результат подтверждает экономическую эффективность и практическую применимость предложенного подхода для оптимизации расхода метанола.

Ключевые слова: ингибитор гидратообразования, оптимизация дозировки, газосборные сети, природный газ, гидраты газа, математическое моделирование, программный комплекс, автоматизированная система управления технологическим процессом, экономия реагентов, месторождение

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Соколов Н.В., Халилов РВ., Прудникова И.О. Разработка и внедрение программного комплекса для оптимизации дозировки ингибитора гидратообразования в газосборных сетях. PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):177-184. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-177-184>

Статья поступила в редакцию 17.09.2025

Принята к публикации 15.10.2025

Опубликована 26.12.2025

DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION OF A SOFTWARE PACKAGE FOR OPTIMIZING THE DOSAGE OF HYDRATE INHIBITORS IN GAS NETWORKS

Nikita V. Sokolov*, Rustem V. Khalilov, Irina O. Prudnikova

Gazprom neft company group, RF, Tyumen

E-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Introduction. The formation of gas hydrates in natural gas collection and transportation systems is a serious technological problem that can lead to complete pipeline closures, emergency production shutdowns, and significant economic losses. The main method of preventing hydrate formation is the dosing of inhibitors such as methanol or monoethylene glycol (MEG). The cost of these reagents accounts for a significant proportion of the operating costs of the fields, and their overexpenditure due to suboptimal dosing remains an urgent problem for the gas industry.

Purpose. Development of software for dynamic calculation of optimal inhibitor dosage in real time.

Materials and methods. Within the framework of this work, a comparison of various methods for calculating the optimal dosage of the inhibitor using specialized software, empirical calculation formulas, as well as instructions and rules of gas producing organizations was carried out.

Results and conclusion. The developed software solution is integrated with the field's automatic process control system, providing automatic dosing based on calculated data. Industrial testing at the gas field demonstrated a 40% reduction in inhibitor consumption at bush sites and gas collection networks compared to the previous period of operation. The obtained result confirms the economic efficiency and practical applicability of the proposed approach to optimize the consumption of methanol.

Keywords: hydrate inhibitor, dosage optimization, gas gathering networks, natural gas, gas hydrates, mathematical modeling, software package, process control system, reagent saving, field

Conflict of interest: the authors declare that they have no conflict of interest.

For citation: Sokolov N.V., Khalilov R.V., Prudnikova I.O. Development and implementation of a software package for optimizing the dosage of hydrate inhibitors in gas networks. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):177–184. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-177-184>

Manuscript received 17.09.2025

Accepted 15.10.2025

Published 26.12.2025

ВВЕДЕНИЕ

Традиционные методы определения дозировки ингибитора часто основаны на статических расчетах: использовании специализированного программного обеспечения, определении удельных расходов по методическим рекомендациям [1, 2] или постоянной подаче с запасом (например, на 2–5 °C и более относительно расчетной температуры гидратообразования или на 20% и более от расчетного или эмпирически определенного количества). Эти методы не полностью учитывают динамическое изменение критических параметров потока:

- состав газа;
- наличие и свойства углеводородного конденсата, влияющего на распределение ингибитора между фазами;
- фактические колебания давления по трассе;
- фактические колебания температуры по трассе (вследствие эффекта Джоуля — Томпсона, сезонных и суточных колебаний температуры окружающей среды).

для конкретного газопровода показало, что ежесуточная корректировка позволяет снизить расход ингибитора до 25% относительно ежемесячной.

ЦЕЛЬ РАБОТЫ

Целью данной работы является разработка, реализация и промышленная апробация программного алгоритма для динамического расчета оптимальной дозировки ингибитора гидратообразования в режиме реального времени с учетом комплекса актуальных параметров потока и с последующей автоматической дозировкой через систему управления промыслом.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи.

1. Разработка математической модели расчета необходимой концентрации ингибитора с комплексным учетом влияния состава газа, воды, конденсата, давления и температуры.
2. Создание устойчивого вычислительного алгоритма, адаптированного для работы в реальном времени.
3. Разработка программного модуля и его интеграция в существующую АСУ ТП межсторождения для автоматического управления.
4. Промышленное внедрение и оценка эффективности.

ДЛЯ РЕШЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ПРОБЛЕМЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМАХ СБОРА И ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА РАЗРАБОТАН АЛГОРИТМ ДИНАМИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОЙ ДОЗИРОВКИ ИНГИБИТОРА В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ СНИЗИТЬ РАСХОД ДО 40%.

Следствием является перерасход реагентов, что приводит к дополнительным эксплуатационным затратам.

На **рис. 1** отражены графики колебания температуры за год и соответствующие им дозировки ингибитора — расчетные и фактические. Сезонные изменения вносят существенный вклад в температуру флюида на выходе из газопровода.

Сравнение фактической дозировки метанола (с корректировкой 1 раз в месяц) и расчетной дозировки (с корректировкой 1 раз в сутки)

МЕТОДОЛОГИЯ И ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА

Методы прогнозирования условий гидратообразования варьируются по сложности и точности: от эмпирических уравнений до сложных термодинамических моделей. Последние, реализованные в коммерческих пакетах (Multiflash, Aspen HYSYS), требуют значительных вычислительных ресурсов. Математический аппарат этих моделей и их исходный код, как правило, недоступны

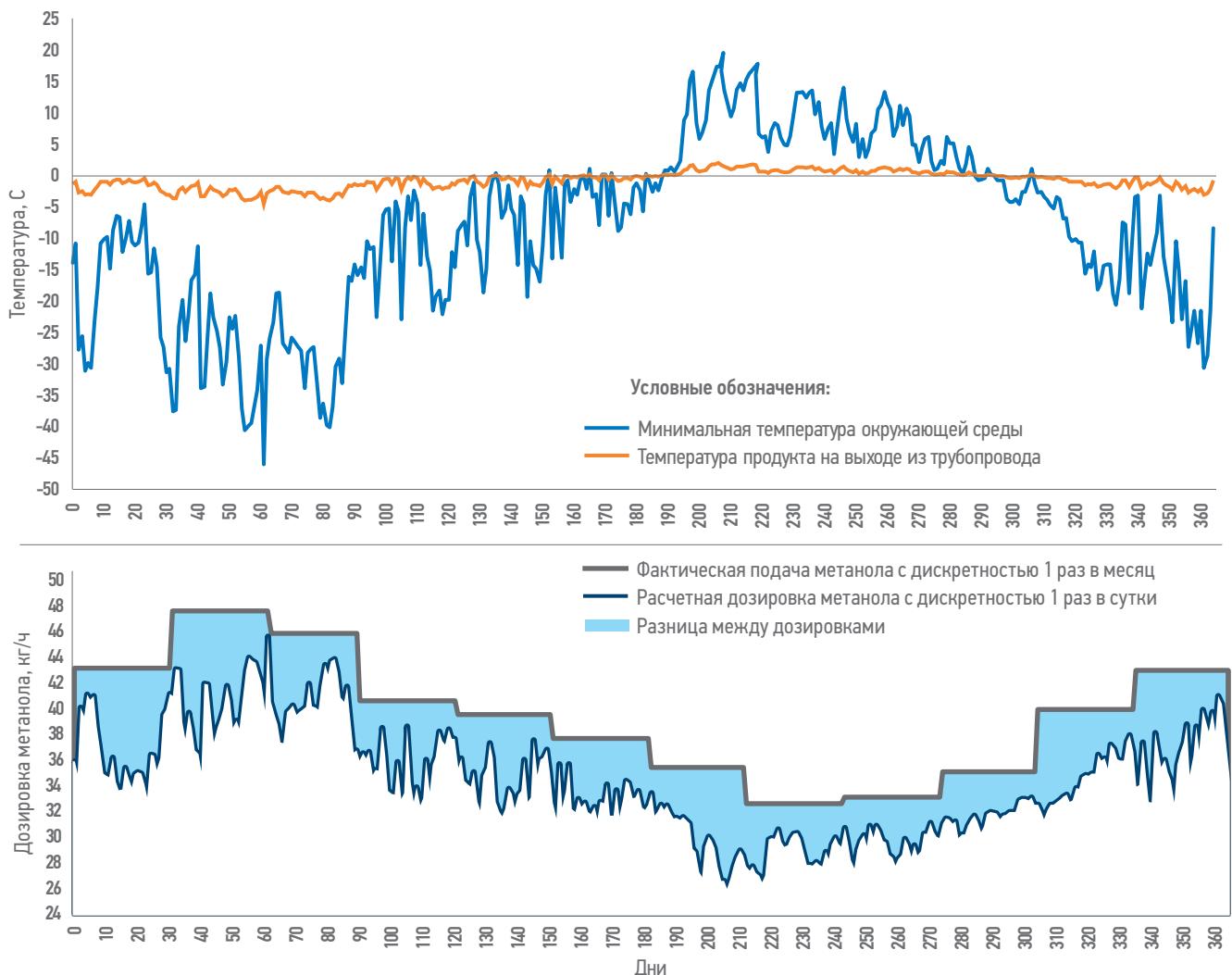


Рис. 1. Графики колебания температуры за год и соответствующие им дозировки ингибитора. Составлено авторами
Fig. 1. Graphs of temperature fluctuations over the year and the corresponding dosages of the inhibitor. Prepared by the authors

для пользователя. Тем не менее данные пакеты уже стали стандартами для моделирования процессов гидратообразования в нефтегазовой отрасли.

На **рис. 2** представлены кривые гидратообразования для одного состава газожидкостной смеси, рассчитанные различными методами. Наблюдается значительный разброс результатов.

Сравнение различных методов расчета с историческими промысловыми данными для характерных составов месторождения показало, что наибольшее соответствие обеспечивает метод CPA (Cubic Plus Association) [3] в комбинации с моделью гидратов CSM (Colorado School of Mines) [4]. Данный метод выбран в качестве базового для последующих расчетов и исследований. Разработанный алгоритм расчета основан на результатах многовариативного моделирования в Aspen HYSYS с использованием интегрированных термодинамических пакетов.

Для покрытия всего эксплуатационного диапазона газосборных сетей месторождения выполнены расчеты по матрице:

- 35 репрезентативных составов флюида.
- Давление: 1–20 МПа.
- Температура: -30 °C до +25 °C.

Для каждой комбинации (состав, давление (P), температура (T)) рассчитана минимальная требуемая концентрация ингибитора (метанол). Полученная расчетная матрица аппроксимирована системой регрессионных полиномов.

Для произвольного состава флюида расчет выполняется в два этапа.

1. Определение коэффициентов влияния компонентов (x_n)

На основании регрессионных моделей для 35 эталонных составов решается система линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) при заданных условиях давления и температуры (1):

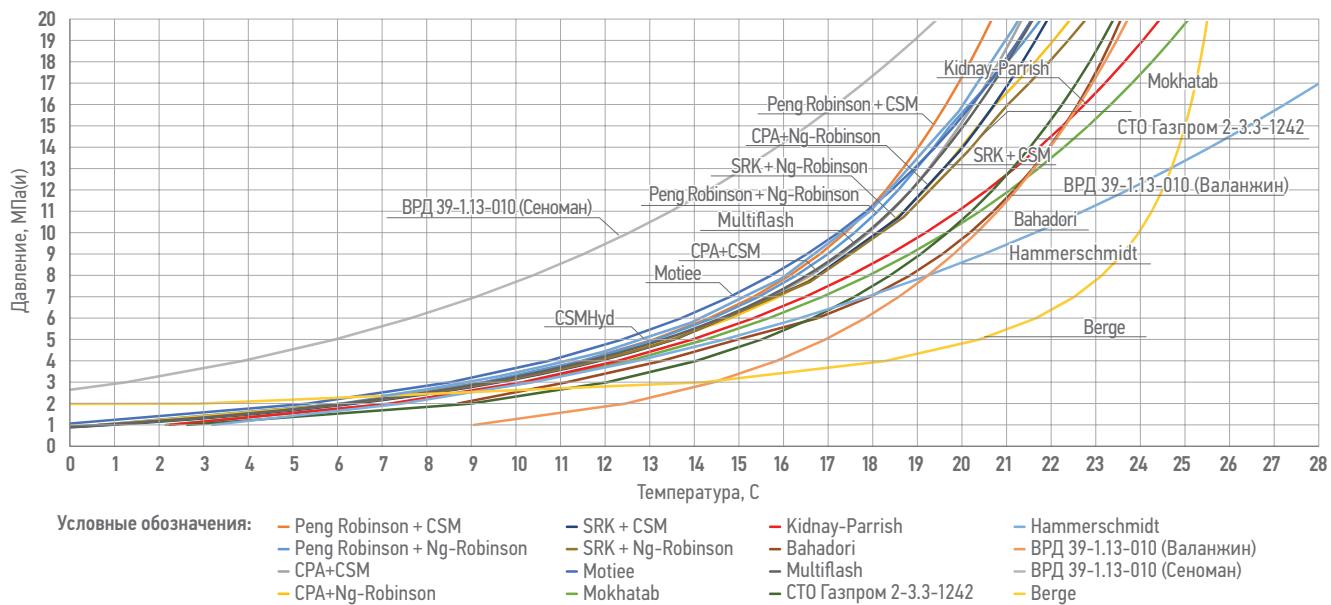


Рис. 2. Кривые гидратообразования для одного из составов, рассчитанного различными методами. Составлено авторами
Fig. 2. Hydrate formation curves for one of the compositions calculated by various methods. Prepared by the authors

$$\left\{ \begin{array}{l} a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + a_{13}x_3 + \dots + a_{1n}x_n = Q_1, \\ a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + a_{23}x_3 + \dots + a_{2n}x_n = Q_2, \\ a_{31}x_1 + a_{32}x_2 + a_{33}x_3 + \dots + a_{3n}x_n = Q_3, \\ a_{41}x_1 + a_{42}x_2 + a_{43}x_3 + \dots + a_{4n}x_n = Q_4, \\ a_{51}x_1 + a_{52}x_2 + a_{53}x_3 + \dots + a_{5n}x_n = Q_5, \\ \dots \\ a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + a_{m3}x_3 + \dots + a_{mn}x_n = Q_m, \end{array} \right. \quad (1)$$

где $m = 1, 2, \dots, 35$ — индекс состава в матрице расчетов; $n = 1, 2, \dots, n$ — индекс компонента флюида (C_1, C_2, \dots, C_8+ и др.); a_{mn} — массовый расход n -го компонента для каждого из m -го состава [кг/ч]; x_n — коэффициент влияния для каждого n -го компонента (искомый параметр); Q_m — требуемый массовый расход ингибитора для m -го состава [кг/ч] (рассчитан в HYSYS),

2. Расчет расхода ингибитора для произвольного состава

Используя найденные коэффициенты x_i , расход ингибитора Q для произвольного состава флюида вычисляется по уравнению:

$$\beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \beta_3 x_3 + \dots + \beta_n x_n = Q, \quad (2)$$

где: β_n — массовый расход n -го компонента в произвольном составе флюида [кг/ч]; x_n — коэффициент влияния n -го компонента (из уравнения 1); Q — искомый массовый расход ингибитора [кг/ч].

Анализ показал, что регрессионные модели обеспечивают расчет массового расхода ингибитора с погрешностью $\leq 2\%$ относительно результатов Aspen HYSYS как для эталонных, так и близких к ним составов флюида.

ВХОДНЫЕ ПАРАМЕТРЫ АЛГОРИТМА

- Состав флюида (газ+конденсат) (мольные доли $C_1, C_2, C_3, iC_4, nC_4, C_5, C_6, C_7, C_8+$ и др.).
- Расход флюида (газ+конденсат).
- Суммарный расход воды.
- Давление (P) и температура (T) в точке ингибирования.
- Требуемый запас по температуре гидрообразования.
- Массовая концентрация метанола в ингибиторе.

ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ

Расчетный модуль был развернут на базе языка программирования Python. Впоследствии специалистами в области автоматизации технологических процессов алгоритм был модернизирован для возможности интеграции в информационно-вычислительные комплексы (ИВК) АБАК на каждой из 38 скважин, расположенных на шести кустовых площадках. Модуль алгоритма размещен локально в шкафу управления каждой скважины. Данное решение обеспечивает аппаратную и программную изоляцию узлов расчета. Ключевое следствие — аппаратный или программный сбой на одной скважине не затрагивает работоспособность алгоритмов на остальных скважинах месторождения. Функционал программного обеспечения предусматривает два эксплуатационных режима:

- ручной режим управления;
- автоматический режим функционирования.

Блок-схема работы логики работы представлена на **рис. 3**.

Конфигурирование режима эксплуатации системы выполняется оператором через интерфейс АРМ. Выбранный режим определяет логику работы алгоритма.

Ручной режим

- Расчетное значение дозировки метанола (на основе данных датчиков) отображается в интерфейсе АРМ как рекомендация.
- Оператор вручную задает норматив дозировки.
- Система управления автоматически поддерживает заданный оператором расход метанола через регулирующий клапан.

Автоматический режим

- Расчетное значение дозировки метанола (на основе данных датчиков) непосредственно задает норматив расхода для системы управления.
- АРМ автоматически поддерживает этот расчетный расход через регулирующий клапан.
- Норматив дозировки, заданный оператором вручную, игнорируется.
- Механизм поддержания расхода клапаном аналогичен ручному режиму.

Источник данных для расчета: сигналы датчиков давления газа, температуры потока и объемного расхода газа, установленных в блок-боксах и передаваемых на шкаф управления. Отсутствие поточных хроматографов на скважинах исключает автоматический мониторинг состава газа в реальном времени. Поэтому актуальный состав флюида (включая массовую долю воды)

вводится оператором вручную и регулярно обновляется.

Местом проведения опытно-промышленных испытаний стало нефтегазовое месторождение на Крайнем Севере с газовыми кустовыми площадками. Исторически нормирование метанола осуществлялось на основании периодических (ежемесячных) технологических расчетов. Подобная практика не обеспечивает оперативности ручной корректировки дозировки в условиях динамичных термобарических изменений газового потока. Иллюстрацией данного недостатка является случай 6 января 2025 года: расчетные данные указывали на возможность снижения подачи ингибитора, однако фактическая ручная корректировка была выполнена лишь 7 января. Апробация разработанной системы осуществлялась в течение непрерывного месячного цикла (результаты визуализированы на графике ниже). В ходе испытаний отказов функционала системы, случаев ошибочного определения дозировки, повлекших за собой процессы гидратообразования, не зафиксировано.

ОБСУЖДЕНИЕ

Экономический эффект обусловлен прежде всего способностью алгоритма к оперативной адаптации. В отличие от статических подходов система пересчитывает необходимую дозировку в режиме реального времени, реагируя на изменения термобарических условий (давление P , температура T), расхода флюида (газа, воды, конденсата) и состава потока. Это позволяет устранить недостаток

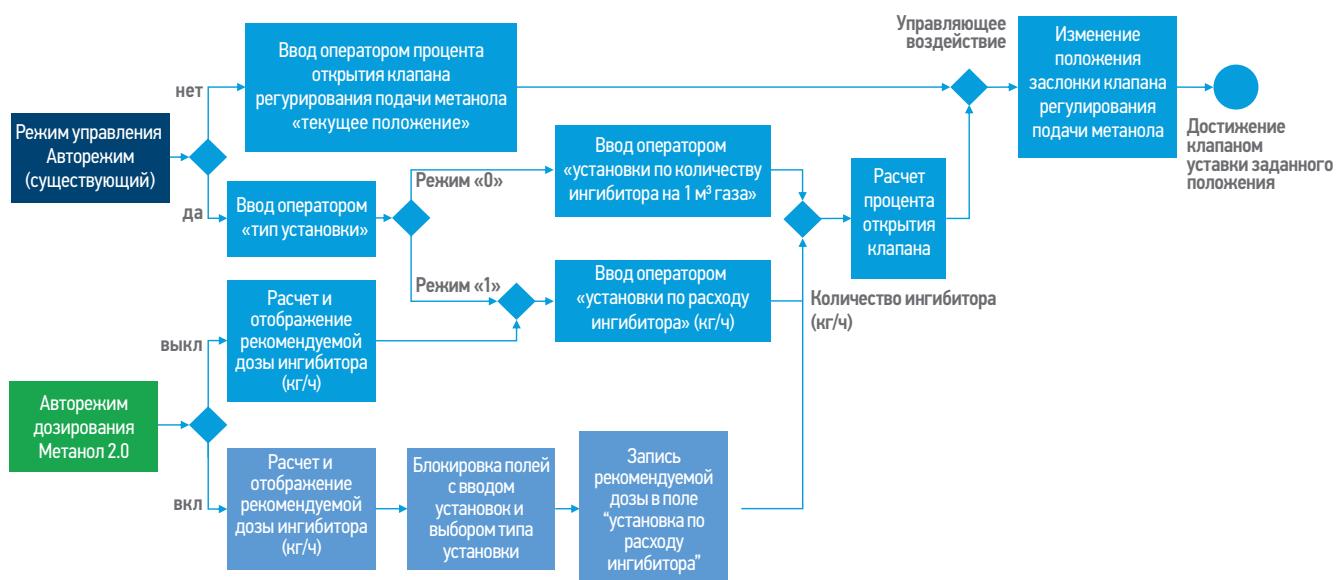


Рис. 3. Блок-схема алгоритма управления. Составлено авторами
Fig. 3. Block diagram of the control algorithm. Prepared by the authors

ручного подбора дозировки и обеспечивает сопутствующий «запас прочности», приводящий к систематическому перерасходу реагента.

1. Сравнительные преимущества разработанного решения

- Алгоритм учитывает ключевые параметры, влияющие на гидратообразование и эффективность ингибирирования в реальных условиях газосборных сетей: состав газа, свойства и расход водной фазы, наличие и свойства углеводородного конденсата (включая распределение ингибитора между водной и углеводородной фазами), Р и Т.
- **Оптимальное соотношение точности и вычислительной эффективности:** в отличие от сложных термодинамических пакетов специализированного ПО (PVTsim, Multiflash, Aspen HYSYS), требующих значительных вычислительных ресурсов и зачастую непригодных для прямого внедрения в контур реального времени АСУ ТП, разработанный алгоритм представляет собой эффективную интерпретацию базовых физико-химических принципов. Это обеспечивает достаточную точность и скорость вычислений критичную для работы в режиме реального времени, а также программную легкость интеграции с промышленными АСУ ТП
- **Интерпретируемость и прозрачность:** в отличие от моделей, основанных на машинном обучении [5], где внутренние расчетные зависимости недоступны для анализа, логика разработанного алгоритма прозрачна и основана на известных физических принципах. Это существенно упрощает его валидацию, сертификацию и принятие службами промышленной безопасности, что является ключевым требованием для внедрения на критически важных объектах.

2. Ограничения текущей реализации и требования к инфраструктуре

- Эффективность системы напрямую зависит от качества и полноты входных данных. Зависимость от измерительного оборудования: точный расчет дозировки требует достоверных данных в реальном времени от:
 - датчиков давления и температуры;
 - расходомеров газа, воды и, желательно, конденсата;
 - двухфазных поточных хроматографов (для точного состава газа и жидкости) — это наиболее ресурсоемкий компонент.

- **Проблема замены измерений расчетами:** в случаях отсутствия прямых измерений (например, расхода конденсата или воды) используются расчетные методы (например, усреднение по данным сепараторов). Однако такие косвенные оценки вносят неопределенность и могут снижать точность оптимизации, так как не отражают изменения по отдельным ниткам или скважинам.
- **Необходимость новой технической политики:** широкое внедрение подобных оптимизирующих систем требует пересмотра подходов к проектированию и оснащению промысловых систем сбора. Необходимо предусматривать:
 - требуемый комплект контрольно-измерительных приборов (КИП) с достаточной точностью и надежностью;
 - инфраструктуру для сбора и передачи данных;
 - вычислительные ресурсы на уровне АСУ ТП.
- **Проблема тиражирования:** алгоритм работает в ограниченном диапазоне составов, и при существенном изменении погрешность их вычисления будет расти, что приводит к необходимости корректировать алгоритм и адаптировать его под фактические составы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Настоящая работа посвящена разработке и промышленному внедрению программно-аппаратного комплекса для динамической оптимизации дозировки ингибитора гидратообразования (метанола) в газосборных сетях. Разработанный алгоритм расчета основан на аппроксимации результатов многовариативного моделирования в специализированном расчетном программном комплексе (модели CPA+CSM) для репрезентативных составов флюида в широком диапазоне давлений (1–20 МПа) и температур (-30 до +25 °C). Система регрессионных полиномов обеспечивает расчет массового расхода ингибитора с погрешностью не более 2% относительно эталонной модели. Ключевыми входными параметрами алгоритма являются состав флюида, расходы газа/конденсата и воды, давление и температура в точке ингибирирования, требуемый запас по температуре гидратообразования и концентрация метанола. Программная реализация алгоритма на Python модернизирована для возможности интеграции в систему АСУ ТП месторождения (ИВК АБАК) на уровне шкафов

управления 38 скважин, обеспечивая локальную обработку данных и отказоустойчивость. Система поддерживает ручной и автоматический режимы работы, в последнем из которых расчетное значение дозировки напрямую задает уставку для регулирующего клапана.

Промышленная апробация комплекса на газовом месторождении Крайнего Севера подтвердила его работоспособность и эффективность. Внедрение системы динамического управления дозировкой, учитывающей текущие параметры потока (Р, Т, расход), позволило достичь снижения расхода метанола до 40% по сравнению с практикой нормирования на основе ежемесячных расчетов. За период непрерывной эксплуатации случаев гидратообразования или сбоев системы зафиксировано не было.

Основными преимуществами предложенного решения являются: оперативный пересчет дозировки в реальном времени; комплексный

учет параметров потока, включая влияние конденсата на распределение ингибитора; вычислительная эффективность и прозрачность алгоритма, облегчающая валидацию для целей промышленной безопасности; прямая интеграция в контур управления АСУ ТП.

Дальнейшее развитие системы предполагает реализацию контура корректировки расчетной дозировки на основе мониторинга перепада давления на трубопроводе, а также совершенствование методик учета состава флюида при отсутствии поточных хроматографов.

Предложенный подход обладает потенциалом для масштабирования на другие объекты газодобычи с целью оптимизации затрат на ингибирование и повышения надежности газотранспортных систем. В настоящее время проводятся работы по внедрению алгоритма в дочерних обществах периметра компании «Газпром нефти».

Список литературы

1. Методика расчета норм расхода метанола на подготовку, транспорт природного и нефтяного газа: РД 39-3-636-81. — Москва: ВНИИОЭНГ, 1982. — 36 с.
2. СТО Газпром 3.1-3-010-2008. Российская Федерация, ОАО «Газпром». Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром» / Открытое акционерное общество «Газпром». — 51 с.
3. Kontogeorgis G.M., Voutsas E., Yakoumis I., Tassios D.P. An equation of state for associating fluids // Ind. Eng. Chem. Res. — 1996. — Vol. 35. — P. 4310.
4. Dendy E.S., Koh A.C. Clathrate Hydrates of Natural Gases, third ed. — Chemical Industries Series. CRC Press, 2007. — 752 p.
5. Mukhsaf M.H., Li W. Optimizing Methanol Injection Quantity for Gas Hydrate Inhibition Using Machine Learning Models // Ghassan Husham Jani Sci. — 2025. — Vol. 15. — No. 6. — P. 3229. <https://doi.org/10.3390/app15063229>

References

1. Methodology for calculating the consumption rates of methanol for the preparation and transportation of natural and petroleum gas: RD 39-3-636-81. Moscow: VNIIOENG; 1982. 36 p. (In Russ.)
2. STO Gazprom 3.1-3-010-2008. Russian Federation, Open Joint Stock Company Gazprom. Methodology for calculating the consumption rates of chemicals for Gazprom gas producing enterprises / Gazprom Open Joint Stock Company. 51 p. (In Russ.)
3. Kontogeorgis G.M., Voutsas E., Yakoumis I., Tassios D.P. An equation of state for associating fluids. *Ind. Eng. Chem. Res.* 1996, vol. 35, p. 4310.
4. Dendy E.S., Koh A.C. *Clathrate Hydrates of Natural Gases*, third ed. Chemical Industries Series. CRC Press; 2007. 752 p.
5. Mukhsaf M.H., Li W. Optimizing Methanol Injection Quantity for Gas Hydrate Inhibition Using Machine Learning Models. *Ghassan Husham Jani Sci.* 2025, vol. 15, no. 6, p. 3229. <https://doi.org/10.3390/app15063229>

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

Н. В. Соколов — разработал и формализовал методику математической обработки данных и методы расчета количества ингибитора; участвовал в написании исходного варианта статьи и ее рецензировании; утвердил финальную версию статьи для публикации.

Р.В. Халилов — на основе предложенной математической методики разработал, реализовал программный продукт на языке Python; провел тестирование и валидацию программного обеспечения; участвовал в написании разделов, касающихся программной реализации, и рецензировании статьи; утвердил финальную версию статьи для публикации.

Nikita V. Sokolov — developed and formalized the methodology for mathematical data processing and the methods for calculating the amount of inhibitor; contributed to writing the initial draft of the article and its review; approved the final version of the article for publication.

Rustem V. Khalilov — based on the proposed mathematical methodology, developed and implemented a software product in Python; conducted software testing and validation; contributed to writing the sections related to the software implementation and to reviewing the article; approved the final version of the article for publication.

И.О. Прудникова — участвовала в разработке и адаптации математической методики; провела серию инженерных расчетов и тестирование математических моделей; участвовала в анализе результатов, подготовке материалов для публикации; утвердила финальную версию статьи для публикации.

Irina O. Prudnikova — contributed to the development and adaptation of the mathematical methodology; performed a series of engineering calculations and testing of mathematical models; participated in the analysis of the results and preparation of materials for publication; approved the final version of the article for publication.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никита Валериевич Соколов* — руководитель направления, Блок системного инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть» 625048, Россия, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, д. 14, МФК «Магеллан». e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Рустем Вилевич Халилов — главный специалист, Блок системного инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

Ирина Олеговна Прудникова — ведущий специалист, Блок системного инжиниринга, Группа компаний «Газпром нефть»

Nikita V. Sokolov* — Task leader, System Engineering Unit, Gazprom neft company group 14, 50 let Oktyabria str., "Magellan" complex, 625048, Tyumen, Russia.
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

Rustem V. Khalilov — Main specialist, System Engineering Unit, Gazprom neft company group

Irina O. Prudnikova — Leading specialist, System Engineering Unit, Gazprom neft company group

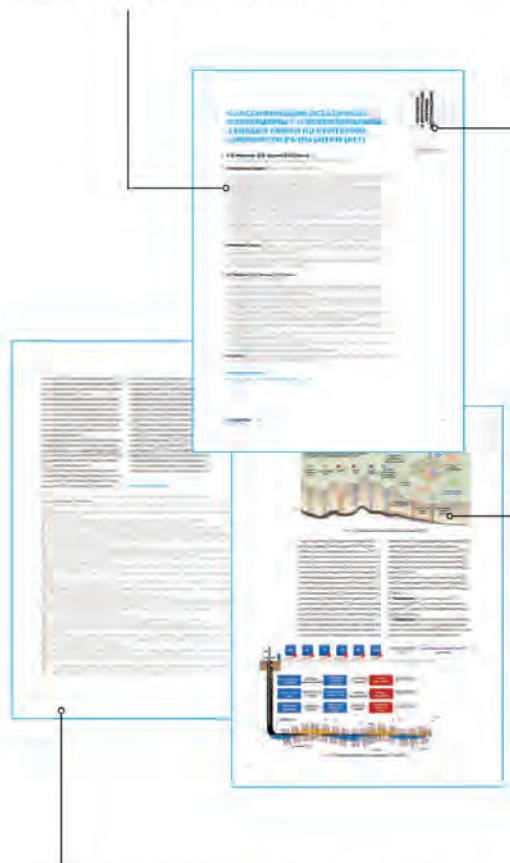
* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author

ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

ПО ВОПРОСАМ ПРИЕМА СТАТЕЙ

Эльвира Римовна Керимова, ученый секретарь
ProNeft@gazprom-neft.ru

АВТОРСКИЙ КОЛЛЕКТИВ должен быть не более шести человек. В сведениях об авторах необходимо указать фамилию, имя, отчество полностью, место работы, занимаемую должность, ученую степень, звание (если есть), рабочий почтовый адрес, рабочий телефон, адрес электронной почты.



СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ. В конце работы, в обязательном порядке, необходимо привести ссылки на все использованные литературные источники. Список литературы должен быть оформлен в соответствии с текущими требованиями к оформлению библиографических записей и ссылок. К статье необходимо приложить аннотацию, тезисы и ключевые слова на русском и английском языках.

СТАТЬЯ ДОЛЖНА СОДЕРЖАТЬ:

- подробное введение с обоснованием целей, задач и актуальности работы;
- основную часть с описанием самого исследования;
- полноценные выводы или выделенное заключение.

ОБЪЕМ СТАТЬИ не более 20 страниц, включая рисунки и таблицы (статья выполняется в Word, 14-м шрифтом с полуторным межстрочным интервалом, без элементов верстки, все символы, параметры и др. – выполнены в Word)

ТАБЛИЦЫ выполняются в Word, Excel, не рисунком.

РИСУНКИ в CorelDRAW (версии 13 и более ранние), PowerPoint. Разрешение рисунков и фотографий в формате jpg, tif должно быть не менее 300 дп. Рисунки должны быть четкими. Каждый рисунок должен быть снабжен подрисовочной подписью. Все позиции на рисунке должны быть расшифрованы и описаны.

Рисунки и таблицы не должны дублировать друг друга.

Число рисунков не более 5 (а, б, в считаются как отдельные рисунки).

ДАННЫЕ. Все данные необходимо приводить в соответствии с ГОСТ 8.417-2002 «Государственная система обеспечения единства измерений. Единицы величин». В случаях, когда применение ГОСТ 8.417-2002 по каким-то причинам невозможно, допускается использование системы единиц измерения СГС.

ФОРМУЛЫ. Все входящие в формулу параметры должны быть расшифрованы. Расшифровку достаточно привести 1 раз, когда параметр встречается впервые. Более предпочтительным является использование Списка условных обозначений в конце статьи, тогда расшифровка в самом тексте не нужна. Сложные математические формулы желательно выполнять в формульном редакторе. Простые формулы и параметры в тексте необходимо выполнять в Word.