ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОПЕРАТОРОВ

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

ISSN 2076-6785

№7 (124) НОЯБРЬ 2026



Спецвыпуск

ООО «РН-ГЕОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ РАЗРАБОТКА»

ГЕОЛОГИЯ

Следы вулканизма в верхнем мелу Западной Сибири

ДОБЫЧА

Особенности работы ГС с МГРП в опоковидных коллекторах

ТЕХНОЛОГИИ

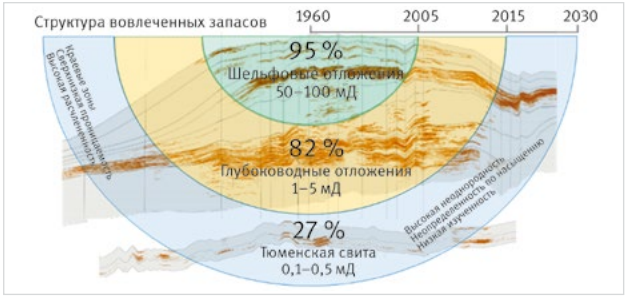
Автоматизация для оперативного сопровождения бурения

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

8 Быченков К.Д. Перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских пластов (ЮС4-13) Широтного Приобья на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз»



13 Елишева О.В. Достоверность прогноза продуктивности коллекторов ТРИЗ руслового генезиса тюменской свиты на основе фациального 2D-моделирования на юге Западной Сибири

19 Кислухин И.В. Особенности формирования отложений нижнехетской свиты на северо-востоке Западной Сибири

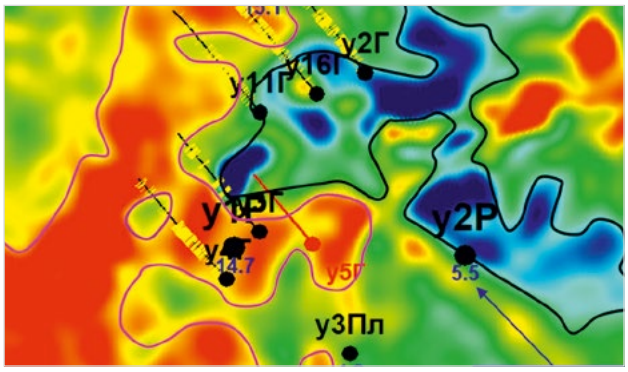
24 Кудаманов А.И. Следы вулканического влияния на осадконакопление верхнего мела Западной Сибири

31 Нигматзянова А.М. Применение кластерного анализа для дифференциации алевро-песчаных коллекторов девона по петрофизическим параметрам (на примере месторождений Республики Башкортостан)

39 Чикишева О.В. Опыт применения исследований шлама при решении геологоразведочных задач на стадии поисковых работ

44 Ванин В.А. Оценка перспективности кембрийских рифов Приангарья в условиях ограниченности исходных данных

49 Радионов А.Н Использование сейсмогеологического анализа для континентальных отложений в поддержку разработки



Геофизика

55 Копысова И.А. Повышение эффективности прогнозирования зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений способом многомерного машинного обучения на основе многовариантного расчета

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: № 7 (124) Ноябрь 2026

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Россия, Республика Татарстан, Наб. Челны, ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 8552 22-12-84

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, Россия, Республика Татарстан, г. Казань, ул. Портовая, 25А,
+7 (843) 231-05-46
Номер заказа 11-26/06-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 23.11.2026

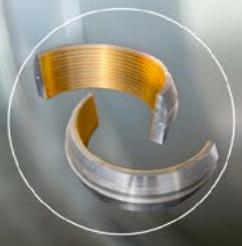
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:
в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),
в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU доступны полные тексты статей.

БЕРЕМ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ ТАМ, ГДЕ ДРУГИЕ ПРЕДЛАГАЮТ КОМПРОМИССЫ.

Ремонт паровой турбины Siemens — это не про цену. Это про инженерию, точные расчеты и готовность решать задачи на объектах любой сложности









Русь Турбо

– Собственный завод 1500 м²
– Инженерный реверс-инжиниринг
– Экстренные выезды на объекты 24/7

ООО «Русь-Турбо» г. Санкт-Петербург, тел.: +7 (812) 992-38-25, г. Севастополь, тел.: +7 (964) 394-56-54
Info@russturbo.ru, www.russturbo.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Бурение

61 Сапронов А.В. Повышение эффективности освоения за счет горизонтального бурения нижнемайкопских отложений одного из ключевых месторождений Чеченской Республики

67 Бетехтин С.С. Автоматизация обработки данных РИГИС и расчета дебита нефти в процессе бурения



ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

73 Абрамов Т.А. Методические подходы к исследованию работы ГС с МГРП в трещиноватых опоковидных коллекторах

79 Киселев А. Н. Влияние довыделения коллектора на процессы обводнения сеноманских газовых залежей

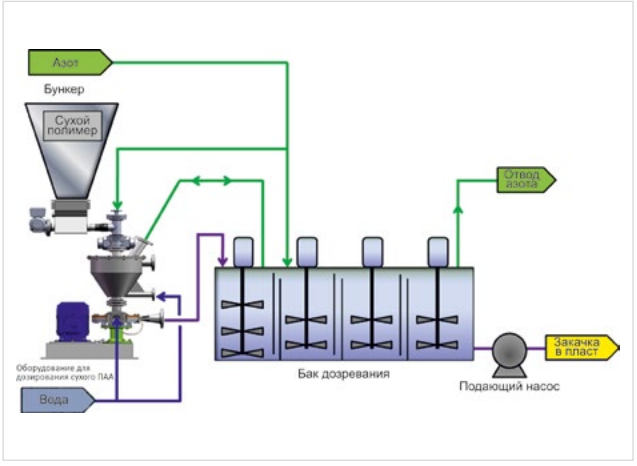
84 Дремин Д.С. Снижение негативного влияния растворов глушения на относительную фазовую проницаемость

91 Грачева С.К. Применение методов потенциала скважин и анализа временных рядов для модификации CRMP-модели

96 Скородулина М.В. Применение результатов трассерных исследований при мониторинге разработки нефтяных месторождений в условиях низкопроницаемых коллекторов

102 Морозюк О.А. Подбор химических реагентов для реализации ПАВ-полимерного заводнения

109 Тагиров К.Д. Влияние различных факторов на вязкость агента воздействия при реализации проектов полимерного заводнения



ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАЕН / tshuster@mail.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Игнатьева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Закирова Г.В./ jaminova@mail.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
Реутова Ю.А. / office@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

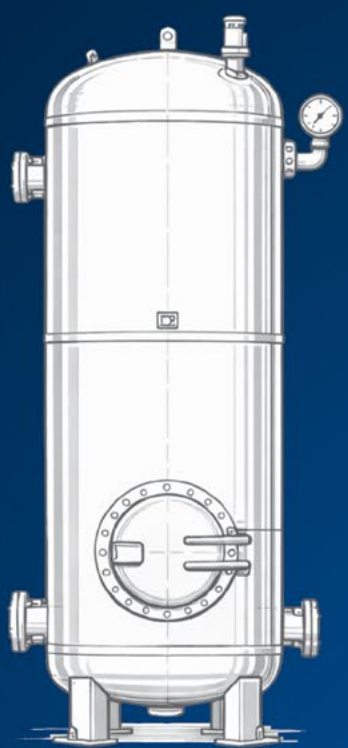
ОТДЕЛ ПОДПИСКИ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ:
Хасанова Э.Р. / event@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н.
Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н.
Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н.
Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н.
Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н.
Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н.
Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н.
Завидей Виктор Иванович — д.т.н.
Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н.
Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н.
Индрупский Илья Михайлович — д.т.н.
Исаев Анатолий Андреевич — к.т.н.
Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н.
Песин Михаил Владимирович — д.т.н.
Попов Сергей Николаевич — д.т.н.
Пунанова Светлана Александровна — д.г.-м.н.
Тюкавкина Ольга Валерьевна — д.т.н

Журнал входит в Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук, по следующим специальностям:
1.6.9. Геофизика
1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
2.8.2. Технология бурения и освоения скважин
2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

ВОЗДУХОСБОРНИКИ И СОСУДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ДО 20 м³





Объем ..... до 20 м³
Рабочее давление ..... до 2,5 Мпа
Группа рабочих сред 1, 2

- Возможен расчет под вакуум
- Вертикальное и горизонтальное исполнение
- Неразрушающий контроль

Производственная база завода включает собственное литье, механообработку, сварочные участки и контроль качества. Многолетний опыт изготовления ресиверов обеспечивает надежность конструкции и стабильность характеристик

Решения ориентированы на предприятия нефтегазового комплекса, энергетики и промышленности

8 (800) 550-46-17 gd@asobezh.ru asobezh.ru

CONTENT

UPSTREAM

Geology

8 Bychenkov K.D. Oil and gas prospects of the lower-middle jurassic formations (US4-13) of the latitude ob region in the operating area of "RN-Yuganskneftegaz" LLC

13 Elisheva O.V. Reliability of productivity prediction for hardto-recover reservoirs of fluvial origin in the Tyumen Formation based on 2D facies modeling in southern West Siberia

19 Kislukhin I.V. Features of the Nizhnekhetskaya Formation in the North-East of Western Siberia

24 Kudamanov F.I. Traces of volcanic effect on sedimentation in the upper cretaceous of West Siberia

31 Nigmatzyanova A.M. Application of cluster analysis for the differentiation of Devonian silty-sandy reservoirs based on petrophysical parameters (as exemplified by oil fields in the Republic of Bashkortostan)

39 Chikisheva O.V. Experience in using sludge research in solving geological exploration problems at the exploration stage

44 Vanin V.A. Assessing the potential of Cambrian reefs of the Angara region in the context of limited input data

49 Konstantinov K.V. Using seismogeological analysis for continental deposits to support development

Geophysics

55 Kopysova I.A. Improving the predictive performance for zones of higher reservoir properties in carbonate deposits using multiple-option machine learning runs

Drilling

61 Sapronov A.V. Increasing the efficiency of developing through horizontal drilling of the lower maykop oil reservoir at one of the key fields in the Chechen Republic

67 Betekhtin S.S. Automation of RIGIS data processing and oil flow rate calculation during drilling

Oil production

73 Abramov T.A. Methodical approaches to well test of horizontal well with multistage hydraulic fracturing performance investigation results in naturally fractured opokamorphic reservoirs

79 Kiselyov A.N. Impact of reservoir cutoff refinement on water encroachment in Cenomanian gas deposit

84 Dryomin D.S. Reducing the well killing fluids negative impact on the rock relative permeability

91 Gracheva S.K. Applying methods of well potential and analysis of time series for modifying a CRMP-model

96 Skorodulina M.V. Applying the results of tracer studies in monitoring the development of oil fields in low-permeable reservoirs

102 Moroziuk O.A. Selection of chemical reagents for implementing surfactant-polymer flooding

109 Tagirov K.D. Influence of various factors on the viscosity of the displacement agent in the implementation of polymer flooding projects

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: №7 (124) November 2026

ISSUE DATE: 23.11.2026

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (495) 414-34-88

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:
Logos typography
Kazan, Republic of Tatarstan, Russia
Portovaya st., 25A
+7 (843) 231-05-46

EDITOR IN CHIEF:
Shuster V.L. — Sc.D., academician of RAS / tshuster@mail.ru

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:
Gulnaz Zakirova / jaminova@mail.ru

DESIGNERS:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru

DIRECTORATE:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru
Julia Reutova / office@runeft.ru

SUBSCRIPTION AND DISTRIBUTION DEPARTMENT:
Elvira Khasanova / event@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Abukova L.A. – PhD in geology and mineralogy
Altunina L.K. – PhD in engineering sciences
Bayuk I.O. – PhD in physics and mathematics
Bogoyavlensky V.I. – PhD in engineering sciences
Volozh Yu.A. – PhD in geology and mineralogy
Gogonenkov G.N. – PhD in engineering sciences
Golofast S.L. – PhD in engineering sciences
Eremin N.A. – PhD in engineering sciences
Zavidey V.I. – PhD in engineering sciences
Zakirov E.S. – PhD in engineering sciences
Zemenkov Yu.D. – PhD in engineering sciences
Indrupsky I.M. – PhD in engineering sciences
Isaev A.A. – PhD in engineering sciences
Morozov V.P. – PhD in geology and mineralogy
Pesin M.V. – PhD in engineering sciences
Popov S.N. - PhD in engineering sciences
Punanova S.A. – PhD in geology and mineralogy
Tyukavkina O.V. – ph.d. of engineering sciences



НЕОХИМ 71

ЗАГУЩАЮЩИЕ ПРИСАДКИ НА ОСНОВЕ ПОЛИИЗОБУТИЛЕНА

neohim71.ru

РЕГУЛЯТОР РЕОЛОГИИ И ФИЛЬТРАЦИИ НРП-20М

Реагент «НРП-20М» предназначен для использования в качестве стабилизатора, регулятора фильтрации и реологических свойств эмульсионных растворов на углеводородной основе при бурении нефтяных и газовых скважин. Может быть использован в составе специальных жидкостей на неводной основе для глушения скважин.

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О СОСТАВЕ

Реагент «НРП-20М» представляет собой композицию на основе полимерного материала, диспергированного в углеводородном растворителе.

ПРИМЕНЕНИЕ

Реагент «НРП-20М» применяется непосредственно методом прямого ввода концентрацией 1-4% в раствор на стадии приготовления, циркуляции бурового раствора.

ОСОБЕННОСТИ:

- добавление реагента «НРП-20М» дает возможность получения растворов с практически нулевой фильтрацией и повышенной вязкостью фильтрата;
- позволяет повысить вязкостные и структурные показатели без высоких сдвиговых деформаций;
- позволяет оперативно готовить вязкие пачки рабочего раствора;
- позволяет снизить испаряемость дисперсионной среды при высокой температуре выходящего раствора;
- позволяет снизить содержание в рецептуре дорогостоящих органофильных структурообразователей;
- реагент «НРП-20М» отличается высокой термостойкостью (до 200°С), нетоксичностью и устойчивостью к воздействию солей и кислых газов.

ЗАГУЩАЮЩИЕ ПОЛИИЗОБУТИЛЕНОВЫЕ ПРИСАДКИ

Загущающие присадки применяются при изготовлении загущенных моторных масел, гидрофобных кабельных наполнителей, пластичных смазок.

КАУЧУК МНПБ

Модифицированный полибутадиен (МНПБ) производится методом интенсивного смешивания высокомолекулярного 1,4-цис полибутадиена с низкомолекулярными олигомерными продуктами, исполняющими роль пластификаторов. Каучук МНПБ применяется в резинотехнической промышленности в производстве резин, предназначенных для изготовления уплотнений.

КЛЕЙ ПОЛИИЗОБУТИЛЕНОВЫЙ

Клей полиизобутиленовый предназначен для нанесения на геотекстиль с целью формирования невысыхающего клейкого края.



ООО «НЕОХИМ 71»
301840, Тульская обл., п. Заокский, ул. Ленина, 81
тел. (48741) 6-26-10, моб. +7 (961) 263-83-74
paraton@nxt.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-8-12 УДК 550.812 I Научная статья

Перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских пластов (ЮС4-13) Широтного Приобья на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Быченков К.Д.[1], **Ахметзянов И.В.**[1], **Салахов Т.Р.**[1], **Сафин М.М.**[1], **Рейдик Ю.В.**[2], **Комиссаров Д.К.**[2]
[1]Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия; [2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
kd_bychenkov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
Ресурсный потенциал Западной Сибири был и остается стратегически важным фактором экономического благополучия России. Более чем за половину века проведения геологоразведочных работ и активной разработки нефтяных и газовых месторождений произошло истощение запасов традиционных меловых комплексов. Для восполнения ресурсной базы необходимы амбициозные проекты, направленные на поиск залежей углеводородов в горизонтах, ранее не рассматриваемых в качестве перспективных для нефтедобычи. В представленной статье описаны первые результаты одного из таких проектов, направленных на изучение глубокозалегающих горизонтов Широтного Приобья на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз».
В 2025–2026 гг. пробурено несколько десятков скважин со вскрытием и испытаниями исследуемого разреза, отобрано свыше 500 м керна. В результате проделанной работы получены новые данные о геологическом строении ловушек в отложениях средней (пласты ЮС4-9) и нижней (пласты ЮС10-13) юры, материалы о литологическом составе пород, положено начало формированию петрофизических зависимостей, выделен ряд перспективных объектов на исследуемой территории.
Данный проект находится на начальной стадии реализации, предстоит провести множество крупных исследований, понять и доказать ряд закономерностей. Несмотря на это, уже наблюдается положительная динамика в решении многих вопросов, часть из которых освещается в настоящей статье. Работы ведутся непрерывно, новая информация будет планомерно публиковаться в будущих статьях.

Материалы и методы
Геолого-геофизические и промысловые материалы исследований скважин, результаты обработки и интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ-3D. Анализ условий осадконакопления юрских отложений Западной Сибири, материалов научных работ.

Ключевые слова
глубокозалегающие горизонты, скважина, опробование, нефтеносность, континентальные условия, юрские отложения

Для цитирования
Быченков К.Д., Ахметзянов И.В., Салахов Т.Р., Сафин М.М., Рейдик Ю.В., Комиссаров Д.К. Перспективы нефтегазоносности нижне-среднеюрских пластов (ЮС4-13) Широтного Приобья на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 8–12. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-8-12

Поступила в редакцию: 22.09.2026

UDC 550.812 I Original Paper

Oil and gas prospects of the lower-middle jurassic formations (US4-13) of the latitude Ob region in the operating area of “RN-Yuganskneftegaz” LLC

Bychenkov K.D.[1], **Akhmetzyanov I.V.**[1], **Salakhov T.R.**[1], **Safin M.M.**[1], **Reydik Yu.V.**[2], **Komissarov D.K.**[2]
[1]Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia; [2]Rosneft Oil Company, Moscow, Russia
kd_bychenkov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
The resource potential of Western Siberia has long been and remains a strategically important factor in Russia’s economic prosperity. Over more than half a century of exploration and active oil and gas field development, reserves within traditional Cretaceous formations have become depleted. Replenishing the resource base requires ambitious projects aimed at identifying hydrocarbon deposits in horizons previously not considered promising for oil production. This article presents the initial results of one such project, which focuses on studying the underlying horizons of the Latitudinal Ob region within the operational area of “RN-Yuganskneftegaz” LLC.
In 2025–2026, several dozen wells were drilled, penetrating and testing the target stratigraphic interval, with over 500 meters of core recovered. This work yielded new data on the geological structure of traps within the Middle Jurassic (reservoirs US4-9) and Lower Jurassic (reservoirs US10-13) deposits, as well as information on the lithological composition of the rocks. Furthermore, the foundation was laid for developing petrophysical relationships, and a number of promising prospects were identified within the study area.
This project is in the initial stage of implementation; many major studies remain to be carried out, and a number of patterns need to be understood and proven. Despite this, there is already a positive trend in addressing many issues, some of which are covered in this article. Work is being carried out continuously, and new information will be published systematically in future articles.

Materials and methods
Geological, geophysical, and well-testing data; results of 3D CDP seismic data processing and interpretation. Analysis of depositional conditions for Jurassic sediments in Western Siberia and review of scientific literature.

Keywords
deep-seated horizons, well, testing, oil content, continental conditions, Jurassic deposits

For citation
Bychenkov K.D., Akhmetzyanov I.V., Salakhov T.R., Safin M.M., Reydik Yu.V., Komissarov D.K. Oil and gas prospects of the lower-middle jurassic formations (US4-13) of the latitude ob region in the operating area of "RN-Yuganskneftegaz" LLC. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 8–12. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-8-12

Received: 22.09.2026

Введение

На территории проведения исследований сосредоточено значительное количество месторождений нефти и газа в шельфовых и глубоководных отложениях неокомского и юрского комплексов, крупнейшие из которых: Приобское, Мамонтовское, Усть-Балыкское и другие. По оценкам экспертов, на долю предприятия ООО «РН-Юганскнефтегаз» приходится около 12 % всей нефтедобычи России.

В настоящее время во всей нефтедобывающей отрасли остро стоит вопрос восполнения ресурсной базы. Опция наращивания активов за счет открытия новых месторождений углеводородного сырья конечна: регион деятельности является одним из наиболее изученных на территории Западно-Сибирской провинции, «белых пятен» в виде нераспределенного фонда недр остается все меньше.

Предпосылки к изучению нижележащих горизонтов

Историю развития предприятия стоит разделить на три основные группы становления. С момента открытия Усть-Балыкского месторождения в 1961 г. до начала двадцать первого века основным объектом эксплуатационного бурения являлись шельфовые отложения: пласты групп АС и БС (готерив-баремский ярус), которые обладают наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и приурочены по большей части к положительным структурным элементам.

К началу 2000-х гг. количество подготовленных, не охваченных разработкой запасов шельфовых отложений стало стремительно сокращаться, тренд эксплуатационного бурения сместился на отложения ачимовского комплекса глубоководного генезиса. Резервуары, приуроченные к данным отложениям, характеризуются более сложным клиноформным строением и ухудшенными ФЕС по сравнению с шельфовыми отложениями.

В настоящее время цели эксплуатационного бурения смещаются в направлении еще более сложно построенных залежей малышевского горизонта тюменской свиты, промышленная нефтеносность которого подтверждена практически на всей территории выполнения работ. Основным объектом являются пласты верхнетюменской подсвиты, сформированные в мелководно-морских и континентальных условиях осадконакопления. Распространение коллекторов и фильтрационно-емкостных свойств пластов имеет высокую неоднородность как по латерали, так и по вертикали.

Описанная история развития нефтедобычи в регионе показывает прямую закономерность: четко прослеживается движение по этажам нефтеносности сверху вниз. Данный факт свидетельствует о том, что в будущем на смену пласту ЮС2 могут прийти еще более глубокозалегающие горизонты. Основная задача геологоразведки на текущем этапе заключается в том, чтобы к моменту, когда основные запасы верхнетюменских пластов уже будут охвачены эксплуатационным бурением, были подготовлены для разработки новые горизонты.

Сложившаяся ситуация вынуждает нефтедобывающие предприятия искать новые направления геологоразведки в пределах действующих месторождений, а именно изучать глубокозалегающие горизонты, в первую очередь, отложения средне-нижнеюрского возраста.

Программа изучения

На территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» в настоящее время проводятся масштабные геологоразведочные работы, направленные на выявление перспектив продуктивности средне-нижнеюрских отложений и доюрского основания. Стоит отметить, что данный интервал разреза, на текущий момент изучен минимальным количеством скважин, пробуренных еще в двадцатом веке.

Развитая инфраструктура и наличие эксплуатационного фонда скважин позволяет провести ускоренную оценку перспектив глубокозалегающих горизонтов и, в случае подтверждения промышленной нефтеносности, оперативно начать разработку новых залежей углеводородов. Соответствующая программа по оценке перспектив интенсивно реализуется. В настоящий момент реализовано бурение более 40 скважин, исследования которых вошли в основу подготовки научно-аналитического обоснования перспектив нефтеносности, наравне с фактическими данными результатов сейсморазведочных работ и ранее пробуренных скважин.

В ходе реализации программы комплексного изучения глубокозалегающих горизонтов на территории деятельности

ООО «РН-Юганскнефтегаз» уже получено большое количество новых данных о строении средне-нижнеюрских отложений и доюрского основания исследуемой территории. Стоит отметить, что бурение скважин на глубокие горизонты позволило сделать открытия

Табл. 1. Геолого-геофизические материалы, полученные в рамках реализации программы изучения глубоких горизонтов Широтного Приобья на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз»
Tab. 1. Geological and geophysical data obtained under the program for studying deep horizons in the Latitudinal Ob region within the operational area of "RN-Yuganskneftegaz" LLC

Методы геофизических исследований скважин					Газовый каротаж	Керн
ГК, ПС, НК, УЭС	ГГКп	Литоплот-ностной каротаж	АК	КВ		
Скважины, штук						
41	20	1	13	13	32	6

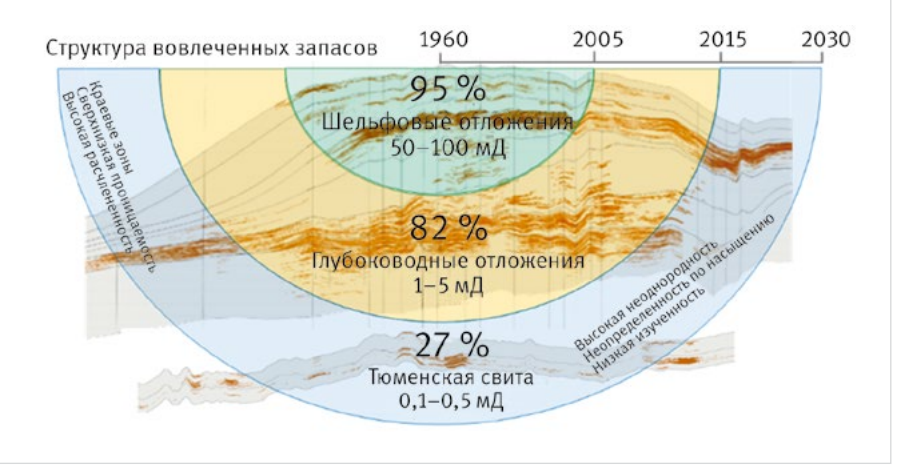


Рис. 1. Схематичная структура вовлечения запасов углеводородов на исследуемой территории
Fig. 1. Schematic structure of hydrocarbon resource development in the study area

новых залежей углеводородного сырья в транзитных объектах: например, в разрезе малышевского горизонта, включающего пласты ЮС2-ЮС4, открыт ряд новых залежей углеводородов.

Не меньший научный интерес представляет разрез средней (пласты ЮС5-6) и нижней (пласты ЮС7-9) тюменской и горелой (и ее аналога — шеркалинской) свит (пласты ЮС10-13), а также доюрский комплекс [1].

Одной из основных целей реализуемой программы является достижение необходимого уровня изученности, который позволит уточнить поисковые критерии и тем самым обеспечить высокий прогностический эффект. На данный момент на исследуемой территории доюрский комплекс вскрыт 80 скважинами, 19 из которых пробурены в 2025–2026 гг., а остальные — еще в прошлом веке. С изученностью пластов ЮС5-13 ситуация аналогична. Покрытие территории сейсморазведочными работами МОГТ 3D неравномерное и неполное, площадь проведения работ составляет свыше 20 000 км^2.

В таблице 1 отображены результирующие данные о полученных материалах в ходе выполнения описываемой программы.

Выявленные геологические особенности исследуемого разреза

По данным кернового материала было выявлено, что большую часть отложений пластов ЮС5-13 составляет чередование разнозернистых песчаников и алевролитов с аргиллитами с включениями углей. Полагаясь на полученные материалы (геолого-геофизические исследования скважин, керн) и выполненные работы [2–4] по изучению юрских отложений, можно сделать вывод, что формирование происходило в континентальных условиях осадконакопления.

По мнению авторов, для условий формирования отложений пластов ЮС4-10 наиболее характерен меандрирующий тип русел, в то время как для пластов ЮС11-13 — разветвленный (многорукавный). Известно, что отложения подобного типа русел составляют песчаный покров, выдержанный по мощности и латерали. На рисунке 2 представлена корреляционная схема пласта ЮС12, составленная по скважинам одного из исследуемых месторождений.

Расстояние между скважинами № 1 и № 2 составляет порядка 6,8 км, между № 2 и № 3 — 3,3 км, между № 3 и № 4 — 6,8 км. Как правило, в отложениях образованных в континентальных условиях с меандрирующим типом русла неоднородность распространения коллектора варьируется в пределах десятков метров, в то время как в нашем случае наблюдается выдержанность пачек коллекторов на расстояниях, выраженных в километрах.

Несмотря на то, что песчаные тела, образованные разветвленным типом русел, могут распространяться на километры, образуя широкие пояса, внутренняя анизотропия (глинистые прослои, ориентировка кос) создает сложную систему фильтрации. Сортировка осадка в таких отложениях варьируется от умеренной до плохой, но лучше, чем в меандрирующих реках, из-за высокой энергии потока, что может свидетельствовать об улучшенных значениях пористости (при условии отсутствия периодов глубокого погружения и существенных постседиментационных преобразований).

В описанных отложениях встречаются разные типы ловушек: литологические, стратиграфические, структурные, но чаще комбинированные: сочетающие структурное замыкание и литологическое экранирование. При наличии выдержанных коллекторов в строении залежи, на ведущую роль выходит структурный фактор, в отличие от отложений, генетически связанных с меандрирующим типом русел, где литологическая ограниченность обоснована резкой фациальной неоднородностью.

Поисковые критерии

Выделение ловушек в отложениях, образованных в континентальных условиях с разветвленным типом русел, требует комплексирования сейсмических, скважинных и седиментологических данных. Первоочередный способ маркирования — исследование кернового материала. Обстановка разветвленного типа русел образует следующую литологическую ассоциацию (по вертикали): нижняя часть — эрозионная поверхность, грубозернистые отложения; средняя часть — среднезернистые отложения с косой слоистостью, образующие слитные пачки; верхняя часть — тонкое переслаивание мелкозернистых песчаников, алевролитов и глин, обозначенные отложения часто размываются следующим циклом.

Стоит отметить наличие постепенных фациальных переходов по латералии: границы

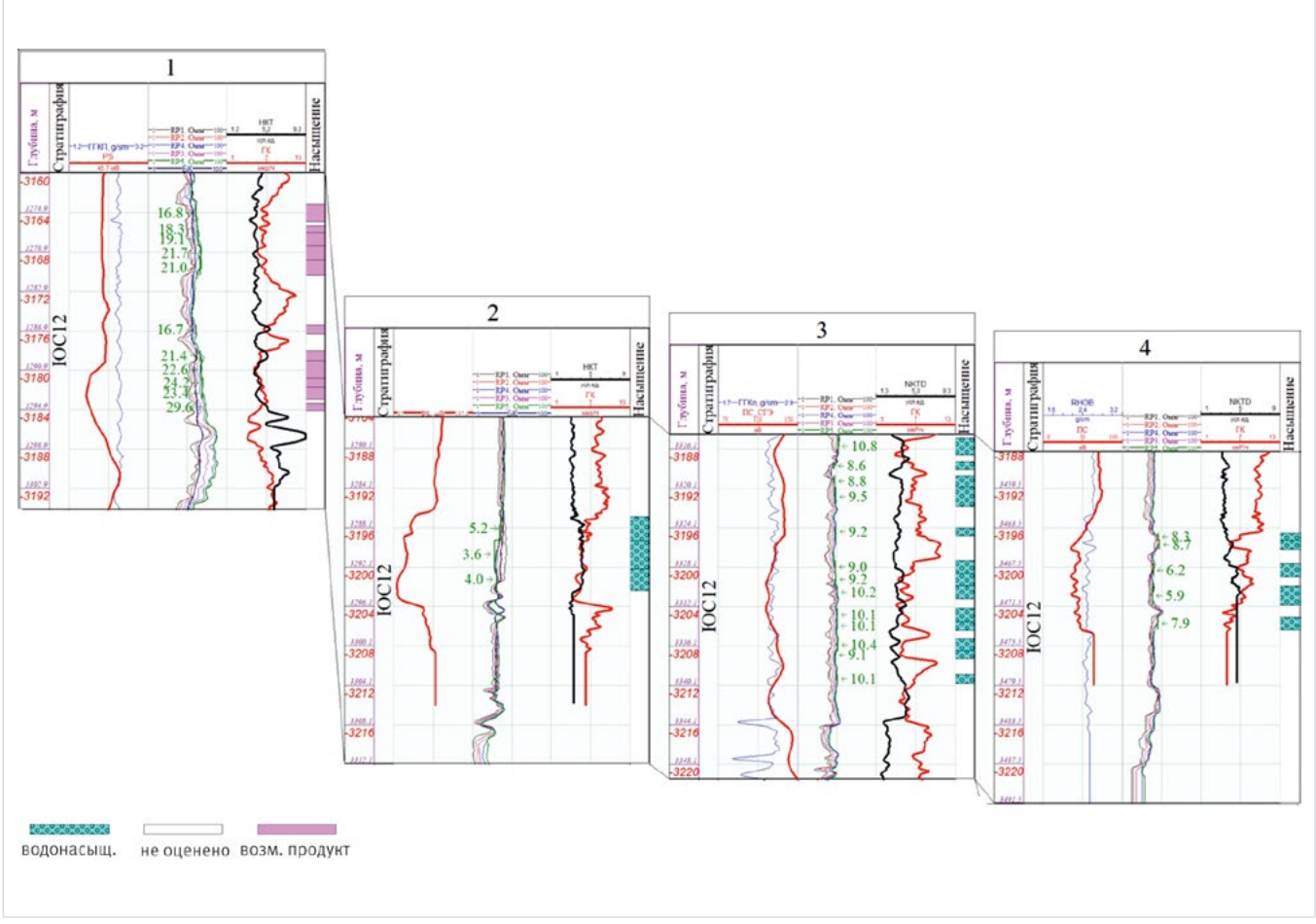


Рис. 2. Корреляционная схема пласта ЮС12 по линии скважин 1-2-3-4
Fig. 2. Correlation diagram of the US12 reservoir along the well line 1-2-3-4

песчаных тел часто нерезкие, что усложняет определение литологического замыкания ловушек. В условиях разветвленного типа русел глинистые прослои часто размыты, что ухудшает экранирующие свойства и мотивирует тщательно оценивать непрерывность покрышки как по сейсмическим, так и по скважинным данным.

Для обоснованности проведения геологоразведочных работ, направленные на изучение отложений таких типов, необходимо интегрировать геоморфологические представления о динамике сплетенных рек с количественными данными. Только мультидисциплинарного подхода со значительным набором геолого-геофизических данных (достаточное количество скважин с отбором кернового материала и расширенным комплексом геофизических исследований, покрытие сейсморазведочными работами высокого разрешения и т.д.) позволит создать кондиционную геологическую модель.

Апробация

Как отмечалось ранее, исследуемый разрез на территории проведения работ вскрыло минимальное количество скважин, еще меньше охват керновым материалом. В связи с чем, отсутствуют достоверные петрофизические зависимости. Наиболее похожим в достаточной степени изученным объектом является пласт ЮС2, граничные значения удельного сопротивления для нефти у которого приняты в интервале от 6 Омм до 10 Омм на разных месторождениях исследуемой территории. На основе проведенных опробований, выполненных в 2025–2026 гг., результаты которых отображены в таблице 2, можно сделать вывод, что граничные сопротивления в пластах ЮС4-10, на современной стадии изученности допустимо считать схожими с характеристиками пласта ЮС2.

На корреляционной схеме, изображенной на рисунке 2, можно заметить, что скважина № 1 располагается гипсометрически выше скважин №2, №3 и №4; удельные электрические сопротивления в интервале залегания пласта ЮС12 в этой скважине примерно в 2–4 раза выше значений в других скважинах, включенных в схему и значительно превышают граничные для нефти в пласте ЮС2. На основе этих фактов, насыщение пласта ЮС12 в скважине №1 было оценено как «возможно продукт» и выполнено опробование этого объекта.

Результаты опробования оказались хуже ожидаемых: был получен приток пластовой воды с пленкой нефти. При этом пласты ЮС5-13 в скважине №1 водонасыщенны (по ГИС и опробованиям).

Проведенные исследования и данные по [5, 6] позволяют выдвинуть рабочую гипотезу: нефть в пластах нижнеюрского возраста связана с миграцией из тогурской свиты, очаги генерации которой распространены локально. Также, предположительно, неполучение промышленного притока может быть вызвано наличием в исследуемом пласте «незрелой» связанной нефти, обладающей высокой вязкостью и, соответственно, малой подвижностью. Для подтверждения обозначенных рабочих гипотез необходимо выполнить отбор керна из описанных интервалов и проведение геохимических исследований полученных образцов нефти, которые ведутся на данный момент.

К предпосылкам для определения поискового критерия к глубокозалегающим горизонтам можно отнести результаты бурения

Табл. 2. Сводные результаты опробований глубокозалегающих горизонтов Широтного Приобья на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз»
Tab. 2. Summary results of testing deep-seated horizons in the Latitudinal Ob region within the operational area of RN-Yuganskneftegaz LLC

Группа пластов	ЮС3-4	ЮС5-6	ЮС7-9	ЮС10-13	Доюрский комплекс	Всего
Без признаков углеводородов, штук	1	3	12	6	3	25
С углеводородами, штук	6	2	7	4	3	22

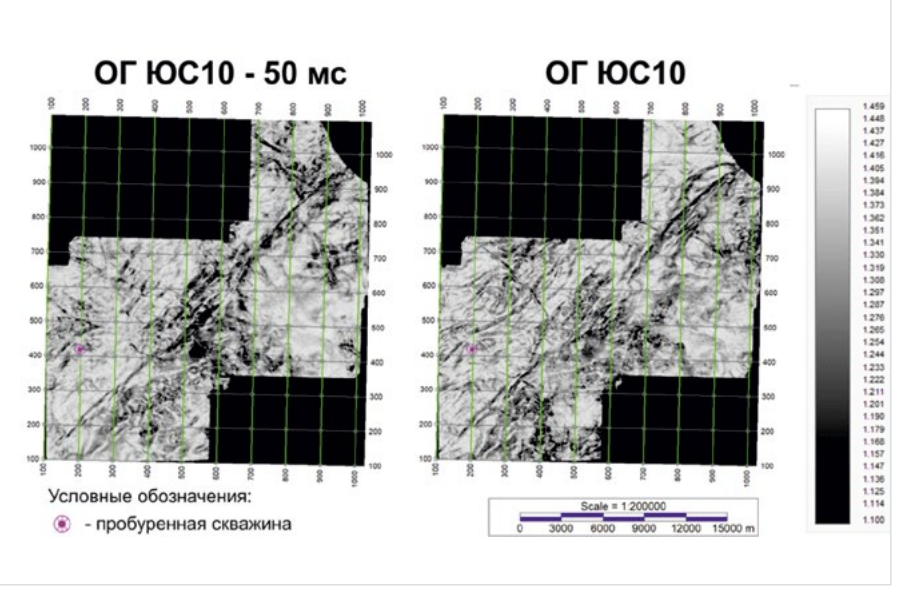


Рис. 3. Срезы куба геометрического атрибута Similarity
Fig. 3. Slices of the "Similarity" geometric attribute cube

на одном из месторождений. В результате испытания с ГРП пласта ЮС8 получен приток жидкости обводненностью 91 %. Скважина пробурена в зоне малоамплитудных разломов (рис. 3), выделенных по данным интерпретации сейсморазведочных работ МОГТ 3D (анализ вертикальных разрезов и горизонтальных срезов атрибутов).

Данные результаты могут свидетельствовать о важности учета фактора возможного влияния разрывных нарушений при геологическом моделировании формирования залежей нефти и газа структурно-тектонического типа с учетом предполагаемых механизмов миграции углеводородов.

Итоги

Выполнен анализ условий осадконакопления нижне-среднеюрских отложений. Выявлены предпосылки для определения поискового критерия к глубокозалегающим горизонтам. На основе новых материалов была выполнена оценка перспективных ловушек нефти и газа в интервале пластов ЮС4-13 Широтного Приобья. По результатам оценки выявлены первоочередные зоны, в которых необходимо проведение более детальных геологоразведочных работ.

Выводы

Несмотря на то, что значительная территория еще не охвачена детальными исследованиями, проделанная работа открывает новые возможности для изучения глубокозалегающих горизонтов территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» — самого крупного нефтедобывающего предприятия России. Ключевой задачей представленных исследований на текущем этапе можно считать разработку поисковых критериев для глубокозалегающих горизонтов. По мере поступления новых данных анализируются структурно-тектонические данные, фактор нефтегазоматеринских пород, близость к очагам генерации, фазовое распределение флюидов в сложнопостроенном разрезе с установлением статистически обоснованных петрофизических зависимостей. В обозримом будущем запасы нефти и газа нижне-среднеюрской части разреза станут основой для поддержания необходимого уровня добычи углеводородов как в зоне деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз, так и других предприятий Западной-Сибири. Бурение новых скважин и исследования в уже пробуренных продолжаются: результаты предполагается опубликовать в дальнейших работах.

Литература

1. Ступакова А.В., Соколов А.В., Соболева Е.В. и др. Геологическое изучение и нефтегазоносность палеозойских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2015. № 2. С. 63–76.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И.,

Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975, 680 с.
3. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ, диссертация доктора геолого-минералогических наук, Тюмень, 2004. 453 с.
4. Федорова Д.В., Кобяков И.Н., Карарова А.З. и др. Применение сейсмофациального анализа для русловых тюменских отложений Западной Сибири в поддержку эксплуатационного бурения // Нефтяное хозяйство. 2025. № 3. С. 14–18.
5. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Геохимия и генезис палеозойских нефтей Западной Сибири // Геохимия, 1998, № 1, С. 3–17.
6. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири. 1999. С. 10–12.

ENGLISH

Results
An analysis of the depositional conditions of Lower–Middle Jurassic sediments has been conducted. Prerequisites for establishing exploration criteria for deep-seated horizons were identified. Based on new data, an assessment of prospective oil and gas traps within the US4–13 reservoir interval of the Latitudinal Ob region was carried out. The assessment results identified priority zones requiring more detailed exploration activities.

Conclusions
Although a significant area has yet to be covered by detailed studies, the work already completed opens up new opportunities for exploring the deep-seated horizons within the operational territory of "RN-Yuganskneftegaz" LLC Russia's largest oil-producing enterprise. A key objective of the research at this stage is the development of exploration criteria for these deep-seated horizons. As new data become available, analyses are conducted regarding structural-tectonic features, source rock characteristics, proximity to hydrocarbon generation centers, and fluid phase distribution within the complex geological section, alongside the establishment of statistically validated petrophysical relationships. In the foreseeable future, oil and gas reserves in the Lower-Middle Jurassic section will serve as the foundation for maintaining required hydrocarbon production levels, both within the RN-Yuganskneftegaz LLC operational area and at other enterprises in Western Siberia. Drilling of new wells and studies of existing ones are ongoing, with results slated for publication in future reports.

References
1. Stoupakova A.V., Sokolov A.V., Soboleva E.V. et al. Geological survey and petroleum potential of paleozoic deposits in the Western Siberia. Georesursy, 2015, issue 2, P. 63–76. (In Russ).
2. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. Geology of Oil and Gas of Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
3. Nezhdanov A.A. Seismological analysis of oil and gas-bearing deposits of Western Siberia for the purposes of forecasting and mapping non-anticlinal traps and hydrocarbon pools (Doctoral dissertation). Tyumen: 2004, 453 p. (In Russ).
4. Fedorova D.V., Kobyakov I.N., Kararova A.Z. et al. Application of seismic facies analysis for Tyumen channel deposits of Western Siberia in support of production drilling. Oil Industry, 2025, issue 3, P. 14–18. (In Russ).
5. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A. et al. Geochemistry and genesis of Paleozoic oils in Western Siberia. Geochemistry International. Geokhimiya, 1998, issue 1, P. 3–17. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A. et al. Source rock formations of Western Siberia: old and new perception of the problem. Organic Geochemistry of Oil-Generating Rocks of Western Siberia. Novosibirsk: SB RAS Publishing House, 1999, P. 10–12. (In Russ)..

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Быченков Кирилл Дмитриевич, старший специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: kd_bychenkov@rn-gir.rosneft.ru

Ахметзянов Ильдар Вильмирович, ведущий специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Салахов Тагир Рамилевич, кандидат технических наук, начальник управления, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Сафин Марсель Маратович, главный менеджер, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Рейдик Юрий Владимирович, заместитель директора – начальник Управления планирования и реализации ГРР на суше, Департамент геологоразведочных работ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Комиссаров Дмитрий Константинович, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Bychenkov Kirill Dmitrievich, senior specialist, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: kd_bychenkov@rn-gir.rosneft.ru

Akhmetzyanov Ildar Vilmirovich, leading specialist, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Salakhov Tagir Ramilevich, candidate of technical sciences, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Safin Marsel Maratovich, chief manager, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Reydik Yuriy Vladimirovich, deputy director – head of planning and Implementation of geological exploration on land, geological exploration department, Rosneft Oil Company PJSC, Moscow, Russia

Komissarov Dmitriy Konstantinovich, chief specialist, Rosneft Oil Company PJSC, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-13-18 УДК 552.5:553.98 (571.1) I Научная статья

Достоверность прогноза продуктивности коллекторов ТРИЗ руслового генезиса тюменской свиты на основе фациального 2D-моделирования на юге Западной Сибири

Елишева О.В., Шилова Ю.В., Назарова Ю.В., Анохин А.В., Лыжин Е.А., Кузнецова О.А., Беляева С.Е.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
ovelisheva@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Существует традиционный подход, который используется всеми специалистами для прогноза коллекторов тюменской свиты — фациальное моделирование. В основе построения фациальных карт лежит районирование территории на фациальные зоны, которые характеризуются определенным генетическим типом разреза и коллекторами определенного качества. При этом последние связаны с определенными эффективными толщинами и продуктивностью. Практика ГРР на территории «Уватского проекта» показала, что в фациальных зонах (ФЗ) «русловых долин» и «внешней песчаной поймы» не всегда удается получить ожидаемые для этих коллекторов притоки нефти, если прогноз выполняется на основе фациального моделирования. Для поиска причин разной продуктивности в коллекторах одной фациальной зоны проведен анализ статистики фактических притоков УВ с фациями по данным керна и ГИС в разных ФЗ.

Материалы и методы
На основе минерально-петрографического описания отложений в шлифах изучен состав пород (литотипы) и вторичное минералообразование; с помощью данных статистики по фильтрационно-емкостным свойствам (Кп, Кпр) выполнен анализ связей между коллекторами разных фаций, литотипами и удельной продуктивностью.

Ключевые слова
фациальное моделирование, коллекторы ТРИЗ, тюменская свита, юг Западной Сибири, связь продуктивность и фации

Для цитирования
Елишева О.В., Шилова Ю.В., Назарова Ю.Н., Анохин А.В., Лыжин Е.А., Кузнецова О.А., Беляева С.Е. Достоверность прогноза продуктивности коллекторов ТРИЗ руслового генезиса тюменской свиты на основе фациального 2D-моделирования на юге Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 13–18. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-13-18

Поступила в редакцию: 15.10.2026

УДК 552.5:553.98 (571.1) I Научная статья

Reliability of productivity prediction for hard-to-recover reservoirs of fluvial origin in the Tyumen Formation based on 2D facies modeling in southern West Siberia

Elisheva O.V., Shilova Yu.V., Nazarova Yu.V., Anokhin A.V., Lyzhin E.A., Kuznetsova O.A., Belyaeva S.E.
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
ovelisheva@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

There is a traditional approach that is widely used for the reservoirs of the Tyumen Formation – facies modeling. The construction of facies maps is based on the zoning of the territory into facies zones, which are characterized by a specific genetic type of section and reservoirs of a certain quality; these are associated with specific effective thicknesses and productivity. As the practice of geological exploration in the "Uvatsky Project" area has shown, it is not always possible to obtain the expected oil inflows for these reservoirs in the facies zones of "channel valleys" and "outer sandy floodplain". To identify the reasons for the varying productivity in reservoirs of the same facies nature, an analysis was carried out of the statistics of the actual hydrocarbon inflows obtained, along with the established facies based on core and well log data.

Materials and methods
Using FES statistical data, an analysis was carried out of the relationships between reservoirs of different facies and specific productivity; based on the mineralogical and petrographic description of the deposits in thin sections, the composition of the rocks and secondary mineral formation were studied.

Keywords
facies modeling, HTR reservoirs, the Tyumen Formation, southern Western Siberia, the relationship between productivity and facies

For citation
Elisheva O.V., Shilova Yu.V., Nazarova Yu.N., Anokhin A.V., Lyzhin E.A., Kuznetsova O.A., Belyaeva S.E. Reliability of productivity prediction for hard-to-recover reservoirs of fluvial origin in the Tyumen Formation based on 2D facies modeling in southern West Siberia. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 13–18. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-13-18

Received: 15.10.2026

Введение

Уватский район юга Тюменской области («Уватский проект») с 2004 года является активом ПАО «НК «Роснефть»», территориально расположен на юге Западно-Сибирского бассейна, где основной углеводородный потенциал сосредоточен в коллекторах пластов $Ю_2$-$Ю_4$ малышевского горизонта тюменской свиты [1].

На территории Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) коллекторы тюменской свиты (средняя юра) считаются сложным объектом не только для разработки, но и для поиска новых залежей углеводородов (УВ). Все специалисты, работающие на поисковой стадии геологоразведочных работ (ГРР), сталкиваются с большим кругом проблем, которые до сих пор не удается корректно решить. Основная причина проблем — это достаточно низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)

коллекторов, особенно на периферии ЗСБ, из-за чего они относят к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) [2].

Существует общепринятый традиционный подход [3–6], который используется для прогноза коллекторов тюменской свиты — 2D-фациальное моделирование (карты, схемы, палеофациальные профили и т.д.). В рамках построения фациальных карт выполняется районирование территорий на зоны, которые представлены доминирующим фациальным типом разреза, которому соответствуют коллекторы определенного качества, связанные с определенными эффективными толщинами и продуктивностью. Многолетние результаты поисково-разведочного бурения (ПРБ) на территории «Уватского проекта» показали, что в фациальных зонах (ФЗ) «русловых долин» и «внешней песчаной поймы» часто не удается получить ожидаемые для этих коллекторов притоки УВ. Полное освоение залежей УВ категории ТРИЗ, характеризующихся низкой проницаемостью, сложной литологией и высокой пространственной изменчивостью, предъявляет новые требования к качеству прогноза коллекторов. Для решения вопроса несоответствия «фация-коллектор-приток» выполнен анализ статистики притоков нефти, полученных по первичным испытаниям, с установленными фациями и коллекторами по данным керна и ГИС.

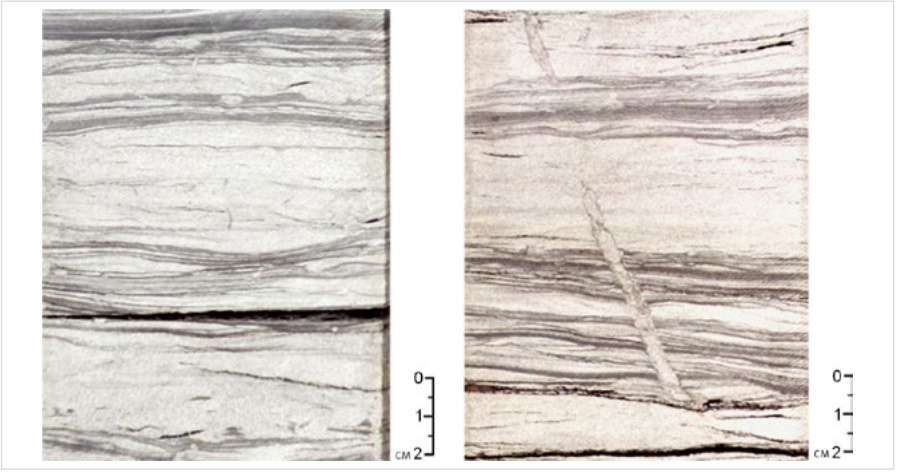


Рис. 1. Песчаная приливно-отливная отмель (пласт $Ю_3$ Соснового месторождения). Песчаники светло-серые, тонко-мелкозернистые, участками мелко-тонкозернистые, алевритистые, с тонкой линзовидно-волнистой слоистостью. Отмечается слабая биотурбация (Planolites), ризокреции. Глубина отбора керна 2 824 м (по бурению)
Fig. 1. Sandy tidal flat (J_3. Sosnovoye of Field). Light-gray sandstones, fine-to-very fine-grained, locally fine-to-very fine-grained, silty, with thin lenticular-wavy bedding. Mild bioturbation (Planolites) and rhizocretions are observed. Coring depth: 2 824 m

Фациальная природа отложений тюменской свиты на территории «Уватского проекта»

Согласно региональным палеогеографическим схемам ЗСБ, построенным на интервал малышевского горизонта тюменской свиты, территория «Уватского проекта» находится в пределах озерно-аллювиальной равнины, периодически заливаемой морем, что определило фациальное разнообразие разреза на этой территории [7].

На большей части центральных районов «Уватского проекта» отложения пластов $Ю_3$-$Ю_4$ формировались в континентальных условиях, за исключением северных районов, где вскрываются разрезы прибрежно-континентальных обстановок осадконакопления. На кратковременное влияние морских условий указывают такие признаки, как: выявленные по керну следы биотурбации различной степени интенсивности, трещины синерезиса, текстуры волновой переработки осадков (рис. 1).

Основная доля коллекторов этих пластов представлена толщами (10–25 м) мелко-среднезернистых песчаников континентальных русел и русел с влиянием приливно-отливных процессов. Пористость коллекторов изменяется от 12 до 15 %, проницаемость изменяется — от 10 до 100 мкм^2. Вторыми по значимости коллекторами являются алеврито-песчаные отложения конусов выноса промоин и озерных дельт, которые генетически представляют разрезы «внешней песчаной поймы». В отличие от «русловых» песчаников, отложения имеют мощность не более 1–5 м, представлены переслаиванием в различных пропорциях мелкозернистых песчаников и крупнозернистых алевролитов. Пористость коллекторов в среднем составляет 10–12 %, проницаемость изменяется от 1 до 3–5 мкм^2.

В отличие от пластов $Ю_3$-$Ю_4$, на площадях «Уватского проекта» отложения пласта $Ю_2$ имеют полифациальный генезис, как правило, его фациально делят на две части — $Ю_2^1$ и $Ю_2^2$. Нижняя часть пласта состоит из отложений сугубо континентального генезиса: коллекторы представлены группой «русловых» фаций мощностью до 10–15 м и фаций «внешней песчаной поймы» с мощностью коллекторов до 3–5 м. Пористость коллекторов в среднем составляет 12–15 %, проницаемость 1–5 мкм^2. Верхняя часть пласта представлена группой фаций прибрежно-континентальной

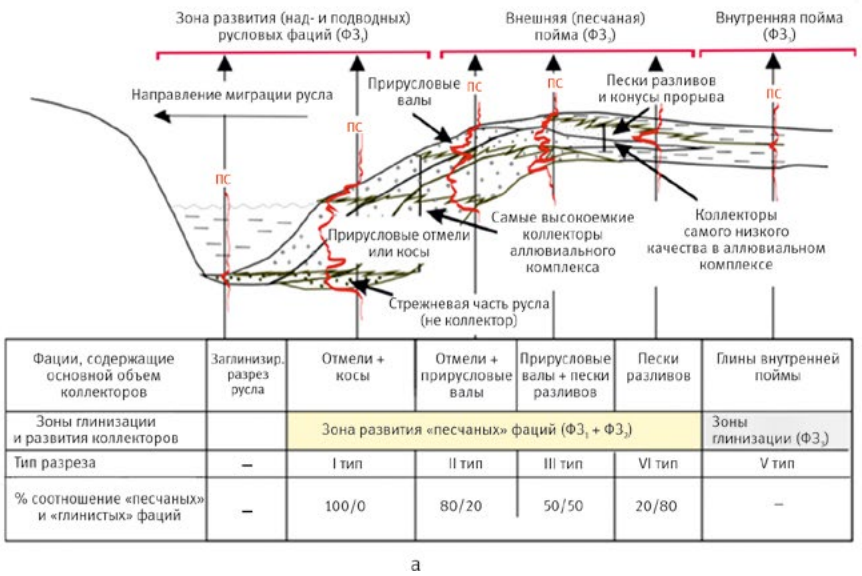


Рис. 2. Концептуальное строение аллювиально-пойменного комплекса речных долин рек меандрирующего типа: а — поперечный профиль; б — фрагмент карты эффективных толщин с выделением разных ФЗ [3]
Fig. 2. Conceptual structure of the alluvial floodplain complex of meandering river valleys: а – of the cross section; б – fragment of net pay map showing various facies zones [3]

равнины. Коллекторами являются фации «речных русел с влиянием морских вод». Такие коллекторы обладают низким качеством: пористость не превышает 12 %, проницаемость 5–10 мкм^2. В прибрежно-континентальных разрезах пласта $Ю_2$ вторыми по значимости коллекторами являются песчаные отложения приливно-отливной отмели, в которых пористость составляет 10–11 %, проницаемость — 1–2 мкм^2 [8].

Фациальные модели коллекторов тюменской свиты

Учитывая фациальную природу отложений пластов $Ю_2$-$Ю_4$ тюменской свиты на территории «Уватского проекта», прогноз качества коллекторов и их продуктивности задача достаточно сложная, так как по качеству ФЕС они относятся к запасам категории ТРИЗ [1].

На этапе поиска и разведки в пределах локальных площадей «Уватского проекта» прогнозирование коллекторов тюменской свиты осуществляется с применением мульти-, моноатрибутного анализа или инверсионных преобразований на основе динамических характеристик сейсмического поля МОГТ 3D [8].

Обоснование корректного прогноза эффективных толщин, построенных по данным 3D-сейсморазведки, выполняется на основе фациальных моделей, с выделением на картах трех фациальных зон (ФЗ) [3]: $ФЗ_1$, где коллекторы состоят из группы «русловых» фаций, $ФЗ_2$, где коллекторы представлены фациями «внешней песчаной поймы» («ВПП») и $ФЗ_3$ –где коллекторы отсутствуют, на картах эффективных толщин эти разрезы объединены в зоны «глинизации» и представленной разрезами «внутренней глинистой поймы» (рис. 2).

Считается, что каждая ФЗ характеризуется определённым набором фаций, которые дают объём суммарных эффективных толщин с разбросом от 1 м до 10–20 м. При этом коллекторы каждой зоны обладают характерным спектром фильтрационно-ёмкостных свойств, что определяет ожидаемую продуктивность в скважинах (величину притоков УВ). Из всех фациальных зон наибольший интерес для поиска залежей представляет первая – так как именно с ней связывают коллекторы с самыми высокими ФЕС с большой суммарной эффективной мощностью [3].

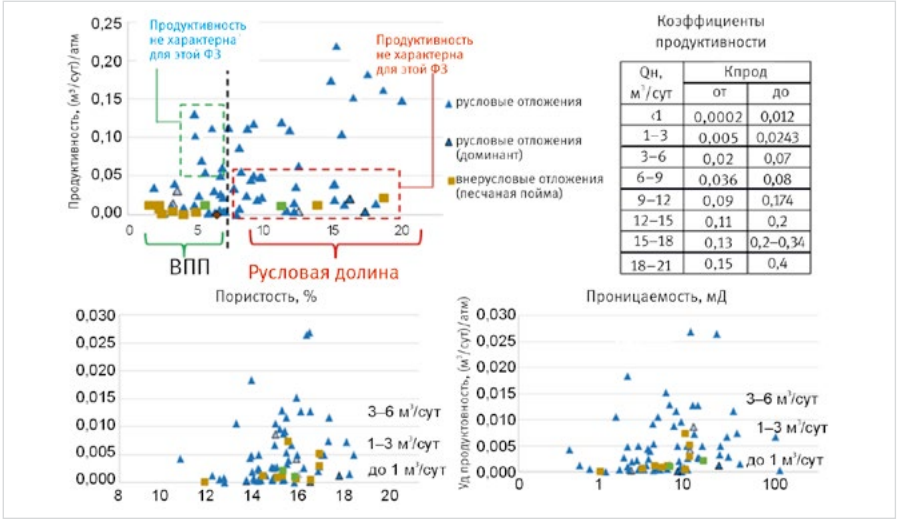


Рис. 3. Пример связи удельной продуктивности в коллекторах разной фациальной природы с фильтрационно-емкостными свойствами (пласт $Ю_3$)
Fig.3. An example of the relationship between specific productivity in reservoirs of varying facies nature and their reservoir properties (J_3)

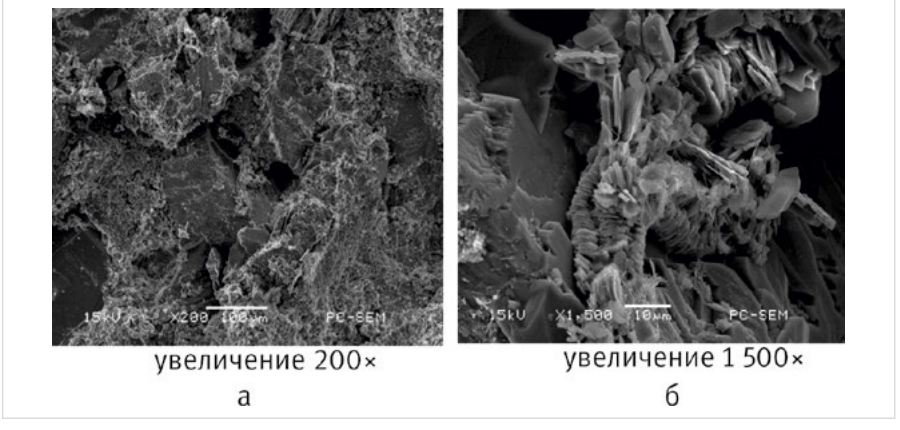


Рис. 4. Песчаник среднезернистый, с открытыми порами частично заполненными каолинитом, на котором иллит-смектитовые агрегаты (Западно-Пихтовая площадь, глубина 2 805 м): а — увеличение ×200; б — увеличение ×1500
Fig. 4. Medium-grained sandstone, with open pores, partially filled with kaolinite, overlain by illite-smectite aggregates (West-Pikhotovaya area, depth 2 805 m): а – ×200 magnification; б – ×1500 magnification

Однако, как показала практика ГРР на территории Уватского района за последние 10–15 лет [1], в фациальных зонах «русловых долин» и «ВПП» не всегда удается получить ожидаемые, для этих коллекторов, притоки нефти.

Связь продуктивности и фациальной природы отложений

Для поиска причин различной продуктивности в коллекторах одной ФЗ и разных ФЗ был выполнен анализ статистики, полученной по первичным испытаниям, притоков УВ с установленными по данным керна и ГИС фациями и литотипами. В анализ вошли данные по общему объему эффективных толщин коллекторов в разных фациальных зонах, рассчитанных по данным ГИС, а также перфорированных интервалов коллекторов.

Учитывая разные условия проведения испытаний тюменских объектов в поисково-разведочных скважинах и разброс дебитов по пластам от >1 м^3/сут до 20–25 м^3/сут, для достоверного анализа сопоставления объема притоков в коллекторах определенной фациальной природы рассчитан интервал удельной продуктивности для каждого пласта.

На рисунке 3 показано распределение удельной продуктивности в перфорированных интервалах коллекторов на примере пласта $Ю_3$ тюменской свиты, где можно видеть, что в разных ФЗ иногда наблюдается нехарактерная для них продуктивность.

Например, для ФЗ «русловых долин», где суммарная мощность коллекторов может достигать 10–20 м, наблюдается как высокая, так и низкая продуктивность. В то время как для ФЗ «ВПП», где мощности коллекторов часто не превышают 5–7 м, наоборот, может встречаться иногда высокая удельная продуктивность.

Вещественный состав коллекторов тюменских отложений

Согласно описанию керна и шлифов, коллекторы тюменской свиты на территории «Уватского проекта» представлены широким спектром литологических разностей: от средне-мелкозернистых, разнозернистых до тонкозернистых песчаников.

Распределение их по разрезу неравномерно, более 75 % объема всех коллекторов представлены тремя группами литотипов мелкой зернистости, которые встречаются по всей территории «Уватского проекта» независимо от фациальной природы отложений («русловых» фаций или фаций «внешней песчаной поймы»).

Согласно описанию литотипов по керновому материалу и шлифам они имеют одинаковый вещественный состав, скелетная часть пород состоит из зерен кварца, полевых шпатов (ПШ), слюд и обломков пород.

В зависимости от гранулометрической размерности литотипа, зерна кварца в разной степени регенерированы. Большая часть регенерации (порядка 85 %) зерен затронула крупнозернистые и среднезернистые разности, где на зернах кварца наблюдаются либо непрерывные каемки толщиной 0,05–0,12 мм или угловатые и неправильной формы шиповидные наросты 0,05–0,09 мм. В редких случаях на зернах кварца встречаются следы растворения с заполнением микропор каолинитовым веществом (рис. 4).

Полевые шпаты (ПШ) независимо от размерности литотипа представлены в разном соотношении щелочными калиевыми

шпатами и кислыми плагиоклазами. Обе разновидности несут следы влияния процессов вторичного минералообразования: первые в разной степени пелитизированы, вторые серитизированы. За счет процессов выщелачивания, 25–30 % зерен ПШ частично растворены, с образованием вторичной пористости. Слюды представлены мелкими чешуйками биотита и мусковита, которые гидратированы, расщеплены, деформированы и сидеритизированы.

Состав цемента всех литотипов достаточно однообразен, на 85–90% он представлен глинистыми минералами (каолинитом, смешанно-слойными образованиями — ССО и хлоритом), порядка 5 % вторичными карбонатными минералами (кальцитом, сидеритом) и 5–10% гидрослюдами. В крупнозернистых литотипах помимо глинистого цемента часто встречается кремнистый регенерационный цемент.

Пустотное пространство коллекторов представлено межзерновой и внутризерновой пористостью. Морфология пор разная, преимущественно щелевидной, треугольной и полигональной формы. Размеры и количество пор сильно варьируют от доминирования в разных литотипах тех или иных фракций (песчаной, алевритовой, пелитовой). Диапазон размерности пор изменяется в довольно широких пределах от 0,005 до 0,85 мм. В зависимости от гранулометрической размерности литотипов содержание фильтрующих и нефильтрующих пор тоже отличается (рис. 5).

Согласно описанию вещественного состава литотипов пород формирующих матрицу коллекторов пластов $Ю_2$-$Ю_4$ тюменской свиты на Увате, можно сделать вывод, что во всех рассматриваемых литотипах скелет и пустотное пространство коллекторов в той или иной степени подвержены вторичным изменениям.

Связь ФЕС коллекторов тюменской свиты и постседиментационных изменений

Коллекторы пластов $Ю_2$-$Ю_4$ тюменской свиты на территории «Уватского проекта» залегают на глубинах 2 600–3 200 м. Согласно публикациям [9–12], такие современные глубины на территории ЗСБ соответствует зонам постседиментационных изменений. Анализ описания шлифов показал, что коллекторы пластов $Ю_2$-$Ю_4$ в разной степени подвержены вторичному минералообразованию (рис. 6).

Больше всего изменения коснулись крупно-среднезернистых литотипов фациальной зоны «русловых долин». При этом основным изменениям подвержены как скелетная матрица пород (кварц, полевые шпаты, обломки пород), так и цемента, состоящего из сочетания гидрослюд, глинистых и карбонатных минералов.

В коллекторах пластов $Ю_2$-$Ю_4$ тюменской свиты на площадях «Уватского проекта» встречается следующие вторичные процессы: перекристаллизация, выщелачивание, окремнение, регенерация кварца, каолинизация, пелитизация, слюдизация, хлоритизация, сидеритизация, пиритизация, карбонатизация и серитизациия.

На рисунках 7 и 8 приведены кроссплоты, иллюстрирующие связь количества часто встречаемых вторичных минералов (по данным рентгеноструктурного анализа РСА глин) с фильтрационной способностью коллекторов: на рисунке 6 — с разделением данных по цветокодам на фациальные группы («русловых долин» и «ВПП») и рисунке 7 — с разделением данных по цветокодам основных литотипов.

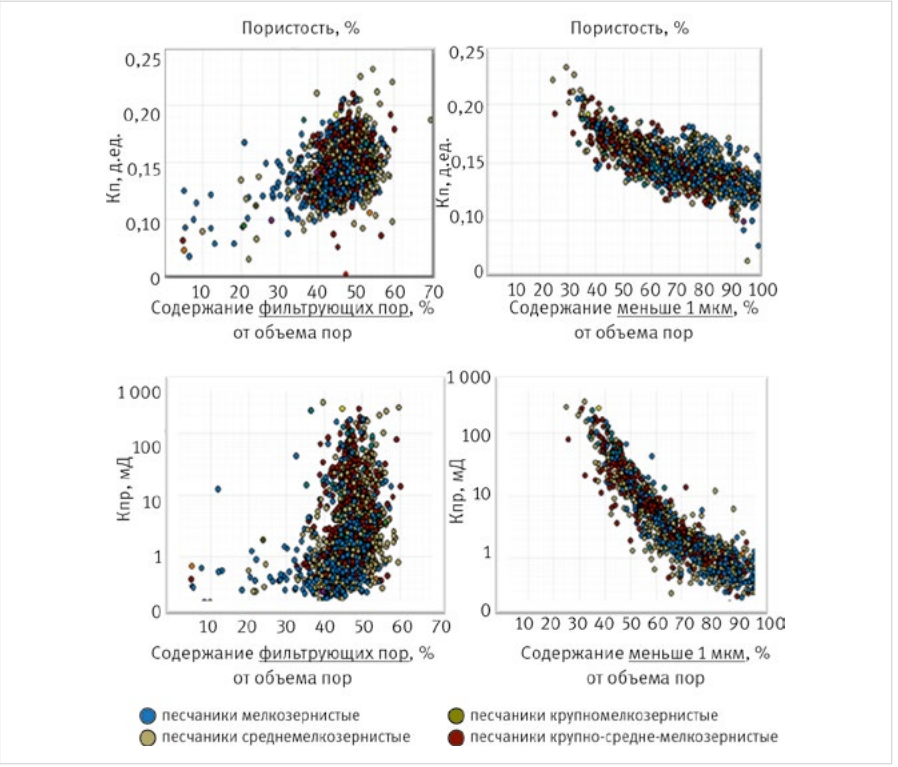


Рис. 5. Влияние содержания фильтрующих и нефильтрующих пор (‹1 мкм) на емкость (пористость) и фильтрацию (проницаемость) в разных литотипах
Fig. 5. The influence of the content of filtering pores and non filtering pores (‹1 μm) on capacity (porosity) and filtration (permeability) in different lithotypes

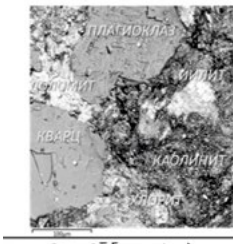
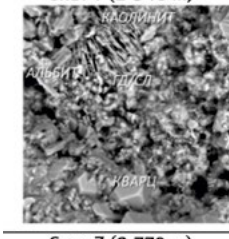
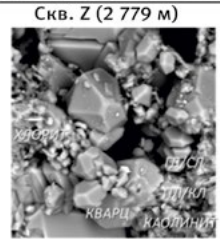
Фото	Аутигенные минералы, постседиментационные изменения	Размеры (мм), морфология полых пор, трещины
Скв. X (2 654 м) 	Кварц (ед.), доломит, сидерит (5 %), лейкоксен (ед.). Интенсивная *карбонатизация*: доломит обладает сильной псевдоабсорбцией, характерной именно для этого минерала; интенсивно корродирует обломки, частично или полностью замещает обломки, образует мелко-тонкозернистый агрегат с размером индивидов 0,02–0,2 мм; кристаллы иногда имеют ромбоэдрический облик. Микрозернистый сидерит образует псевдоморфозы по биотиту, развивается в порах, по обломкам пород. Редко встречаются частично *растворенные* обломки полевых шпатов	Встречаются редкие внутризерновые поры в обломках полевых шпатов размером до 0,02 мм, уцелевшие от замещения доломитом
Скв. Y (2 846 м) 	Каолинит (8 %) в виде цемента, частично развивается по зернам полевых шпатов при их выщелачивании. Постседиментационные изменения выражены в *пелитизации* и *серицитизации* обломков пород. Преимущественно среди вторичных изменений проявлен процесс *выщелачивания* как обломков пород, так и полевых шпатов, от которых иногда сохраняются лишь их реликтовые контуры или остаточные фрагменты. Иногда отмечаются скелетные реликты по типу пертитов: одни минералы выщелачиваются, другие, более устойчивые, сохраняются.	Пустотное пространство породы (15 %) представлено равномерно: межзерновыми сообщающимися и изолированными полыми порами неправильной, узорчатой, многогранной формы, размерами 0,08–0,45 мм; сообщающиеся поры достигают размеров 1,0 мм. Заметны вторичные внутризерновые поры неправильной, в том числе щелевидной формы, образованные в результате частичного растворения калиевых п.ш., обломков пород
Скв. Z (2 779 м) 	Карбонат в цементе (12 %); сидерит в цементе и по обломкам, слюдам (3 %). *Пелитизация, серицитизация, хлоритизация, идеритизация,* глинизация компонентов породы. Редко частичное *выщелачивание* обломочных зерен.	Открытые поры (до 7–8 %) представлены межзерновыми и реже внутризерновыми порами, образованными при частичном выщелачивании обломочных зерен. Размер пустот — 0,1–0,4 мм. Поры неправильной, причудливой, щелевидной формы, как изолированные, так и сообщающиеся между собой по межпоровым каналам

Рис. 6. Примеры процессов вторичного минералообразования в коллекторах пластов $Ю_2$-$Ю_4$ тюменской свиты на территории «Уватского проекта»
Fig. 6. Examples of secondary mineral formation processes in reservoirs of the J_2–J_4 layers of the Tyumenskaya formation within the territory of the "Uvatsky Project"

Анализ сопоставления фильтрационных свойств коллекторов суммарно по пластам $Ю_2$-$Ю_4$ тюменской свиты с содержанием различных вторичных минералов: каолинита, хлорита, ССО и гидрослюды — глинистой части цемента в различных фациальных

зонах показал, что набольшее их количество встречается в коллекторах с проницаемостью до 2 мД, которые по промысловым характеристикам относятся к ТРИЗ. Если для коллекторов ФЗ «ВПП» низкие фильтрационные свойства обычно обусловлены не только вторичными изменениями, но и гранулометрической характеристикой часто встречаемых литотипов, то для ФЗ «русловых долин» коллекторы с проницаемостью ниже 2 мД, в большинстве случаев, обусловлены, чаще всего, вторичными изменениями (рис. 7).

Анализ сопоставления фильтрационных свойств коллекторов суммарно по пластам $Ю_2$-$Ю_4$ тюменской свиты с содержанием различных вторичных минералов в четырех доминирующих литотипах показал, что в зоне развития коллекторов ТРИЗ вторичным изменениям, скорее всего, подвержены более крупнозернистые разности (рис. 8).

Итоги

Фациальное 2D-моделирование продуктивных отложений является общепринятым прогностическим инструментом, который позволяет специалистам на поисково-разведочной стадии ГРР планировать развитие коллекторов определенного качества в межскважинном пространстве и предсказывать в них продуктивность. Анализ данных статистики результатов ПРБ на территории «Уватского проекта» показал, что суммарный объем коллекторов в каждой фациальной зоне представлен по разрезу коллекторами разных литотипов, и соответственно, разного качества. Установлено, что вторичное минералообразование по-разному влияет на все литотипы тюменской свиты независимо от их генетической природы. Вероятной причиной неравномерного проявления аутигенной минерализации в разных литотипах является разная глубина современного залегания отложений. Опираясь на данные керна, лабораторный анализов ФЕС, анализа описания шлифов, было установлено, что внутреннее строение коллекторов на территории «Уватского проекта» контролируется в основном не фактором седиментации, а процессами вторичного минералообразования, которые затронули частично скелет (матрицу) пород, частично цемент, что сказалось на вариативности свойств ФЕС пустотного пространства коллекторов и разной продуктивности.

Выводы

Анализируя многочисленные данные, были сделаны выводы, что использование напрямую фациальных моделей пластов тюменской свиты для прогноза коллекторов ТРИЗ в межскважинном пространстве и продуктивности в них, без учета влияния продуктов вторичного минералообразования на ёмкостное пространство коллекторов и их фильтрационные способности, нецелесообразно. Это может привести не только к промахам в прогнозе суммарного объема эффективных толщин коллекторов в наиболее перспективных зонах, что сказывается на пересчете ресурсной оценки поисковых объектов, но и не позволит корректно выполнить прогноз потенциальной продуктивности пластов в коллекторах, определенной ФЗ.

Литература

1. Елишева О.В., Лазарь Е.Л., Лыжин Е.А. и др. 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. Высочин А.О. Ключевые проблемы геологического моделирования палеорусловых объектов подсчета запасов углеводородного сырья в отложениях тюменской свиты ХМАО // Экспозиция Нефть Газ. № 2. 2026. С. 22–27.
3. Елишева О.В. Создание литофациальных 2D-моделей продуктивных пластов как основы прогноза коллекторов по данным сейсморазведки МОГТ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 8. С. 20–30.
4. Генераленко О.С., Шелепов И.В., Ермакова О.Э. и др. Интегрированный подход к построению геологических моделей на основе фациального анализа // Георесурсы. 2024. Т. 26. № 3. С. 33–42.
5. Попов И.П., Ильющенко В.И. Генезис и фациальный анализ среднеюрских отложений Западно-Сургутского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2012. № 8. С. 6–7.
6. Савченко П.В., Викторова Е.М., Мироненко А.А. и др. Комплексный подход к изучению геологического строения и особенности моделирования континентальных отложений тюменской свиты // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 4. С. 17–21.
7. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.
8. Елишева О.В., Шахов А.В. Опыт прогноза коллекторов пласта Ю2 тюменской свиты полифациального генезиса на территории Уватского проекта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. № 4. 2024. С. 36–49.
9. Предтеченская Е.А. Катагенетические преобразования нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложений Западно-Сибирского осадочного мегабассейна // диссертация д.г. м.н., спец. 25.00.06 (литология). 2011. Новосибирск. 615 с.
10. Поднебесных А.В., Овчинников В.П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов осадочного чехла Западно-Сибирской плиты // Вестник Томского государственного университета. 2015. № 400. С. 393–403.
11. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Ленинград: Недра, 1989. 260 с.
12. Япаскурт О.В. Генетическая минералогия и стадиальный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования. Москва: ЭКСЛАН, 2008. 356 с.

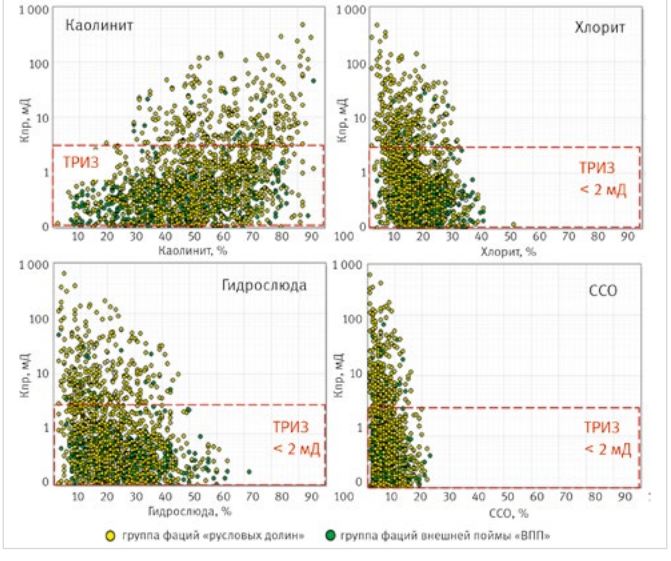


Рис. 7. Сопоставление ФЕС с содержанием глинистых минералов цемента по данным РСА с разделением по фациальным зона («русловых долин» и «ВПП»)
Fig. 7. Comparison of reservoir properties with the clay mineral content in cement, based on XRD data with division by facies zones (channel valleys and outer sandy floodplains)

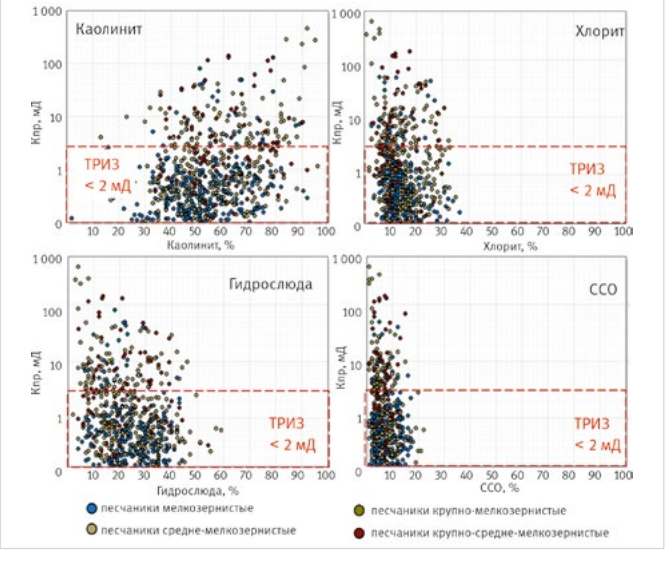


Рис. 8. Сопоставление ФЕС с содержанием глинистых минералов цемента по данным РСА с разделением по литотипам
Fig. 8. Comparison of reservoir properties with the clay mineral content in cement, based on XRD data with division by lithotypes

Results

2D facies modeling of productive deposits is a widely accepted predictive tool that enables exploration engineers to map the distribution of reservoirs of specific quality in the inter-well space and predict their productivity.

Statistical analysis of exploration and appraisal drilling results within the Uvat Project area revealed that the total reservoir volume in each facies zone comprises reservoirs of various lithotypes – and therefore varying quality – across the stratigraphic section.

It was determined that secondary mineral formation affects all the lithotypes of the Tyumen Formation differently, regardless of their genetic origin. The uneven manifestation of authigenic mineralization across different lithotypes is likely attributable to variations in the current burial depth of the deposits.

Based on core data, laboratory analyses of reservoir properties, and thin-section descriptions, it was established that the internal structure of reservoirs in the Uvat Project area is governed primarily not by sedimentation factors, but by secondary mineral formation processes. These processes affected partially the rock matrix and partially the cement, resulting in variations in reservoir properties of the void space and varying productivity.

Conclusions

An analysis of extensive data indicates that it is inappropriate to use facies models of the Tyumen Formation reservoirs directly to predict the distribution and productivity of hard-to-recover reserves (HTRR) in inter-well space without accounting for the effect of secondary mineral formation products on reservoir storage capacity and flow properties. Such an approach can lead not only to errors in estimating the total net pay thickness within the most promising zones, thereby affecting resource reassessments for exploration targets, but also prevents accurate prediction of potential reservoir productivity within specific facies zones.

References

1. Elisheva O.V., Lazar E.L., Lyzhin E.A., et al. 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, issue 11, P. 32–37. (In Russ).
2. Vysochin A.O. Key challenges in geological modeling of paleochannel objects for hydrocarbon reserves estimation in the tumen formation deposits of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Exposition Oil Gas, 2026, issue 2, P. 22–27. (In Russ).
3. Elisheva O.V. Building of 2D lithofacies models of productive reservoirs as the basis for collectors' prediction by 3D CDP seismic survey data. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2019, issue 2, P. 20–30. (In Russ).
4. Generalenko O.S., Shelepov I.V., Ermakova O.E. et al. Integrated approach to the construction of geological models based on facies analysis. Georesursy, 2024, Vol. 26, issue 3, P. 33–42. (In Russ).
5. Popov I.P., Ilyushchenko V.I. Genesis and facial analysis of middle jurassic deposits of the Zapadno-Surgutskoye field. Oil Industry, 2012, issue 8, P. 6–7. (In Russ).
6. Savchenko P.V., Viktorova E.M., Mironenko A.A. et al. Complex mehods of geological data analysis and features of fluvial deposits modelling of J2 formation. Scientific and Technical Bulletin of JSC "NK Rosneft", 2015, issue 4, P. 17–21. (In Russ).
7. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. Jurassic paleogeography of the west siberian sedimentary basin. Geology and Geophysics, 2013, Vol. 54, issue 8, P. 972–1012. (In Russ).
8. Elisheva O.V., Shakhov A.V. A case study of predicting net reservoirs within J2 unit of the Tyumen formation of polyfacial genesis in the territory of the Uvat project. Oil and Gas Studies, 2024; issue 4, P. 36–49. (In Russ).
9. Predtechenskaya E.A. Catagenetic transformations of the Lower–Middle Jurassic oil and gas bearing deposits of the West Siberian sedimentary megabasin. Dissertation for the degree of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, specialty 25.00.06 (lithology), 2011, Novosibirsk, 615 p. (In Russ).
10. Podnebesnykh A.V., Ovchinnikov V.P. The main types of secondary alteration of rocks of the sedimentary cover of the West Siberian plate. Tomsk State University Journal, 2015, issue 400, P. 393–403. (In Russ).
11. Sakhibgareev R.S. Secondary alterations of reservoirs in the process of formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 1989, 260 p. (In Russ).
12. Yapaskurt O.V. Genetic mineralogy and stage analysis of sedimentary rock and ore formation processes. Moscow: EXLAN, 2008, 356 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елишева Ольга Владимировна, к.г.-м.н., эксперт отдела оценки потенциала УВ управления Региональной геологии и ГРР-Уват, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ovelisheva@rn-gir.rosneft.ru

Elisheva Olga Vladimirovna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert in geology of the hydrocarbon potential assessment Department, Uvat regional geology and exploration division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ovelisheva@rn-gir.rosneft.ru

Шилова Юлия Владимировна, заведующий сектором отдела сопровождения ГРР управления Региональной геологии и ГРР-Уват, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Shilova Yulia Vladimirovna, sector leader, exploration support department, Uvat Regional geology and exploration division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Назарова Юлия Николаевна, начальник отдела оценки потенциала УВ управления Региональной геологии и ГРР-Уват, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Nazarova Yulia Nikolaevna, chief of the hydrocarbon potential assessment department, Uvat regional geology and exploration division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Анохин Артем Васильевич, главный специалист отдела сопровождения ГРР управления Региональной геологии и ГРР-Уват, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Anokhin Artem Vasilyevich, chief specialist, exploration support department, Uvat regional geology and exploration division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Лыжин Егор Анатольевич, начальник отдела сопровождения ГРР управления Региональной геологии и ГРР-Уват, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Lyzhin Egor Anatolyevich, chief of the exploration support department, Uvat regional geology and exploration division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Кузнецова Ольга Леонидовна, главный специалист отдела внедрения новых технологий управления по обработке СРР Западной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Kuznetsova Olga Leonidovna, chief specialist, new technologies department, West Siberian seismic data processing division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Беляева Светлана Евгеньевна, главный специалист отдела внедрения новых технологий управления по обработке СРР Западной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования разработка», Тюмень, Россия

Belyaeva Svetlana Evgenievna, chief specialist, new technologies department, West Siberian seismic data processing division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-19-23 УДК 551.763.1 I Научная статья

Особенности формирования отложений нижнехетской свиты на северо-востоке Западной Сибири

Кислухин И.В.[1,2], **Волков В.М.**[1], **Немчинова М.Б.**[1], **Новосёлова М.А.**[1]
[1]ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; [2]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
ivkislukhin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
Нижнехетская свита нижнего мела является одним из основных продуктивных уровней в северо-восточной части Западно-Сибирского региона.
Согласно стратиграфической схеме, накопление отложений нижнехетской свиты происходило в берриас-валанжинское время, однако отдельные возрастные определения указывают на формирование пластов Нх-3-5 в Большехетском районе в верхнеюрское время.
Новые геолого-геофизические данные по территории, расположенной на северо-востоке Западно-Сибирской провинции (Красноярский край, Таймырский Долгано-Ненецкий муниципальный район), позволили предположить, в том числе, континентальный (ранее не обозначенный в литературных источниках) генезис нижнехетских отложений.

Материалы и методы
В основу исследований положено комплексирование геолого-геофизических материалов, включающее анализ фактических скважинных данных (керн, ГИС, биостратиграфические определения возраста отложений), материалы сейсморазведочных работ МОГТ-2D и МОГТ-3D, включая динамический анализ, интерпретацию материалов спектральной декомпозиции, сопоставление с ранее выполненными результатами региональных исследований.

Ключевые слова
седиментация, стратиграфия, меловые отложения, литология, фациальное районирование, песчано-алевритовые пласты, север Западной Сибири

Для цитирования
Кислухин И.В., Волков В.М., Немчинова М.Б., Новосёлова М.А. Особенности формирования отложений нижнехетской свиты на северо-востоке Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 19–23. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-19-23

Поступила в редакцию: 10.09.2026

UDC 551.763.1 I Original Paper

Features of the Nizhnekhetskaya Formation in the North-East of Western Siberia

Kislukhin I.V.[1,2], **Volkov V.M.**[1], **Nemchinova M.B.**[1], **Novoselova M.A.**[1]
[1]"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; [2]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
ivkislukhin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
Nizhnekhetskaya formation of the Lower Cretaceous is one of the main productive levels in the northeastern part of the West Siberian region. According to the stratigraphic scheme, the accumulation of the nizhnekhetskaya formation occurred in the berriasian-valanginian time, however, individual age determinations indicate the formation of the Nx-3-5 layers in the Bolshekhetsky district in the Upper Jurassic time. New geological and geophysical data from the territory located in the northeast of the West Siberian province (Krasnoyarsk Krai, Taymyrsky Dolgano-Nenetsky Municipal District) have allowed us to suggest, among other things, a continental (previously unidentified in the literature) genesis of the Nizhnekhetskayaa deposits.

Materials and methods
The studies are based on the integration of geological and geophysical materials, including the analysis of actual well data (core, GIS, biostratigraphic determinations of the age of deposits), materials of seismic exploration of MOGT-2D and MOGT-3D, including dynamic analysis, interpretation of spectral decomposition materials, comparison with previously performed results of regional studies.

Keywords
sedimentation, stratigraphy, Cretaceous deposits, lithology, facies zoning, sand-silt layers, north of Western Siberia

For citation
Kislukhin I.V., Volkov V.M., Nemchinova M.B., Novoselova M.A. Features of the Nizhnekhetskaya Formation in the North-East of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 19–23. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-19-23

Received: 10.09.2026

На территории северо-восточных районов Западной Сибири образования фундамента перекрыты осадочным чехлом, сложенным породами мезозойско-кайнозойского возраста. Наибольший интерес, с точки зрения поиска и разведки скоплений нефти и газа, представляет нижнемеловой (в особенности неокомский) интервал разреза и, в частности, отложения нижнехетской свиты, представленной (согласно утвержденной в качестве рабочей стратиграфической схемы) породами преимущественно морского и прибрежно-морского генезиса (рис. 1).

Геологическое строение осадочного чехла северо-восточных районов Западной Сибири характеризуется относительным увеличением толщин отложений и специфическим составом горных пород, отличным от районов, расположенных ближе к центру бассейна. Это связано с близко расположенным источником сноса терригенного материала. Изучение закономерностей распределения породно-слоевых ассоциаций имеет важное практическое значение в связи с установленными в них промышленными скоплениями углеводородного сырья.

Согласно стратиграфической схеме (2005 г.), рекомендованной в качестве рабочей, нижнехетская свита берриасско-(рязанско-) ранневаланжинского возраста по литологическому составу сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми до серых, иногда с зеленоватым оттенком, с пластами песчаников и алевролитов. При этом на севере территории (например, в районе скважины №2) кровля нижнехетской свиты уверенно фиксируется по появлению в разрезе тонкоотмученных трещиноватых аргиллитов с буроватым оттенком, образующих в стволах скважин глубокую каверну и являющихся надежным репером (выделяется на каротажных диаграммах по данным индукционного и радиоактивного методов). Однако южнее, в районе скважин №№3 и 4, эта пачка значительно сокращается, а на юге региона, практически не фиксируется (рис. 2).

Говоря о стратиграфической приуроченности отложений нижнехетской свиты в скважинах Большехетского района, следует отметить их возрастное несоответствие стратотипическому разрезу (скв. Малохетская №10). На первый взгляд, облик кривых ГИС, связанный с литологическими особенностями разреза в скважинах обоих районов, может быть успешно соотнесен между собой: в обоих случаях граница с нижезалегающей яновстанской свитой проводится по подошве нижнего песчано-алевритового пласта группы «Нх» нижнехетской свиты, что обеспечивает объединение группы песчано-алевритовых пластов Нх-3-5 в единый седиментационный цикл. Но в районе Малохетского вала возраст описываемых отложений начинается с берриасского яруса нижнего мела, а в Большехетском районе выполненные комплексные био- и магнитостратиграфические исследования керна скважин центральной части Большехетской террасы [4] указывают на принадлежность нижней части песчано-алевритового цикла, соответствующего пластам Нх-4-5 нижнехетской свиты, к волжскому ярусу верхней юры и основанию берриасского яруса нижнего мела (интервал соответствует баженовскому горизонту) [2]. При этом, определение возраста отложений рассматриваемой толщи по другим скважинам района не противоречит возможности отнесения пластов Нх-3-5 к отложениям яновстанской свиты, указывая на скользящий характер определения возраста отложений: большая часть датировок затрагивает широкий стратиграфический диапазон (от волжского до берриасского, либо до валанжинского веков).

В соответствии со стратиграфическим кодексом России, в основу выделения местных стратиграфических подразделений должны быть положены специфические особенности литологического состава, а палеонтологические, минералогические данные и физические свойства пород являются их дополнительными характеристиками [2]. Таким образом, свита – это стратиграфическое подразделение, границы которого определяются в первую очередь на основе литологических и фациальных признаков. Поэтому, несмотря на существующие противоречия в возрастных датировках, в настоящее время предлагается проводить кровлю яновстанской свиты в основании песчано-алевритовой пачки Нх-3-5. В этом случае основным аргументом обоснования положения кровли яновстанской свиты становится литологический признак.

Однако, следует отметить различный характер накопления осадочных толщ яновстанской свиты в разных частях Тазо-Хетского района: вблизи источников сноса материала к яновстанской свите относятся значительные по мощности интервалы с широким распространением песчаников и алевролитов — в районе Сидоровского выступа в объеме свиты обособляется до шести песчано-алевритовых пластов (Ян-1-6), в то время как, в отличии от стратотипического разреза яновстанской свиты (в скважине Туруханская 1Р, инт. 1 990–2 200 м), разрез Большехетского района представлен

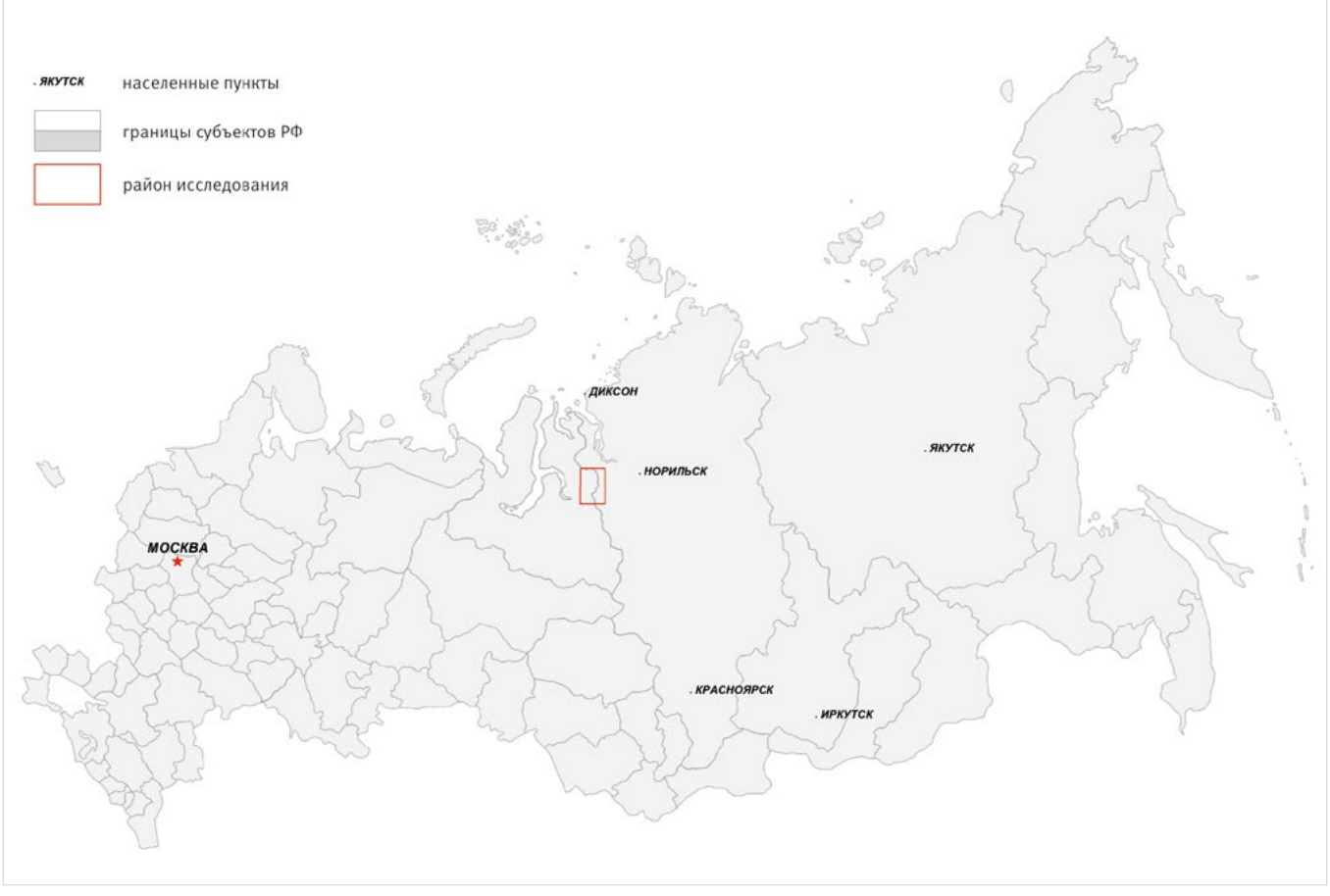


Рис. 1. Район работ на карте России
Fig. 1. Work area on the map of Russia

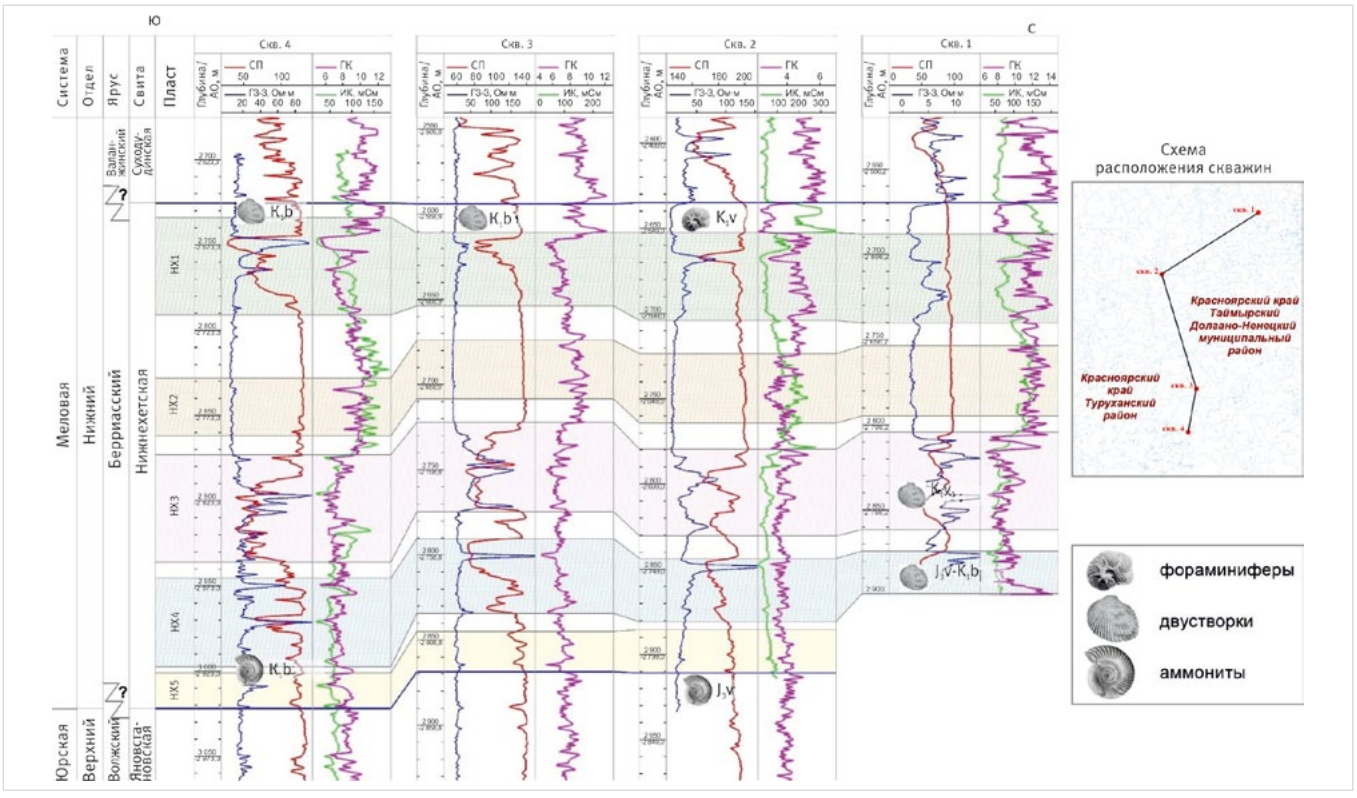


Рис. 2. Корреляция пластов нижнехетской свиты
Fig. 2. Correlation of the layers of the Nizhnekhetskaya formation

преимущественно глинистыми отложениями (лишь в пределах южных площадей прослеживаются песчано-алевритовые пласты Ян-1-2). Далее в северном направлении (вблизи Мессояхского пояса мегавалов) мористость осадков возрастает и отложения переходят в гольчихинские глины.

Выше по разрезу залегают отложения суходудинской свиты, которые подразделяются на нижний морской генезис и верхний — континентального. Ее граница с подстилающей нижнехетской свитой также является неизохронной. Скользящие границы подошвы суходудинской свиты установлены по биостратиграфическим данным: если на юге Большехетской террасы свита перекрывает отложения берриасского возраста, то вблизи Малохетского вала — нижний валанжин. При этом существующая стратиграфическая схема не отражает столь значительную неизохронность границ.

Таким образом, опираясь на литологические, а, следовательно, и фациальные признаки, возникает вопрос о корректности выделения в объеме раннеберриасских–ранневаланжинских отложений на всей территории северо-восточных районов Западной Сибири отложений нижнехетской свиты. Согласно стратиграфическому словарю, нижнехетская свита состоит из зеленовато-серых и серых алевролитов, алевритов и глин морского и прибрежно-морского генезиса с редкими прослоями песчаников [4]. Следует отметить, что рассматриваемый интервал пластов Нх-3-4 в скважинах, пробуренных в пределах Большехетского вала, сложен неравномерным тонким переслаиванием алевролитов песчаных до глинистых с прослоями тонкозернистых, алевритистых песчаников (толщиной до 10 см) и аргиллитов. Характерными признаками мелководного и прибрежно-морского генезиса являются текстуры биотурбации волновой ряби, в более крупных песчаных прослоях наблюдается бугорчатая косая слоистость, образованная штормами, реже встречается градационная слоистость. То есть описание вполне соответствует нижнехетским отложениям, несмотря на более раннее (относительно района стратотипа — скважины Малохетская №10) время накопления осадков. Следовательно, изменение свитной приуроченности отложений не требуется.

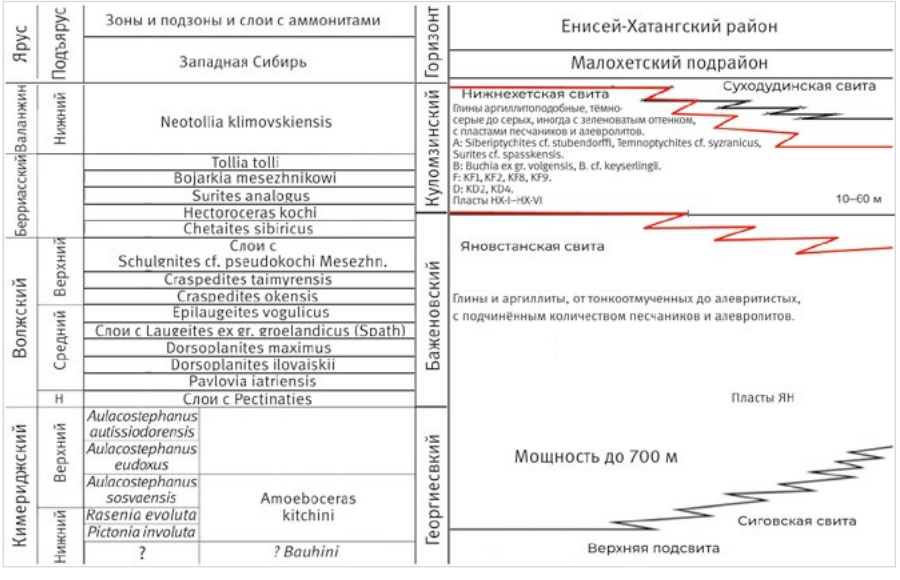


Рис. 3. Предложения по корректировке стратиграфических схем неокома и верхней юры (с учетом скользящего возраста) в Большехетском районе
Fig. 3. Proposals for adjusting stratigraphic schemes of the Neocomian and Upper Jurassic (considering the sliding age) of the Bolshekhetsky district

Однако, анализ результатов выполненных биостратиграфических и магнитостратиграфических исследований позволяет рекомендовать внести корректировки в существующие схемы региона, касающиеся возрастной приуроченности нижнехетской свиты: уточнения касаются включения возрастного скольжения границ кровли и подошвы уровня (рис. 3) [5].

Еще один важный вопрос касается литолого-фациальной и палеогеографической приуроченности рассматриваемых отложений. Во время формирования отложений исследуемая территория, предположительно, являлась областью равнины, временами заливавшейся морем, источник обломочного материала находился на востоке и юго-востоке. В западном направлении происходило погружение бассейна в область мелководья с развитием дельтовых и авандельтовых комплексов. Обозначенная смена обстановок



Рис. 4. Фрагмент палеогеографической схемы Западной Сибири, берриас (Конторович и др., 2014), красный контур — территория исследования
Fig. 4. Fragment of a paleogeographic scheme of the West Siberian region, berrias (Kontorovich and others, 2014), red line – research area

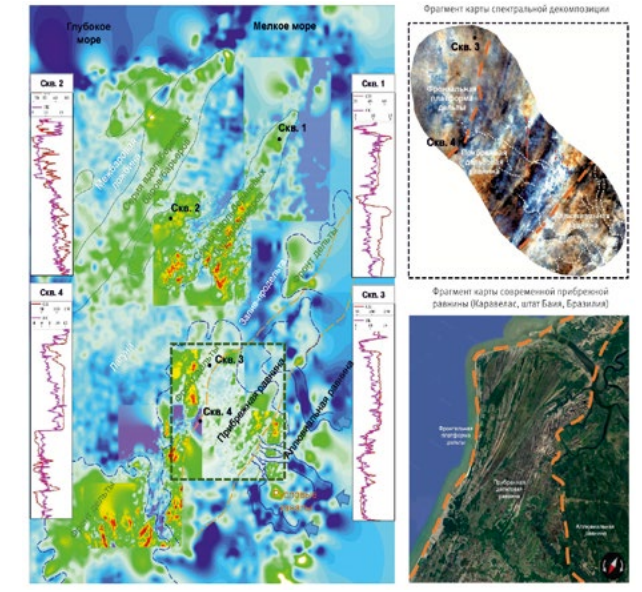


Рис. 5. Палеогеографическая схема формирования нижнехетских отложений
Fig. 5. Paleogeographic reconstruction of the Nizhnekhetskayaa deposits

седиментации от восточных к центральным районам провинции, в целом, соответствует палеогеографической схеме Западной Сибири берриасского времени, разработанной А.Э. Конторовичем и соавторами (рис. 4) [6].

Проведенные исследования, в целом, согласуются с литолого-фациальной приуроченностью интервала залегания отложений берриасско-ранневаланжинского возраста в восточной части Малохетского подрайона с принятой характеристикой нижнехетской свиты, где обозначен исключительно морской генезис отложений.

Однако, к востоку от Большехетского вала, в зоне Маковско-Артютинского пояса моноклиналей, по керну скважин определяются фации менее мористых обстановок (мелководье), а также наличие многочисленных прослоев растительного детрита, обломков угля, предполагающих близость к континентальным обстановкам, что подтверждается анализом данных сейсморазведки.

Новые материалы сейсморазведочных работ косвенно указывают на смену обстановок осадконакопления к востоку от поднятий Большехетского вала, от прибрежных к континентальным. Так, анализ карт спектральной декомпозиции позволяет предполагать зону распространения прибрежной равнины и область развития палеорусел (либо объектов руслового генезиса). Наиболее вероятно, описываемые палеорусла являлись поставщиком обломочного материала с учетом основного направления течения рек в берриас-валанжинское время с юго-востока - на северо-запад.

Выполненный динамический анализ в интервале залегания отложений нижнехетской свиты позволил выявить закономерное (с юго-запада на северо-восток) простирание обособленных зон, характеризующихся изменением динамических параметров, что находит своё подтверждение в результатах последних исследований керна по скважинам (рис. 5). Выявленная зональность, предположительно, связана с изменением литолого-фациальных зон, обусловленных изменением положения береговой линии в результате трансгрессивно-регрессивных преобразований.

Для уточнения модели геологического строения района были проведены: комплексные геолого-геофизические исследования, включающие анализ данных сейсморазведочных работ МОГТ-2D и 3D и геофизических исследований скважин (ГИС); биостратиграфическая приуроченность, основанная на сопоставлении единичных скважин со скважинами Большехетского региона с учетом прослеживания реперных (маркирующих) горизонтов.

Так, например, в скв. 1 и 2, находящихся к северо-западу рассматриваемой территории, выделяются отложения отмелководно-морскихкприбрежно-морским. В скв. 3, находящейся к юго-востоку, выделяются уже отложения фронта дельты, присутствуют распределительные каналы. В скв. 4 встречаются отложения, формировавшиеся в неустойчивых мелководных условиях осадконакопления, в неактивной гидродинамической обстановке, встречаются углефицированные остатки корней растений с пиритизацией, обломки угля, что предполагает близость к прибрежной равнине.

Итоги

Анализ полученной геолого-геофизической информации позволяет внести корректировки в существующие схемы региона и характеристику нижнехетской свиты нижнего мела, касающиеся возрастного скольжения границ кровли и подошвы уровня.

Кроме того, возникают предпосылки для рассмотрения возможности уточнения условий формирования отложений нижнехетской свиты в дальнейшем. Следует отметить, что геологическое изучение северо-восточных (приенисейских) районов еще не завершено, но имеющаяся информация уже сейчас позволяет предполагать нестабильные условия формирования нижнехетских отложений, в том числе континентальные обстановки, что допускает возможность внесения изменений в характеристику свиты с обозначением вариативности условий формирования осадочного комплекса в различных обстановках седиментации.

Выводы

Следует отметить, что прошло достаточно много времени с момента утверждения региональных стратиграфических схем юры (2004 г.) и мела (1991 г.) и проведение исследовательских работ и научных семинаров, направленных на актуализацию схем с учетом новых геологических данных, становится все более актуальной задачей.

Анализ данных позволяет не рассматривать возрастные границы нижнехетской свиты, имеющей значительное площадное распространение, как изохронные: наиболее вероятно, формирование отдельных пластов и глинистых пачек свиты в различных частях Енисей-Хатангского района происходило последовательно в разные периоды времени. Таким образом, включение в схемы возрастного скольжения границ стратиграфического уровня позволит наиболее корректно отразить основные особенности накопления осадков в регионе в поздневолжско-ранневаланжинское время.

Кроме того, существуют предпосылки для включения в характеристику нижнехетской свиты в дальнейшем, возможности формирования отложений в том числе в переходных к континентальным условиям седиментации.

Основными критериями выделения стратиграфических подразделений, в частности обоснования свит, являются: устойчивость литологических признаков по площади района (либо подрайона); генетическая общность; палеонтологические данные (при наличии). Свита не должна заключать отложения, разделенные значительным перерывом или региональным размывом. Следует отметить, что существующие принципы, обозначенные в стратиграфическом

кодексе России, позволяют выделить в крайних восточных районах провинции в объеме волжско-ранневаланжинского возраста новую свиту в качестве самостоятельного стратиграфического подразделения. В дальнейшем, по мере наработки фактического материала, при условии достаточной лито-биостратиграфической обоснованности, при наличии стратотипического разреза, это может стать оправданным решением.

Литература

1. Решение 6 межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, г. Новосибирск, 2004. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004, 114 с.
2. Ананьев А.Р., Белянкин Л.Ф., Бойцова Е.П. и др. Стратиграфический словарь мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Ленинград: Недра, 1978, 132 с.
3. Жамойда А.И. Стратиграфический кодекс России. Издание третье, исправленное и дополненное. СПб: Издательство ВСЕГЕИ (МСК России, ВСЕГЕИ), 2019. 96 с.
4. Маринов В.А., Кислухин И.В., Агалаков С.Е. и др. Характеристика пограничных юрско-меловых отложений Большехетской структурной террасы (Западная Сибирь) // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. Белгород: Политерра, 2018. С.178–182.
5. Кислухин И.В., Маринов В.А., Нечаева Е.Е. Стратиграфическое расчленение нижнехетских отложений в пределах Большехетской структурной террасы (Северо-восток Западной Сибири) // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири. Ханты-Мансийск: АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 2023, С. 65–70.
6. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5-6. С. 742–776.

ENGLISH

Results

The analysis of the obtained geological and geophysical information allows us to make adjustments to the existing regional schemes and the characteristics of the Lower Ketskaya Formation of the Lower Cretaceous, regarding the age slip of the roof and foot boundaries.

In addition, there are prerequisites for considering the possibility of clarifying the conditions of formation of the Nizhnekhetskaya Formation in the future. It should be noted that the geological study of the northeastern (near the Yenisei river) regions is not yet complete, but the available information already allows us to assume various conditions of formation of the Nizhnekhetskaya Formation, including continental settings, which allows for changes in the characteristics of the formation to be made, indicating the variability of the sedimentary complex formation conditions in different sedimentation settings.

Conclusions

It should be noted that quite a long time has passed since the approval of the regional stratigraphic schemes for the Jurassic (2004) and Cretaceous (1991), and research and scientific seminars aimed at updating the schemes based on new geological data are becoming increasingly important.

The data analysis allows us to consider the age boundaries of the Nizhnekhetskaya Formation, which has a significant area distribution, as isochronous: it is most likely that the formation of individual layers and clay packs of the formation in different parts of the Yenisei-Khatanga region occurred sequentially at different times. Therefore, including the age boundaries of the stratigraphic level in the age sliding schemes will allow us to accurately reflect the main features of sediment accumulation in the region during the Late Volga-Early Valanginian period.

In addition, there are prerequisites for the inclusion of the Lower Khest Formation in the future, as well as the possibility of sediment formation in transitional conditions to continental sedimentation.

The main criteria for identifying stratigraphic units, in particular for justifying formations, are as follows: the stability of lithological features across the area of the district (or subdistrict), genetic commonality, and paleontological data (if available). A formation should not include deposits that are separated by a significant hiatus or regional erosion. It should be noted that the existing principles outlined in the Stratigraphic Code of Russia allow for the identification of a new formation in the extreme eastern regions of the province, which is of Volga-Early Valanginian age, as an independent stratigraphic unit. In the future, as more factual material is accumulated, provided that there is sufficient litho-biostratigraphic validity and a stratotype section is available, this may be a justified decision.

References

1. The decision of the 6th interdepartmental stratigraphic meeting on the consideration and adoption of the refined stratigraphic schemes of the Mesozoic deposits of Western Siberia, Novosibirsk, 2004. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2004, 114 p. (In Russ).
2. Ananyev A.R., Belyankin L.F., Boitsova E.P. et al. Stratigraphic dictionary of the Mesozoic and Cenozoic deposits of the West Siberian Lowland. Leningrad: Nedra, 1978, 132 p. (In Russ).
3. Zhamoida A.I. Stratigraphic Code of Russia. Third edition, revised and expanded. Saint Petersburg: VSEGEI Publishing House (MSC of Russia, VSEGEI), 2019, 96 p. (In Russ).
4. Marinov V.A., Kislukhin I.V., Agalakov S.E., et al. Characteristics of the jurassic-cretaceous boundary deposits of the Bolshekhetskaya structural terrace (Western Siberia). Cretaceous system of russia and the near abroad: problems of stratigraphy and paleogeography. Belgorod: Politerra, P. 178–182. (In Russ).
5. Kislukhin I.V., Marinov V.A., Nechaeva E.E. Stratigraphic dissection of jurassic and cretaceous sediments bolshekhetskaya structural terrace (North-East of Western Siberia). Ways of realizing the oil and gas potential of Western Siberia. Khanty-Mansiysk, V.I. Shpilman research and analytical center for subsurface use, 2023, P. 65–70. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A.,Karogodin Y., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Russian Geology and Geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5-6, P. 742–776. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кислухин Иван Владимирович, к.г.-м.н., эксперт, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; доцент, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: ivkislukhin@rn-gir.rosneft.ru

Kislukhin Ivan Vladimirovich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; associate professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: ivkislukhin@rn-gir.rosneft.ru

Волков Владимир Михайлович, начальник отдела, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Volkov Vladimir Mikhailovich, head of department, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Немчинова Мария Борисовна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Nemchinova Mariya Borisovna, chief specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Новосёлова Мария Андреевна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Novoselova Mariya Andreevna, chief specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-24-30 УДК 551.2.8 I Научная статья

Следы вулканического влияния на осадконакопление верхнего мела Западной Сибири

Кудаманов А.И.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
aikudamanov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Установлена ведущая роль вулканогенно-гидротермальных процессов в осадконакоплении верхнемеловых толщ Западной Сибири. Преобладание минеральной ассоциации — «камуфлированной пирокластики» (монтмориллонит, глауконит, опал, цеолиты); экзотические породы (сидеритолиты, глауконититы). Присутствует примесь обломков вулканического стекла. Высококремнистые пеплы в виде облаков и туч поступали с востока и юго-востока, где в меловое и палеогеновое время активизировались крупные вулканические провинции кремнекислого типа.

Материалы и методы
В процессе региональных исследований обнаружены признаки влияния пирокластического вулканизма на осадконакопление верхнего мела Западной Сибири. Проведён анализ исторической информации по Западной Сибири и ближайшему окружению в отношении изученности вулканогенно-гидротермальных процессов. Определены наиболее вероятные источники и пути поступления вулканических пеплов в пределы площади исследований.

Ключевые слова
верхний мел Западной Сибири, вулканические процессы

Для цитирования
Кудаманов А.И. Следы вулканического влияния на осадконакопление верхнего мела Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 24–30. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-24-30

Поступила в редакцию: 10.09.2026

UDC 551.2.8 I Original Paper

Traces of volcanic effect on sedimentation in the upper cretaceous of West Siberia

Kudamanov F.I.
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
aikudamanov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The leading role of volcanogenic-hydrothermal processes in sedimentation of the Upper Cretaceous strata of West Siberia has been established. The predominant mineral association is “camouflaged pyroclastics” (montmorillonite, glauconite, opal, zeolites); exotic rocks (sideritolites, glauconitites). Admixture of volcanic glass fragments. High-silica ashes in the form of clouds and plumes came from the east and southeast, where large volcanic provinces of the silicic type were activated during the Cretaceous and Paleogene periods.

Materials and methods
Regional studies revealed evidence of the effect of pyroclastic volcanism on sedimentation in the Upper Cretaceous of West Siberia. Historical information on West Siberia and its surroundings was analyzed to determine the extent of knowledge of volcanogenic-hydrothermal processes. The most likely sources and pathways of volcanic ash supply into the study area have been determined.

Keywords
upper Cretaceous of West Siberia, volcanic processes

For citation
Kudamanov F.I. Traces of volcanic effect on sedimentation in the upper cretaceous of West Siberia. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 24–30. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-24-30

Received: 10.09.2026

Введение

В результате распада Советского Союза и крушения плановой структуры ведения хозяйства геолого-геофизические работы по изучению преимущественно глинистых и глинисто-кремнистых отложений верхнего мела (над сеноманом) Западносибирской плиты (ЗСП) были «заморожены» в 80–90-е годы XX века. Существующие в то время представления о «простом строении и низкой перспективности» отложений данной части разреза Западносибирского региона послужили оправданием такой «заморозки». В условиях значительной выработки запасов сеноманского газа, поставленных на баланс ещё в советское время, проявилась необходимость вовлечения в разработку новых залежей, которые смогли бы стабилизировать уровень добычи или хотя бы замедлить темпы падения. Верхнемеловые толщи с учетом накопленных данных о притоках и газопроявлениях потенциально рассматривались как возвратный объект разработки по мере истощения основных залежей. Опубликованные оценки ресурсов надсеноманского газа достигают 50 трлн куб. м, что практически в три раза превышает начальные запасы сеноманского газа [3]. Эффективность разработки надсеноманского верхнего мела ЗСП определяется близостью состава газа к сеноманскому (преимущественно метановый газ), малой глубиной залегания (максимальной на севере ЗСП, но не более 1 000–1 200 м) и наличием инфраструктуры для разработки газовых месторождений. Основные проблемы разработки надсеноманского газа связаны с нетрадиционным типом коллекторов. Это глинистые, глинисто-кремнистые и кремневые формации, вплоть до опок верхнего кампана. Сама проблема формирования глинисто-кремнистых осадочных формаций до сих пор не имеет однозначного решения. Данные формации широко применяются при историко-геологических реконструкциях как индикаторы отдельных геологических обстановок, будь то климатические, географические, тектонические, вулканические, геохимические или другие.

В отложениях верхнего мела керн практически не отбирался. Но, как уже было сказано, по мере отработки сеноманского газа все более актуальным становится восполнение ресурсной базы, в том числе и за счет нетрадиционных коллекторов в разрезе выше сеномана, тем более что при бурении скважин в них неоднократно происходили выбросы газа и для них характерна высокая степень аварийности проведения буровых работ. Таким образом, вполне закономерно, что за последние 25 лет в регионе значительно увеличились объемы сейсмических работ, бурения (с проведением современных геофизических исследований скважин, ГИС), отбора и комплексного изучения керна из надсеноманского верхнего мела ЗСП [3]. В результате комплексного анализа региональной геолого-геофизической информации в составе верхнего мела (над сеноманом) Западной Сибири выделены и детализированы 4 сейсмостратиграфических комплекса (ССК), соответствующие (снизу вверх) кузнецовскому (турон-ранний коньяк), нижнеберезовскому (коньяк-сантон-кампан), верхнеберезовскому (верхний кампан-нижний маастрихт) и ганькинскому (маастрихт) горизонтам [1]. Внутри каждой формации/толщи/горизонта/ССК по данным керна и геофизических исследований скважин (ГИС) выделены литологически выдержанные стратоны субрегионального распространения, сгруппированные в пачки продуктивных пластов Т, НБ, ВБ и ГН, с достаточно контрастными границами [2, 12]. По лабораторным исследованиям керна установлено своеобразие литолого-минералогического состава изученных отложений, что является отражением специфики условий их происхождения. Сделан вывод о биогенно-хемогенном и хемогенном типах седиментации для стратонов НБ4, НБ2, НБ1, ВБ2-3, ВБ0 и для глауконитовых глин мярояхинской пачки (автохтонных, трансгрессивных) в виде илов-коллоидов сложного состава. Коллоидам свойственно метастабильное состояние, по мере «старения» (обезвоживания — потери растворителя), происходит постепенное затвердевание и выделение ряда твердых компонентов (минеральных фаз). Другими словами, происходит распад твёрдых растворов, например, (рис. 1).

При этом формируются относительно более устойчивые образования — сгустки, стяжения, конкреции, например, сульфидов железа (пирита), карбонатных минералов (кальцита, доломита, сидерита и пр., часто с высоким содержанием фосфора), глауконита и пр. [11].

Алевролиты пласта Т, стратонов НБ3 и ВБ1 смешанного происхождения (наряду с аутигенными компонентами содержат значительные объемы обломочного материала) отражают эпизоды локального понижения уровня моря, особенно выраженные на востоке и северо-востоке ЗСП [10]. Все стратоны верхнемеловой толщи ЗСП, в том числе пласты Т, НБ3 и опоки стратона НБ1, содержат примесь обломков вулканических стекол, остроугольных обломков кварца и полевых шпатов (пирокластической формы) как результат синхронных активизаций вулканизма на сопредельных с ЗСП территориях (возможно, имело место локальное проявление подводного вулканизма в пределах рифтовых зон ЗСП) [8].

Материалы и методы

Изучение тонкозернистых (пелитоморфных) пород требует масштабного применения передовых технологий и оборудования с высоким разрешением. В процессе лабораторного

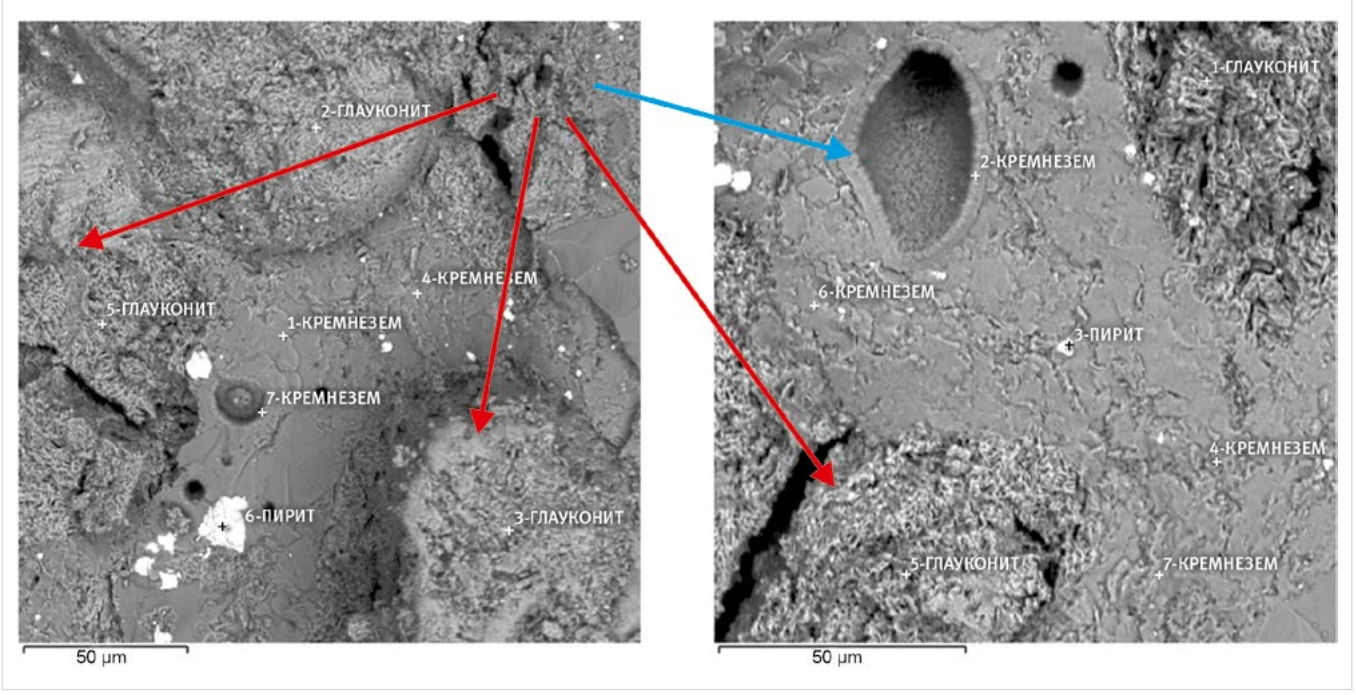


Рис. 1. Изображение РЭМ. Западно-Часельский ЛУ, скважина 2П, образец № 24765, пласт НБ1, глубина по бурению 812,45 м. Микроконкреции глауконита (до 0,07–0,10 мкм; красные стрелки), реже реликты бурых водорослей (синяя стрелка), обособления пирита, сцементированные стекловатым агрегатом ОКТ-фазы. Увеличение слева ×600; справа ×905 (И.Г. Павлуткин, 2020)
Fig. 1. SEM image. West Chaselsky License Block, well 2P, plug № 24765, zone NB1, drilling depth 812,45 m. Glauconite micronodules (up to 0,07–0,10 µm; red arrows), less common are brown algae relics (blue arrow), pyrite segregations cemented by a glassy aggregate of the OCT phase. Magnification to the left: ×600; to the right ×905 (I.G. Pavlutkin, 2020)

изучения пелитоморфных глинисто-кремнистых отложений (с детальностью 1–2 обр. на метр керна) верхнего мела ЗСП в Центре исследования керна (ЦИК) ООО «РН-ГИР» основными методами являлись:

- РСАобщ (XRD-рентгеноструктурный анализ; общий; определение валового минерального состава образца, в том числе аморфных составляющих);
- РСАглин (XRD-рентгеноструктурный анализ; определение минерального состава пелитовой составляющей);
- РФА (XRF-рентгенофлуоресцентный анализ; определение элементного химического состава);
- петрографический анализ (характеристика структурно-текстурных и минералогических особенностей породы в прозрачных шлифах);
- РЭМ (растровая электронная микроскопия; характеристика структурных особенностей, пустотного пространства и минеральных особенностей состава (по химическому составу), в том числе, опал-кристобалит-тридимитового агрегата – ОКТ-фазы).

По данным проведения региональных работ (2015–2024 гг.) по уточнению состава, строения и современного состояния глинисто-кремнистых отложений в разрезе верхнего мела (над сеноманом) ЗСП относительно часто установлена примесь пирокластического материала (обломки вулканических стекол, остроугольные и оплавленные зерна кварца и полевых шпатов, размером, как правило, в сотые и тысячные доли мм) в отложениях каждой толщи/стратона, например (рис. 2).

Также в биотурбированных глинистых алевролитах газсалинской пачки (Кузнецовский ССК, турон, пласт Т) отмечаются редкие прослои/конкреции (обычно 20–30 см, не более 1 м, с резкими границами) алевролитов с кальцитовым (иногда сидеритовым) цементом, с глауконитом, сидеритом, пиритом. В кровле пласта Т по керну установлена резкая граница между алевролитами и вышележащими глауконитовыми глинами, фиксирующая завершение газсалинской регрессии (завершение турона) и начало трансгрессии в раннем коньяке (терминальная

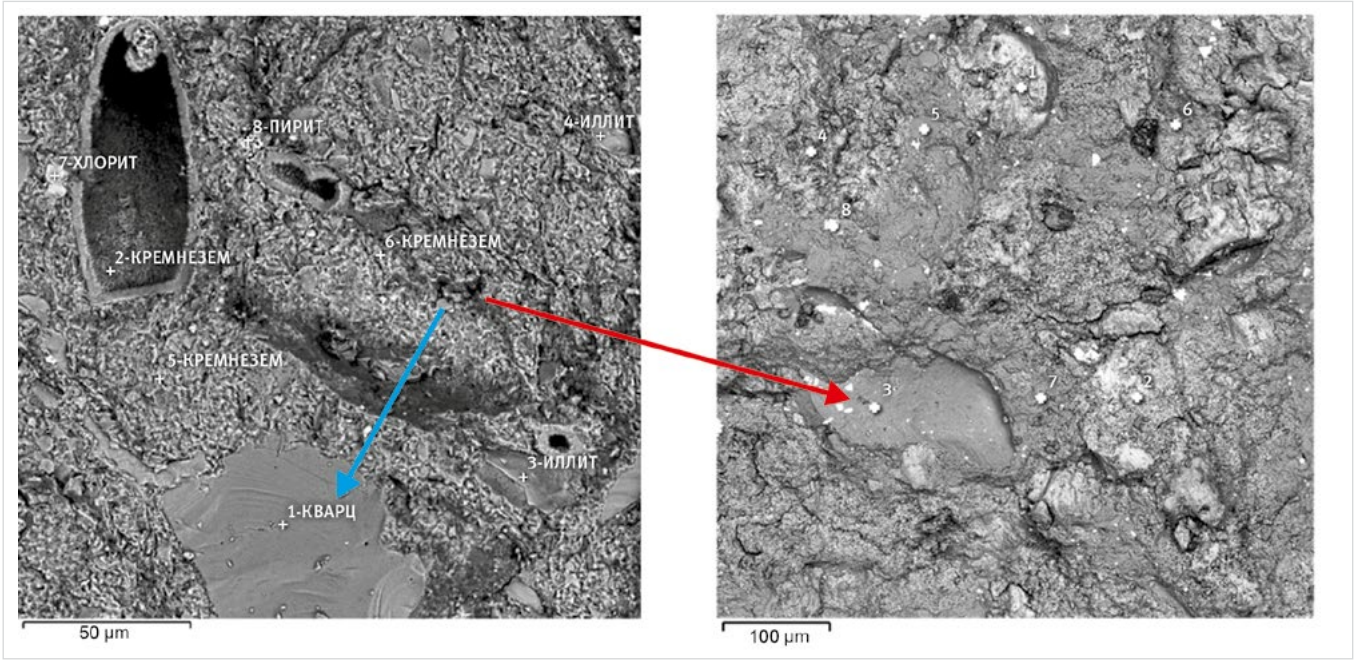


Рис. 2. Изображение РЭМ. Слева — Минховский ЛУ, скважина 70, образец № 13299, пласт НБ1, глубина по бурению 868,87 м. Оскольчатый обломок кварца (до 0,05–0,06 мкм; синяя стрелка). Справа — Тагульский ЛУ, скважина 51, образец № 36323, Насоновская свита, глубина по бурению 729,83 м. Оплавленный обломок кварца (до 0,15 мкм; № 3; красная стрелка) (И.Г. Павлуткин, 2020)
Fig. 2. SEM image. Left – Minkhovsky License Block, well 70, plug № 13299, zone NB1, drilling depth 868,87 m. Splintered fragment of quartz (up to 0.05-0.06 µm; blue arrow). Right – Tagulsky License Block, well 51, plug № 36323, Nasonovskaya formation, drilling depth 729,83 m. Melted quartz fragment (up to 0,15 µm; № 3; red arrow) (I.G. Pavlutkin, 2020)

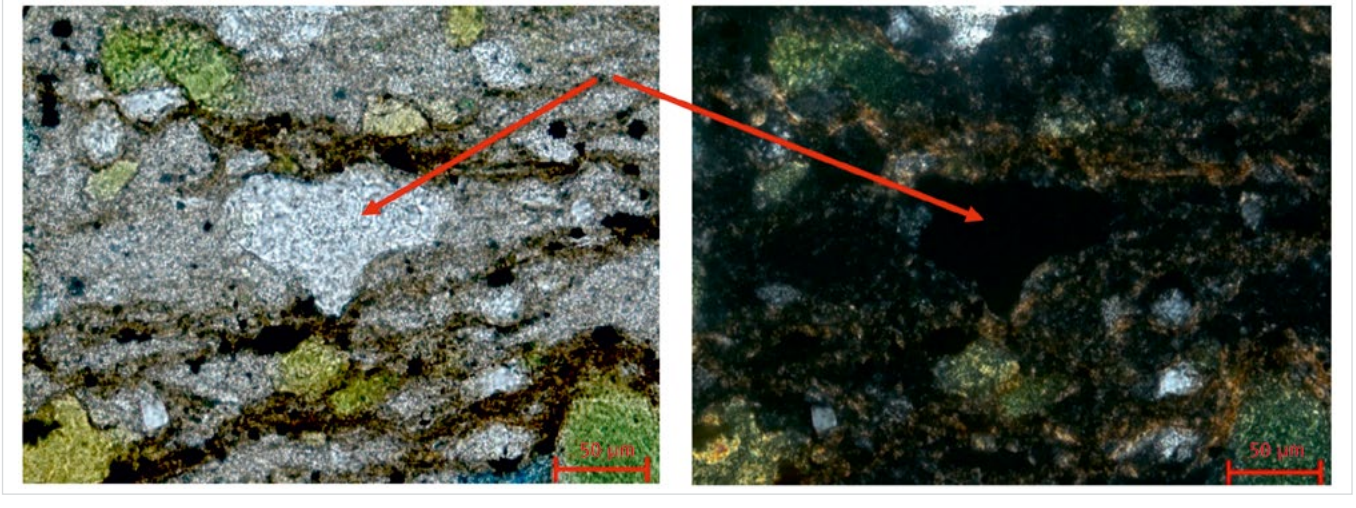


Рис. 3. Фото шлифа. Харампурское месторождение, скважина 105Н, образец № 28554, пласт НБ1, глубина по бурению 954,51 м. Оплавленный обломок вулканического стекла (до 0,08 мкм; красные стрелки). Слева – николи параллельные; справа – николи скрещенные (Т.М. Карих и др., 2020)
Fig. 3. Photo of a thin section. Kharampur Field, well 105N, plug № 28554, zone NB1, drilling depth 954,51 m. Melted fragment of volcanic glass (up to 0,08 µm; red arrows). Left – parallel nicols; right – crossed nicols (T.M. Karih et al., 2020)

мяроахинская пачка). Пласт Т, расположенный в восточной части ЗСП, опесчанивается на востоке и относительно постепенно глинизируется к западу (особенно заметно в районе Колтогорско-Уренгойских рифтов) [10]. Интенсивная биотурбация осадков и отсутствие следов волнения свидетельствуют о благоприятных условиях седиментации, расположенных ниже базиса штормов, но не глубже границы проникновения солнечного света (обычно первые десятки метров).

В опоках хэяхинской пачки (стратон НБ1) в кровле нижнеберезовского ССК также обнаружены обломки вулканических стекол, например (рис. 3) [8].

Кроме того, важно учитывать тот факт, что надсеноманский разрез (толща, как правило, 300–400 м) верхнего мела ЗСП представлен преимущественно неравномерно глинисто-кремнистыми отложениями.

Вся толща (турон-маастрихтского возраста) сложена различными сочетаниями ограниченного набора пелитоморфных минеральных компонентов. К основной группе компонентов относятся – смектиты (плюс ССО и иллит), глауконит, цеолиты и комплекс переходных разновидностей аморфного кремнезема (опал-кристобалит-тридимит — или ОКТ-фаза). Частичные трансформации смектитов и, возможно, глауконита, приводят к образованию смешанно-слойных образований (ССО) и иллита (гидрослюды). Второстепенные минералы неравномерно представлены — апатитом, полевыми шпатами, карбонатами, пиритом, титанистыми. Устойчивый набор минералов в полной мере соответствует комплексу «камуфлированной» пирокластики [7, 9], т.е., продуктам преобразования вулканических пеплов, по всей видимости, преимущественно базальтовой группы.

Дополнительно установлено, что для верхнего мела (над сеноманом) ЗСП характерно аномально высокое содержание агрегата аморфного кремнезема (ОКТ-фазы), так — в кремнистых глинах (пласты ВБ) до 60–70 %, в опоковидных глинах (пласты НБ2 и НБ4) до 70–80 %, в опоках (пласт НБ1) до 80–90 % (рис. 4). Проблема гигантских объемов аморфного кремнезема, тонко (первые десятки метров) «размазанных» на колоссальной площади (1,5–2,0 млн. км^2), на уровне современных представлений, не имеет однозначного непротиворечивого объяснения. Суммарный объем кремнекислоты только в пласте НБ1 (на той же площади) ориентировочно составляет около 30–35 тыс. км^3, что (забегая вперед) сопоставимо с масштабами продуктивности крупной провинции кремнекислого вулканизма [14].

№ п/п	Лабораторный номер образца	Стратиграфическая единица	SiO_2	TiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MnO	CaO	MgO	Na_2O	K_2O	P_2O_5	S	Ba	Cr	Cu	Zn	Pb	Ni	Sr	ППП	
			%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	
1	2	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	31	
11	32479	НБ1	89,762	0,151	3,206	0,586	T	0,178	0,249	0,648	0,329	0,018	0,006	T	T	T	T	0,002	T	0,010	4,80	
12	32483	НБ1	87,871	0,173	3,870	0,786	T	0,242	0,389	0,674	0,397	0,026	0,010	T	T	T	T	0,002	T	0,011	5,49	
13	32486	НБ1	87,443	0,187	4,013	0,857	T	0,229	0,424	0,704	0,416	0,025	0,009	T	T	T	T	0,002	T	0,012	5,62	
14	32496	НБ1	86,189	0,221	4,523	0,946	T	0,239	0,520	0,775	0,486	0,026	0,011	0,003	T	T	T	0,002	T	0,013	5,99	
			87,82	**0,18**	**3,90**	**0,79**	**0,000**	**0,22**	**0,40**	**0,70**	**0,41**	**0,024**	**0,009**	**0,003**	T	T	T	**0,002**	**0,000**	**0,011**	**5,47**	
15	1720	НБ2	81,383	0,316	6,358	1,549	T	0,430	0,949	0,835	0,754	0,073	0,026	0,009	T	T	T	0,002	0,002	0,017	7,23	
16	32512	НБ2	80,579	0,335	6,768	1,627	T	0,392	1,038	0,826	0,793	0,049	0,026	0,010	T	T	T	0,002	0,001	0,018	7,47	
17	32522	НБ2	81,241	0,309	6,386	1,568	T	0,374	0,983	0,869	0,739	0,049	0,032	0,006	T	T	T	0,002	0,002	0,018	7,35	
18	32525	НБ2	80,699	0,341	6,644	1,625	T	0,396	1,055	0,864	0,809	0,048	0,031	0,007	T	T	T	0,001	0,001	0,018	7,39	
19	1763	НБ2	81,488	0,347	6,355	1,583	T	0,363	0,993	0,896	0,808	0,040	0,026	0,006	T	T	T	0,002	0,001	0,018	7,00	
20	1731	НБ2	80,573	0,343	6,660	1,725	T	0,383	1,070	0,878	0,839	0,048	0,030	0,006	T	T	T	0,002	0,001	0,018	7,35	
21	32534	НБ2	76,252	0,445	8,578	2,371	T	0,569	1,450	0,983	1,037	0,078	0,044	0,013	T	T	T	0,001	0,002	0,021	8,08	
22	1734	НБ2	75,769	0,471	8,612	2,843	T	0,426	1,250	1,123	1,096	0,082	0,049	0,021	T	0,001	T	0,002	0,002	0,026	8,14	
23	32547	НБ2	70,396	0,607	11,438	3,942	0,009	0,502	1,830	1,153	1,320	0,079	0,078	0,041	0,001	0,002	T	0,001	0,004	0,028	8,48	
24	32551	НБ2	60,536	0,899	17,388	4,691	0,051	0,687	2,748	1,578	2,231	0,119	0,015	0,068	0,002	0,002	T	0,001	0,006	0,020	8,84	
25	32562	НБ2	59,576	0,954	17,185	5,713	0,047	0,767	2,506	1,515	2,328	0,112	0,028	0,063	0,002	0,003	0,004	0,001	0,007	0,022	9,05	6
26	32569	НБ2	61,924	0,897	16,975	4,638	0,027	0,538	2,575	1,606	2,252	0,081	0,027	0,054	0,002	0,002	0,004	0,001	0,006	0,021	8,25	
27	32597	НБ2	61,862	0,832	16,718	4,941	0,034	0,635	2,385	1,287	1,973	0,069	0,045	0,118	0,002	0,002	T	0,001	0,005	0,023	8,96	
28	32599	НБ2	64,651	0,384	8,328	11,829	T	0,535	2,222	0,727	3,205	0,088	0,064	0,003	0,005	0,002	0,004	T	0,004	0,025	7,81	
29	32601	НБ2	35,538	0,401	5,658	30,534	0,351	2,130	2,495	0,548	0,984	0,105	0,018	T	0,007	0,002	0,002	T	0,004	0,017	21,12	77
30	32603	НБ2	62,045	0,828	16,139	5,305	0,036	0,801	2,519	1,504	2,012	0,134	0,042	0,053	0,002	0,002	0,004	0,001	0,005	0,025	8,43	
			69,66	**0,54**	**10,39**	**5,41**	**0,079**	**0,62**	**1,75**	**1,07**	**1,45**	**0,078**	**0,036**	**0,032**	**0,003**	**0,002**	**0,004**	**0,001**	**0,003**	**0,021**	**8,81**	
31	32619	НБ3	66,169	0,694	12,440	4,899	0,044	0,931	2,283	2,256	2,089	0,140	0,111	0,126	0,002	0,001	T	0,001	0,004	0,063	7,65	
32	32622	НБ3	61,475	0,858	16,437	4,978	0,027	0,635	2,789	1,770	2,145	0,072	0,077	0,081	0,002	0,002	0,004	0,001	0,006	0,042	8,49	
33	32629	НБ3	66,652	0,546	10,709	7,280	0,008	0,588	2,102	1,303	2,379	0,067	0,113	0,074	0,003	0,002	0,001	0,001	0,004	0,065	8,00	
34	32635	НБ3	64,971	0,702	13,220	4,609	0,019	0,749	2,067	2,067	2,001	0,095	0,156	0,168	0,002	0,002	T	0,002	0,004	0,110	8,94	
35	32648	НБ3	65,135	0,661	12,992	4,477	0,018	0,734	2,101	1,973	1,927	0,064	0,146	0,152	0,001	0,002	T	0,002	0,005	0,103	9,40	
36	32653	НБ3	67,037	0,621	12,292	3,681	0,017	0,802	2,052	1,896	1,793	0,060	0,110	0,136	0,001	0,002	T	0,001	0,003	0,092	9,31	
37	1742	НБ3	74,412	0,484	9,036	3,030	0,009	0,529	1,305	1,716	1,451	0,073	0,103	0,104	T	0,001	T	0,002	0,003	0,079	7,58	
38	1743	НБ3	74,391	0,482	8,913	2,907	0,009	0,591	1,254	1,726	1,399	0,073	0,107	0,114	T	0,001	T	0,002	0,003	0,081	7,86	
39	32679	НБ3	72,997	0,500	9,205	3,902	0,009	0,768	1,402	1,616	1,705	0,143	0,124	0,132	0,001	0,001	T	0,001	0,003	0,078	7,32	
			64,06	**0,66**	**12,59**	**6,64**	**0,049**	**0,77**	**2,15**	**1,54**	**1,96**	**0,093**	**0,078**	**0,093**	**0,002**	**0,002**	**0,003**	**0,001**	**0,004**	**0,052**	**9,17**	
40	1745	НБ4	67,240	0,423	8,245	9,270	T	0,951	1,952	0,919	2,602	0,260	0,088	0,069	0,004	0,002	T	T	0,004	0,044	7,81	
41	1774	НБ4	70,031	0,459	8,550	7,206	T	0,693	1,712	1,169	2,513	0,134	0,113	0,053	0,003	0,001	T	0,001	0,003	0,052	7,19	
42	32705	НБ4	70,720	0,374	7,805	7,814	0,008	0,731	1,722	1,088	2,688	0,146	0,097	0,157	0,003	0,001	T	T	0,003	0,037	6,50	21
43	32709	НБ4	70,461	0,324	6,971	9,139	T	0,696	1,836	0,847	3,094	0,182	0,044	0,030	0,005	0,001	T	T	0,002	0,023	6,23	
44	32711	НБ4	57,428	0,285	5,243	17,388	0,080	1,534	2,498	0,518	2,235	0,146	0,045	0,023	0,007	0,001	T	T	0,003	0,019	12,44	61
45	32714	НБ4	70,746	0,389	7,677	8,041	T	0,753	1,814	0,956	2,915	0,170	0,053	0,061	0,004	0,001	T	T	0,002	0,023	6,28	
46	32721	НБ4	39,113	0,295	4,298	16,920	0,295	14,261	1,911	0,619	1,322	0,121	0,323	0,046	0,009	T	T	T	0,002	0,026	20,37	58
47	32727	НБ4	65,134	0,362	7,057	4,491	T	0,611	1,253	1,230	2,181	0,113	0,047	0,037	0,002	T	T	0,001	0,002	0,018	17,36	

Рис. 4. Фрагмент таблицы РФА. Русское месторождение, скважина 5-05. Желтым выделены пониженные значения; розовым — повышенные; справа — значения модуля Страхова (ООО «РН-ГИР», 2024)

Fig. 4. Fragment of the X-ray fluorescence analysis table. Russkoye Field, well 5-05. Low values are highlighted in yellow; high values are highlighted in pink; on the right are the Strakhov modulus values ("RN-GIR" LCC, 2024)

Рассуждения о возможности поступления растворённого кремнезема со стороны материка (из коры химического выветривания) не учитывают ряд сопутствующих осадконакоплению природных условий. Например, размеры принимающего бассейна (до 1,5–2,0 млн. км^2) и достаточно равномерное распределение осадков (растворенного кремнезёма) по площади всего бассейна. А также — необъяснимую избирательность — относительную чистоту осадка (в пласте НБ1 до 90 % и более составляет SiO2), тем самым, приписывая природе стерильность лабораторных процессов на гигантской площади и в течение достаточно продолжительного времени, что, мягко выражаясь, маловероятно.

Кроме вышеизложенного, по данным проведения тысяч рентгенофлуоресцентных анализов (РФА), в разрезе верхнемеловой толщи ЗСП (кроме пласта НБ1) «с завидным постоянством» отмечаются прослои и конкреции с аномально высоким содержанием ряда компонентов, таких как — железо, марганец, иногда дополнительно магний, кальций, фосфор, сера и др. (рис. 4).

При этом хорошо известно, что, когда простой расчетный модуль Страхова — (железо + марганец) / титан — превышает значение 25, это служит прямым доказательством, что на седиментацию данных отложений оказывали влияние вулканогенно-гидротермальные процессы [13]. В нашем случае, для сидеритовых пород, значения модуля достигают 100–400 и более единиц; для прослоев обогащения глауконитом — иногда до 50–100 единиц, например, (рис. 4).

Следовательно, влияние эндогенных процессов на осадконакопление верхнего мела ЗСП (над сеноманом) подтверждается, как минимум, тремя группами признаков. Другими словами, особенности состава, взаимоотношения компонентов осадка, и распределения осадочного материала верхнемеловой толщи на территории ЗСП позволяют констатировать, что осадочный материал изначально представлял собой неравномерную во времени смесь вулканических пеплов. Где базальтовый состав отвечал за темноцветы (железо, марганец, глинозем и пр. — в виде смектитов, глауконита, цеолитов и т.д.), а кремнекислый состав — за высокие содержания (до 90 % и более) аморфного кремнезёма (ОКТ-фазы).

Обсуждение

В бассейне реки Турухан на стыке Западносибирской плиты (ЗСП) и Сибирской платформы (левый берег р. Енисей) во второй половине XX века по керну скважин в меловых отложениях описаны туфогенные силициты. Силициты представлены тонкозернистой глинисто-кремнистой массой с редкими рассеянными пирокластическими осколками кварца и полевых шпатов [5]. К сожалению, в дальнейшем (после 1985 года) систематическое изучение проявлений вулканических процессов в Западной Сибири не проводилось (опубликованные материалы отсутствуют).

В разрезе мезозойско-кайнозойского чехла ЗСП из пелитоморфных глинисто-кремнистых отложений заметно представлены опоковидные глины и опоки [3]. Под микроскопом основная масса этих пород сложена изотропным кремнеземом с примесью тонкочешуйчатого монтмориллонита и остатками кремневых организмов. В опоках берёзовского (коньяк-сантон-кампан) горизонта обнаружены цеолиты в ассоциации с ОКТ-фазой и сульфидами железа [11], в виде мелких укороченных призматических кристалликов (не более 25–30 мкм), обрастающих края пор и трещин в виде микродруз, например (рис. 5).

Цеолиты, при всем многообразии их происхождения, весьма часто масштабно приурочены к образованиям «камуфлированной» пирокластики, т.е. к накоплениям вулканических пеплов, утративших при разложении свои первичные признаки [7, 9].

Парагенезис «камуфлированной» пирокластики характеризуется устойчивой минеральной ассоциацией (смектиты, в том числе монтмориллонит, глауконит, цеолит, аморфный кремнезём), проявленной в слоях и пачках небольшой мощности (первые десятки метров) и выдержанной на огромных площадях (например, березовский горизонт Западной Сибири на площади до 1,5–2,0 млн. км^2). На значительном удалении от вулканов цеолиты представлены в основном гейландитом.

Цеолиты — гейландит и морденит — известны в меловых и палеогеновых (эоцен) опоковидных глинах, опоках, диатомитах, туфах и аквагенных туфах Западной Сибири [4]. Накопление коньяк-сантон-кампанских отложений происходило в морских условиях, только на крайнем юго-востоке ЗСП существовали континентальные обстановки. В восточных районах (Елогуйская, Ларьякская и Тымская скважины) установлено четыре прослоя пирокластических пород (до 3,0 м). В центральных (Ново-Васюганская скважина) и западных (Мало-Атлымская скважина) районах таких прослоев два. Наибольшее скопление вулканогенного материала обнаружено в рудоносных железо-оолитовых горизонтах, вскрытых скважинами Чузик-Парабельского, Парбиг-Чаинского и других профилей на юго-востоке ЗСП. Вулканокластика здесь представлена псефитовыми и псаммитовыми шлаковыми обломками характерной каплеобразной формы и хлоритизированным или глауконитизированным вулканическим стеклом [4]. В западном направлении рудоносные отложения по латерали сменяются опоковидными туфогенными глинами. Мощность отложений коньяк-сантон-кампана от 33 до 330 м.

Псефитовые и псаммитовые литокластические туфы и туффиты, распространенные в верхнемеловых и палеогеновых разрезах на востоке ЗСП, в районе г. Туруханск и г. Колпашев, являются сильно измененными бурыми породами, состоящими из обломков порфиритов (до 50–90 %), нередко миндалекаменного строения, и шлаковых обломков, с ореолом из окисленной пиритовой сыпи («железистая рубашка»). Вулканическое стекло (10–50 %) округлой, каплевидной и угловато-выпукло-вогнутой формы. Обломки туфов и туффитов хлоритизированы, глауконитизированы, ожелезнены, отчасти карбонатизированы, иногда окремнены,

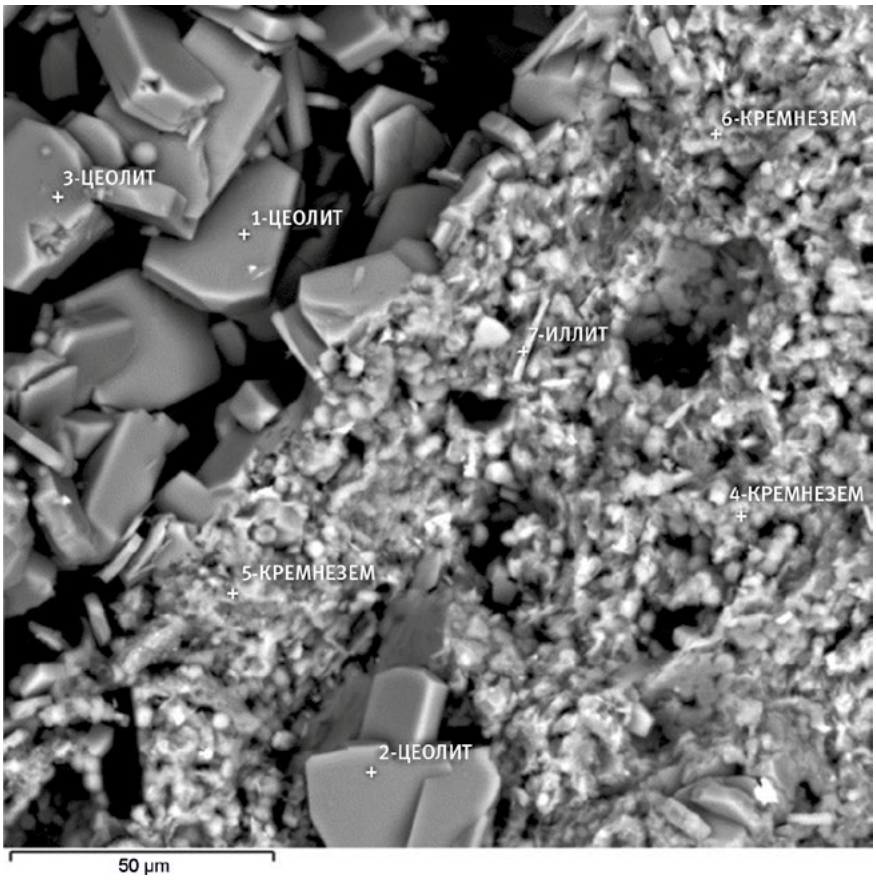


Рис. 5. Изображение РЭМ. Губкинское месторождение, скважина 1311, образец № 6707, пласт НБ3-4, глубина по бурению 826,48 м. Пластинчатые кристаллы (до 25 мкм) цеолитов в пустотном пространстве (трещине). Увеличение ×1 100 (И.Г. Павлуткин, 2024)

Fig. 5. SEM image. Gubkinskoye field, well 1311, plug № 6707, zone NB3-4, drilling depth 826,48 m. Lamellar crystals (up to 25 µm) of zeolites in the void space (fracture). Magnification ×1 100 (I.G. Pavlutkin, 2024)

часто служат ядрами железистых и лептохлоритовых оолитов, а также новообразований глауконита. В миндалинах эффузивов вместе с кальцитом встречаются цеолиты. Цемент в туфах и туффитах большей частью полиминеральный: хлорито-глинистый, глинисто-сидеритовый, железисто-хлоритовый и глинисто-опаловый [4].

Констатируется, что дальность миграции тончайшей вулканической пыли составляет до сотни тысяч километров, для тонкой пыли — тысячи километров, для вулканического песка — до сотни километров, для лапилли — несколько десятков километров и для глыб — несколько километров. При извержении вулкана Кракатау (1883 г.) тончайшая пыль на наибольших высотах распространилась по всему земному шару и в течение более пяти лет вызывала необычные атмосферные явления. Одна треть выброшенного этим извержением материала выпала на удалении 48 км от вулкана, примерно столько же осело на расстоянии 3 200 км, и оставшаяся часть (1/3 часть) в течение нескольких лет перемещалась в атмосфере [5].

Обломочные зерна пирокластического происхождения размером менее 2 мм относятся к вулканическим пеплам. Пепловый материал, в виде пепловых облаков и туч, может разноситься на большие расстояния и выпадать на обширной площади в сотни тысяч и даже первые миллионы км^2 (например, территория Западносибирской плиты). Результаты анализа многолетних наблюдений свидетельствуют, что пепловый материал (как в древних, так и в молодых отложениях) встречается на значительных площадях различных стратиграфических уровней [5]. Области активного проявления вулканизма существуют, как правило, длительное время (миллионы лет), и вполне возможно представить масштабы пепловых накоплений [14]. Кроме того, отмечено, что витрокластический и кристалло-витрокластический материал в большинстве случаев является производным кислой магмы.

Накопление вулканических пеплов, особенно тонкозернистых (с переносом на большие расстояния), связано с выпадением их из горячего облака пара (400–450 °С над жерлом). При охлаждении — выпадают растворенные вещества в виде частиц (с размером молекул). Частицы способны удерживаться в воздухе практически неограниченное время. По мере удаления от кратера (более длительное пребывание в облаке) из облака выпадают пеплы различного химического состава. Заметны изменения долей железа, магния, марганца, олова, ванадия и других элементов, которые увеличиваются по мере удаления от кратера. Это связано с сорбцией элементов на поверхностной плёнке (толщиной 10-4–10-6 см) каждой частицы пепла [6].

Далее, в процессе диагенеза продуктов разложения пеплов происходит образование и рост конкреций. При этом состав конкреций зависит от состава исходной магмы, который определяется типом вулканизма. Например, в туфогенных аргиллитах Кузнецкого прогиба часто встречаются глинисто-кремнистые конкреции с высоким содержанием пятиокиси фосфора (до 24 %). Повышенное содержание фосфора установлено также в туфогенных аргиллитах Тунгусской синеклизы. Количество фосфора в них обычно на несколько порядков больше, чем во вмещающих породах. Указанный факт объясняется тем, что пепловый материал привносит в осадок значительное количество различных элементов, сорбированных на поверхности частиц пепла. Именно фосфор лучше сорбируется на вулканическом стекле, поэтому повышенная фосфатность конкреций и тунгусских аргиллитов, очень вероятно, сформировалась за счет разложения вулканических пеплов» [5]. Таким образом, можно сделать вывод — резкое повышение долей рассеянных элементов в разрезе нередко является результатом значительного участия пеплопадов в осадконакоплении данных толщ.

Описанные выше проявления вулканогенных процессов в меловое время на территории Сибири имеют преимущественно базальтовую направленность. Их участие в осадконакоплении верхнего мела ЗСП, по всей видимости, «отвечает» за накопление стандартной «камуфлированной» пирокластики, в основном, смектитов, глауконита и цеолитов, в гораздо меньшей степени это относится к накоплению свободного кремнезема. Откуда же появились масштабные избытки аморфного кремнезема в коньяк-сантон-кампанское время (только в пласте НБ1 при содержании 80–90 % объем кремнезема составляет около 30–35 тыс. км^3)?

В завершение XX века было установлено, что среди продуктов выветривания вулканических стекол любого состава (от основного до кислого) присутствуют аллофан, галлуазит, каолинит и гиббсит. Однако только при разложении кислых стекол освобождается значительное количество не связанного кремнезёма, который проявляется, прежде всего, в виде «ОКТ-фазы» [5]. Другими словами, продукты гальмиролиза и диагенеза пеплов основного и кислого составов по вторичным минералам почти одинаковы, тем не менее среди продуктов изменения базальтовой кластики преобладают филлипсит и железистый монтмориллонит; а при изменении кислого стекла формируется клиноптилолит со щелочным монтмориллонитом и всегда отмечается избыток кремнезема, представленного «ОКТ-фазой» [5].

В начале XXI века П.Л. Тихомиров на основании результатов многолетнего анализа особенностей проявлений вулканических активизаций пришел к выводу о существовании отдельного класса вулканических процессов — кремнекислого [14]. По данным [14] в течение позднего мела активизации были подвержены три крупные провинции (для каждой общий объем изверженных пород составлял более 100 тыс. км^3) кремнекислого вулканизма — Охотско-Чукотская, Восточно-Сихотэ-Алинская и Юго-Восточно-Китайская. Временное ограничение формирования провинции (менее 50 млн. лет) и наличие толщи диатомитов в палеогене (люлинворская свита), позволяет сузить круг «претендентов» до Восточно-Сихотэ-Алинской провинции (сеноман-палеоценового возраста). Обнаруженные следы только тонкой пирокластики (обломки стекла и кварца в сотые доли мм) в разрезе мела ЗСП косвенно свидетельствует о значительной удалённости источников кремнекислых пеплов.

Итоги

В результате комплексных исследований по оценке перспектив в отношении газоносности верхнемеловой толщи (мощностью 300–400 м) глинисто-кремнистого состава Западной Сибири выявлено подавляющее преобладание специфической минеральной ассоциации ОКТ-фаза-смектиты/иллит-глауконит-цеолиты, соответствующей понятию «камуфлированная пирокластика», кроме того установлены следы вулканических пеплов, а также нередкие значения модуля Страхова более 25 единиц. Перечисленные признаки характеризуются относительно закономерным распространением в разрезе пелитоморфной толщи на площади порядка 2 млн. км^2. Дополнительно, данные анализа опубликованных материалов свидетельствуют о развитии в позднемеловое время гидротермально-вулканогенных процессов (базальтового типа) в пределах Западной Сибири и прилегающих территорий, а также об активизации Восточно-Сихотэ-Алинской провинции кремнекислого вулканизма.

Выводы

- Седиментация верхнего мела Западной Сибири характеризуется дефицитом терригенных осадков (конденсированное осадконакопление) и значительным вкладом вулканогенно-гидротермальных процессов («камуфлированная пирокластика», находки пепловых частиц, значения модуля Страхова более 25);
- В течение седиментации верхнего мела (над сеноманом) Западной Сибири в различных сочетаниях участвовали пеплы двух типов — базальтового (местные источники) и кремнекислого вулканизма (Восточно-Сихотэ-Алинской провинции);
- В коньяк-сантон-кампанское время преобладали кремнекислые пеплы (опоковидные глины), вплоть до формирования слабо глинистых опок (доля кремнезёма до 80–90 %);
- В кампан-маастрихтское время преобладали базальтовые, в верхней части щелочно-базальтовые (мергелистые глины ганькинского горизонта) пеплы;
- Основные перспективы связаны с опоками (в кровле нижнеберезовского горизонта) и глинистыми алевролитами (стратоны НБ3, ВБ1).

Литература

1. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Макет региональных стратиграфических схем верхнего мела Западной Сибири нового поколения // Материалы IX Всероссийского совещания 17–23 сентября 2018 г. НИУ «БелГУ». Белгород. ПОЛИТЕРРА. 2018. С. 21–24.
2. Агалаков С.Е., Новосёлова М.Ю. Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири // Известия ВУЗов. Нефть и газ. ТИУ. 2019. № 4. С. 10–23.
3. Агалаков С.Е. Геология и газоносность верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири: дисс. на соискание уч. ст. д.г.-м.н.: 25.00.12. Агалаков Сергей Евгеньевич. Тюмень. 2020. 221 с.
4. Ван А.В. Роль вулканизма в образовании мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западносибирской плиты. Магматизм, литология и вопросы рудоносности Сибири. Новосибирск: Зап.-Сиб. кн. изд-во. 1974. С. 52–61.
5. Ван А.В., Казанский Ю.П. Вулканокластический материал в осадках и осадочных породах. Новосибирск: Наука, 1985. 128 с.
6. Григорьев С.Н. Роль воды в образовании земной коры (Дренажная оболочка земной коры). М.: Недра, 1971. 263 с.
7. Зорина С.О., Афанасьева Н.И., Жабин А.В. Следы пирокластики в сантон-кампанских отложениях разреза «Вишневое» (Среднее Поволжье) //

Литосфера. 2012. № 3. С. 3–13.
8. Карих Т.М., Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Новые находки пирокластики в отложениях верхнего мела Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2020. № 4. С. 19–28.
9. Коссовская А.Г. Генетические типы цеолитов стратифицированных формаций // Литология и полезные ископаемые. 1975. № 2. С. 23–44.
10. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А., Новосёлова М.Ю., Карих Т.М., Глухов Т.В. Следы тектонического контроля осадконакопления в туроне Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10. С. 12–21.
11. Кудаманов А.И. Реконструкция формирования верхнего мела Западной Сибири (на примере турон-кампанских отложений) // Автореферат диссертации на соискание учёной степени доктора геолого-минералогических наук. М.: МГУ, 2024. 47 с.
12. Новосёлова М.Ю., Агалаков С.Е., Кудаманов А.И. Характеристика верхнемеловых флюидоупоров Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10. С. 35–46.
13. Страхов Н.М. Развитие литогенетических идей в России и СССР. М.: Наука, 1971. 622 с.
14. Тихомиров, П.Л. Меловой окраинно-континентальный магматизм Северо-Востока Азии и вопросы генезиса крупнейших фанерозойских провинций кремнекислого вулканизма: автореф. дис. доктора. геол.-минерал. наук: 25.00.01. Москва. 2018. 43 с.

ENGLISH

Results

Comprehensive studies assessing the gas potential of the Upper Cretaceous clay-siliceous sequence (300–400 m thick) in West Siberia revealed a predominant mineral association – the OCT phase (smectites/illite–glauconite–zeolites) corresponding to the concept of "camouflaged pyroclastics". Additionally, traces of volcanic ash were identified, along with frequent Strakhov module values exceeding 25 units. These features exhibit a relatively consistent distribution within the pelitomorphic sequence across an area of approximately 2 million square km. Furthermore, an analysis of published data indicates the occurrence of hydrothermal-volcanic processes (basaltic type) in West Siberia and adjacent regions during the Late Cretaceous, as well as the activation of the East Sikhote-Alin Province of silicic volcanism.

Conclusions

- Upper Cretaceous sedimentation in West Siberia is characterized by a deficit of terrigenous sediments (condensed sedimentation) and a significant contribution from volcanogenic-hydrothermal processes ("camouflaged pyroclastics" presence of ash particles, Strakhov module values of >25).
- During Upper Cretaceous sedimentation (above-Cenomanian) in West Siberia, ashes from two sources – basaltic (local sources) and silicic volcanism (East Sikhote-Alin Province) – were involved in various combinations.
- Silicic ashes (opoka-like clays) predominated during the Coniacian-Santonian-Campanian stages, leading to the formation of slightly clayey opokas (with silica content of up to 80–90 %).
- During Campanian-Maastrichtian time, basaltic ashes predominated, transitioning to alkalic-basaltic ashes in the upper part (marly clays of the Gankinsky Horizon);
- The primary prospects are associated with opokas (at the top of the Lower Berezovsky Horizon) and clayey siltstones (stratons NB3 and VB1).

References

1. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Model of new-generation regional stratigraphic schemes of the Upper Cretaceous of West Siberia. Proceedings of the IX All-Russian Conference, September 17–23, 2018, Belgorod State University, Belgorod, edited by E.Yu. Belgorod: POLITERRA, P. 21–24. (In Russ).
2. Agalakov S.E., Novoselova M.Yu. Gas content of the Upper Cenomanian deposits in Western Siberia. Oil and Gas Studies, 2019, issue 4, P. 10–23. (In Russ).
3. Agalakov S.E. Geology and gas potential of Upper Cretaceous post-Cenomanian deposits of West Siberia: Thesis for the degree of Doctor of Geological and Mineral Sciences: 25.00.12, Sergey E. Agalakov. Tyumen, 2020, 221 p. (In Russ).
4. Van A.V. The role of volcanism in the formation of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the West Siberian Plate. Magmatism, lithology, and issues of ore content in Siberia. Novosibirsk: West. Sib. publishing house, 1974, P. 52–61. (In Russ).
5. Van A.V., Kazansky Yu.P. Volcaniclastic material in sediments and sedimentary rocks. Novosibirsk: Nauka, 1985, 128 p. (In Russ).
6. Grigoriev S.N. The role of water in the formation of the Earth's crust (drainage shell of the Earth's crust). Moscow: Nedra, 1971, 263 p. (In Russ).
7. Zorina S.O., Afanasjeva N.I., Zhabin A.V. Traces of pyroclastics in Santonian-Campanian deposits ("Vishnevoje" section, the Middle Volga). Lithosphere, 2012, issue 3, P. 3–13. (In Russ).
8. Karikh T.M., Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. New finds of pyroclastics in the Upper Cretaceous deposits of West Siberia. Geology of Oil and Gas, 2020, issue 4, P. 19–28. (In Russ).
9. Kossovskaya A.G. Genetic types of zeolites of stratified formations. Lithology and mineral resources, 1975, issue 2, P. 23–44. (In Russ).
10. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A., Novoselova M.Yu., Karikh T.M., Glukhov T.V. Traces of tectonic control sedimentations accumulated during the turonian age in the Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 10, P. 12–21. (In Russ).
11. Kudamanov A.I. Reconstruction of the Upper Cretaceous formation of West Siberia (a case study of the Turonian-Campanian deposits). Abstract of a Thesis for the degree of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Moscow: Moscow State University. 2024, 47 p. (In Russ).
12. Novoselova M.Yu., Agalakov S.E., Kudamanov A.I. Characteristics of Upper Cretaceous seal rocks of West Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 10, P. 35–46. (In Russ).
13. Strakhov N.M. Development of lithogenetic ideas in Russia and the USSR. Moscow: Nauka, 1971, 622 p. (In Russ).
14. Tikhomirov P.L. Cretaceous continental margin magmatism of Northeast Asia and the genesis of the largest Phanerozoic provinces of silicic volcanism: Abstract of a Thesis for the degree of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences (25.00.01) Petr L. Tikhomirov. Moscow, 2018, 43 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ I INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Кудаманов Александр Иванович, д.г.-м.н., эксперт Управления ГРР-Север Западной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: aikudamanov@rn-gir.rosneft.ru

Kudamanov Alexander Ivanovich, doctor of geological and mineral sciences, expert, North of West Siberia geological exploration division, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aikudamanov@rn-gir.rosneft.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-31-38 УДК 553.98I Научная статья

Применение кластерного анализа для дифференциации алевро-песчаных коллекторов девона по петрофизическим параметрам (на примере месторождений Республики Башкортостан)

Нигматзянова А.М.[1], **Масагутов Р.Х.**[2], **Привалова О.Р.**[3], **Бурикова Т.В.**[1,5], **Хашпер Б.Л.**[4], **Комилов Д.У.**[1], **Шавалиев В.И.**[1]
[1]Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия; [2]ООО «Уфимский НТЦ», Уфа, Россия; [3]Независимый эксперт в области петрофизических и геофизических исследований, Уфа, Россия; [4]Авантис – IT-компания, Уфа, Россия; [5]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
nigmatzyanovaam@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В работе представлены результаты построения петрофизической модели алевро-песчаных коллекторов терригенного девона на основе комплексного анализа кернового материала по всему стратиграфическому диапазону тиманского, пашийского, муллинского, ардатовского и воробьевского горизонтов, сложенных кварцевыми песчаниками и алевролитами. Отложения койвенско-такатинской толщи, представленные полимиктовыми разностями, в анализ не включены. Несмотря на фациальную изменчивость (от русловых и дельтовых до баровых и пойменных), для вышеперечисленных горизонтов предложен унифицированный подход к оценке фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Ключевым методическим элементом моделирования является дифференциация пород по петрофизическим классам, реализуемая с использованием методов кластерного анализа.

Применение классификационных подходов для дифференциации коллекторов на петрофизические классы с помощью палеток Ханина или эмпирических зависимостей дает лишь региональное представление о разрезе.

Кластерный анализ, напротив, основываясь на статистических данных, позволяет выявлять группы пород, дифференцируя их по схожим свойствам. В результате представленной работы, используя набор керновых и геофизических данных для песчано-алевролитовых коллекторов девона были установлены три статистически обоснованных петрофизических класса. Полученные в результате кластерного анализа петроклассы пород различаются по гранулометрическому составу, содержанию глинистого материала и, соответственно, фильтрационно-емкостным свойствам. Количественные критерии классов коллекторов, полученные в результате кластерного анализа, подтверждены коэффициентом диффузионно-адсорбционной активности, с последующей апробацией на методах промыслово-геофизических исследований. Комплексный подход и независимые относительно друг друга способы выявления критериев дифференциации пород свидетельствуют о достоверности построенной модели.

Применение унифицированного подхода позволило повысить качество расчетов ФЕС для использования в таких проектах, как подсчет запасов углеводородов и проектирование разработки месторождений. Кластерный анализ показал свою эффективность как инструмента классификации, превосходящий традиционное использование палеток и номограмм для дифференциации песчано-алевролитовых пород. Более того, данный метод может быть применен при интерпретации геофизических исследований в многоскважинном варианте.

Для получения более детальной дифференциации коллекторов по петрофизическим классам необходимо включить в кластерный анализ дополнительные параметры (такие как карбонатность, тип цемента, сортировка зерен и другие). Разработанная методика отличается тем, что она может использоваться для других регионов и различных типов разреза, что делает ее универсальной как при геологическом, так и при петрофизическом моделировании.

Материалы и методы
Комплексный анализ керна и данных ГИС по терригенным отложениям девона с дифференциацией пород на петрофизические классы методом K-средних (KMeans) по Кп, Кпр, Кво и Сгл.

Ключевые слова
кластерный анализ, алевро-песчаный коллектора, терригенный девон, ФЕС, глинистость, размер зерен

Для цитирования
Нигматзянова А.М., Масагутов Р.Х., Привалова О.Р., Бурикова Т.В., Хашпер Б.Л., Комилов Д.У., Шавалиев В.И. Применение кластерного анализа для дифференциации алевро-песчаных коллекторов девона по петрофизическим параметрам (на примере месторождений Республики Башкортостан) // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 31–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-31-38

Поступила в редакцию: 17.09.2026

UDC 553.98 I Original Paper

Application of cluster analysis for the differentiation of Devonian silty-sandy reservoirs based on petrophysical parameters (as exemplified by oil fields in the Republic of Bashkortostan)

Nigmatzyanova A.M.[1], **Masagutov R.Kh.**[2,3], **Privalova O.R.**[4], **Burikova T.V.**[1,5], **Khashper B.L.**[5], **Komilov D.U.**[1], **Shavaliev V.I.**[1]
[1]Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia; [2]"Ufa Scientific and Technical Center" LLC, Ufa, Russia; [3]Independent expert in the field of petrophysical and geophysical research, Ufa, Russia; [4]Avantis – IT company, Ufa, Russia; [5]Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia
nigmatzyanovaam@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The paper presents the results of constructing a petrophysical model for the terrigenous Devonian reservoirs based on a comprehensive analysis of core material across the entire stratigraphic range. Given that the deposits were formed within a single sedimentary basin, a unified approach to the assessment of reservoir properties is proposed, applicable to all identified horizons. The key methodological element of the modelling is the differentiation of rocks into petrophysical classes, implemented using cluster analysis techniques.

Previously used methods for identifying petrophysical types – such as constructing Khanin's classification plots or empirical correlations – often yield regionally restricted results. Cluster analysis, in contrast, relies solely on the statistical properties of multivariate data, allowing objective and reproducible groupings to be revealed. In this study, based on a combined set of core and geophysical data, three statistically sound petrophysical classes have been established for the terrigenous Devonian deposits, which differ in grain-size composition, clay content, and reservoir properties. The quantitative boundaries of the classes are confirmed by independent measurements of diffusion-adsorption activity and have been validated against field geophysical data, demonstrating high consistency and practical significance of the constructed model.

The application of a unified classification has significantly improved the reliability of reservoir property calculations and created a robust foundation for hydrocarbon reserves estimation and field development planning within the study area. Cluster analysis has proven its effectiveness as a tool for objective classification, outperforming traditional univariate approaches, and can be recommended for large-scale interpretation of geophysical data.

For achieving more detailed differentiation of reservoirs by petrophysical classes, it is advisable to include additional petrophysical parameters in the analysis, as well as to perform model calibration against new core data. The developed methodology is universal – it is adaptable to other regions and rock types, making it a valuable tool in the geologist-petrophysicist's toolkit.

Materials and methods

Comprehensive analysis of core and well-log data from Devonian siliciclastic deposits, with rock differentiation into petrophysical classes using the K-means clustering method based on porosity, permeability, irreducible water saturation, and clay content.

Keysword

cluster analysis, terrigenous Devonian, petrophysical classes, reservoir properties (porosity and permeability), clay content, grain-size composition

For citation

Nigmatzyanova A.M., Masagutov R.Kh., Privalova O.R., Burikova T.V., Khashper B.L., Komilov D.U., Shavaliev V.I. Application of cluster analysis for the differentiation of Devonian silty-sandy reservoirs based on petrophysical parameters (as exemplified by oil fields in the Republic of Bashkortostan). Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 31–38. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-31-38

Received: 17.09.2026

Введение

Среди всех стратиграфических подразделений терригенного девона пашийский горизонт является наиболее детально изученным целевым объектом, что наглядно иллюстрируется рисунком 1.

Именно поэтому при построении петрофизической модели коллекторов терригенного девона (КТД) за основу был принят керновый материал преимущественно этого горизонта. Такой подход полностью оправдан, поскольку все КТД формировались в одинаковых по генезису литолого-фациальных условиях: в руслах и поймах дельтовых континентальных равнин, барах и косах переходных зон от суши к мелководным морским бассейнам в разновременных бассейнах седиментации. Это обеспечивало генетическое единство коллекторов и правомерность распространения установленных закономерностей на другие стратиграфические уровни терригенных коллекторов пашийского, мулинского, ардатовского горизонтов среднего девона и тиманского горизонта верхнего девона. Вместе с тем, высокая внутренняя неоднородность коллекторов диктует необходимость их обоснованной дифференциации по петрофизическим классам для повышения достоверности оценки ФЕС. Для решения данной задачи, помимо традиционного геологического изучения пород, был использован кластерный анализ.

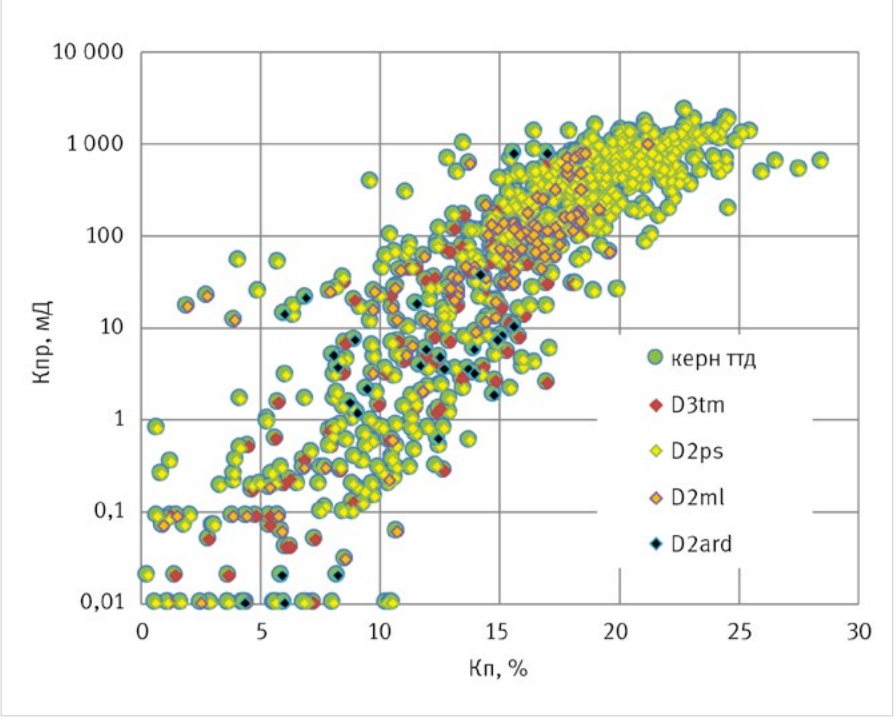


Рис. 1. Анализ пористости и проницаемости терригенного девона: дифференциация по литотипам и распределение по стратиграфическим горизонтам
Fig. 1. Analysis of porosity and permeability of the Devonian siliciclastic succession: differentiation by lithotype and distribution across stratigraphic horizons

Изучение взаимосвязи ФЕС и условий формирования КТД

Первым этапом исследования стало детальное исследование литолого-петрографического состава и ФЕС керна, изучение лабораторными и геофизическими методами характеристик пашийского и других горизонтов терригенного девона. Проведенный послойный анализ, включающий выделение литотипов и выявление их последовательности в разрезе, позволил создать литолого-фациальную модель отложений для каждого цикла осадконакопления. В результате литологической типизации все коллекторы были разделены на две основные группы — песчаники и алевролиты. Разделение пород проходило по комплексу структурных (размер зерен, степень сортировки, округлость) и текстурных (тип слоистости, характер цементации) признаков. Аргиллиты, известняки и угли, являющиеся неколлекторами, в анализе не участвовали.

Анализ коллекторов пашийского горизонта показал, что самыми высокими ФЕС обладают косослоистые песчаники, проницаемость которых изменяется в диапазоне от 100 до 3 000 мД, при этом остаточная водонасыщенность не достигает 10 %. Волнистослоистые песчаники характеризуются более низким диапазоном проницаемости (100–1 000 мД), что связано с меньшей степенью сортировки и наличием тонких алевритовых прослоев. Образцы из пород с горизонтальной текстурой имеют широкий разброс значений проницаемости (от 10 до 1 000 мД), что говорит об неоднородности данного литологического типа. Песчаники с линзовидно-волнистослоистой, мульдообразной и массивной текстурой также имеют широкий диапазон значений по проницаемости (30–1 000 мД) и, соответственно, остаточной водонасыщенности (5–85 %). В результате проведенного литолого-петрофизического анализа установлено, что фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, представленных алевролитами, в целом существенно ниже, чем у песчаников, что подтверждает определяющую роль размера зерен как диагностирующего признака при дифференциации свойств коллекторов терригенного девона.

Литолого-фациальный анализ отложений рассматриваемых горизонтов терригенного девона позволил выделить четыре генетические группы образования коллекторов — это фации устьевых баров, фации распределительных дельтовых каналов, фации речного русла и фации песков пойменных разливов. Каждая выделенная фациальная группа коллекторов формировалась в различных гидродинамических условиях. Этот фактор и лег в основу различий в гранулометрии, сортировке и степени глинизации пород. Распределение пористости и проницаемости по различным группам фаций показано на рисунке 2а. Отмечена четкая закономерность: наилучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники дельтовых каналов, речных русел и проксимальных частей баров. В этих гидродинамических условиях накапливались хорошо отсортированные средне- и мелкозернистые песчаники с глинистостью до 5 %. Наихудшими коллекторскими свойствами характеризуются дистальные части баров, сложенные тонкозернистыми глинистыми

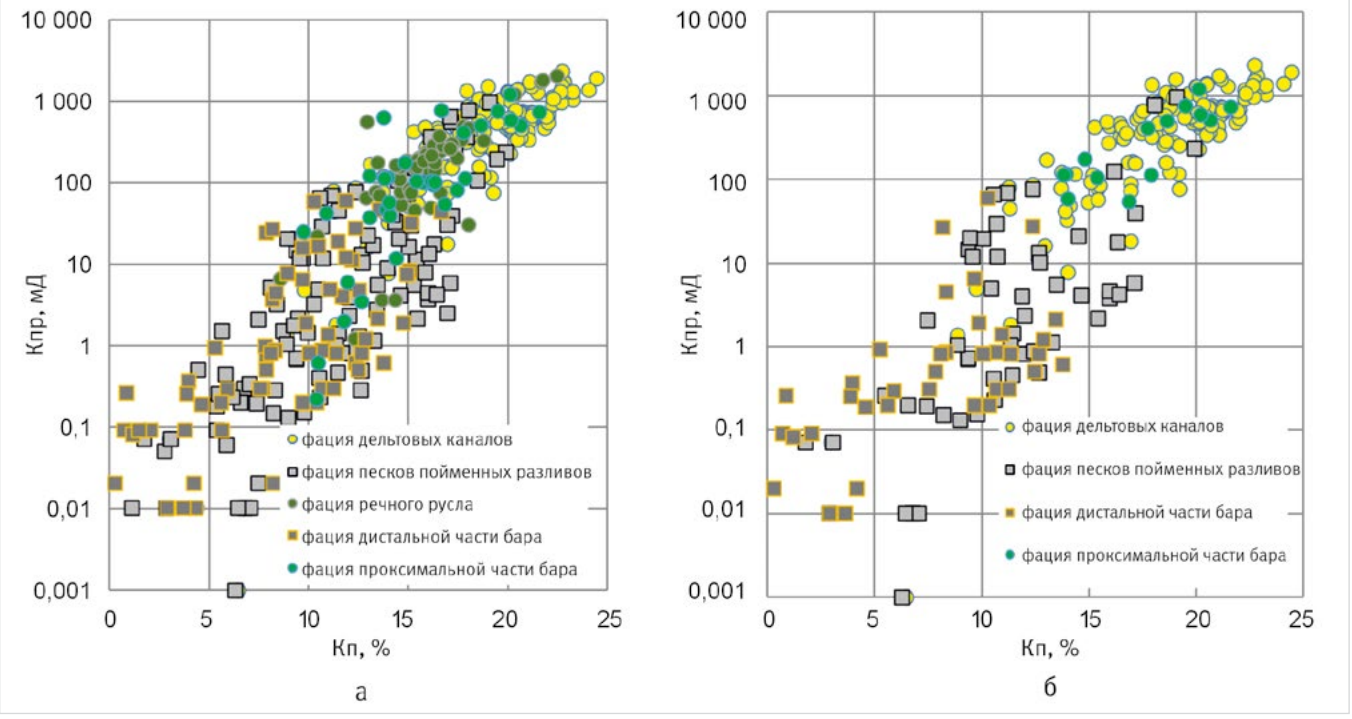


Рис. 2. Распределение коллекторских свойств в зависимости от фациальных условий образования КТД: для всех рассматриваемых горизонтов терригенного девона (а), в отдельно рассмотренном пашийском горизонте (б)
Fig. 2. Distribution of reservoir properties as a function of the depositional facies of the Devonian siliciclastic sequence: for all the Devonian siliciclastic horizons under consideration (а), and for the Pashiy horizon considered separately (б)

Табл. 1. Характеристика выделенных литотипов по зернистости и глинистости терригенных отложений девонского возраста
Tab. 1. Characterization of identified lithotypes based on grain size and clay content in Devonian siliciclastic deposits

Дельтовый канал	Пойма	Проксимальная зона	Дистальная зона	Продельта	Низкодин. сублитораль	Литотип	Глинистость			ФЕС			Петрофизический класс коллектора			
							сред	мин	макс	Кп	Кпр	Кво				
+	+	+				Песчаник кр-ср/з	1,8	1,3	2,2	14	1600	5	1			
+	+	+				Песчаник м-ср/з	3,1	1,2	4	17,5	1200	7				
+	+	+				Песчаник ср-м/з	2	0	6,4	18	906	9				
+	+	+				Песчаник ср-м/з, алевритистый	3	0,7	9	18	717	12				
+	+	+				Песчаник м/з, алевритистый	3,8	0,1	9	18	618	13				
+	+	+				Песчаник м/з, алевритовый, сл.глинистый	4,2	3,5	9	12	127	20		2		
+	+	+				Алевролит м-кр/з, песчаный	6,5	1,6	20,6	14	123	18				
	+		+			Песчаник м/з, алевритовый, глинистый	12	14	26	12	14	34			3	
	+		+			Алевролит м-кр/з, глинистый, сл.карбонатистый	22	10	47	9	12	50				
					+	Аргиллит	52	30	74							неколлектор
				+		Карбонатная порода										

разностями, часто переходящими в аргиллиты. Промежуточное положение между ними занимают пески пойменных разливов, которые представлены преимущественно мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с повышенной глинистостью. В дистальной части баров преобладают глинистые песчаники и алевролиты, в большинстве своем являющиеся неколлекторами. Фация песков пойменных разливов сложена в основном мелкозернистыми глинистыми песчаниками, меньшую долю составляют мелкозернистые глинистые алевролиты и совсем незначительную — средне-мелкозернистые неглинистые песчаники. В отдельно рассмотренном пашийском горизонте эта закономерность полностью сохраняется (рис. 2б).

Дифференциация коллекторов терригенного девона по результатам гранулометрического анализа

Поскольку гранулометрический состав пород лежит в основе разных по своей сути типах классификаций терригенных пород — генетических и петрофизических, то его анализ позволил объединить результаты литофациального и петрофизического моделирования. Выявленная в результате этого анализа закономерность роста содержания глинистого материала с уменьшением зернистости терригенных пород позволила обосновать применение коэффициента глинистости как полноценного критерия при дифференциации терригенных отложений девона (табл. 1).

Эта зависимость проявляется на всех изученных образцах независимо от их стратиграфической принадлежности, что свидетельствует об универсальности данного правила для терригенных отложений девона. Физически это объясняется тем, что тонкозернистые фракции накапливаются совместно с алевритовым материалом в низкоэнергетических обстановках, а глинистые минералы часто выполняют роль цемента, заполняющего межзерновое пространство в песчаниках. Таким образом, гранулометрический состав является первичным фактором, контролирующим не только пористость и проницаемость, но и содержание глинистой фракции.

Для систематизации наблюдений между размером обломочных зерен, степенью сортировки и фильтрационно-емкостными характеристиками и установления количественных связей была использована классификация А.А. Ханина [1]. Согласно этой классификации, крупно- и среднезернистые песчаники с хорошей сортировкой обладают крупными поровыми каналами и, как следствие, высокой проницаемостью при умеренных значениях эффективной пористости, поскольку пустотное пространство представлено относительно небольшим числом крупных пор. Мелкозернистые песчаники и алевролиты имеют высокую общую пористость за счет огромного количества мелких пор, однако эти поры часто изолированы или соединены узкими каналами, что создаёт значительное фильтрационное сопротивление и приводит к низкой проницаемости. В узком диапазоне, где линии различных пород на палетке сближаются, алевролиты могут демонстрировать сопоставимую с песчаниками проницаемость при более высокой пористости – это наблюдается в случаях исключительно хорошей сортировки и чистоты алевритового материала.

Физическое обоснование этих закономерностей дает уравнение Козени-Кармана

Уравнение Козени-Кармана наглядно показывает эту зависимость поклассической простой формуле:

$$k = \frac{\varphi^3}{C \times S^2},$$

где k — абсолютная проницаемость (обычно в м² или мД), φ — пористость (безразмерная величина, доли единицы), S — удельная поверхность на единицу объема скелета породы (м²/м³). Это общая площадь поверхности всех зёрен и пор в единице объема, C — постоянная Козени, безразмерный коэффициент, зависящий от структуры порового пространства и формы каналов. Обычно находится в диапазоне от 2 до 5. Для сферических частиц со случайной упаковкой чаще всего берут $C \approx 5$, τ — коэффициент извилистости.

Из этого соотношения следует, что проницаемость пропорциональна кубу пористости, но при этом обратно пропорциональна квадрату удельной поверхности. Это означает, что уменьшение размера зёрен резко увеличивает сопротивление, и проницаемость падает. Следовательно, мелкозернистые алевролиты, даже при высокой пористости, имеют низкую проницаемость. Уравнение Козени-Кармана служит физической моделью, объясняющей, почему размер частиц является определяющим фактором контроля фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов.

Таким образом, классификация Ханина и уравнение Козени-Кармана задают физические рамки для типизации, но не дают четких границ между ними.

Методология построения петрофизической модели, базирующаяся на комплексном анализе кернового материала, была подробно описана в статье [2]. В рамках настоящего исследования для уточнения критериев дифференциации горных пород на однородные

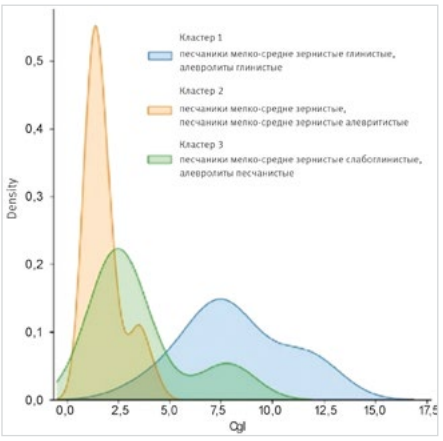


Рис. 3. Плотность распределения глинистости по кластерам
Fig. 3. Distribution density of clay content across clusters

петрофизические группы был дополнительно применен метод кластерного анализа. Сопоставление результатов показало высокую сходимость: критерии выделения петроклассов по керну, полученные с помощью кластеризации, полностью коррелируют с данными, установленными ранее традиционным способом. Это подтверждает обоснованность выбранной классификации и повышает достоверность петрофизической модели.

Кластеризация КТД

В отличие от традиционных подходов, основанных на экспертных оценках или одномерных классификациях, кластеризация позволяет одновременно учитывать несколько петрофизических параметров и выявлять естественные группировки в многомерном пространстве признаков. В данной работе исходная выборка включала образцы различных литотипов: песчаники мелко-среднезернистые, песчаники мелко-среднезернистые алевритистые, алевролиты песчанистые, песчаники мелко-среднезернистые алевритовые, песчаники мелко-среднезернистые слабоглинистые и глинистые, алевролиты глинистые. По каждому образцу в анализе принимали участие следующие параметры: коэффициент пористости (Кп), коэффициент проницаемости (Кпр), коэффициент остаточной водонасыщенности (Кво) и коэффициент глинистости (Сгл).

В качестве метода кластеризации был выбран метод K-средних (KMeans), который широко применяется в геологии благодаря своей вычислительной эффективности и простоте интерпретации. Признаки предварительно

Табл. 2. Метрики качества кластеризации при различном числе кластеров
Tab. 2. Clustering quality metrics for varying numbers of clusters

k	Инерция	Силуэт	CH	DB
2	82,45	0,528	68,4	0,757
3	50,39	0,489	69,8	0,811
4	38,76	0,483	63,8	0,764
5	30,60	0,516	62,3	0,807
6	23,93	0,396	64,7	0,887

CH — индекс Калински–Харабаса; DB — индекс Дэвиса–Болдина.

Табл. 3 Характеристика выделенных кластеров по содержанию глинистости и литологическому составу
Tab. 3. Characteristics of the identified clusters in terms of clay content and lithological composition

	Кластер 1	Кластер 2	Кластер 3
Диапазон изменения параметров	2,5–16 %	0–5	0–11
Пиковые точки	7,5	2	2,5 и 7,5
Литологическая принадлежность	песчаники мелко-средне зернистые глинистые, алевролиты глинистые.	песчаники мелко-средне зернистые, песчаники мелко-средне зернистые алевритистые	песчаники мелко-средне зернистые слабоглинистые, алевролиты песчанистые

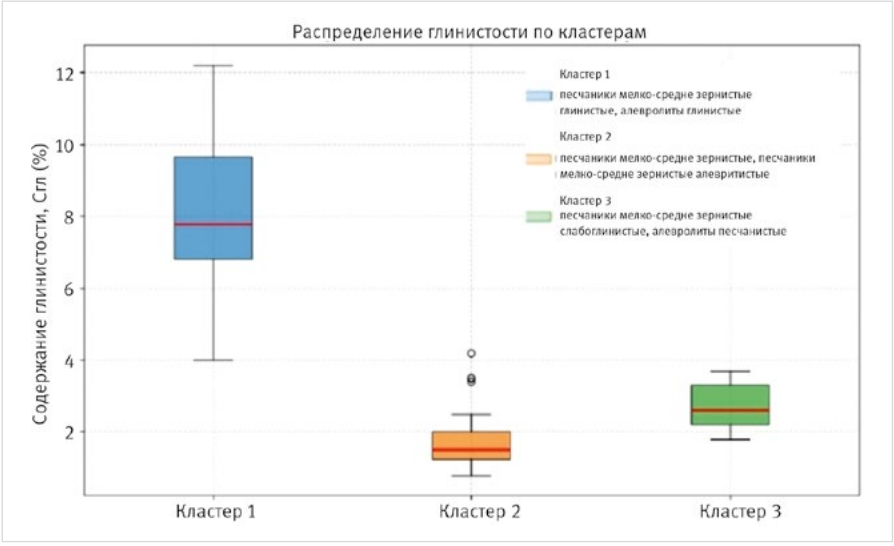


Рис. 4. Боксплот распределения глинистости по кластерам
Fig. 4. Box plot of clay content distribution by cluster

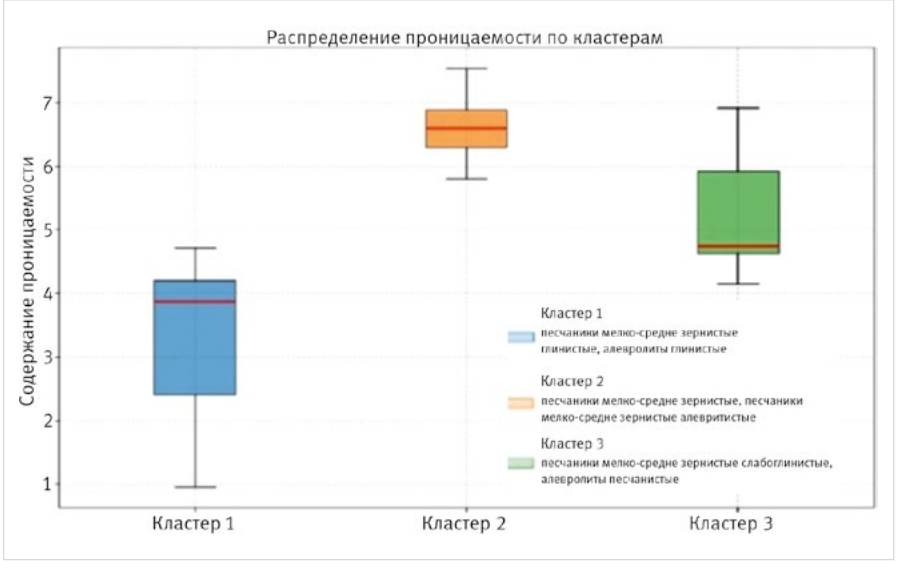


Рис. 5. Боксплот распределения проницаемости по кластерам
Fig. 5. Box plot of permeability distribution by cluster

нормированы z-score (StandardScaler). Дополнительное взвешивание глинистости не применялось: умножение признака на постоянный коэффициент до z-нормализации не изменяет нормированные значения и, следовательно, результат кластеризации. Выбор оптимального количества кластеров выполнялся по методу «локтя» (Elbow method).

Каждый признак Кп, ln(Кпр), Кво и Сгл нормирован z-score (StandardScaler). Пропущенные и некорректные значения удалены; итоговый объем выборки составил N = 50 образцов. Специальная фильтрация выбросов не проводилась: проверка устойчивости к усечению по диапазону1–99перцентилей(удалено5наблюдений) дала значение скорректированного индекса Рэнда (Adjusted Rand Index, ARI) = 1,000; проверка по правилу 1,5 межквартильного размаха (interquartile range, IQR; удалено 7 наблюдений) дала ARI = 0,785. Кластеризация выполнена алгоритмом K-средних (KMeans, scikit-learn) с параметрами k = 3, random_state = 42, n_init = 20.

Для k = 2…6 рассчитаны внутрикластерная инерция, коэффициент силуэта, индекс Калински–Харабаса и индекс Дэвиса–Болдина (табл. 2). Максимум индекса Калински–Харабаса достигается при k = 3 (69,8); кривая инерции имеет перелом в точке k = 3 (снижение с 82,45 при k = 2 до 50,39 при k = 3 и до 38,76 при k = 4). Силуэт при k = 3 (0,489) лишь немного ниже, чем при k = 2 (0,528), однако k = 2 объединяет петрофизически разнородные породы: один из двух кластеров включает все 12 образцов кластера 1 и 7 из 11 образцов кластера 3 (нумерация при k = 3), различающихся по пористости и проницаемости. При k = 5 коэффициент силуэта несколько выше (0,516), однако индекс Калински–Харабаса ниже (62,3), а отдельные кластеры содержат всего 3–6 образцов, что снижает устойчивость и геологическую интерпретируемость. Устойчивость разбиения подтверждена бутстрапом (B = 1000 подвыборок): средний ARI = 0,889 (стандартное отклонение SD = 0,124; медиана 0,923), в 83 % прогонов ARI › 0,8. В итоге, для количества кластеров выбрано число 3, которое обеспечивает баланс между сложностью модели и качеством кластеризации [3, 4].

Для оценки взаимосвязей между параметрами применен линейный регрессионный анализ с двумя моделями: предсказание ln(Кпр) на основе пористости и глинистости, предсказание Кво на основе пористости и глинистости [5].

Таким образом, суть метода заключается в том, что по алгоритму объекты перераспределяются между кластерами так, чтобы суммарное квадратичное отклонение от центров кластеров было минимально. Проверка устойчивости кластеров проводилась методом перекрёстной валидации и показало, что отнесение образцов к кластерам воспроизводится с точностью более 90 %, что свидетельствует о статистической надежности полученной структуры.

Анализ плотности распределения глинистости по трем выделенным кластерам позволил содержательно интерпретировать каждую группу (табл. 3).

Кластер 1 (обозначен синим цветом) объединяет песчаники мелко-среднезернистые глинистые и алевролиты глинистые. Диапазон значений глинистости для этого кластера простирается от 2 до 15,5 %, при этом пиковая плотность приходится на 7,5 % (рис. 4). Это означает, что большинство образцов данного кластера имеют глинистость около 7–8 %, но встречаются как менее глинистые (до 2 %), так и значительно более глинистые разности (до 15 %). Кластер 2 (оранжевый цвет) включает песчаники мелко-среднезернистые и песчаники мелко-среднезернистые алевритистые. Его диапазон глинистости составляет от 0 до 5 %, а пик плотности приходится на 2 %. Этот кластер объединяет образцы с минимальным содержанием

Табл. 4. Характеристика выделенных кластеров (N — число образцов; среднее ± стандартное отклонение)
Tab. 4. Characteristics of the identified clusters (N — number of samples; mean ± standard deviation)

Кластер	N	Кп, %	ln(Кпр)	Кво, %	Сгл, %
1	12	15,19 ± 1,74	3,38 ± 1,28	18,62 ± 6,03	8,12 ± 2,43
2	27	20,80 ± 2,04	6,60 ± 0,41	4,07 ± 1,62	1,81 ± 0,89
3	11	13,66 ± 1,23	5,21 ± 0,94	6,74 ± 2,23	3,48 ± 2,20

Табл. 5. Показатели качества регрессионных моделей
Tab. 5. Quality metrics for regression models

Модель	R^2	Скорр. R^2	RMSE	MAE	F (p)
ln(Кпр) ~ Кп + Сгл	0,820	0,812	0,654	0,500	107,0 (‹ 0,001)
Кво ~ Кп + Сгл	0,629	0,613	4,137	2,903	39,8 (‹ 0,001)

Примечание. R^2 — коэффициент детерминации; Скорр. R^2 — скорректированный коэффициент детерминации; RMSE — среднеквадратичная ошибка; MAE — средняя абсолютная ошибка; F — F-критерий Фишера; p — уровень значимости.

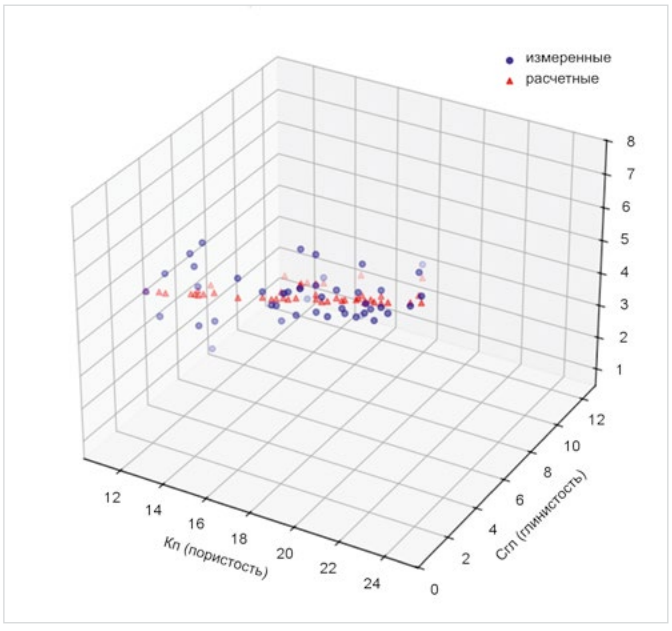


Рис. 6. Сравнение измеренных и расчетных значений ln(Кпр) по пористости и глинистости
Fig. 6. Comparison of measured and calculated ln(Kpr) values based on porosity and clay content

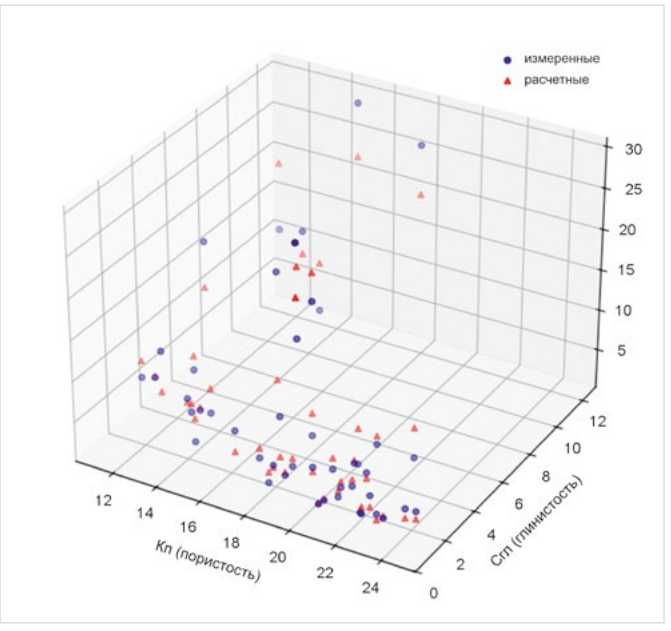


Рис. 7. Сравнение измеренных и расчетных значений остаточной водонасыщенности по пористости и глинистости
Fig. 7. Comparison of measured and calculated values of residual water saturation based on porosity and clay content

глинистого материала, т.е. чистые песчаники или алевритистые песчаники с незначительной примесью пелитовой фракции. Кластер 3 (зелёный цвет) представлен песчаниками мелко-среднезернистыми слабоглинистыми и алевролитами песчанистыми. Диапазон глинистости здесь от 0 до 11 %, а распределение имеет два пика — при 2,5 и 7,5 %. Это указывает на неоднородность третьего кластера, который, по-видимому, включает переходные разности между чистыми песчаниками и глинистыми алевролитами.

Боксплоты (диаграммы размаха) для пористости и проницаемости показали, что кластер 1 имеет наименьшую медианную пористость (около 10–12 %) и минимальную проницаемость (десятки мД), кластер 2 — максимальные значения (пористость до 18 %, проницаемость сотни–тысячи мД), а кластер 4 занимает промежуточное положение с широким разбросом (рис. 5). Это подтверждает, что кластерный анализ выделил группы, объективно различающиеся по всем ключевым петрофизическим показателям.

Характеристика выделенных кластеров приведена в таблице 4. Различия между кластерами по всем признакам статистически значимы (критерий Краскела–Уоллиса: Кп — H = 37,38; ln(Кпр) — H = 33,29; Кво — H = 33,64; Сгл — H = 31,37; $p < 0{,}001$).

Построенные регрессионные модели показали хорошую способность прогнозирования параметров. На рисунках 6 и 7 сопоставлены измеренные и построенные линейной регрессией значения логарифма проницаемости ln(Кпр) и остаточной водонасыщенности Кво; предикторами в обеих моделях служили пористость Кп и глинистость Сгл. Видна хорошая сходимость данных, что подтверждает адекватность моделей.

Количественные показатели качества моделей приведены в таблице 5. Модель ln(Кпр) ~ Кп + Сгл объясняет 82 % дисперсии ($R^2 = 0{,}820$; $F = 107{,}0$; $p < 0{,}001$), модель Кво ~ Кп + Сгл — 63 % ($R^2 = 0{,}629$; $F = 39{,}8$; $p < 0{,}001$). Уравнения моделей: $\ln(Кпр) = 3{,}648 + 0{,}171 \cdot Кп - 0{,}322 \cdot Сгл$; $Кво = 6{,}960 - 0{,}262 \cdot Кп + 1{,}593 \cdot Сгл$. В модели для Кво коэффициент при Кп статистически незначим ($p = 0{,}171$), что указывает на доминирующий вклад глинистости.

Результаты кластеризации подтверждают существование тесной связи между глинистостью и типом породы, что проявляется в общей дифференциации выборки. Первый кластер хорошо разделяется по глинистости от второго, поскольку их диапазоны практически не пересекаются. Однако проведенный анализ показывает нам также наличие значительной зоны перекрытия между вторым и третьим и между первым и третьим кластерами. Этот факт свидетельствует о том, что глинистость не является единственным дифференцирующим параметром. Следовательно, для более точного разделения необходимо привлечение дополнительных геологических параметров, таких как: содержание песчаной и алевритовой фракций, сортировка и тип цемента.

Для оценки достоверности выделенных кластеров был привлечён независимый петрофизический параметр — диффузионно-адсорбционная активность (Ада), которая имеет связь с содержанием глинистых минералов [3]. Этот параметр измеряется на керне и несет информацию о содержании тонкодисперсных глинистых частиц с большой удельной поверхностью, отражающих обменную ёмкость породы.

Распределение между параметрами диффузионно-адсорбционной активности и массовым содержанием глинистости показало, что породы первого кластера с высоким содержанием глинистости(массовое содержание глинистости более 8 %) характеризуются значительным увеличением параметра Ада (от 3 до 8), тогда как для второго и третьего кластеров изменения параметра Ада менее выражены (от 0 до 3), что связано в большей степени с влиянием гранулометрического состава пород на изменение фильтрационно-емкостных свойств, а не глинистости (рис. 8).

Таким образом, кросс-плот между параметрами Ада от массовой глинистости позволил выделить три группы коллекторов с различными фильтрационно-емкостными свойствами:первая группа коллекторов характеризуется изменением Сгл от 0 до 5 %, при этом значения Ада не превышают 2,5 мВ. Во второй группе глинистость коллекторов изменяется от 5 до 8 %,а параметр Ада увеличивается от 2 до 4 мВ. В третью группу коллекторов распределились образцы с глинистостью от 7,8 до 14 %, в данной выборке наблюдаются самые высокие значения параметра Ада (2–8 мВ). Выделенные группы хорошо согласуются с границами, полученными в результате кластерного анализа, что подтверждает петрофизическую обоснованность полученных граничных значений глинистости (5 и 8 %). Более того, привлечение промыслово-геофизической информации по работающим интервалам в разрезе терригенной толщи девона показал, что алевро-песчаные породы при массовой глинистости более 11,5 % теряют свои коллекторские свойства.

Таким образом, кластерный анализ, дополненный привлечением независимого петрофизического параметра Ада, позволил установить не только статистически значимые, но и физически обоснованные критерии дифференциации. В итоге алевро-песчаные породы терригенного девона были разделены на три петрофизических класса.

Класс I (чистые и слабоалевритистые песчаники) — массовая глинистость менее 5 %. Главным классификационным признаком является размерность зерен, которая определяет структуру порового пространства и, соответственно, высокую проницаемость (100–10 000 мД) при коэффициенте пористости 14–18 %. Глинистость при этом играет подчинённую роль. Породы этого класса являются основными объектами промышленной эксплуатации.

Класс II (песчаники алевритовые, слабоглинистые песчаники) с диапазоном изменения глинистости от 5 до 8 %. В данной

группе пород зернистость и глинистость одновременно оказывают влияние на фильтрационно-емкостные свойства. Проницаемость варьирует от 10 до 100 мД, пористость обычно 12–16 %.

Класс III (глинистые песчаники и глинистые алевролиты) — глинистость изменяется от 8 до 11,5 %. В этих условиях фильтрационные свойства контролируются микропоровым пространством глинистой матрицы, зернистость коллекторов оказывает подчиненное влияние. Проницаемость обычно не превышает 10 мД.

Заключительным этапом стала проверка разработанной петрофизической модели на обширном массиве данных геофизических исследований скважин, включающем 141 скважину по 50 месторождениям. В распоряжении имелся полный комплекс ГИС: стандартный каротаж сопротивлений, гамма-каротаж (ГК), нейтронный каротаж (НК), плотностной и акустический каротаж. Для каждого петрофизического класса были построены распределения объёмной глинистости (Кгл), рассчитанной по данным ГК и НК с использованием стандартных петрофизических связей, а также пористости по плотностному или акустическому каротажу. Анализ распределений показал, что дифференциация классов по коэффициенту глинистости (рассчитанному по методам ГИС) соответствует выделенным петрофизическим классам по керну (сопоставимость составила 89%).

Граничные значения объемной глинистости, пересчитанные из массовых, составили: для класса I — менее 0,04 д.ед., для класса II — 0,04–0,07, для класса III — 0,07–0,105 при граничных значениях пористости более 8 %, более 9 % и более 12 % соответственно. Распределение других геофизических параметров, таких как: плотность, акустическое время показали значительную зону перекрытия между классами и не могут быть критериями для разделения песчано-алевролитовых пород терригенного девона

Таким образом, предложенный алгоритм дифференциации отложений терригенного девона позволяет каждому интервалу коллектора присваивать одно из трёх петрофизических классов. Увеличение содержания глинистой фракции, при одновременном уменьшении размера зерен пород, позволяет использовать данный критерий для более уверенной дифференциации отложений стандартным комплексом методов ГИС, причем не только в однoскважинном, но и в многоскважинном режиме.

Заключение

1. Традиционные подходы к классификации коллекторов с привлечением палеток Ханина или использование региональных зависимостей не приводят геофизических критериев их применимости. Кластерный анализ, в комплексе с петрофизическим моделированием, позволил разделить группы пород на основе коэффициента глинистости
2. Получено три статистически обоснованных класса, различающихся по гранулометрическому составу и содержанию глинистого материала. В результате петрофизического моделирования с привлечением данных кластерного анализа получены количественные значения для разделения коллекторов на петрофизические классы- массовая глинистость менее 5 %, 5–8 %, 8–11,5 %.
3. Метод кластерного анализа показал свою эффективность как инструмент объективной классификации и может быть рекомендован для массовой интерпретации методов ГИС в рамках различных проектов. Более того, предложенный подход может быть реализован и для других регионов и типов пород, что делает его универсальным инструментом как при геологическом, так и при петрофизическом моделировании.

При необходимости более детальной дифференциации коллекторов по петрофизическим классам рекомендуется использовать в анализе дополнительные петрофизические параметры. Привлечение в анализ таких параметров как карбонатность, тип цемента, сортировка зерен, а также проведение периодической калибровки модели по новым керновым данным позволяет повысить качество петрофизической модели и минимизировать погрешность оценок коллекторских свойств пород-коллекторов.

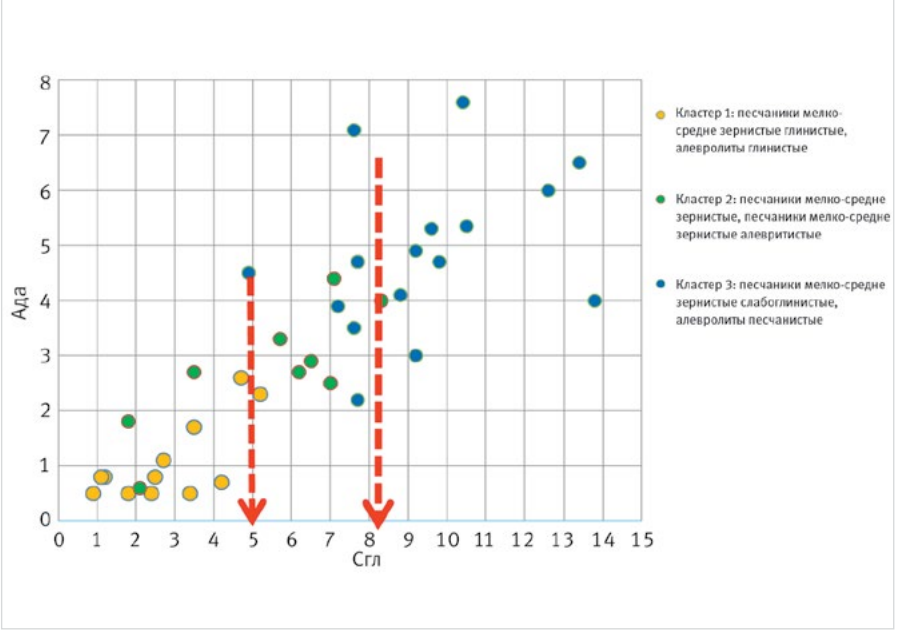


Рис. 8. Зависимость массовой глинистости от диффузионно-адсорбционного потенциала согласно выделенных по ФЕС кластеров
Fig. 8. Relationship between mass clay content and diffusion-adsorption potential, based on clusters identified according to petrophysical properties

Итоги

- Разработана унифицированная петрофизическая модель для алевро-песчаных коллекторов терригенного девона на основе комплексного анализа керна и данных ГИС.
- Обосновано применение кластерного анализа (метод K-средних), который позволил выделить три статистически обоснованных петрофизических класса пород, различающихся по гранулометрии, глинистости и фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС).
- Установлены количественные границы массовой глинистости для дифференциации коллекторов: I класс менее 5 % (чистые песчаники, максимальная проницаемость); II класс 5–8 % (алевритовые и слабоглинистые песчаники, средние ФЕС); III класс 8–11,5 % (глинистые разности, низкие ФЕС).
- Границы классов подтверждены независимым параметром — диффузионно-адсорбционной активностью (Ада), а также сопоставлены с данными ГИС по 141 скважине 50 месторождений (сходимость составила 89 %).

Выводы

- Кластерный анализ показал свою высокую эффективность как инструмент объективной классификации. В отличие от традиционных палеток Ханина и эмпирических зависимостей (дающих лишь региональное представление), многомерная статистическая кластеризация позволяет выявлять естественные группировки пород и может успешно применяться при массовой интерпретации ГИС в многоскважинном режиме.
- Применение предложенного подхода позволяет повысить достоверность расчетов ФЕС, что создает надежную базу для подсчета запасов углеводородов и проектирования разработки месторождений.
- Разработанная методика является универсальной и может быть адаптирована для других регионов и типов разреза. Для получения еще более детальной дифференциации в будущем в кластерный анализ рекомендуется включить дополнительные параметры (карбонатность, тип цемента, сортировка зерен) и проводить периодическую калибровку модели по новым керновым данным.

Литература

1. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М.: Недра, 1969. 368 с.
2. Нигматзянова А.М., Губайдуллина А.А., Бурикова Т.В. и др. Классификация коллекторов по петрофизическим параметрам отложений терригенной толщи девона платформенной части Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2018. № 4. С. 22–25.
3. Вендельштейн Б.Ю. Исследование

разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов. М.: Недра, 1966, 206 с.
4. Назаров Т.Р. Метод кластеризации K-means: недостатки и основные модификации EURASIASCIENCE. М.: ООО «Актуальность.РФ», 2025. С. 80–81.
5. Паксашвили С.А. Тестирование алгоритма кластеризации K-means в решении задачи кластеризации финансовых операций // СНК-2022. Материалы LXXII открытой международной студенческой научной конференции Московского Политеха. Москва. 2022. С. 347–353.
6. Шабалина Е.В., Юсько М.Н. Применение кластеризации для объединения пластов в эксплуатационные объекты // XIII Конгресс молодых ученых. Санкт-Петербург, 2024. С. 512–524

ENGLISH

Results

- A unified petrophysical model has been developed for the silty-sandy reservoirs of the terrigenous Devonian (Timanian, Pashiyan, Mullinian, Ardatovian, and Vorobyevian horizons) based on a comprehensive analysis of core and well logging data.
- The application of cluster analysis (K-means method) has been substantiated, which allowed for the identification of three statistically sound petrophysical classes of rocks differing in grain-size composition, clay content, and reservoir properties (porosity and permeability).
- Quantitative boundaries for mass clay content have been established to differentiate the reservoirs: Class I — less than 5 % (clean sandstones, maximum permeability); Class II – 5–8 % (silty and slightly clayey sandstones, average reservoir properties); Class III – 8–11,5 % (clayey varieties, low reservoir properties).
- The model was verified. The class boundaries were confirmed by an independent parameter — diffusion-adsorption activity (Ada) – and correlated with well logging data from 141 wells across 50 fields (consistency reached 89 %).

Conclusions

- Cluster analysis has proven to be a highly effective tool for objective classification. Unlike traditional Khanin plots and empirical correlations (which provide only a regional perspective), multivariate statistical clustering allows for the identification of natural rock groupings and can be successfully applied for large-scale well log interpretation in a multi-well environment.
- The application of the proposed approach improves the reliability of reservoir property calculations, which provides a solid foundation for hydrocarbon reserves estimation and field development planning.
- The developed methodology is universal and can be adapted for other regions and types of geological sections. To achieve a more detailed differentiation in the future, it is recommended to include additional parameters in the cluster analysis (such as carbonate content, cement type, grain sorting) and to perform periodic calibration of the model against new core data.

References

1. Khanin A.A. Oil and gas reservoir rocks and their study. Moscow: Nedra, 1969, 368 p. (In Russ).
2. Nigmatzyanova A.M., Gubaydullina A.A., Burikova T.V. et al. Reservoir classification based on petrophysical properties of devonian siliciclastic sediments, Russian platform, Republic of Bashkortostan. Oil Industry, 2018, issue 4, P. 22–25. (In Russ).
3. Vendelshtein B.Yu. Investigation of oil and gas well sections using the spontaneous potential method. Moscow: Nedra, 1966, 206 p. (In Russ).
4. Nazarov T.R. K-means clustering method: drawbacks and main modifications. EURASIASCIENCE. Moscow: Publishing Center «Actualnots.RF», 2025, P. 80–81. (In Russ).
5. Paksashvili S.A. testing the K-means clustering algorithm in solving the problem of clustering financial transactions. SNK-2022. Proceedings of the 72nd Open International Student Scientific Conference of Moscow Polytech. Moscow, 2022, P. 347–353. (In Russ).
6. Shabalina E.V., Yusko M.N. Application of clustering to group reservoir layers into production units. XIII Congress of Young Scientists. St. Petersburg, 2024, P. 512–524. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нигматзянова Альбина Марсовна, главный специалист группы петрофизического сопровождения отдела интерпретации ГИС и петроупругого моделирования, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: nigmatzyanovaam@rn-gir.rosneft.ru

Бурикова Татьяна Валерьевна, эксперт группы петрофизического сопровождения отдела интерпретации ГИС и петроупругого моделирования, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Хашпер Белла Леонидовна, программист, ООО «Авантис», Уфа, Россия

Масагутов Рим Хакимович, д.г.-м.н., профессор, эксперт, ООО «Уфимский НТЦ», Уфа, Россия

Шавалиев Вадим Ингилевич, начальник отдела интерпретации ГИС и петроупругого моделирования, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Привалова Ольга Разимовна, независимый эксперт, Уфа, Россия

Комилов Джумабой Умарбоевич, главный специалист отдела региональной геологии, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Nigmatzyanova Albina Marsovna, chief specialist, Petrophysical Support Group, Well Log Interpretation and Petro-elastic Modeling Department, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: nigmatzyanovaam@rn-gir.rosneft.ru

Burikova Tatyana Valeryevna, expert, petrophysical support group, well log interpretation and petro-elastic modeling department, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Khashper Bella Leonidovna, programmer, “Avantis” LLC, Ufa, Russia

Khakimovich Masagutov Rim, doctor of geology and mineralogy, professor, expert, “Ufa Scientific and Technical Center” LLC, Ufa, Russia

Ingilevich Shavaliev Vadim, head of the department of interpretation of gis and petroelastic modeling, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Razimovna Privalova Olga, independent expert, Ufa, Russia

Komilov Dzhumaboy Umarboevich, chief specialist of the regional geology department, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-39-43 УДК 553.982.2 I Научная статья

Опыт применения исследований шлама при решении геологоразведочных задач на стадии поисковых работ

Чикишева О.В., Гречко Ю.В., Маутов Д.А., Розбаева Г.Л.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
ovchikisheva@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В районах с низкой изученностью поисковым и параметрическим бурением и невысоким выносом керна исследования шлама играют значительную роль. В работе показан опыт применения результатов определения коэффициента пористости и объемной плотности, полученных по образцам шлама, при петрофизической интерпретации данных геофизических исследований скважин на примере параметрической скважины Новоякимовская 1 в интервале отложений суходудинской и нижнехетской свит. Сопоставление результатов определения петрофизических характеристик, полученных на образцах шлама, с результатами записи гамма-гамма плотностного каротажа подтвердило необходимость корректировки исходной кривой объемной плотности и уточнило величину поправки, что в результате количественной интерпретации привело к увеличению коэффициента пористости на ~5 % и, как следствие, увеличению ресурсного потенциала рассматриваемых отложений.

Материалы и методы
В основу исследований положено комплексирование геолого-геофизических материалов, включающих анализ фактических скважинных данных, результатов лабораторных исследований керна и шлама, сопоставление с ранее выполненной петрофизической интерпретацией.

Ключевые слова
керн, шлам, коэффициент пористости, геофизические исследования скважин, Усть-Енисейский структурно-фациальный район

Для цитирования
Чикишева О.В., Гречко Ю.В., Маутов Д.А., Розбаева Г.Л. Опыт применения исследований шлама при решении геологоразведочных задач на стадии поисковых работ // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 39–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-39-43

Поступила в редакцию 16.09.2026

UDC 553.982.2 I Original Paper

Experience in using sludge research in solving geological exploration problems at the exploration stage

Chikisheva O.V., Grechko Yu.V., Mautov D.A., Rozbaeva G.L.
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
ovchikisheva@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

In areas with little exploration and parametric drilling and low core recovery, cuttings studies play a significant role. This paper presents the application of porosity and bulk density determinations obtained from cuttings samples in the petrophysical interpretation of well logging data, using the Novoyakimovskaya 1 parametric well in the Sukhodudinskaya and Nizhnekhetskaya formations as an example. Comparison of petrophysical characteristics obtained from cuttings samples with gamma-gamma density logging data confirmed the need to adjust the original bulk density curve and refined the correction value. This quantitative interpretation resulted in an increase in porosity by ~5 % and, consequently, an increase in the resource potential of the deposits under consideration.

Materials and methods
The research is based on the integration of geological and geophysical materials, including the analysis of actual well data, the results of laboratory studies of core and cuttings, and comparison with previously completed petrophysical interpretation.

Keywords
core, cuttings, porosity coefficient, geophysical well logging, Ust-Yenisei structural-facies region

For citation
Chikisheva O.V., Grechko Yu.V., Mautov D.A., Rozbaeva G.L. Experience in using sludge research in solving geological exploration problems at the exploration stage. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 39–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-39-43

Received: 16.09.2026

Буровой шлам при поисково-разведочном бурении наряду с керном является первичным источником геологической информации. По разным причинам интервалы отбора керна охватывают далеко не весь разрез скважин, ограничиваясь часто интервалами развития пород-коллекторов. Изучение шлама позволяет компенсировать недостаточный отбор керна и тем самым повысить достоверность решаемых при геологоразведочных работах задач. Многими авторами в различных публикациях неоднократно отмечалось, что по результатам комплексного изучения шлама можно построить достоверную минералогическую модель, определить литологические и седиментологические характеристики разреза, а также оценить качество коллекторов, покрышек и нефтегазоматеринских толщ [1–4].

Опыт успешного использования результатов изучения шлама с целью определения

минералогического и литологического состава, геохимических и седиментологических характеристик разреза освещается в статьях довольно часто. Но помимо этих исследований большое значение при решении геологоразведочных задач имеют также и результаты оценки физических и коллекторских свойств пород по шламу, особенно в условиях бурения поисковых скважин в малоизученных районах. Несмотря на очевидную актуальность, опыт применения оценки физических и коллекторских свойств пород по шламу практически не отражен в публикациях.

Рассматриваемый район (рис. 1) характеризуется низкой степенью изученности, единичные поисковые и параметрические скважины расположены на значительном удалении друг от друга. В таких условиях результаты исследования шлама несут дополнительную геологическую информацию и способны повысить достоверность петрофизической интерпретации.

Параметрическая скважина Новоякимовская 1 пробурена в период 01.01.2020 – 8.11.2022 г. по Государственному заданию Федерального агентства по недропользованию с целью изучения глубинного геологического строения и получения комплекса геолого-геофизических, геохимических и гидрогеологических параметров юрско-меловых отложений западной части Енисей-Хатангского прогиба и оценки перспектив Агапской потенциально нефтегазоносносной зоны.

Скважина расположена в Притаймырском подрайоне Усть-Енисейского района согласно схеме структурно-фациального районирования отложений нижнего мела Западной Сибири [5] (рис. 2) Рассматриваемые отложения в интервале суходудинской и нижнехетской свит представлены терригенными отложениями. По литологическому описанию керна и шлама разрез представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с единичными прослоями карбонатов.

Бурение скважины Новоякимовская 1 осуществлялось с использованием полимер-глинистого раствора. Геофизические исследования скважин (ГИС) проведены в несколько приемов по мере углубления ствола скважины. В интервале изучаемых пластов выполнен следующий комплекс ГИС: радиоактивный каротаж, стандартный каротаж (2 зонда), каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации, кавернометрия (профилеметрия), боковое каротажное зондирование, боковой каротаж, индукционный каротаж (многозондовый), микрокаротаж, гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П), акустический каротаж (АК), спектрометрический гамма-каротаж. Кроме указанных методов в интервале пластов НХ были проведены импульсный спектрометрический нейтронный гамма-каротаж и многозондовый компенсированный нейтронный каротаж (МНК «Квад-Нейтрон»). Освещенность керном изучаемых пластов неравномерная. В пластах СД керн отобран преимущественно в коллекторах, а в пластах нижнехетской свиты (пласты НХ) отбор керна произведен из интервалов неколлекторов. Индексация указанных пластов приведена в соответствии с принятой в ООО «РН-ГИР» [6].

На следующем этапе геологоразведочных работ было предусмотрено выполнение петрофизической интерпретации данных ГИС с оценкой фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) интервалов-коллекторов и степени их флюидонасыщения. Как известно, керновый материал, отобранный из скважины, служит фактической основой для оценки качества кривых ГИС, а также для контроля полученных результатов определения ФЕС. В условиях отсутствия керна источником фактического материала могут служить пробы шлама. В интервале исследуемых пластов отбор шлама осуществлялся через каждые 5 м. Из отложений суходудинской свиты для исследований было отобрано 65 проб шлама, из отложений нижнехетской свиты — 84 пробы. Была выполнена обработка шлама, определен его литологический состав, составлено описание проб, которое сопровождалось фотодокументацией и данными ситового фракционного анализа. Кроме этого, исследования шлама включали в себя определение объемной и минералогической плотности пород, коэффициента открытой пористости, определение карбонатности пород, элементного и минералогического состава, а также люминесцентно-битуминологический анализ.

Авторы публикаций на тему исследований шлама солидарны во мнении, что ключевым ограничением при работе со шламом является сложность его привязки по глубине [1, 2, 7]. В практике работ применяются различные способы контроля измеренных глубин — сопоставление шламограммы и кривых ГИС, увязка по естественной радиоактивности элементов, увязка по элементному и минералогическому составу [7]. Учитывая имеющийся объем данных, для уточнения глубин проб шлама авторами использованы взаимодополняющие методы увязки по элементному и минералогическому составу (рис. 3, 4). Максимальное смещение образцов шлама после увязки к разрезу составило 2,5 м.

Согласно принятой петрофизической модели в интервале изучаемых отложений основным методом определения коэффициента пористости по данным ГИС является гамма-гамма плотностной каротаж (ГГК-П). Следует отметить, что при бурении скважины в интервале пластов НХ была произведена смена конструкции (рис. 4), поэтому записи метода ГГК-П выше и ниже указанной отметки осуществлялись при разных спуско-подъемных операциях (СПО). Качество кривых ГГК-П оценивалось по сходимости общей плотности максимально насыщенных образцов керна с кривой объемной плотности пород.

В интервале пластов СД данные керна хорошо согласуются с исходной кривой объемной плотности (рис. 3), что дает возможность использовать имеющуюся кривую для количественной интерпретации в указанных пластах без введения поправок. При этом результаты исследования шлама в данном интервале согласуются и с керном, и с ГИС в пределах допустимых погрешностей, а значит, могут быть использованы при комплексной интерпретации.

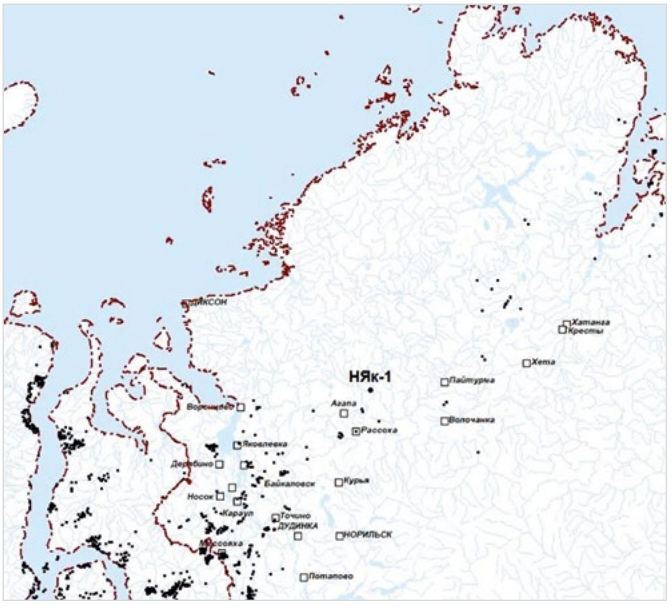


Рис. 1. Схема расположения скважины Новоякимовская 1
Fig. 1. Location diagram of the Novoyakimovskaya 1 well

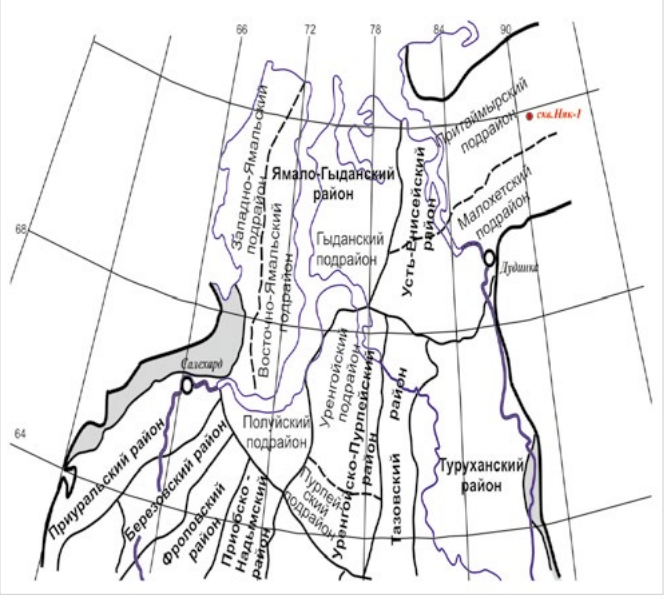


Рис. 2. Схема структурно-фациального районирования отложений нижнего мела Западной Сибири [5]
Fig. 2. Scheme of structural-facies zoning of Lower Cretaceous deposits in Western Siberia [5]

В отложениях нижнехетской свиты, как уже отмечалось выше, бурение с отбором керна проводилось только в кровельной части в интервале неколлекторов. Отложения пластов НХ, где запись метода ГГК-П проведена отдельной спуско-подъемной операцией, керном не освещены. Анализ тренда изменения плотности с глубиной показал необходимость введения поправки в исходную кривую объемной плотности. Учитывая отсутствие керна, для контроля величины поправки привлекались имеющиеся результаты исследования шлама, глубины отбора которых были предварительно уточнены по элементному и минералогическому составу. Для контроля качества результаты исследований проб шлама были сопоставлены с результатами изучения керна этих же пластов (рис. 5). По пластам СД данные по шламу хорошо согласуются с керновыми исследованиями. По пластам НХ, как уже отмечалось выше, керн отобран из интервалов неколлекторов, а коллекторы изучены только по пробам шлама, при этом, результаты исследования и керна, и шлама укладываются на одну зависимость. Совокупность этих факторов позволила применить исследования шлама как дополнительный метод оценки качества кривой объемной плотности и контроля оценки Кп, определённого по методам ГИС.

Итоги

Результаты определения объемной плотности по пробам шлама были использованы для уточнения величины поправки в исходную кривую плотности в пластах нижнехетской свиты, а также для контроля коэффициента пористости, определенного по методам ГИС (рис. 4). Следует отметить, что в случае отсутствия результатов исследования шлама и с учетом расположения скважины в малоизученном районе, достоверность величины поправки в исходную кривую ГГК-П, как и достоверность оценки Кп, были бы снижены.

Полученные по корректированной кривой объемной плотности значения коэффициента пористости согласуются со значениями Кп по другим методам ГИС (АК, МНК) в пределах допустимой погрешности (рис. 4). При этом разница в значениях Кп, определённых по исходной и поправленной кривой плотности, составляет ~5 % (абс.), что в свою очередь приводит к изменениям в сторону увеличения ресурсного потенциала изучаемых отложений.

Таким образом, учет результатов оценки физических и коллекторских свойств пород по пробам шлама в интервале отсутствия керновых исследований позволил уточнить величину поправки исходной кривой при оценке качества записи метода ГГК-П и тем самым повысить надежность оценки фильтрационно-емкостных свойств интервалов коллекторов и, в конечном итоге, ресурсного потенциала изучаемых отложений.

Выводы

При поисковом бурении шлам является источником большого объема геологической информации, которая может быть использована при решении геологоразведочных задач, учитывая недостаточный объем отбора керна при бурении в малоизученных районах.

При интерпретации полученных результатов следует принимать во внимание тот факт, что исследования шлама обладают рядом ограничений (точность привязки образцов к глубине, загрязнение проб и пр.). Кроме того, следует учитывать технологию отбора шлама, от которой зависит его информативность, особенно на стадии поисковых работ.

При исследовании шлама ценной информацией является определение физических и коллекторских свойств вскрываемых пород. Определение объемной плотности и коэффициента пористости по пробам шлама в условиях отсутствия исследований керна повышает качество петрофизической интерпретации и достоверность определяемых по данным ГИС количественных параметров коллекторов, что положительным образом сказывается на эффективности геологоразведочных работ.

Стоит отметить, что в ООО «РН-ГИР» активно развивается направление по изучению шлама. Помимо стандартных исследований в рамках ГТИ (микроскопическое описание, карбонатометрия, люминисцентно-битуминологический анализ) выполняется и расширенный комплекс — минералогические, пиролитические, геохимические, седиментологические, углепетрографические, микропалеонтологические, петромагнитные и радиоактивные исследования, петрографическое изучение в шлифах, растрово-электронная микроскопия и оценка пористости и плотности пород. Применение результатов изучения шлама позволяет повысить достоверность решаемых при геологоразведочных работах задач.

Литература

1. Маринов В.А., Агалаков С.Е., Овчинникова А.С., Колмаков А.Ю. Опыт стратиграфических и фациальных построений по результатам шламового

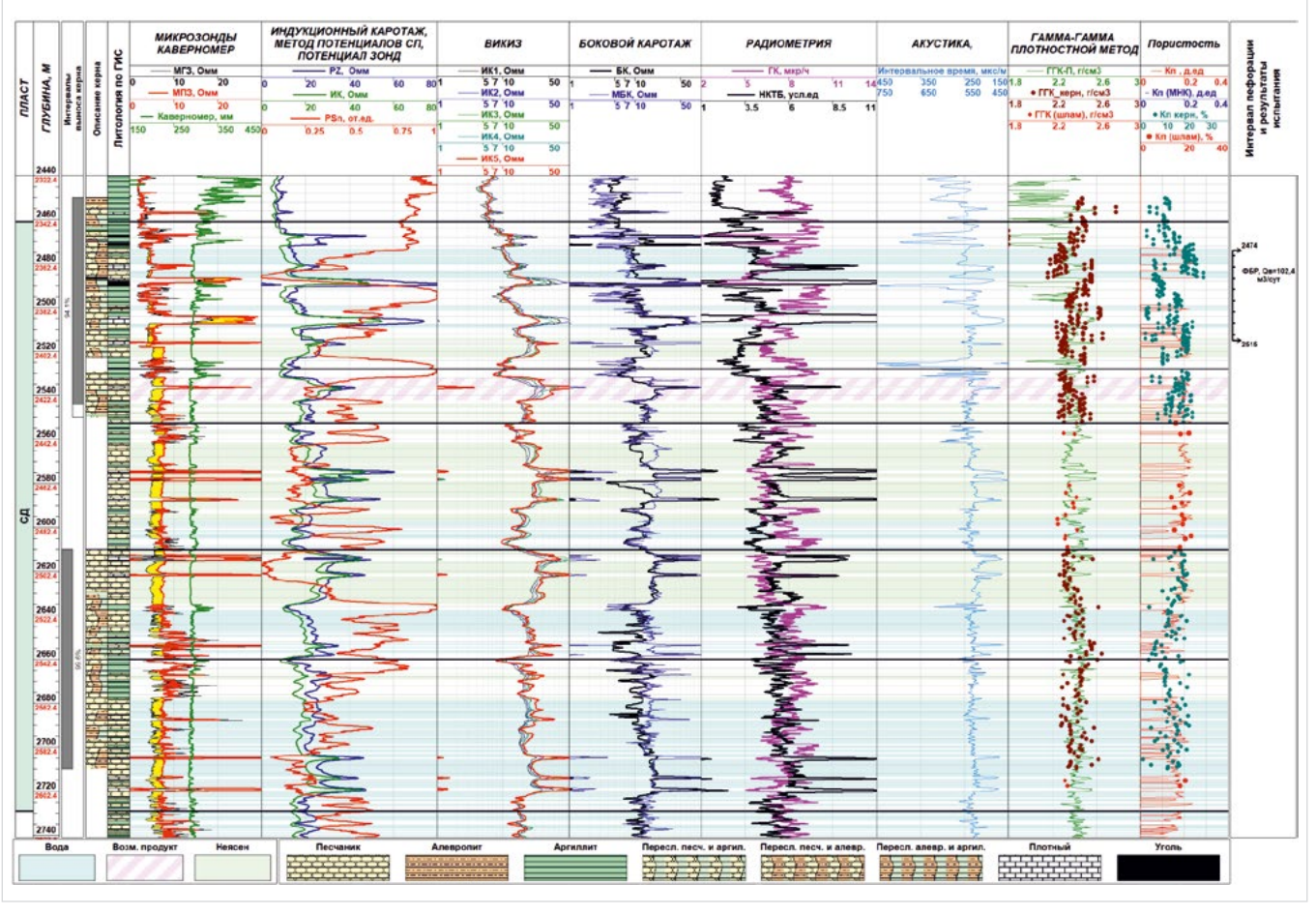


Рис. 3. Сопоставление результатов изучения керна и шлама с данными ГИС в отложениях пластов суходудинской свиты
Fig. 3. Comparison of the results of core and cuttings studies with well logging data in the sediments of the Sukhodudinskaya suite

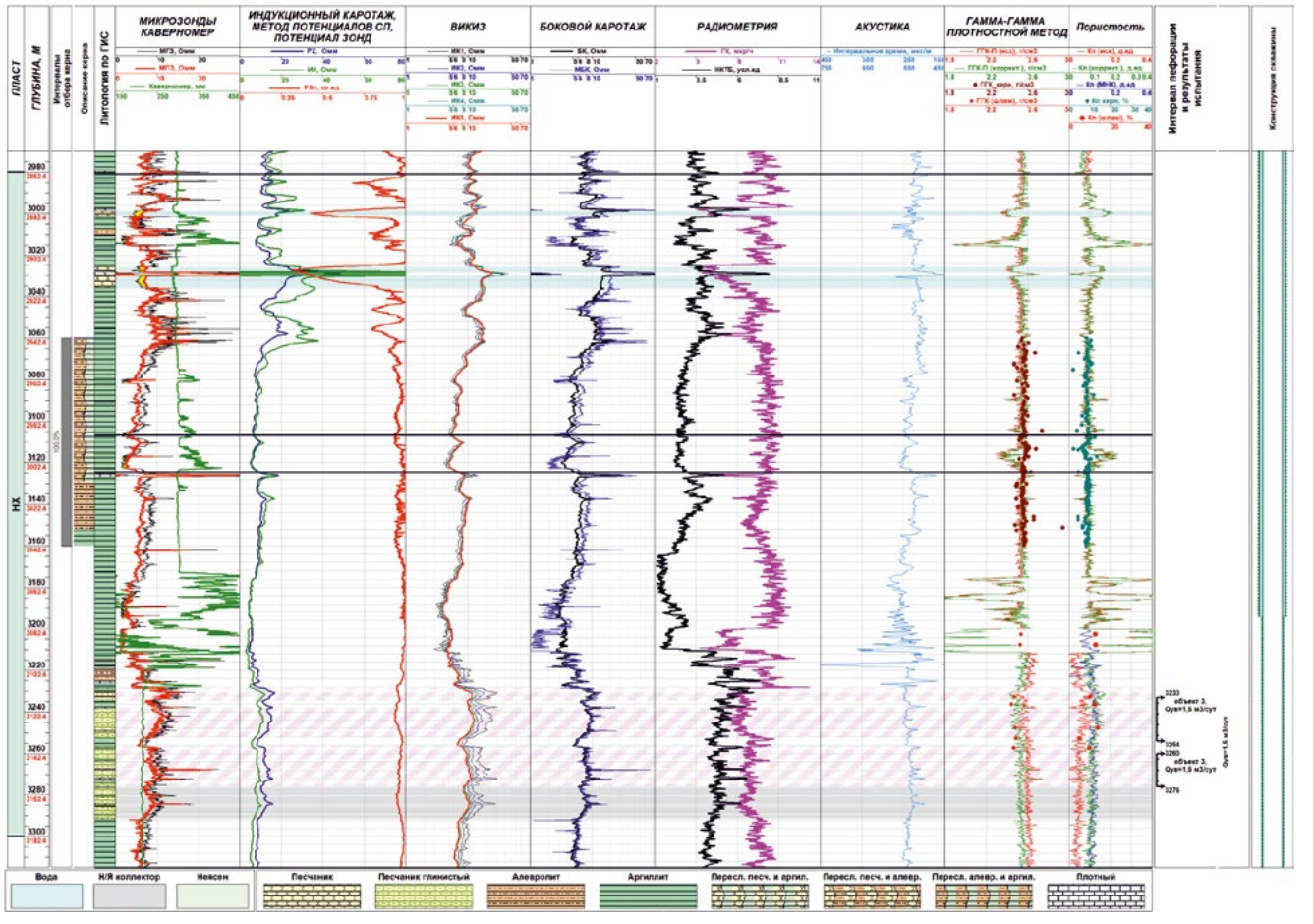


Рис. 4. Сопоставление результатов изучения керна и шлама с данными ГИС в отложениях пластов нижнехетской свиты
Fig. 4. Comparison of the results of core and cuttings studies with well logging data in the deposits of the Nizhnekhetskaya suite

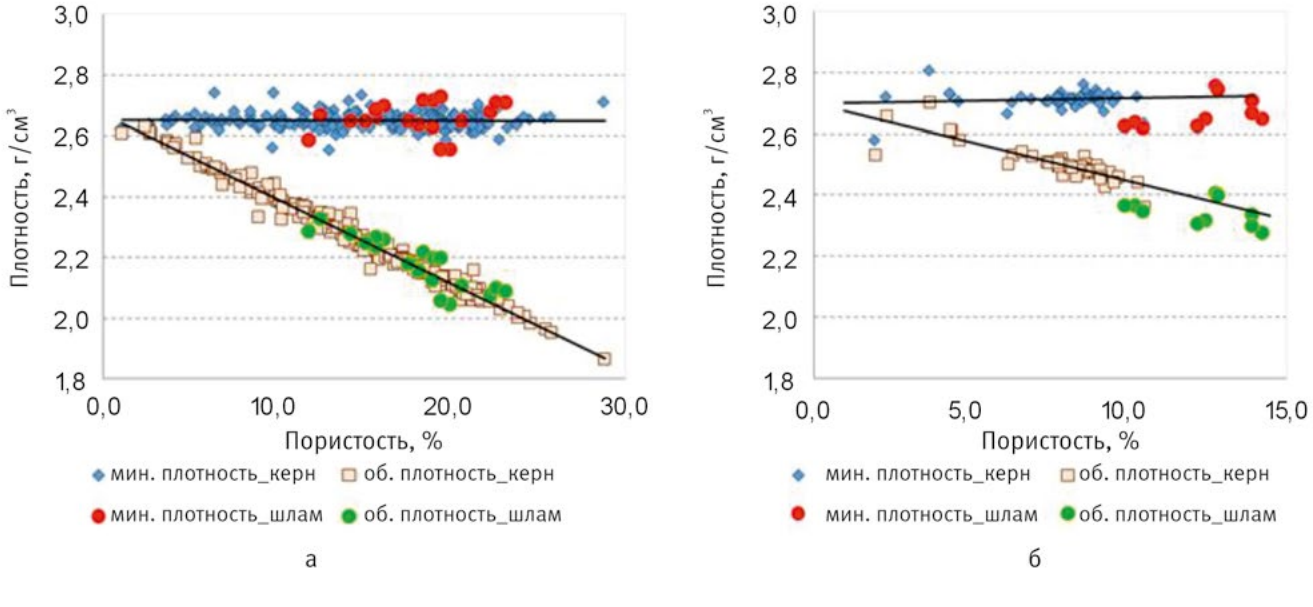


Рис.5. Сопоставление объемной и минералогической плотности по образцам керна и шлама для пластов СД (а) и НХ (б) скважины Новоякимовская 1
Fig.5. Comparison of bulk and mineralogical density of core and cuttings samples for the SD (a) and NKH (б) formations of the Novoyakimovskaya 1 well

опробования скважины месторождения Русское // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 9. С. 30–38.
2. Мирнов Р.В., Маникин А.Г. Комплексное изучение бурового шлама: новое перспективное направление исследований // Новые Идеи в Геологии Нефти и Газа-2021. Новая реальность. МГУ имени М.В. Ломоносова, 27–28 мая 2021 г., С. 361–364.
3. Ступакова А.В., Сауткин Р.С., Калмыков Г.А. и др. «Цифровой шлам» — метод углубленного исследования бурового шлама в процессе бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2021. № 12. С. 5–15.
4. Шумскайте М.Й., Ревва М.Ю., Голиков Н.А., Глинских В.Н. Особенности лабораторных ЯМР-исследований бурового шлама // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2019. Т. 2. № 3. С. 30–37.
5. Решение 5-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири. Тюмень: Объяснительная записка. Тюмень. 1991. 114 с.
6. Розбаева Г.Л., Агалаков С.Е., Маринов В.А. и др. Новая стратиграфическая схема рязанско-аптских отложений Пайяхской зоны нефтегазонакопления // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18. № 1. 28 с. URL: https://ngtp.ru/upload/iblock/9d0/3_2023.pdf (дата обращения: 09.07.2026).
7. Овчинникова А.С., Гильманов Я.И., Сопин С.В. Комплексный подход к глубинной увязке бурового шлама // Инженер-Нефтяник. 2025. Т. 70. № 4. С. 84–89.

ENGLISH

Results

The results of bulk density determinations from cuttings samples were used to refine the correction value for the original density curve in the Nizhnekhetskaya Formation strata, as well as to control the porosity coefficient determined by well logging methods (fig. 4). It should be noted that in the absence of cuttings test results and given the well's location in a poorly studied area, the reliability of the correction value for the original density logging curve, as well as the reliability of the Kp estimate, would have been reduced.

Porosity values derived from the corrected bulk-density curve are consistent with those obtained from other well-logging methods (acoustic and neutron logging) within the acceptable error limits (fig. 4). The difference between the porosity values determined from the original and corrected density curves is ~5 % (absolute) which in turn results in an increase in the estimated resource potential of the studied deposits.

Thus, taking into account the results of assessing the physical and reservoir properties of rocks based on sludge samples in the interval without core studies made it possible to refine the correction value of the initial curve when assessing the quality of the recording of the GGK-P method and thereby increase the reliability of assessing the filtration-capacitive properties of reservoir intervals and, ultimately, the resource potential of the studied deposits.

Conclusions

During exploration drilling, cuttings are a source of a large volume of geological information that can be used to solve geological exploration problems, given the insufficient volume of core sampling during drilling in poorly studied areas.

When interpreting the obtained results, it is important to consider the fact that sludge studies have a number of limitations (sample depth accuracy, sample contamination, etc.). Furthermore, the sludge collection technology, which affects its information content, should be considered, especially during the exploration stage.

When studying cuttings, determining the physical and reservoir properties of the exposed rocks provides valuable information. Determining bulk density and porosity coefficient from cuttings samples in the absence of core studies improves the quality of petrophysical interpretation and the reliability of quantitative reservoir parameters determined from well logging data, which positively impacts the efficiency of geological exploration.

It's worth noting that “RN-Geology Research Development” LCC actively developing its slurry studies. In addition to standard geological and technical investigations (microscopic description, carbonatometric analysis, luminescence-bitumen analysis), we also perform a broader range of studies, including mineralogical, pyrolytic, geochemical, sedimentological, coal petrographic, micropaleontological, petromagnetic, and radioactive studies, petrographic studies in thin sections, scanning electron microscopy, and assessment of rock porosity and density. The use of slurry studies improves the reliability of geological exploration tasks.

References

1. Marinov V.A., Agalakov S.E., Ovchinnikova A.S., Kolmakov A.Yu. Experience of stratigraphic and facies constructions based on well cutting investigation from the well of the russkoe deposit. Exposition Oil Gas, 2024, issue 9, P. 30–38. (In Russ).
2. Mirnov R.V., Manikin A.G. Comprehensive study of drill cuttings: a new promising area of research. New Ideas in Oil and Gas Geology-2021. New Reality. Lomonosov Moscow State University, May 27–28, 2021, P. 361–364. (In Russ).
3. Stupakova A.V., Sautkin R.S., Kalmykov G.A. et al. “Digital drill cuttings” – enhanced study of the drill cuttings during exploration and production wells drilling process. Construction of oil and gas wells on land and at sea, 2021, issue 12, P. 5–15. (In Russ).
4. Shumskaite M.Y., Revva M.Yu., Golikov N.A., Glinskikh V.N. Features of laboratory nmr study of drill cuttings. Inter Expo Geo-Siberia, 2019, Vol. 2, issue 3, P. 30–37. (In Russ).
5. 5th Decision of the interdepartmental stratigraphic meeting on Mesozoic strata of Western Siberia fields. Tyumen: ZapSibNIIGNI, 1991, 114 p. (In Russ).
6. Rozbaeva G.L., Agalakov S.E., Marinov V.A. et al. A new stratigraphic scheme of the Ryazanian-Aptian strata of the Payakh petroleum accumulation zone. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika, 2023, Vol. 18, issue 1, 28 p. URL: https://ngtp.ru/upload/iblock/9d0/3_2023.pdf (accessed: 09.07.2026). (In Russ).
7. Ovchinnikova A.S., Gilmanov Ya.I., Sopin S.V. A comprehensive approach to deep well cuttings correlation. Inzhener-Neftyanik, 2025, Vol. 70, issue 4, P. 84–89. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Чикишева Ольга Витальевна, заведующий сектором, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ovchikisheva@rn-gir.rosneft.ru

Гречко Юлия Владимировна, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Маутов Дастен Анасович, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Розбаева Галина Леонидовна, к.г-м.н., эксперт, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Chikisheva Olga Vitalevna, head of sector, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ovchikisheva@rn-gir.rosneft.ru

Grechko Yuliya Vladimirovna, manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Mautov Dasten Anasovich, manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Rozbaeva Galina Leonidovna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-44-48 УДК 553.982.23.053 I Научная статья

Оценка перспективности кембрийских рифов Приангарья в условиях ограниченности исходных данных

Ванин В.А., Чертина К.Н., Ульянова А.В., Хомич Д.В., Плаксина М.У.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
vavanin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Выполнен анализ имеющейся информации по разрезу Братского газоконденсатного месторождения. Идентифицирован вышезалегающий карбонатный нефтеносный объект рифового генезиса, который характеризуется как перспективный, недоиспытанный. Установлена связь размеров нефтеносных рифов осинского горизонта нижнего кембрия с палеорельефом морского дна. Ввиду большой ограниченности собственных исходных данных, найдены месторождения-аналоги в регионе, определена фациальная зона, к которой приурочена область исследований, обоснованы подсчетные параметры пласта. Выполнена оценка ресурсного потенциала, которая позволяет рассматривать объект как экономически целесообразный для доразведки.

Материалы и методы
Проанализирована имеющаяся геолого-геофизическая информация 70-х 80-х годов XX столетия по району исследований и публикации разных лет. Описание керна, каротаж, результаты опробований в открытом стволе, а также модели осадконакопления по месторождениям-аналогам позволяют идентифицировать в разрезе Братского месторождения нефтеносный горизонт, обосновать его свойства и оценить ресурсы.

Ключевые слова
Кембрий, рифообразование, циклиты, палеорельеф, обстановки осадконакопления, доломитизация

Для цитирования
Ванин В.А., Чертина К.Н., Ульянова А.В., Хомич Д.В., Плаксина М.У. Оценка перспективности кембрийских рифов Приангарья в условиях ограниченности исходных данных // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 44–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-44-48

Поступила в редакцию: 04.09.2026

UDC 553.982.23.053 I Original Paper

Assessing the potential of Cambrian reefs of the Angara region in the context of limited input data

Vanin V.A., Chertina K.N., Ulyanova A.V., Khomich D.V., Plaksina M.U.
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
vavanin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

All of the available information on the section of Bratsk gas condensate field have been analyzed. An overlying oil-bearing carbonate formation of reef genesis has been identified, which is characterized as a prospect that was not tested enough. Relationship of size of the oil-bearing reefs of the Osinsky horizon of Lower Cambrian and paleorelief of the seabed has been established. Due to the limited amount of the own input data, fields-analogs have been found within the region, the facies zone to which the area of interest is confined has been defined, and reservoir volumetrics have been justified. The resource potential has been assessed, which made it possible to consider the exploration target as economically feasible.

Materials and methods
The available geological and geophysical information of 70s and 80s of the XX century on the area of interest and publications of different years have been analyzed. Description of core, well logging data, results of open-hole tests, as well as sedimentation models for fields- analogs made it possible to separate an oil-bearing horizon in the section of Bratskoye field, justify its properties and estimate resources.

Keywords
Cambrian, reef formation, cyclites, paleorelief, deposotional environments, dolomitization

For citation
Vanin V.A., Chertina K.N., Ulyanova A.V., Khomich D.V., Plaksina M.U. Assessing the potential of Cambrian reefs of the Angara region in the context of limited input data. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 44–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-44-48

Received: 04.09.2026

Поиски нефти и газа в Приангарье ведутся с начала XX века [1]. В 50-х годах систематические поиски дали надежду на выявление в регионе углеводородов и, наконец, в 1962 году здесь было открыто первое месторождение высококачественной нефти в кембрийских отложениях. Братское газоконденсатное месторождение (ГКМ) открыто в 1975 г. Залежь жирного газа приурочена к терригенным отложениям венда. Небольшие запасы газа, ограниченный локальный спрос на продукцию и значительная удаленность месторождения от магистрального газопровода не дают предприятию-недропользователю выйти на необходимую рентабельность. Авторами проанализирована имеющаяся геолого-геофизическая информация, в том числе с учетом региональных особенностей и открытий. В разрезе месторождения присутствует карбонатный нефтеносный горизонт осинский, который был опробован

в открытом стволе в 70-е годы прошлого века, но промышленного притока не получено. По мнению авторов, пласт остался недоиспытанным ввиду кольматации призабойной зоны. Близость магистрального нефтепровода, авто- и железной дороги может предопределять экономическую целесообразность добычи нефти.

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Братскому выступу Ангаро-Ленской ступени. Поисково-разведочный этап завершился в 1983 г. с окончанием бурения 16 глубоких вертикальных скважин. Находясь в разработке, месторождение до сих пор остается изученным лишь 2D-сейсморазведки 1974 г. низкого качества. В акватории Братского водохранилища сейсморазведка, структурное и глубокое бурение не проводились и, из-за этого, до сих пор неясно южное замыкание структуры, которое остается условным. По данным структурного бурения можно допускать существование единого Братско-Окинского вала на подобие соседнего Литвинцевского вала (рис. 1) и рассматривать саму Братскую структуру как двухкупольную, хотя в настоящее время все запасы приурочены к одному поднятию на правобережье Братского водохранилища.

Следует отметить и ограниченный комплекс ГИС, характерный для того времени. Керн из осинского горизонта, который был отобран в пяти скважинах, не был исследован на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и оказался полностью утерян в начале 1990-х годов. Сохранилось лишь его макроописание. Сохраняются существенные неопределенности, связанные с недостаточностью фактического материала. Кроме слабой геофизической базы и петрофизической основы присутствуют ограниченность данных по гидродинамике, неопределенность границы ВНК, что накладывает большие риски, в частности, на расчеты извлекаемых ресурсов.

К настоящему времени нижнекембрийские галогенно-карбонатные отложения наиболее хорошо изучены в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. Флюидоупоры представлены сульфатно-карбонатными и соленосными образованиями. Промышленная нефтегазоносность этих отложений доказана открытием залежей нефти и газа на целом ряде месторождений. Отличительной особенностью отложений осинского горизонта является высокая степень литолого-петрофизической неоднородности, обусловленная фациальной изменчивостью и широким спектром вторичных преобразований [2]. Наибольшие притоки нефти получены из объектов рифового генезиса, обладающими наилучшими ФЕС.

На Братском месторождении осинский карбонатный горизонт залегает в нижней части усольской свиты между мощными слоями каменной соли (рис. 2). В палеогеографическом плане территория Братского месторождения приурочена к юго-западному краю обширной отмельной зоны размером 150×1000 км [3], простирающейся с северо-востока на юго-запад и характеризующейся цепью органогенных построек. Мощность биогермных массивов с северо-востока на юго-запад (как раз в сторону Братского месторождения) вдоль этой отмели возрастает. В этом же направлении возрастает степень их морфологического выражения, крутизна склонов. Увеличение мощностей и контрастности морфологии массивов с северо-востока на юго-запад связаны с общим, более интенсивным прогибанием юго-западной части платформы.

Для центральной и восточной частей Непского свода установлено [4], что осинский горизонт имеет четко выраженное циклитовое строение, где выделено 6 циклитов. Также отмечено, что отложения интенсивно вторично преобразованы. Лучшими емкостными свойствами обладают разнокристаллические доломиты по каркасным известнякам (фреймстоуны) третьего циклита с межкристаллическими пустотами и пустотами выщелачивания, наследующими седиментационно-каркасную пористость, а также оолитовые доломиты (грейнстоуны) с межзерновой пористостью. По приведенным в этой работе данным видно, что средняя толщина осинских отложений, в частности, на Верхнечонском месторождении составляет 48–53 м, на Талаканском и Чаяндинском месторождениях — 60–80 м. На Братской структуре эта величина изменяется в пределах 77–88 м, но здесь не всегда увеличенные общие толщины карбонатных отложений напрямую связаны с органогенными постройками.

Сопоставляя материалы ГИС, авторы убедились, что в осинском интервале Братского месторождения присутствуют те же 6 циклитов Талакан-Верхнечонской и Чаяндинской зон. При этом рифовые тела с вторичными преобразованиями приурочены также к третьему циклиту, который можно рассматривать как целевой объект доразведки. На Братском ГКМ этот циклит сложен доломитами, толщина которых, по данным ГИС, меняется по площади почти на порядок — от 4 до 32 м. Такое его строение как раз и связано с наличием органогенных построек. При этом можно допускать, что максимальная толщина третьего циклита скважинами Братского месторождения не вскрыта. Поскольку осинский горизонт не являлся основным целевым объектом поиска и разведки в 1970-е годы, скважины попадали в различные части рифов и межрифовые области.

Данные ГИС свидетельствуют, что суммарная толщина 1 и 2 циклитов заметно меняется по площади и чем меньше эта толщина, тем более мощным оказывается циклит 3. Полагая, что суммарная толщина 1 и 2 циклитов отображает палеорельеф к началу формирования циклита 3, логично считать, что наиболее благоприятными участками для основания рифовых построек были отмели морского дна. Анализ показал, что толщина циклита 3 находится в устойчивой обратной зависимости от общей толщины двух нижних циклитов.

В одной из скважин в керне верхней части осинского интервала были обнаружены археоциаты — каркасные рифостроители и другая скелетная фауна — хиолиты. На приведенных месторождениях-аналогах органогенные постройки третьего циклита также сложены доломитами по каркасным известнякам. Керн из целевого циклита 3, в пределах

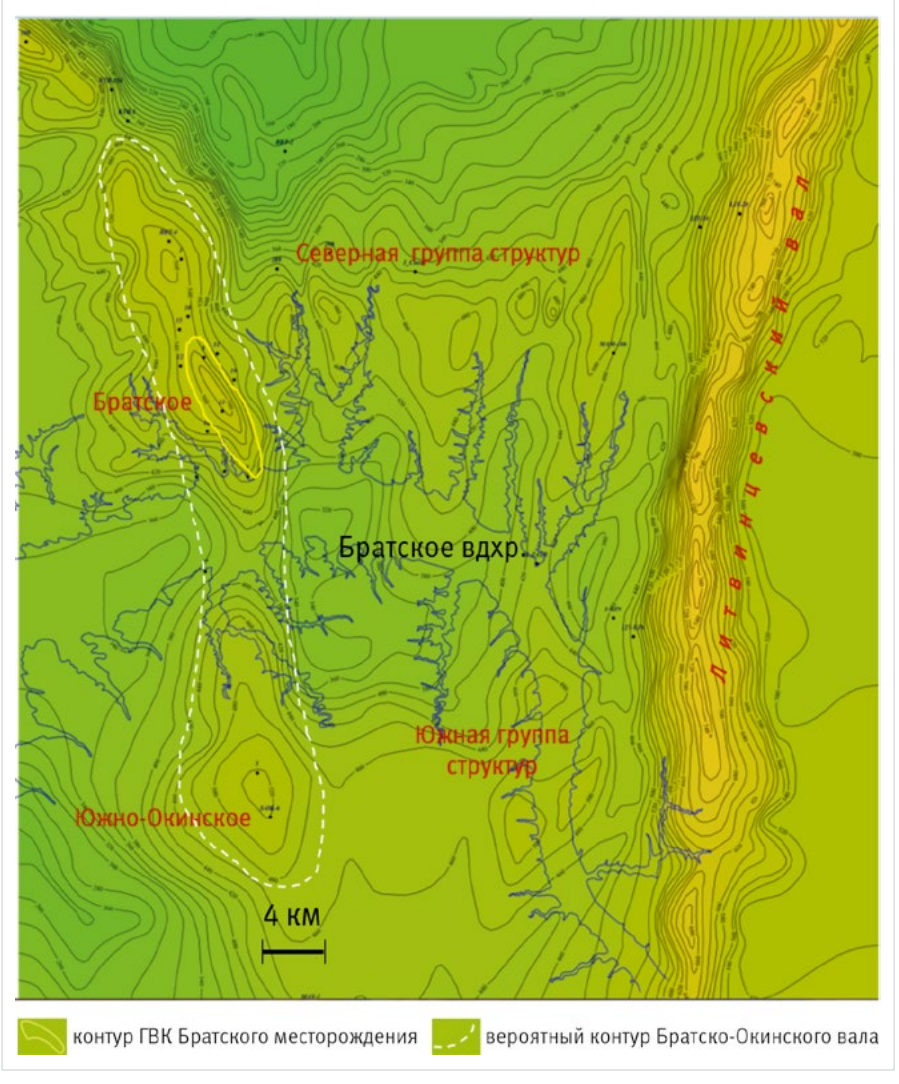


Рис. 1. Структурная карта по кровле мелкозалегающего горизонта верхнего ордовика
Fig.1. Structure map of the Upper Ordovician shallow horizon top

ожидаемого контура нефтеносности, отобран в 3-х скважинах — из зон минимальных толщин (4 м), средних (12,5 м) и близких к максимальным (26,5 м). Низкий процент выноса керна, предположительно, связан с разрушением кавернозно-трещиноватой породы. Любопытно отметить, что в зоне максимальных толщин это доломиты коричневато-темно-серые, пятнами светло-серые, разнозернистые. По всему интервалу наблюдаются неправильной и щелевидной формы поры размером около 1 мм и каверны более 1 мм, редкие вертикальные открытые трещины протяженностью от 3,5 до 12 см. Отмечен запах бензина. Зона средних толщин представлена серым известковистым доломитом, мелкозернистым, кавернозным за счет выщелачивания каменной соли. По трещинам выделялась каплевидная нефть. В зоне минимальных толщин залегают доломиты светло- и темно-серые, тонко-мелко-зернистые, брекчированные с редкими трещинами, выполненными глинисто-органическим веществом, с резким запахом конденсата.

Таким образом, можно отметить, что по мере увеличения толщины 3-го циклита растет его зернистость, пористость, кавернозность, появляется открытая трещиноватость. Уменьшенные толщины и брекчированность пород могут говорить о расположении скважин в зоне рифового склона. Очевидно наличие брекчий обусловлено нарушением целостности горных пород под действием гравитационных сил. По ГИС коллектор третьего циклита выделяется во всех пробуренных скважинах. Однако остается вопрос для дальнейшего изучения — обладает ли межрифовая область извлекаемыми запасами нефти? В пользу подтверждающих аргументов можно отнести: 1) получение слабого притока нефти из скважины 7 (межрифовая область); 2) развитая трещиноватость и кавернозность пород по керну; 3) фактическая добыча нефти на соседних месторождениях с пористостью 3–9 % (не рифовые фации) при утвержденном коэффициенте извлечения нефти 0,316–0,318.

В формировании осинских пород значительную роль сыграли вторичные преобразования их структуры и минерального состава на стадиях диа- и катагенеза [5]. По описанию керна Братского месторождения здесь присутствуют почти все их типы — перекристаллизация, кальцитизация, доломитизация, выщелачивание, сульфатизация, стилолитизация, трещинообразование. Наибольший объем фильтрационно-емкостного пространства в этих отложениях характерен для биоморфных пород, где его первичная структура определяется типом формирующего органогенный каркас биоценоза. Основным фактором, определяющим наличие коллекторов и улучшение ФЕС, является выщелачивание и последовавшая доломитизация биогермных пород. Эти процессы, скорее всего, имеют метеорный или гидротермальный генезис.

В скважине 7, по результатам опробования, получен слабый непромышленный приток нефти с водой 2,5 м^3/сут интенсивно разгазированной углеводородным газом. В деле скважины дана информация о том, что при забое 2 594 м (глубина приходится на самую высокопористую и, следовательно, высокопроницаемую по ГИС часть циклита 3 осинского пласта) проводилась электрометрия, затем, после добуривания ствола до глубины 2 602,5 м, спустя 3 суток проводилось опробование осинского горизонта. Плотность полученной воды 1,23 г/см^3 очень близка к плотности бурового раствора 1,26 г/см^3, а фактический объем отобранной жидкости при опробовании составил всего 0,21 м^3. Очевидно, что за описанные 3 суток в пласте сформировалась глубокая зона проникновения фильтрата бурового раствора и пласт остался недоиспытанным. Имеющиеся результаты по скважине 7 не могут быть использованы для обоснования водонефтяного контакта.

В настоящее время в Иркутской области хорошо изучен 3D-сейсморазведкой, керновыми исследованиями и интенсивно разбуривается участок недр, условно названный Эталонным. Основными целевыми объектами являются осинские нефтеносные рифы. Авторы выполнили сравнительный анализ отложений Братского и Эталонного участков, и оказалось, что те же вышеупомянутые 6 циклитов хорошо коррелируются между собой, а рифы Эталонного участка также приурочены к циклиту 3. В описании доломитов месторождений-аналогов, также как и на Братском, присутствуют кавернозность пород, трещиноватость, выщелачивание, тонко- и мелкозернистость, примеси органического вещества. Вместе с тем стало

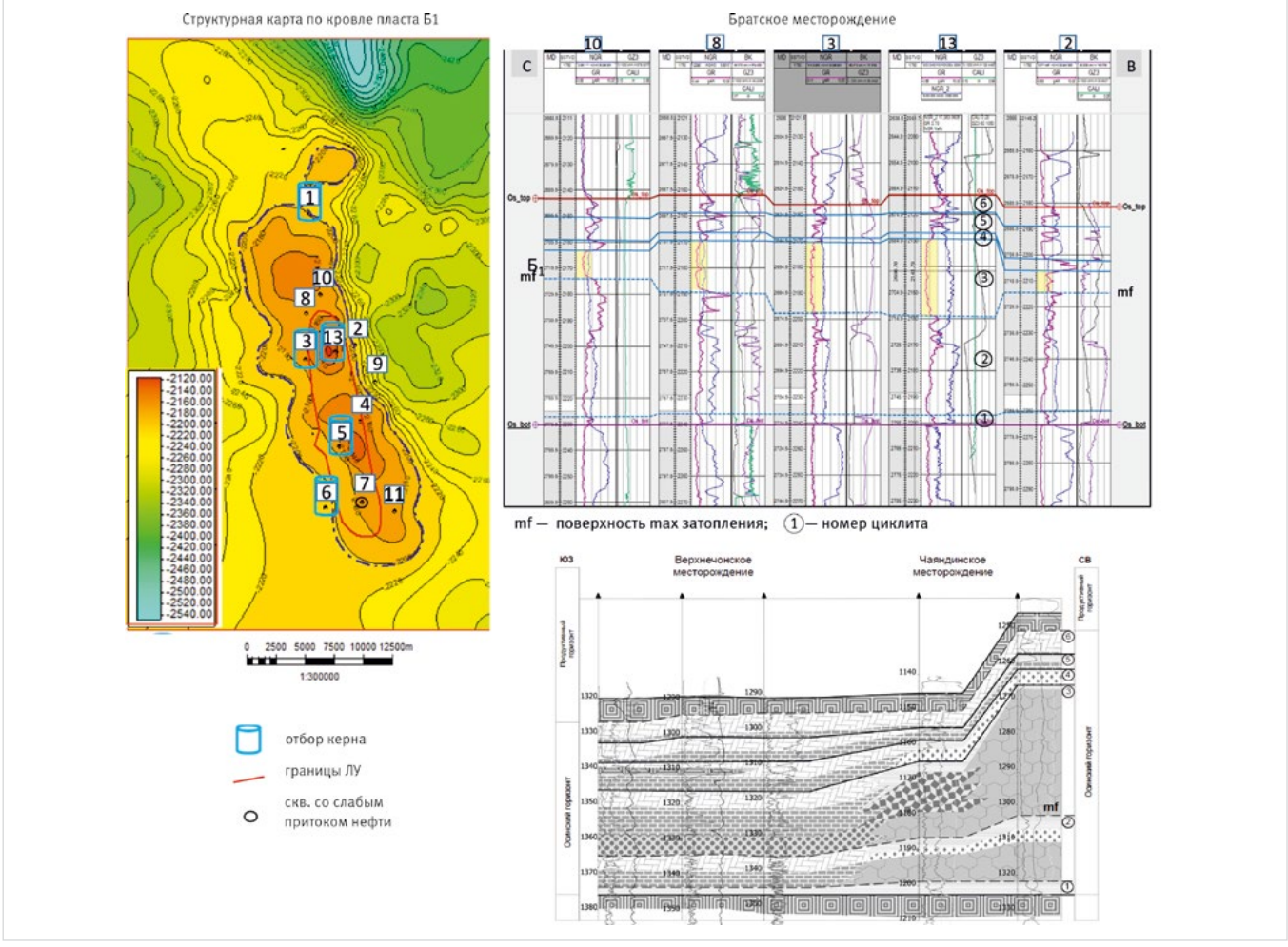


Рис. 2. Осинские циклиты
Fig. 2. Osinsky cyclites

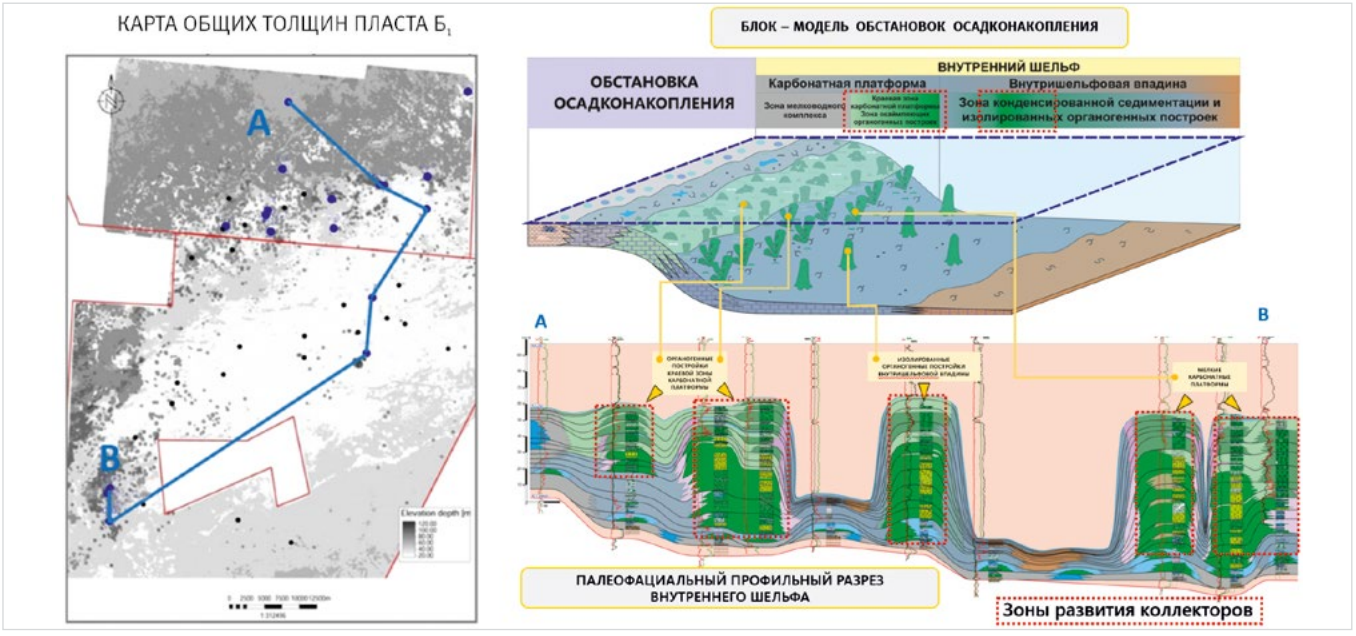


Рис. 3. Обстановки осадконакопления пласта Б1 Эталонного участка
Fig. 3. B1 reservoir depositional environments. Analogue area

очевидным, что область седиментации в районе Братского участка находилась в несколько более глубоководной части бассейна.

Для Эталонного участка, который значительно превосходит Братский по площади, уже получены уточненные карты обстановок осадконакопления, которые охватывают карбонатную платформу, ее край и внутришельфовые впадины. Каждая фациальная зона имеет свои особенности. В зоне мелководного комплекса платформы, как правило, развиты изолированные органогенные постройки относительно небольших размеров (рис. 3).

Край карбонатной платформы характеризуется телами окаймляющих органогенных построек, которые зачастую срастаются в протяженные до первых десятков километров рифовые массивы со сложным внутренним строением, которые не относятся к барьерной рифовой системе в классическом понимании. Во внутришельфовых впадинах вновь встречаются отдельные изолированные постройки, но уже существенно больших размеров в высоту, нежели в мелководной части платформы. У представленной осадочной системы современных аналогов не существует.

На Эталонном участке также был выполнен детальный анализ доломитизации каркасных карбонатов для разных фациальных зон. Было установлено, что доломитизация сопровождается выщелачиванием. По мере увеличения доломитизации увеличивается и степень выщелачивания. Кроме того, на Эталонном участке по результатам рентгеноструктурного анализа керна установлена связь доломитизации с глубиной моря. С высокой степенью корреляции определено, что доломиты характерны для мелководных условий, а известняки доломитистые для более

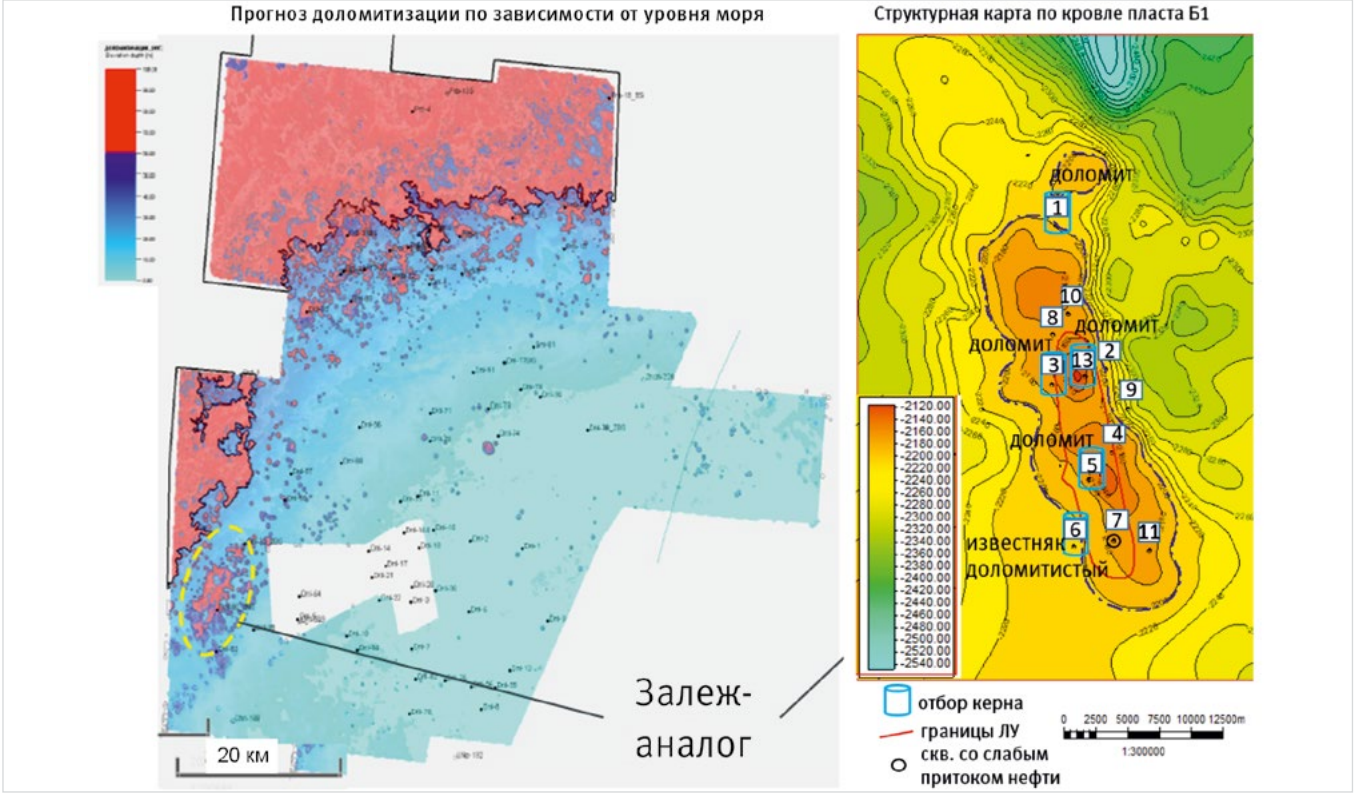


Рис. 4. Выбор объекта-аналога
Fig. 4. Selecting an analogue target

глубоководных. Соответственно, учитывая аналогии описания пород, можно считать, что территория Братского участка во время осадконакопления циклита 3 находилась в области перехода от мелководных к более глубоководным условиям.

Поскольку осинский горизонт Братского месторождения испытывает недостаток собственных исходных данных, для идентификации фациальной зоны и определения ФЕС авторами был проведен сравнительный анализ описания керна. Оказалось, что в керне Братского месторождения, в подавляющем большинстве случаев, присутствуют доломиты и лишь в одной скважине описаны известняки доломитистые. Вместе с этим, как отмечалось выше, в пределах Братской площади, по данным ГИС, отсутствие коллекторов в осинском горизонте не выявлено. Таким образом, Братский протяженный рифовый массив с переменной эффективной толщиной, представленный доломитами, был уверенно отнесен к краю карбонатной платформы (рис. 4). Появилась возможность обоснованно использовать ФЕС объекта-аналога для оценки ресурсов нефти осинского горизонта Братского месторождения.

Итоги

Выполненная работа позволила найти способ геометризации рифовых тел в пространстве, получить обоснованные подсчетные параметры и оценить геологические и извлекаемые ресурсы нефти осинского горизонта Братского месторождения в условиях недостатка собственных исходных данных.

Выводы

Величина ресурсов, близость магистрального нефтепровода, а также железнодорожной и автотрассы обусловили экономическую целесообразность доразведки и разработки залежи. В области максимальных толщин в северной части залежи заложена скважина с отбором керна. Разработка нефтяной залежи позволит предприятию-недропользователю выйти на новый, более высокий уровень рентабельности.

Литература

1. Суходолов А.П., Назарьев В.А., Неустроев В.Л. Нефть и природный газ Иркутской области // Издание Сибирского Отделения РАН «Наука в Сибири», 1998. № 1-2 (2137–2138). 5 с.
2. Китаева И.А. Типы и генезис фильтрационно-емкостного пространства пород-коллекторов нижнекембрийских карбонатных отложений юго-западного склона Непско-Ботуобинской антеклизы // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Специальность 25.00.06 — Литология, 2020. 179 с.
3. Постникова О.В. Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность // РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Автореферат, специальность 25.00.06 — Литология, 2007. 50 с.
4. Мальков И.П. Условия формирования осинского горизонта центральной и восточной частей Непского свода // Геофизические исследования. 2014. Т. 15. № 1. С. 66–77.
5. Каячев Н.Ф., Колесов В.А., Квачко С.К., Мусин Р.А. Роль литогенеза в формировании зон с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами подсолевых карбонатных отложений венда и нижнего кембрия (Восточная Сибирь) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело 2016. Т.15. № 20. С. 216–231.

ENGLISH

Results

The work performed helped to find a way to outline reef bodies in space, receive justified volumetrics and estimate in-place and recoverable oil resources of Osinsky horizon of Bratskoye field on the back of a few own input data.

Conclusions

The resource volume, proximity of the main oil pipeline, as well as railway and highway, determined the economic feasibility of additional exploration and development of the reservoir. In the area of maximum thicknesses in the northern part of the reservoir, a cored well is spud. The development of the oil reservoir will allow subsurface user to reach a new, higher level of profitability.

References

1. Sukhodolov A.P., Nazaryev V.A., Neustroev V.L. Oil and natural gas of Irkutsk region. Publication of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences “Science in Siberia”, 1998, issue 1-2 (2137-2138), 5 p. (In Russ)
2. Kitaeva I.A. Types and genesis of reservoir space of the Lower Cambrian carbonate deposits of the southwestern slope of the Nepsko-Botuobinsk anteclise. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Speciality 25.00.06- Lithology, Moscow, 2020, 179 p. (In Russ).
3. Postnikova O.V. Evolution of the Riphean-Wend-Cambrian sedimentary basin of the southern Siberian plate-form and its oil and gas content. Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Synopsis, Speciality 25.00.06- Lithology, Moscow, 2007, 50 p. (In Russ).
4. Malkov I.P. Depositional environments of the Osa horizon in the central and eastern parts of the Nepa arch. Geophisicheskie Issledovaniya, 2014, Vol. 15, issue 1, P. 66–77. (In Russ).
5. Kayachev N.F., Kolesov V.A., Kvachko S.K., Musin R.A. The role of lithogenesis in the formation of zones with improved reservoir properties of subsalt carbonate deposits of the Vendian and Lower Cambrian (Eastern Siberia). Bulletin of the Perm National Researcher Polytechnic University. Geology. Oil and gas and mining, 2016, Vol. 15, issue 20, P. 216–231. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ванин Валерий Александрович, главный менеджер Управления по геологии и разработке шельфовых активов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: vavanin@rn-gir.rosneft.ru

Чертина Ксения Николаевна, зав. лабораторией петрографических исследований. ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Ульянова Алена Витальевна, главный специалист лаборатории изучения карбонатных коллекторов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Хомич Дарья Владимировна, специалист отдела разработки Управления по геологии и разработке шельфовых активов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Плаксина Милена Умхаевна, специалист отдела разработки Управления по геологии и разработке шельфовых активов, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Vanin Valery Alexandrovich, chief manager, division of offshore assets geology and development, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: vavanin@rn-gir.rosneft.ru

Chertina Ksenia Nikolaevna, head of laboratory for petrographic study, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Ulyanova Alena Vitalievna, chief specialist, laboratory for carbonate reservoirs study, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Khomich Darya Vladimirovna, specialist, division of offshore assets geology and development, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Plaksina Milena Umkhaevna, specialist, division of offshore assets geology and development, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-49-54 УДК 550.344.06 I Научная статья

Использование сейсмогеологического анализа для континентальных отложений в поддержку разработки

Радионов А.Н., Попкова М.И., Константинов К.В., Глебов А.С.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
anradionov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

С учетом усложнения геологического строения разбуриваемых объектов и ухудшения макроэкономических показателей, особую актуальность приобретает применение методик с относительно невысокими затратами, доказавших свою результативность.

Сейсмогеологический анализ (СГА) — это вид работ, нацеленный на детальное изучение геологического строения разрабатываемого пласта путем всестороннего анализа геолого-геофизической информации, в первую очередь — сейсмической. Целью анализа является повышение эффективности эксплуатационного бурения за счет минимизации геологических рисков.

В процессе разработки происходит значительный прирост информации о месторождении, и ключевая особенность СГА на разрабатываемых месторождениях заключается в непрерывной работе с сейсмическими данными по мере поступления дополнительной геолого-геофизической информации — результатов бурения новой скважины, длительной отработки скважин и т. д.

Материалы и методы

Месторождение изучено широким перечнем исследований: промысловыми геофизическими данными, лабораторными исследованиями керна, седиментационным анализом, полевыми сейсморазведочными работами и статистикой по работе скважин.

Сейсмогеологический анализ подразумевает комплексное применение всей имеющейся информации.

Ключевые слова

сейсмогеологический анализ, сейсморазведка, геология, трудноизвлекаемые запасы, эксплуатационное бурение, риски и неопределенности

Для цитирования

Радионов А.Н., Попкова М.И., Константинов К.В., Глебов А.С. Использование сейсмогеологического анализа для континентальных отложений в поддержку разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 49–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-49-54

Поступила в редакцию: 04.09.2026

UDC 550.344.06 I Original Paper

Using seismogeological analysis for continental deposits to support development

Radionov A.N., Popkova M.I., Konstantinov K.V., Glebov A.S.
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
anradionov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Taking into account the increasing complexity of the geological structure of the drilled facilities and the deterioration of macroeconomic indicators, the use of techniques with relatively low costs, which have proven their effectiveness, is particularly relevant.

Seismogeological analysis (SGA) is a type of work aimed at a detailed study of the geological structure of a reservoir being developed through a comprehensive analysis of geological and geophysical information, primarily seismic. The purpose of the analysis is to increase the efficiency of production drilling by minimizing geological risks.

During the development process, there is a significant increase in information about the field and the key feature of SGA in the fields under development is to perform continuous work with seismic data when additional geological and geophysical information is received - the results of drilling a new well, the results of long–term well development, etc.

Materials and methods

The deposit has been studied using a wide range of research methods: field geophysical data, laboratory core studies, sedimentary analysis, field seismic exploration, and well operation statistics.

Seismo geological analysis involves the comprehensive application of all available information.

Keywords

seismogeological analysis, seismic exploration, geology, hard-to-recover reserves, production drilling, risks and uncertainties

For citation

Radionov A.N., Popkova M.I., Konstantinov K.V., Glebov A.S. Using seismogeological analysis for continental deposits to support development. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 49–54. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-49-54

Received: 04.09.2026

Введение

В административном отношении участок исследований расположен на территории Уватского района Тюменской области и принадлежит ПАО «НК «Роснефть».

Основными продуктивными интервалами разреза являются среднеюрские пласты Ю2-4 тюменской свиты. Эти пласты представлены терригенными отложениями, которые накапливались в континентальных и переходно-морских условиях. Высокая активность древних рек стала причиной сложного и невыдержанного литологического состава вмещающих пород.

На этапе геологоразведочных работ (ГРР) на основе поисково-разведочного бурения выполнен полный цикл работ по интерпретации данных сейсморазведочных работ, в результате получены литофациальные схемы целевых пластов (рис. 1).

При переходе от разведки к разработке месторождения, требование к детальности лито-фациальных зон неоднократно возрастает. Для формирования стратегии бурения и поиска перспективных целей зона исследования фокусируется на объекте разработки. На основании регионального представления района работ в области интереса, выполняется углубленный анализ, который в режиме реального времени пополняется информацией и актуализируется.

В представленной работе в качестве примера приводится нефтяное месторождение, на котором сейсмогеологический анализ проводится с самого начала разработки.

Месторождение до этапа эксплуатационного бурения обладало несколькими ключевыми неопределенностями:

- низкая изученность бурением, скважинный фонд состоял из 3 поисково-разведочных скважин;
- не вскрыт водонефтяной контакт (ВНК) и по пластам принят условный уровень;
- ограниченный вынос керна по разрезу, данными охвачены не все коллектора пластов Ю2-4;
- испытания с гидравлическим разрывом пласта (ГРП) выполнены только по 1 скважине;
- отложения тюменской свиты характеризуются латеральной невыдержанностью коллекторов и резкой изменчивостью как по горизонтали, так и по вертикали;
- низкие фильтрационно-емкостными свойства (ФЕС) (Кпр ‹ 2мД), в связи с чем, запасы относятся к категории трудно-извлекаемых;
- по данным сейсморазведки выделяются многочисленные разломы, которые влияют на качество структурных построений и прогноз распространения коллектора.

Перечисленные неопределенности влияют на качество построения геологической модели и прогноза истинных геологических запасов, что вносит колоссальные риски для разбуривания залежи горизонтальными скважинами. Достигнутый в настоящее время уровень технологического развития сейсмических исследований в сочетании с СГА позволил получить качественную геологическую модель, отвечающую всем требованиям для успешной разработки залежи.

Основной целью проведенной работы является использование комплексного СГА на всех этапах, имеющего значительный экономический эффект за счет повышения эффективности эксплуатационного бурения.

Комплексное концептуальное геологическое моделирование

Концептуальное моделирование включает в себя, воспроизведение древней обстановки осадконакопления отложений, палеотектонический анализ и изучение седиментологической составляющей вмещающих пород, которые помогают детализировать геологическую модель пласта и, как следствие, снизить риски и неопределенности до начала эксплуатационного бурения.

Концептуальное моделирование в данной работе представлено следующими этапами:

- комплексный анализ данных геофизических исследований (ГИС) и керна по скважинам, который позволяет выполнить литологическое расчленение разреза, определить характер насыщения, определить ФЕС и проанализировать их изменчивость по разрезу, а также установить генезис отложений и принадлежность интервалов к фациальной зоне [1];
- создание структурно-тектонической модели, многовариантный расчет структурных поверхностей и детальное выделение тектонических нарушений позволяют выявить диапазон изменения структурного плана, который влияет как на запасы залежи, так и на успешность проводки эксплуатационных горизонтальных скважин;
- выполнение прогноза распространения эффективных толщин по пластам и целевым интервалам;
- так как прогнозные карты толщины не всегда отражают концептуальное представление о строении пласта, от геолога требуется на качественном уровне закартировать геологические тела и выделить фациальные зоны с последующей реализацией их в геологической модели.

Для получения эффективного результата при построении концептуальной геологической модели пласта требуются опыт и знания, позволяющие в первоначальной картине увидеть те или иные геологические события, так как на волновое поле влияет множество факторов, которые не всегда отражают строение разреза [2].

При переходе к бурению на месторождении пилотных скважин, возникла потребность детализации литофациальной схемы, полученной на этапе ГРР.

В результате анализа первоначальных данных ГИС по скважинам рассматриваемого месторождения объем

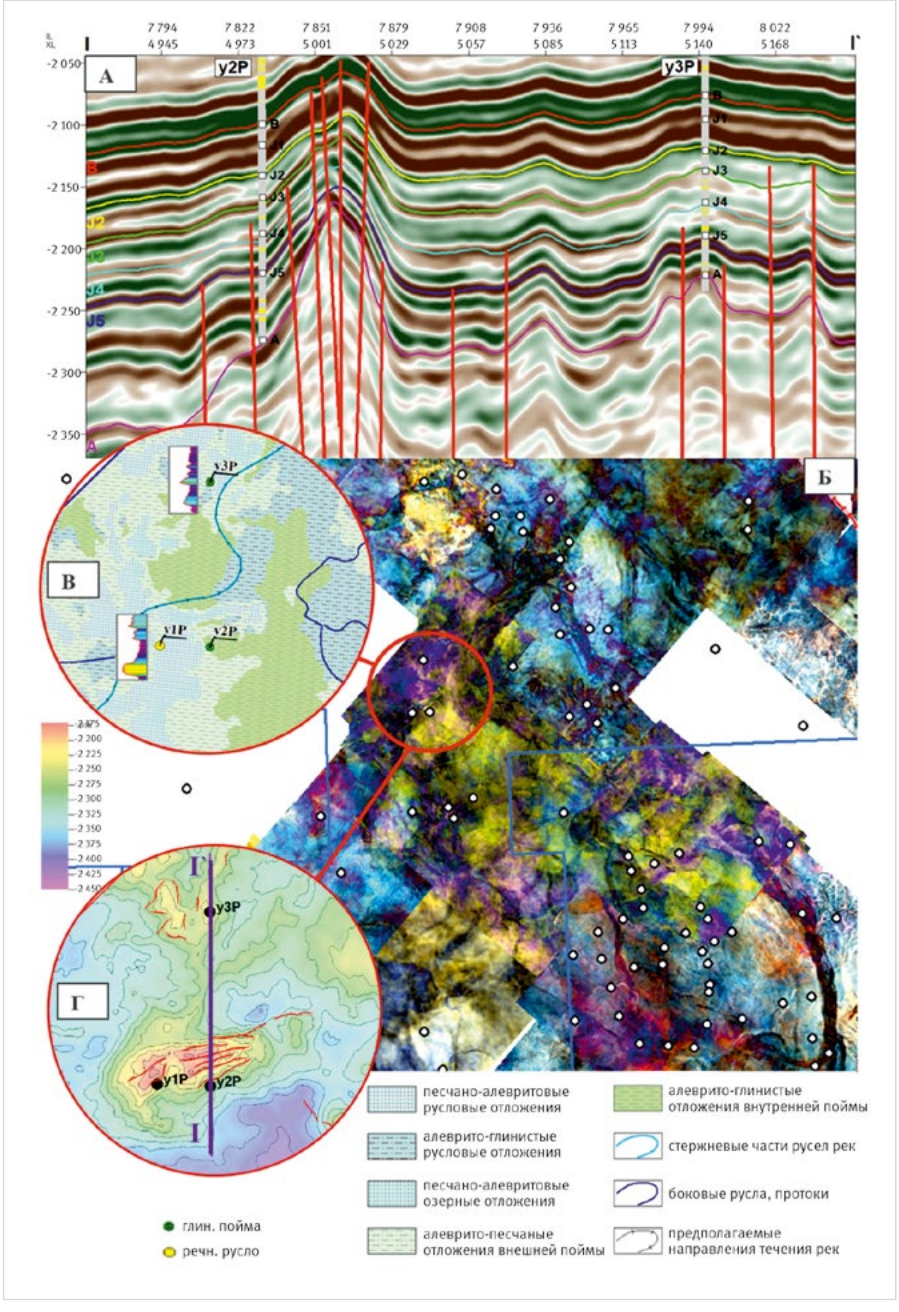


Рис. 1. Сейсмогеологическая характеристика пласта Ю3 по результатам ГРР: а — амплитудный разрез, б — спектральная декомпозиция для пласта Ю3, в — литофациальная схема пласта Ю3, г — карта изохрон ОГ Тю3
Fig. 1. Seismic-geological characteristics of the U3 formation based on the results of geological exploration: a – amplitude section; б – spectral decomposition for the U3 formation; в – lithofacial scheme of the U3 formation; г – map of the Yu3 isochrons

продуктивных отложений был разделен на два целевых интервала — верхний и нижний (ЦИ1 и ЦИ2). Интервалы представлены последовательными циклами осадконакопления, по данным геолого-статистического разреза и литологического описания керна. ЦИ1 в большинстве скважин представлен связанным геологическим телом, характеризуется высокой песчанистостью и ФЕС по сравнению с ЦИ2 (рис. 2). Подобный подход позволяет детализировать фациальную зональность для снятия рисков по проходке горизонтальных скважин и расчета последующей добычи.

Осадконакопление целевых интервалов происходило последовательно,

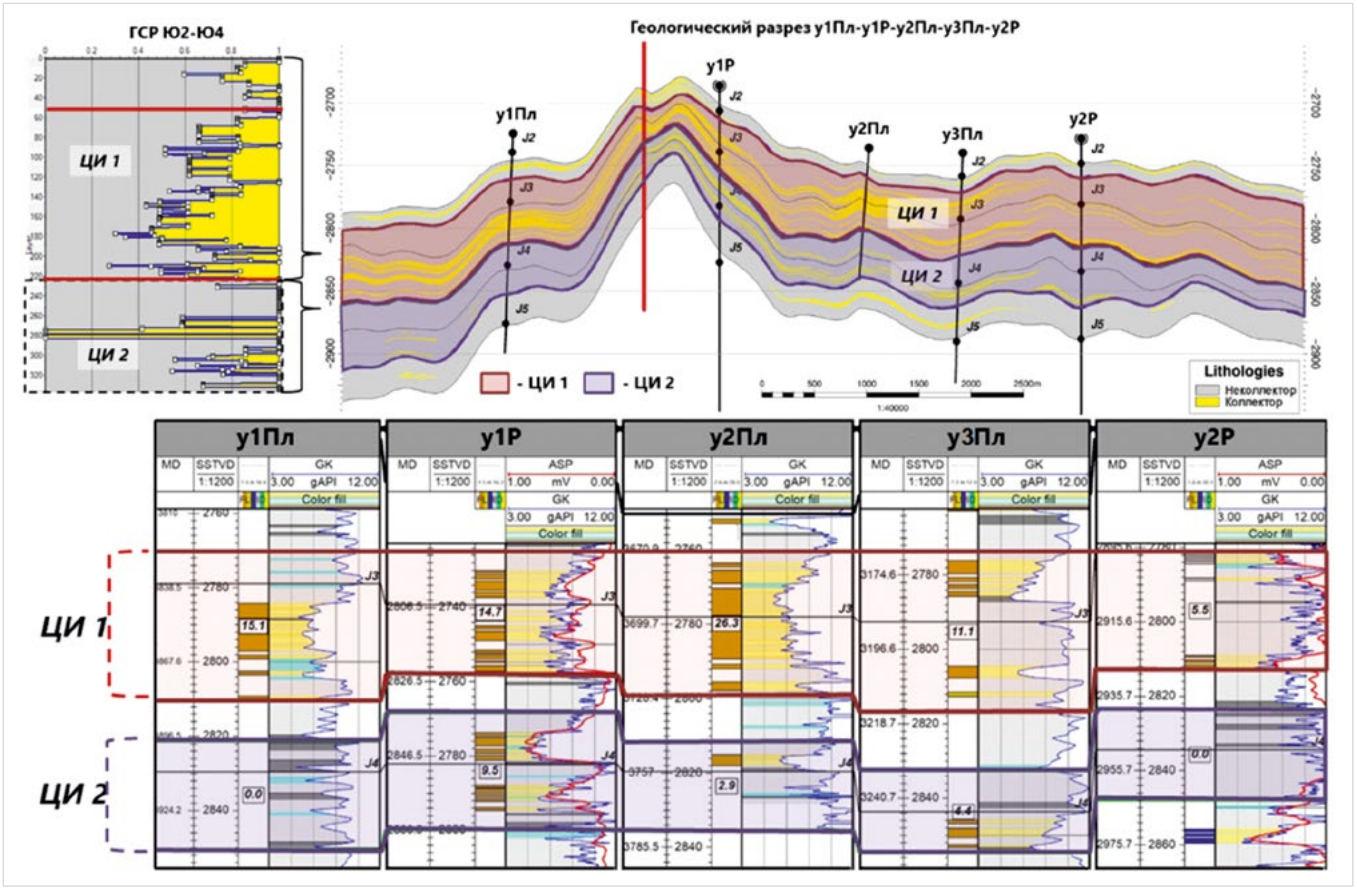


Рис. 2. Геологическое строение разреза
Fig. 2. Geological structure of the section

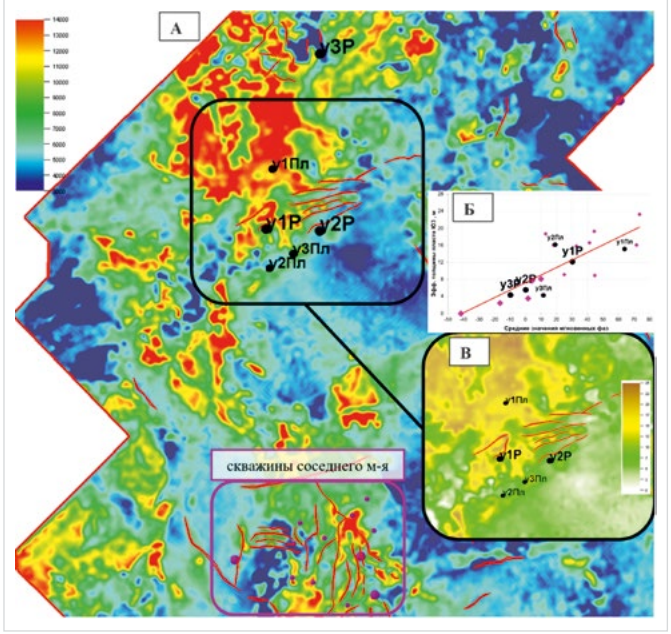


Рис. 3. Прогноз эффективных толщин пласта в целевом интервале 1: а — карта медианы значений мгновенной фазы, б — график зависимости эффективной толщины от мгновенной фазы, в — прогнозная карта эффективной толщины пласта Ю3
Fig. 3. Forecast of effective reservoir thicknesses in target interval 1: а – median map of instantaneous phase values; б – graph showing the relationship between effective thickness and instantaneous phase; в – forecast map of effective thickness of reservoir U3

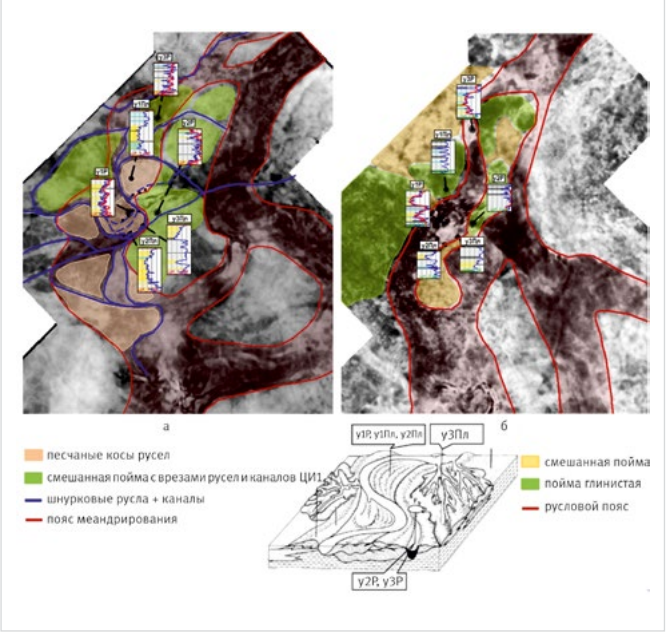


Рис. 4. Фациальная характеристика целевых интервалов ЦИ1 — а и ЦИ2 — б
Fig. 4. Facies characteristics of the target intervals CI1 – a and CI2 – б

по результатам седиментологических исследований отложения имеют континентальный генезис. Основной объем продуктивных коллекторов ЦИ1 и ЦИ2 представлен фациями кос и аккреционного комплекса, которые образуются за счет миграции меандрирующего русла, меньший объем фаций относится к глинистой пойме [3].

Далее следует этап количественного прогноза эффективных толщин. На данном этапе требуется осмысленный выбор входных данных и окон для анализа. Подбор окна определяется исходя из мощности и расположения песчаных пропластков. Из большого набора атрибутов интерпретатору требуется выбрать наиболее информативный, не противоречащий статистике по скважинам и схожий с представлениями о строении пласта.

Ввиду малого количества скважин на рассматриваемом месторождении, для увеличения выборки скважин привлечены скважины соседнего месторождения, с целью получения значимой зависимости (рис. 3). В дальнейшем по мере роста количества скважин, анализ выполнялся только в рамках целевого месторождения.

Результаты в виде прогнозной карты в последующем обрисковываются при формировании концептуальной модели.

По результатам анализа керна и ГИС с привлечением данных 3D-сейсморазведки проводится комплексный анализ. Для целевого интервала 1 выделены осевые части меандрирующих каналов, предположительные границы песчаных кос, образующихся в результате эрозии вогнутого берега и отложения осадков на внутреннем берегу и смешанной песчано-глинистой поймы с врезными маломощными каналами и руслами (рис. 4а).

Сейсмические атрибуты в интервале 2 менее контрастны (рис. 4б), проследить четкие границы палеотел затруднительно. Русловые тела характеризуются небольшой эффективной мощностью, и большей долей глинистого материала, границы русловых отложений выделены на качественном уровне преимущественно по скважинным данным.

Этап сопровождения бурения

При переходе к этапу горизонтального бурения для проработки вариантов проектных траекторий, проводится детальный предбуровой сейсмогеологический анализ в пределах интересующей цели (локально), основной задачей которого является выявления рисков для конкретной плановой скважины и определение наиболее перспективной зоны.

Неопределенность структурного фактора, при проводке горизонтальных скважин, особенно в случаях сложного структурного залегания маломощных пластов, активной тектоники или близости ВНК, минимизируется с помощью карт вариативности, суть которых заключается в применении разных методик построения и разной выборки скважин (исключение части скважин с наличием сомнения в определении стратиграфической кровли) (рис. 5а).

Динамический анализ в рамках сопровождения является дополнительным инструментом минимизации рисков как по структурному плану, так и по литологической составляющей. Так как в модели используются в основном значимые тектонические нарушения, для выделения малоамплитудных нарушений или нарушений без смещения, выполняется дополнительный анализ в районе проектной скважины (рис. 5б).

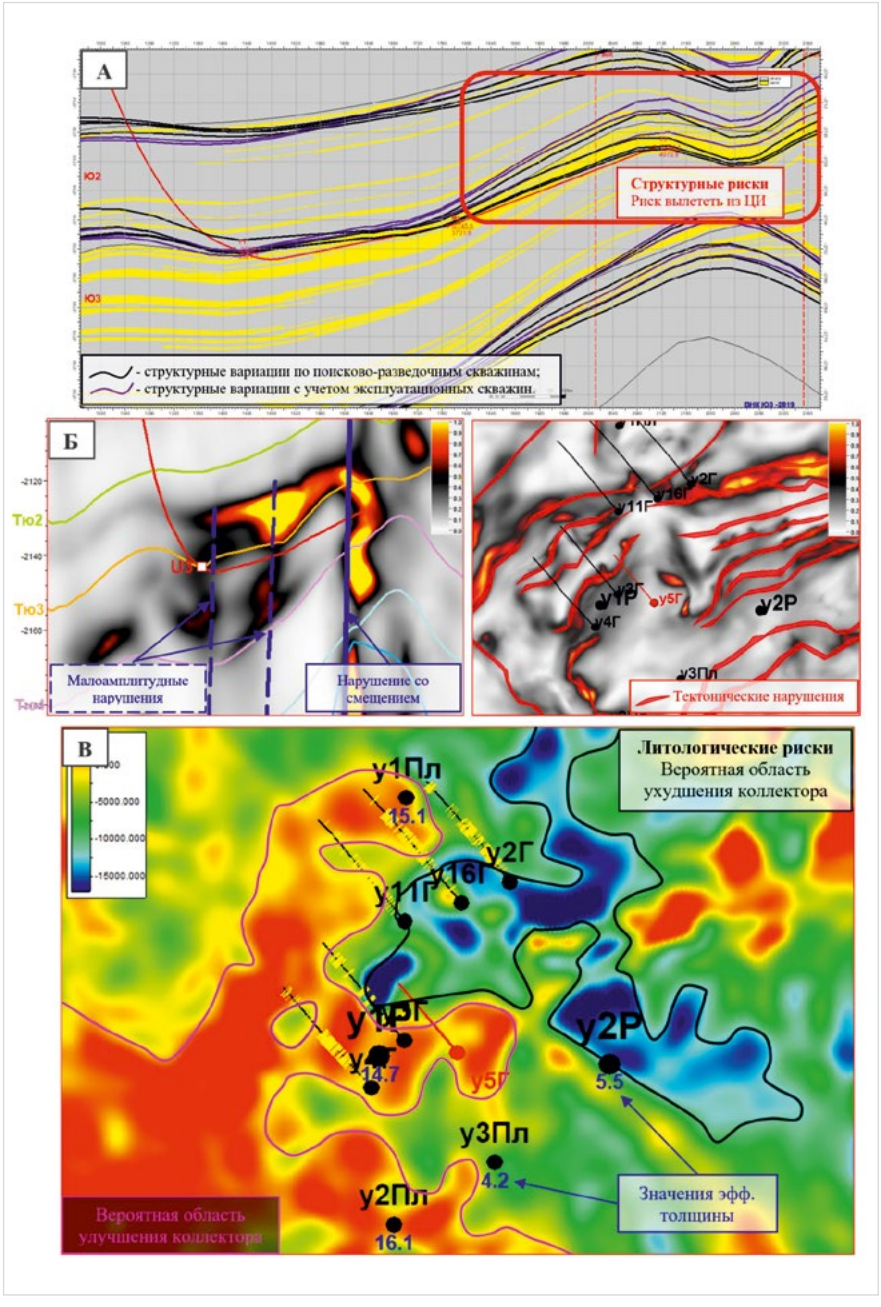


Рис. 5. Пример анализа скважины у5Г: а — геологический разрез с вариациями; б — разрез атрибута Chaos и карта атрибута Variance; в – амплитудный срез
Fig. 5. Example of well analysis y5Г: a – geological cross-section with variations, б – Chaos attribute cross-section and Variance attribute map; в – amplitude cross-section

Получить полностью подтверждаемое распространение коллектора по единственному атрибуту проблематично, так как в волновом поле на динамическую составляющую влияет не только литология. Ни один из атрибутов не имеет полного соответствия с каким-либо геологическим признаком, каждый из них в большей или меньшей степени отражает их отдельные составляющие [4]. В связи с этим, важно при анализе проектных скважин привлекать дополнительные атрибуты, анализировать не только базовый прогноз эффективных толщин из модели, а также привлекать атрибуты, имеющие качественное, либо количественное подтверждение бурением (рис. 5в). Довольно часто бывает, что какие-то зоны хорошо описывает один атрибут, который для соседней области уже слабо отражает связь с коллектором.

В результате СГА при планировании и сопровождении горизонтальных скважин, анализируется дополнительный объем информации и выдаются рекомендации для наиболее эффективного вскрытия целевого интервала (рис. 5). Данный анализ позволяет до бурения или в процессе бурения корректировать геологическое представление о районе работ и принимать решения относительно дальнейшего бурения.

В рамках подведения итогов бурения, представлена гистограмма эффективности проводки горизонтальных скважин (рис. 6). Скважины, пробуренные с превышением плановой эффективности проводки более 20 %, приурочены к зонам высокой неопределенности по коллектору и были заведомо обрискованы. Нужно учитывать, что на положительный результат бурения ГС влияют не только геологические условия, но и технологические и инженерные решения.

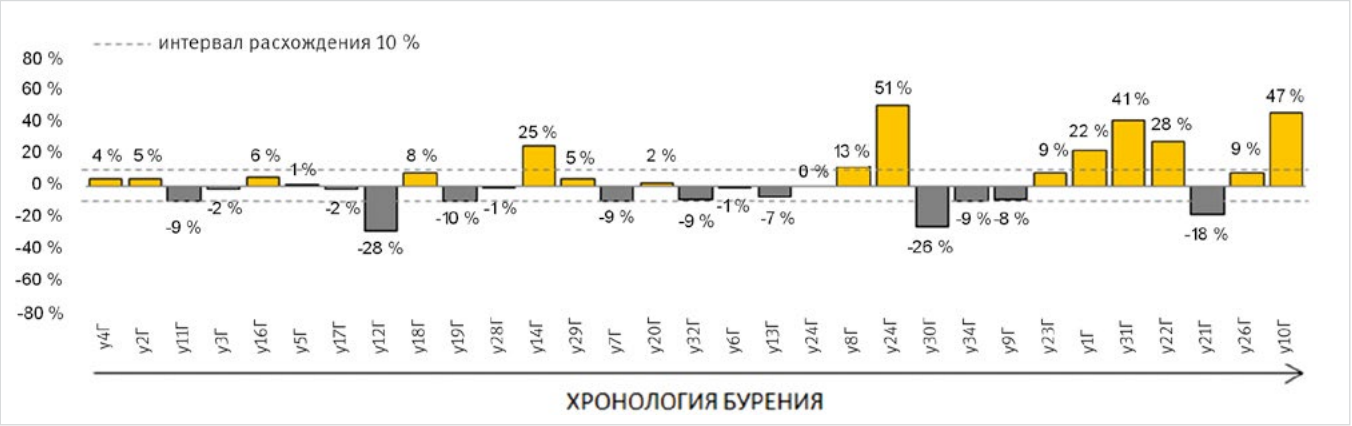


Рис. 6. Гистограмма эффективности проводки ГС
Fig. 6. Histogram of the efficiency of the GS wiring

Формирование стратегии бурения и системы разработки

С учетом результатов поэтапного СГА формировалась стратегия бурения. Подобрана оптимальная система разработки с учетом технологических особенностей и достижения максимальной добычи данной залежи — горизонтальными скважинами с 9 ГРП с расстоянием 400 м и длиной 800 м с соотношением 1:1 добывающие и нагнетательные [5].

В первую очередь разбуривались русловые отложения с повышенными ФЕС и выдержанными коллекторами. Средняя эффективная проходка по горизонтальным участкам составила — 50,3 %. Запускные дебиты достигали Qн = 300 т/сут (рис. 7).

После разбуривания основного руслового пояса вышли на зоны с пойменными отложениями, где наблюдается высокая расчлененность и более низкие ФЕС коллекторов. Средняя эффективная проходка по горизонтальным участкам составила — всего 23,8 %. Запускные дебиты — всего 40–60 т/сут, несмотря на повышение массы проппанта до 120 тонн на порт (рис. 8).

По мере эксплуатации объекта уточнены темпы падения дебитов Qж и Qн, а также характеристика вытеснения на скважинах, пробуренных в водонефтяной зоне. На основании уточненной 3D геолого-фациальной модели создана гидродинамическая модель. С учетом адаптации на данные по добыче рассчитаны варианты по оптимальному времени отработки и перевода в поддержание пластового давления нагнетательных скважин (6 месяцев).

Таким образом по итогам работы мультидисциплинарной группы, удалось повысить эффективность проекта:

- прирост начальных извлекаемых запасов нефти составил +1,8 млн.т.;
- пробурено 34 высокоэффективные горизонтальные скважины (ГС) с многостадийным ГРП при плановых 28 ГС;
- средний запускной дебит нефти 150 т/сут при плановых значениях 85 т/сут;
- прирост добычи от ввода новых скважин по итогам 2024–2025 гг. относительно плана составил +152 тыс.т.

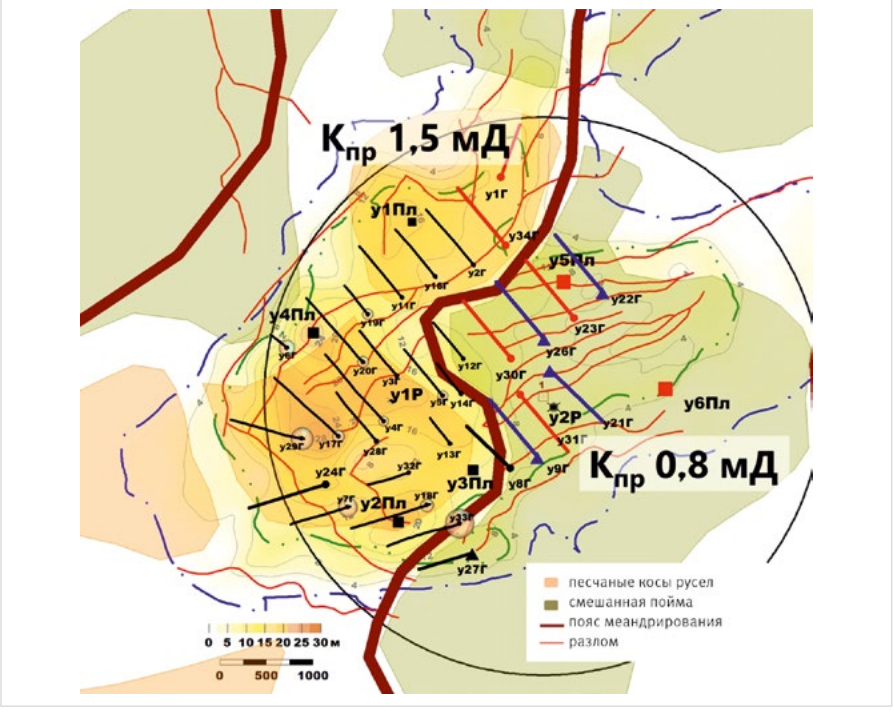


Рис. 7. Разбуривание залежи Ю2-3 с учетом выделенных фациальных зон по СГА
Fig. 7. Drilling of the U2-3 deposit, taking into account the identified facies zones according to SGA

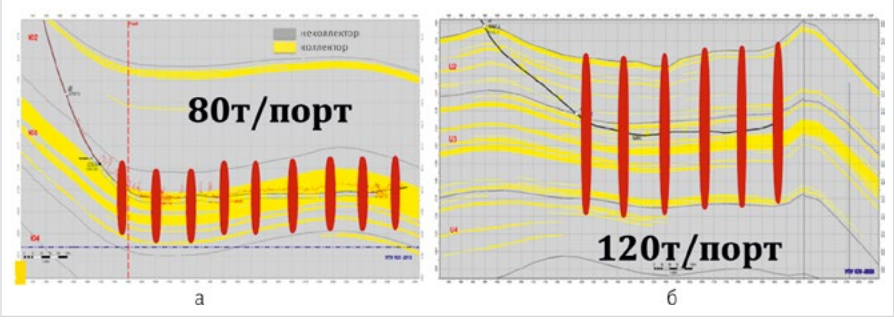


Рис. 8. Проводка ГС и выполненные ГРП по русловым — а и пойменным — б отложениям
Fig. 8. Drilling of a horizontal well and hydraulic fracturing carried out in channel deposits – a and floodplain deposits – б

Итоги

В статьи приведены результаты использования СГА для построения геологической модели, последующего сопровождения разработки и бурения на примере нефтяного месторождения с коллектором континентального генезиса. Комплексный подход позволил выполнить лито-фациальное расчленение разреза и сформировать стратегию бурения. Данный подход позволил повысить эффективность бурения и разработки.

Выводы

Первичное построение модели зачастую несёт в себе неопределенности, ввиду нехватки скважинной информации, в ходе непрерывного СГА модель месторождения может претерпеть изменения от локального пересмотра до уточнения концептуальной модели.

Использование данных сейсморазведки является неотъемлемым компонентом

производственного процесса на этапе разработки месторождения. Рост геолого-геофизической информации, связанный с бурением новых скважин, позволяет по-новому посмотреть на сейсмические данные и уточнить их интерпретацию, что позволяет значительно повысить качество геологической модели.

Объединив накопленную геолого-геофизическую информацию и данные сейсморазведки, с учетом анализа бурения установлена фациальная принадлежность и неоднородность объекта. При формировании стратегии бурения необходимо учитывать полученные геологические тела.

Такие работы рекомендуется проводить на всех месторождениях со сложным коллектором, которые находятся на этапе эксплуатации [6].

Дополнительным инструментом улучшения данного подхода, является секторная переобработка данных, при недостаточной детальности имеющихся данных сейсморазведочных работ. Для переобработки ключевым фактором является хорошее качество полевых данных, которые позволяют получить улучшенный материал при расширении графа обработки.

На текущем месторождение инверсионные преобразование не выполнялись, в виду слабого разделения коллектора в поле упругих параметров. Имея уверенное разделение коллектора, можно на основе кубов, полученных по результатам инверсии, перейти от прогноза литологии в 2D к 3D.

Литература

1. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа, М.: Недра, 1984. 260 с.
2. Шерифф Р.Е., Грегори А.П., Вейл П.Р., Митчем мл. Р.М. и др. Сейсмическая стратиграфия. Использование при поисках и разведке нефти и газа в 2-х частях, М.: Мир, 1982. 846 с.
3. Уолкер Р., Джеймс Н. Фациальные модели, М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2016. 895 с.
4. Ампилов Ю.П. Сейсмическая интерпретация: опыт и проблемы, М., «Геоинформмарк, 2004. 286 с.
5. Гиматудинов Ш.К., Дунюшкин И.И., Зайцев В.М. и др, Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов, М.: Недра, 1988. 302 с.
6. Зернин А.А., Клюсова Е.Ю., Атепаева М.В. и др. Сейсмогеологический анализ для формирования стратегии эксплуатационного бурения на месторождениях Ванкорского кластера // Геофизика. 2026. № 1. С. 68–74.

ENGLISH

Results

The article presents the results of using SGA to build a geological model, followed by support for development and drilling, using an oil field with a reservoir of continental origin as an example. The comprehensive approach made it possible to carry out lithofacies division of the section and develop a drilling strategy. This approach made it possible to increase the efficiency of drilling and development.

Conclusions

The initial model construction often involves uncertainties due to the lack of well data; during continuous SGA, the field model may undergo changes ranging from local revision to refinement of the conceptual model.

The use of seismic data is an integral component of the production process at the field development stage. The growth of geological and geophysical data associated with drilling new wells allows for a new perspective on seismic data and refinement of their interpretation, which significantly improves the quality of the geological model.

By combining the accumulated geological and geophysical information and seismic data, and taking into account the analysis of drilling, the facies affiliation and heterogeneity of the object have been established. When developing a drilling strategy, it is necessary to take into account the obtained geological bodies.

Such work is recommended for all fields with a complex reservoir that are at the operational stage [6].

An additional tool for improving this approach is sectoral reprocessing of data, if the available seismic exploration data are insufficiently detailed. For reprocessing, the key factor is the good quality of the field data, which makes it possible to obtain improved material when expanding the processing graph.

At the current field, inversion transformations were not carried out due to the poor separation of the reservoir in the field of elastic parameters. With a reliable separation of the reservoir, it is possible to move from 2D lithology prediction to 3D based on the cubes obtained from the inversion results.

References

1. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps for oil and gas. Moscow: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
2. Sheriff R.E., Gregory A.P., Vail P.R., Mitchum Jr. R.M. et al. Seismic Stratigraphy. Use in the search for and exploration of oil and gas in two parts. Moscow: Mir, 1982, 846 p. (In Russ).
3. Walker R., James N. Facies models. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Research, 2016, 895 p. (In Russ).
4. Ampilov Yu.P. Seismic interpretation: experience and problems. Moscow: Geoinformmark, 2004, 286 p. (In Russ).
5. Gimatudinov Sh.K., Dunyushkin I.I., Zaitsev V.M. et al. Development and operation of oil, gas and gas condensate fields: Textbook for universities, Moscow: Nedra, 1988, 302 p. (In Russ).
6. Zernin A.A., Klyusova E.Y., Atepaeva M.V. et al. Seismogeological analysis for the formation of an operational drilling strategy in the fields of the Vankor cluster. Geophysics, 2026, issue 1, P. 68–74. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Радионов Андрей Николаевич, менеджер отдела сопровождения бурения,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: anradionov@rn-gir.rosneft.ru

Попкова Мария Игоревна, руководитель группы сейсмо-геологического моделирования,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Константинов Константин Владимирович, начальник отдела сопровождения бурения,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Глебов Алексей Сергеевич, главный менеджер управления по геологии и разработке,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Radionov Andrey Nikolaevich, manager of the drilling support department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: anradionov@rn-gir.rosneft.ru

Popkova Maria Igorevna, head of the seismic-geological modeling group, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Konstantinov Konstantin Vladimirovich, head of the drilling support department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Glebov Alexey Sergeevich, chief manager of the geology and development department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-55-60 УДК 550.8:004.85 I Научная статья

Повышение эффективности прогнозирования зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений способом многомерного машинного обучения на основе многовариантного расчета

Копысова И.А.[1], **Амиров А.А.**[1], **Зюзев Е.С.**[1], **Зайцев А.В.**[1], **Чертина К.Н.**[1], **Мусин Р.А.**[2], **Долгов И.А.**[2]
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; [2]ООО «АнгараНефть», Иркутск, Россия
iakopysova@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Неоднородность карбонатных коллекторов, возникающая в результате сложных процессов осадконакопления и подверженность отложений диагенетическим преобразованиям, давно является проблемой для успешной разведки и разработки месторождений углеводородов. Данные строения карбонатов по исследованиям керна и интерпретации ГИС определяют концептуальное строение пласта и носят локальный характер, обусловленный местоположением скважин, не охватывая межскважинное пространство. В таких случаях роль сейсмических данных в повышении эффективности добычи на карбонатных месторождениях становится все более важной, позволяя проводить сейсмическую интерпретацию с помощью современного программного обеспечения, соотнесенного с данными интерпретации каротажных кривых скважин и седиментологических исследований керна. Геологические знания о карбонатных системах, об осадконакоплении, о вторичных преобразованиях, о формировании седиментологических тел с различными свойствами горных пород имеют критически важное значение для проведения надежных и достоверных сейсмических интерпретаций и открывают новые возможности для применения многоатрибутных процессов машинного обучения для сейсмического распознавания и характеристики фаций карбонатных месторождений.

Материалы и методы

Для исследования применялся многомерный подход к машинному обучению с целью улучшения прогноза распределения карбонатных коллекторов в пласте Б1. Каждый набор упруго-плотностных параметров рассматривается как точка в многомерном пространстве. Для описания распределения коллекторов применяются многомерные гауссовы функции (на основе размеров 3-D-кубов) и рассчитывается вероятность распределения коллекторов с последующем выбором самого вероятного варианта. Полученные результаты позволяют получить более дифференцированную карту коллекторов.

Ключевые слова

неоднородность и сложность карбонатных коллекторов, седиментологические исследованиям керна, разнообразные типы порового пространства, классификация и прогнозирование качества коллекторских свойств, традиционный подход к сейсмической интерпретации, многомерное машинное обучение, осинский горизонт, Непско-Ботуобинская антеклиза, пласт Б1

Для цитирования

Копысова И.А., Амиров А.А., Зюзев Е.С., Зайцев А.В., Чертина К.Н., Мусин Р.А., Долгов И.А. Повышение эффективности прогнозирования зон улучшенных фильтрационно-емкостных свойств карбонатных отложений способом многомерного машинного обучения на основе многовариантного расчета // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 55–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-55-60

Поступила в редакцию: 04.09.2026

UDC 550.8:004.85 I Original Paper

Improving the predictive performance for zones of higher reservoir properties in carbonate deposits using multiple-option machine learning runs

Kopysova I.A.[1], **Amirov A.A.**[1], **Zyuzev E.S.**[1], **Zaytsev A.V.**[1], **Chertina K.N.**[1], **Musin R.A.**[2], **Dolgov I.A.**[2]
[1]"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; [2]"AngaraNeft", LCC, Irkutsk, Russia
iakopysova@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The heterogeneity of carbonate reservoirs, resulting from complex depositional processes and the susceptibility of sediments to diagenetic transformations, has long been a challenge for the successful exploration and development of hydrocarbon fields. Carbonate structural data from core studies and well logging interpretations define the conceptual structure of the reservoir and are localized, determined by well locations, without capturing the interwellbore space. In such cases, the role of seismic data in improving production efficiency at carbonate fields is becoming increasingly important, enabling seismic interpretations using modern software, correlated with well log interpretations and sedimentological core studies. Geological knowledge of carbonate systems, sedimentation, secondary transformations, and the formation of sedimentological bodies with diverse rock properties is critical for reliable and accurate seismic interpretations and opens new opportunities for the application of multi-attribute machine learning processes for seismic recognition and characterization of carbonate deposit facies.

Materials and methods

A multidimensional machine learning approach was used in this study to improve the prediction of carbonate reservoir distribution in the B1 formation. Each set of elastic-density parameters is considered as a point in a multidimensional space. Multidimensional Gaussian functions (based on the dimensions of 3-D cubes) are used to describe the reservoir distribution, and the reservoir distribution probability is calculated, followed by selection of the most probable scenario. The results obtained allow a more differentiated reservoir map to be produced.

Keywords
carbonate reservoir heterogeneity and complexity, core sedimentological studies, diverse pore space types, reservoir property classification and prediction, traditional approach to seismic interpretation, multivariate machine learning, Osinsky horizon, Nepa-Botuoba Anteclise, B1 reservoir

For citation
Kopysova I.A., Amirov A.A., Zyuzev E.S., Zaytsev A.V., Chertina K.N., Musin R.A., Dolgov I.A. Improving the predictive performance for zones of higher reservoir properties in carbonate deposits using multiple-option machine learning runs. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 55–60. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-55-60

Received: 04.09.2026

Восточная Сибирь является значимым звеном разведки и добычи углеводородов, значительные запасы которых сосредоточены в карбонатных отложениях нижнего кембрия.

Основные запасы и ресурсы сосредоточены в осинском горизонте среднеусольской подсвиты в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

Карбонатные коллекторы вследствие сложных условий осадконакопления и многостадийных диагенетических преобразований характеризуются низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) матрицы, широким диапазоном размеров пор, разнообразными типами порового пространства, что оказывает значительное влияние на фильтрационные характеристики и продуктивность нефтегазовых залежей. По причине высокой неоднородности и сложности строения карбонатных коллекторов вопросы характеристики, классификации и прогнозирования качества коллекторских свойств являются актуальной темой.

Районом исследования является месторождение им. Н. Лисовского, входящее в Даниловский кластер месторождений, расположенный в пределах Непского свода (рис. 1).

Предметом изучения является пласт Б1 осинского горизонта, который представлен карбонатными отложениями и является одним из продуктивных нефтегазоносных резервуаров. Отличительной особенностью пласта является высокая степень неоднородности строения, как по разрезу, так и по латерали. Особенности процессов осадконакопления привели к резкой фациальной изменчивости отложений на площади исследования. Поэтому при разработке и доразведке месторождения важно детально изучать и согласовывать всю геолого-геофизическую информацию: керновые исследования, интерпретация ГИС и данные сейсморазведки с целью повышения качества прогноза распределения коллектора по площади его распространения.

Седиментологическая модель пласта Б1

По результатам седиментологических исследований керна с учетом вторичных процессов определены основные этапы формирования и преобразования пласта Б1.

Карбонатные отложения на изучаемой территории сформировались в области внутреннего шельфа и представлены зонами мелководного комплекса, краевой зоны карбонатной платформы с окаймляющими органогенными постройками и зоной конденсированной седиментации и отдельных органогенных построек (рис. 2).

Пласт сложен преимущественно доломитами (часто микротонкозернистыми, реже мелкозернистыми) и известняками. Встречаются и другие компоненты: в меньшем объеме — глинисто-карбонатные разности, ангидриты, а также прослои каменной соли.

Основные коллекторы связаны с фациями рифовых массивов, представленных баундстонами разных типов, принадлежащих ядру (вершине) рифа и рифовым склонам:

баундстоун столбчато-строматолитовый, баундстоун микробиально-тромболитовый, баундстоун губковый массивной текстуры.

Разнообразие видов баундстоунов приводит к значительному различию коллекторских свойств, которые могут варьировать в широких пределах от высоких до низких в зависимости от процессов диагенеза каждого фациального типа. К факторам, влияющим на фильтрационные свойства коллекторов, относятся доломитизация, выщелачивание, цементация.

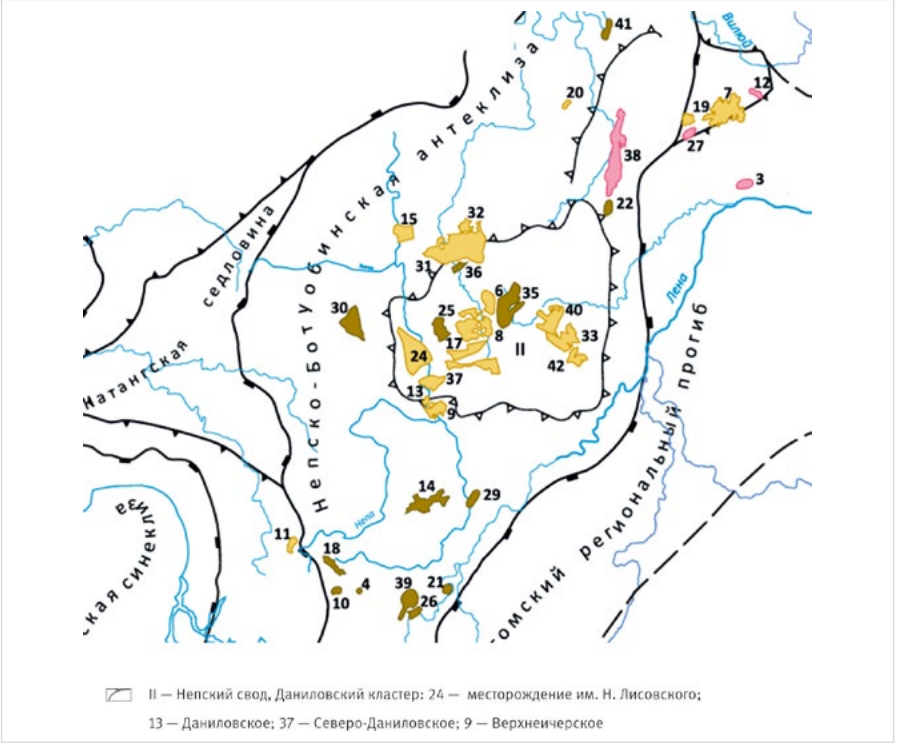


Рис. 1. Выкопировка из карты расположения месторождений венд-нижнекембрийских карбонатных и галогенно-карбонатных отложений центральных и южных районов Сибирской платформы. Г.Г. Шемин, А.Г. Вахромеев и др. «Строение, состав, оценка качества коллекторов и перспектив нефтегазоносности продуктивных карбонатных пластов венда и кембрия центральных и южных районов Сибирской платформы», 2003
Fig. 1. Extract from the field location map of the Vendian-Lower Cambrian carbonate and halogenic-carbonate deposits in the central and southern regions of the Siberian Platform. G.G. Shemin, A.G. Vakhromeev et al. "Structure, composition, assessment of reservoir quality and oil and gas potential of productive carbonate formations of the Vendian and Cambrian in the central and southern regions of the Siberian Platform", 2003



Рис. 2. Блок-схема обстановок осадконакопления пласта Б1
Fig. 2. Block diagram of depositional environments of B1 reservoir

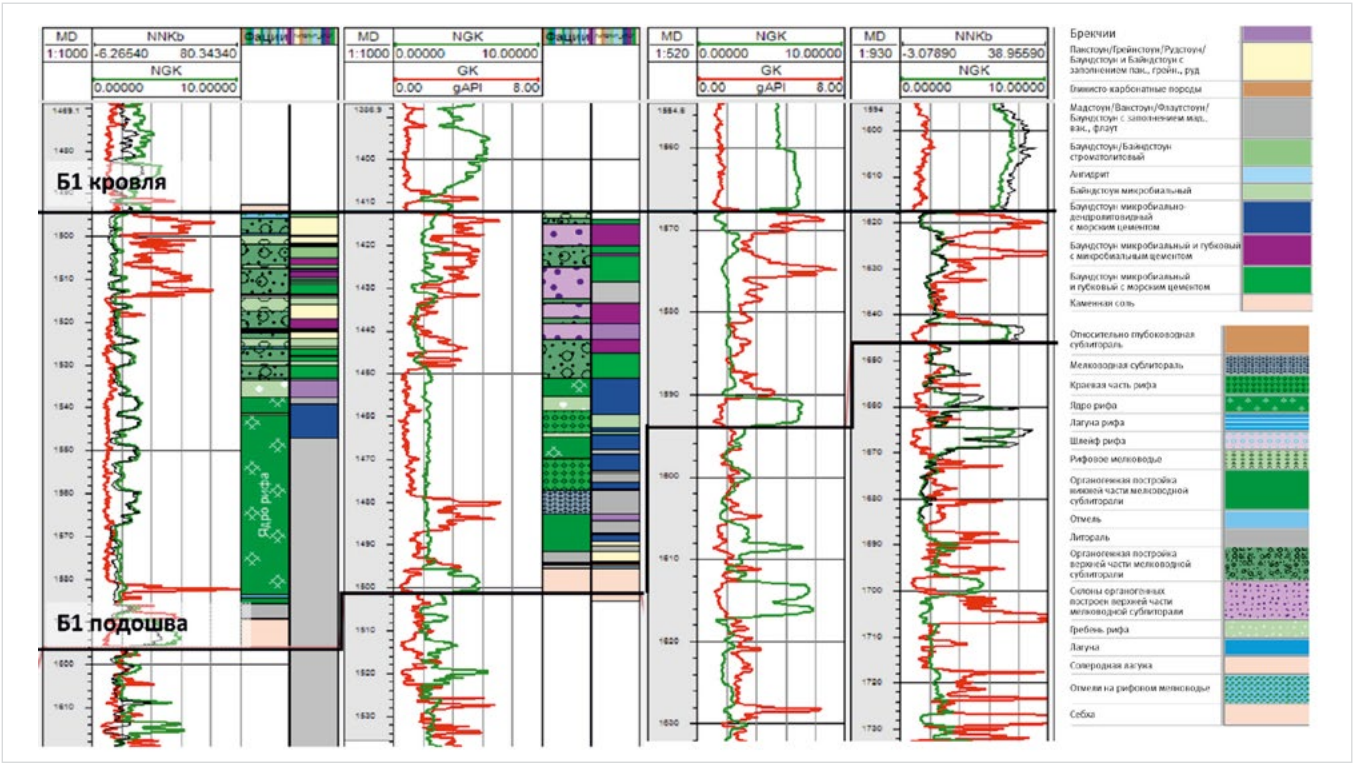


Рис. 3. Пример выделения фации верхней части мелководной сублиторали по керну и ГИС
Fig. 3. A field case of interpreting the facies of the upper part of the shallow sublittoral zone form core and well logging data

Интерпретация ГИС

Пласт Б1 однозначно выделяется в разрезах скважин, так как подстилается и перекрывается карбонатными породами осинского горизонта. Толщина его изменяется от 20–30 до 120 м, обычно от 40 до 80 м. Наибольшие толщины пласта обычно соответствуют рифовым образованиям и отмечаются на локальных участках, а наименьшие соответствуют участкам некомпенсированного прогибания.

В разрезе скважин для рифов характерны следующие признаки:

- низкие значения и слабая дифференцированность кривой ГК(ПС);
- наличие значительных отрицательных аномалий и слабая контрастность кривой;
- низкие значения и слабая расчлененность кривой НГК соответствуют высокопористым коллекторам чистых рифов.

Основным результатом интерпретации каротажных кривых (ГИС) стало выделение рифов в разрезе скважин, как с отбором керна, так и без отбора (рис. 3).

Таким образом, по седиментологическим исследованиям керна и по каротажному облику кривых ГИС определены обстановки накопления, соответствующие фации, тип коллектора и вторичные процессы, влияющие на его свойства, и формы, которые он может принимать в пределах района исследования. Но это однозначное определение в точках отбора керна и в пробуренных скважинах имеет локальный характер.

Иными словами, обобщая ранее сказанное, в пределах одного и того же рифа свойства коллектора, вскрытого скважиной, могут разительно отличаться от свойств остальной части рифа. Это обстоятельство значительно осложняет прогноз свойств в межскважинном пространстве по данным керновых исследований и интерпретации ГИС без привлечения данных сейсмической интерпретации.

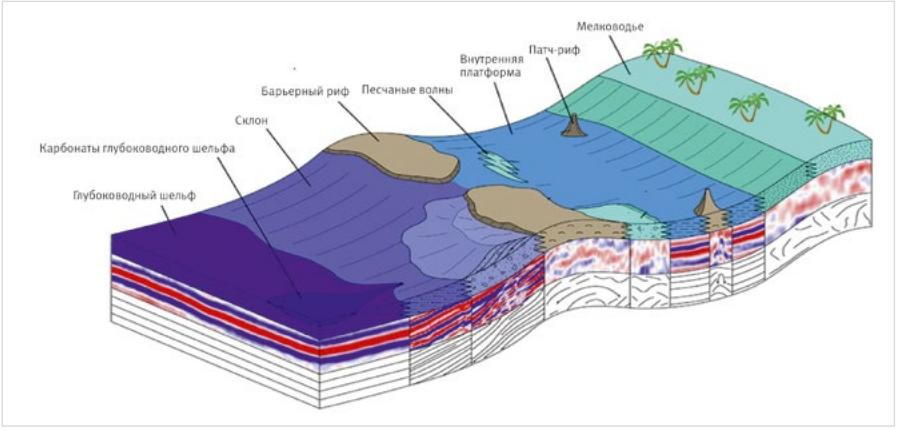


Рис. 4. Интерпретация с учетом условий осадконакопления карбонатов и их типичных литофаций. Поскольку состав и архитектура осадконакопления карбонатных платформ меняются со временем и в ответ на тектонические, экологические и эвстатические факторы, геологические знания имеют первостепенное значение в процессе интерпретации. Из работы Паумарда и др. (2017, рис. 3 и 13). TWT, двойное время
Fig. 4. Interpretation considering the depositional environment of carbonates and their typical lithofacies. Since the composition and sedimentary architecture of carbonate platforms change with time and in response to tectonic, environmental, and eustatic factors, geological knowledge is of primary importance in the interpretation process. From Paumard et al. (2017, fig. 3 and 13). TWT, two-way travel time

Сейсмическое моделирование

Характерное для карбонатных коллекторов чередование различных зон коллектора от пустот до цементации кальцитом соответствует физическим принципам сейсмической записи, точнее, ее характеристике — акустическому импедансу.

Традиционный подход к сейсмической интерпретации основан на соответствии рисунка сейсмической записи определенной фации с собственным набором литотипов, различающихся коллекторскими свойствами. В результате получается одновариантная зависимость параметров без учета тонких различий в поровой структуре (рис. 4).

Изначально на соседних месторождениях для прогноза развития коллекторов осинского горизонта с целью заложения разведочных скважин использовались карты суммарной линейной емкости и общей пористости. В районе исследований по результатам комплексной интерпретации данных 3D-сейсморазведки получены кубы упругих свойств по результатам синхронной инверсии. Эти данные стали основой для улучшения прогноза коллектора. Применение байесовской литоклассификации к данным инверсии позволило рассчитать куб вероятности коллектора. Метод байесовской литоклассификации — это вероятностный подход

к определению литологии в каждой точке сейсмического куба на основе упругих параметров, например импеданса и/или плотности. Для каждой точки куба вычислялась вероятность коллектора и выбиралась та, где вероятность максимальна. В качестве обучающей выборки использовались данные ГИС по 18 разведочным скважинам. В результате расчета традиционный подход имеет одно решающее правило и один вариант куба вероятности.

При бурении первых эксплуатационных скважин выяснилось, что этот подход не обеспечил нужной точности в распределении коллектора. Были зафиксированы несопоставимые отличия в запускных параметрах скважин № 5, № 3 по сравнению с данными скважины №1: первоначальный дебит новых скважин составил 200 т/сут, а скважины №1 — 400 т/сут.

Стало очевидно, что даже с учетом качественной подготовки данных и использования байесовского метода, обобщенные карты не способны в полной мере описать высокую степень неоднородного строения коллекторов рифовых построек.

Возникла необходимость поиска нового подхода способного улучшить прогноз зон распределения коллекторов в районе исследований. В качестве решения предложено использование многомерного машинного обучения на основе многовариантного расчета в рамках пилотного проекта пласта Б1 месторождения им. Н.Н. Лисовского (рис. 5).

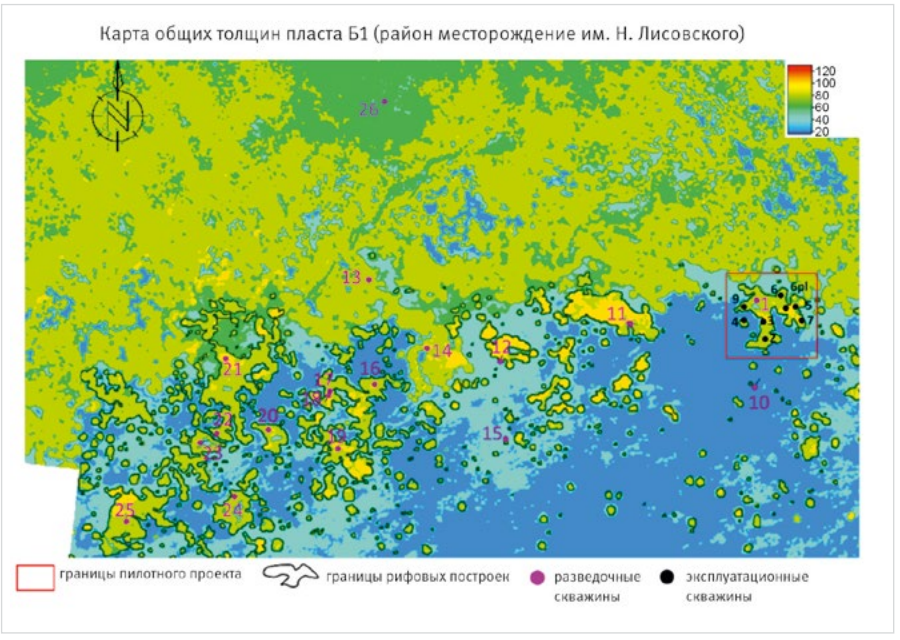


Рис. 5 Обзорная схема с границами пилотного проекта
Fig. 5. Overview map with the pilot area boundaries

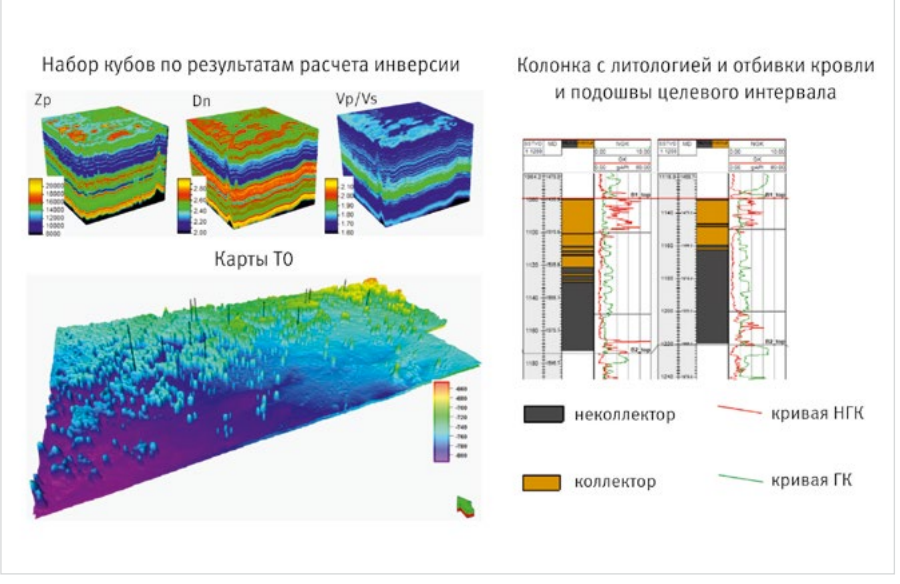


Рис. 6 Входные данные для многомерных расчетов
Fig. 6 Input data for multiple-option model runs

Суть нового подхода

Многомерное машинное обучение (МО) в сочетании с многомерными вычислениями преобразует сейсмические данные с множеством атрибутов в высокоточные геологические модели. Благодаря одновременному анализу коррелированных переменных, таких как сейсмические атрибуты, каротажные диаграммы и поля скоростей, эти методы позволяют выявлять геологические особенности и свойства горных пород детальнее и точнее традиционных методов. Традиционные рабочие процессы анализируют входные данные последовательно, а многомерные вычисления рассматривают их как взаимозависимые переменные. Алгоритмы машинного обучения выявляют скрытые корреляции между этими переменными. Поэтому вероятностные модели машинного обучения выдают несколько вариантов строения отложений, одновременно определяя пространственные закономерности по нескольким атрибутам, выделяя признаки, которые выглядят одинаково на стандартных данных амплитуды.

Применение нового подхода

Для моделирования свойств карбонатных отложений пласта Б1 месторождения им. Н. Лисовского применялся алгоритм Монте-Карло — это тип вычислительного алгоритма, который использует повторяющуюся случайную выборку для получения вероятности определённого диапазона результатов. При этом базовым распределением для генерации случайных чисел использовалось многомерное равномерное распределение. Когда симуляция Монте-Карло завершается, она даёт ряд возможных исходов с вероятностью каждого из них.

Данные пласта Б1, предоставленные для многомерного машинного обучения на основе многовариантного расчета, состоят из двух компонентов: геологических (интерпретация ГИС) и сейсмических данных (рис. 6).

В качестве вероятности распределения коллектора в пространстве упруго-плотностных свойств используется многомерное распределение функций Гаусса, размерность которого соответствует количеству кубов упруго-плотностных параметров (акустический импеданс, отношение Vp/Vs, плотность), полученных в результате синхронной инверсии. Геофизические параметры, такие как акустический импеданс, плотность и отношение Vp/Vs, в совокупности часто описывают свойства коллектора через статистические распределения. Многомерное распределение функций Гаусса позволяет рассматривать эти параметры не по отдельности, а как единое векторное пространство. Это дает возможность установить сложные взаимосвязи между разными физическими свойствами, которые теряются при обычном пороговом анализе.

Для поиска оптимальных параметров выполняется расчет множества вариантов прогноза методами Монте-Карло с различными параметрами (распределения Гаусса). С помощью фильтров, например, кубов значений акустического импеданса, плотности и Vp/Vs отсекаем маловероятные события с целью создания многомерного фильтра для получения максимальной сходимости рассчитанных вероятных эффективных толщин с фактическими (рис. 7).

В пилотном проекте на основе метода многовариантных расчетов в качестве входной информации использовались результаты разведочной скважины № 1. Эксплуатационные скважины выступают как проверочные. Полученную карту эффективных толщин сопоставили с результатами традиционного способа (рис. 8).

Сравнение двух способов построения карт эффективных толщин демонстрирует существенные различия. Карта нового подхода более дифференцирована, что вполне соответствует характеру карбонатных отложений. Скважины №№ 1 и 5, имеющие различные

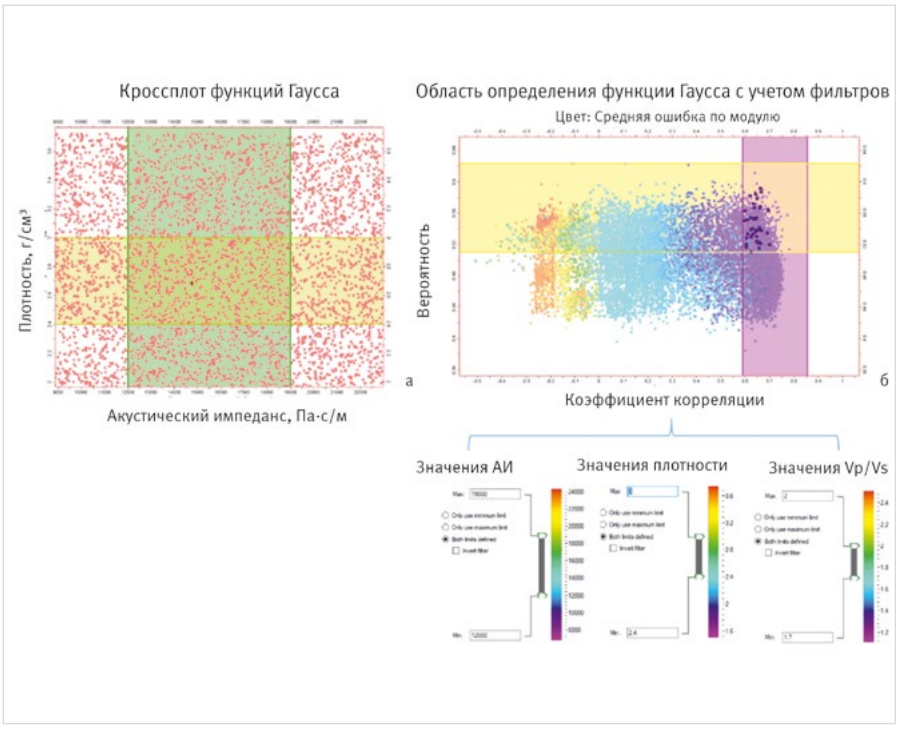


Рис. 7. Результаты многовариантных расчетов эффективной толщины: а — кроссплот функций Гаусса; б — область определения функций Гаусса с учетом фильтров
Fig. 7. Results of net pay multiple-option model runs: a – Gaussian functions crossplot; б — Gaussian functions domain with filters

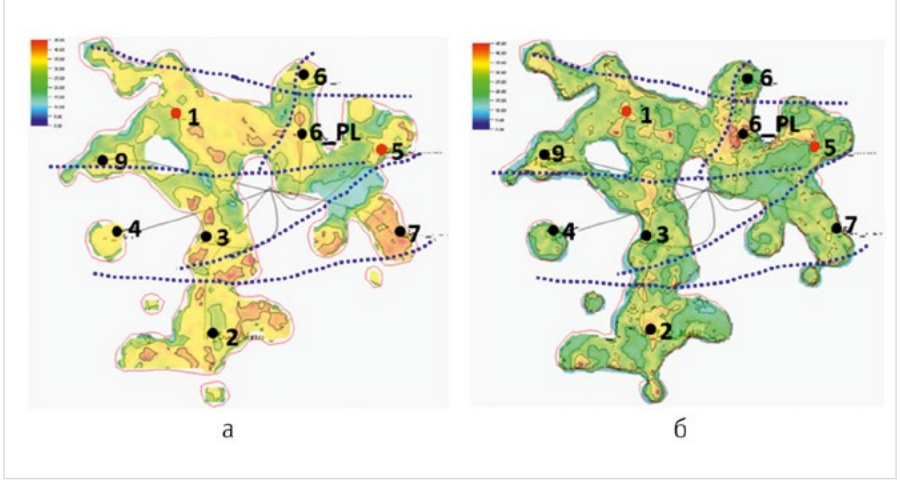


Рис. 8. Карты эффективных толщин в границах пилотного проекта: а — традиционный способ; б — новые подход на основе многовариантных расчетов. Синим штрихом показаны предполагаемые тектонические нарушения
Fig. 8. Net pay maps within the pilot area boundaries: a – traditional method, б – new approach based on multiple-option model runs. The blue dash indicates assumed tectonic faults

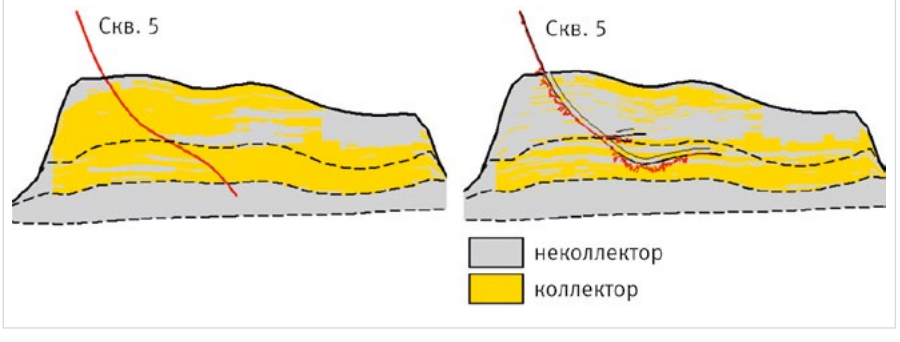


Рис. 9. Разрезы распределения коллекторов: а — прогнозный; б — фактический
Fig. 9. Cross-sections of reservoir distribution: a – estimated; б – actual

запускные параметры, попадают в разные зоны на сравниваемых картах.

Следует отметить высокую тектоническую активность в зоне пилотного проекта, особенно в зоне расположения скважины № 5. Учитывая близость тектонических нарушений, есть основание предполагать изменения качества коллекторов вторичными процессами, скорее всего, карбонатизацией. Это обстоятельство приводит к уменьшению эффективных толщин коллектора, что показывает сравнение прогнозируемого положения коллекторов в скважине 5 и его фактическое распределение (рис. 9).

Оба способа построений не учитывали влияние тектонических процессов, но новый подход зафиксировал в зоне бурения скважины № 5 изменение объемов коллекторов в сторону уменьшения в сравнении с данными скважины № 1. Таким образом, пробный проект применения многомерного машинного обучения на основе многовариантного расчета показал состоятельность этого способа обработки геолого-геофизических данных.

Итоги

Сочетание многомерного машинного обучения с применением метода Monte-Carlo и вероятностной классификации позволило более точно спрогнозировать пространственное распределение карбонатных коллекторов, учитывая сложную геологическую неоднородность.

Выводы

Резюмируя, можно сказать, что традиционные методы прогнозирования зон улучшенных коллекторских свойств в карбонатных отложениях пласта Б1, такие как карты линейной емкости, общая пористость и стандартная байесовская литоклассификация, показали низкую сходимость фактических и прогнозируемых параметров после бурения новых скважин: продуктивность пробуренных эксплуатационных скважинах оказались существенно ниже ожидаемой.

Результаты распределения высокопродуктивных зон коллектора по многомерному распределения Гаусса и оптимизацией или расчетов Монте-Карло демонстрируют высокую сходимость прогнозных данных с фактическими.

Таким образом, масштабирование нового подхода на более крупный район — это следующий шаг при условии контроля качества данных и гибкого подхода к подбору параметров для каждого отдельного участка.

Литература

1. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкит скаяантеклизы и Катангская седловина). Новосибирск: Издательство СО РАН, 2007. 467 с.
2. Бурова И.А. Закономерности распределения и прогноз коллекторов в венд кембрийском нефтегазоносном комплексе Непско-Ботуобинскойантеклизы. // Нефтегеологические исследования и вопросы рационального освоения углеводо родного потенциала России. СПб.: ВНИГРИ, 2009. С. 190–198.
3. Малкош Р.В., Ромашев Е.А., Лебедева М.Г., Агейченко С.Ю. Изучение трещиноватости коллекторов пласта

О-1 осинского продуктивного горизонта центральной части Непского свода Восточной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2024. № 3. С. 35–40.
4. John Warren. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations. Elseveier. Earth-Science Reviews, 2000, Vol. 52, issue 1-3, С. 1–81. (In Eng).
5. Мельникова Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы (стратиграфия, история развития). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2017. 176 с.
6. Hendry J., Burgess P., Hunt D., Janson X., Zampetti V. Seismic characterization of carbonate platforms and reservoirs: an introduction and review. Geological Society London Special Publications, Vol. 509, issue 1, P. 1–28. (In Eng).
7. Antonatos G. 3D Stratigraphic and seismic forward modeling of syn-rift carbonate platforms evolution. Submitted of the University of Liverpool for the degree of PhD, August 2020. (In Eng).

ENGLISH

Results

The combination of multivariate machine learning using the Monte-Carlo method and probabilistic classification has made it possible to more accurately predict the spatial distribution of carbonate reservoirs, taking into account the complex geological heterogeneity.

Conclusions

In summary, traditional methods for predicting zones of higher reservoir properties in carbonate sediments of B1 reservoir, such as linear pore volume maps, total porosity, and standard Bayesian lithoclassification, demonstrated poor agreement between actual and estimated parameters after drilling new wells: the productivities of the new production wells were significantly lower than expected.

The results of distributing highly productive reservoir zones using a multivariate Gaussian distribution and optimization or Monte Carlo simulations demonstrate high agreement between predicted and actual data.

Therefore, scaling-up the new approach to a larger region is the next step, subject to data quality control and a flexible approach to selecting parameters for each individual zone.

References

1. Shemin G.G. Geology and oil and gas potential prospects of the Vendian and Lower Cambrian of the central regions of the Siberian Platform (Nepa-Botuoba, Baikit Anteclises and Katanga saddle). Novosibirsk: Publishing House of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2007, 467 p. (In Russ).
2. Burova I.A. Distribution patterns and reservoir predictions in the Vendian-Cambrian oil and gas complex of the Nepa-Botuoba Anteclise. Petroleum geological research and issues of rational development of the hydrocarbon potential of Russia. St. Petersburg: VNIGRI, 2009, P. 190–198. (In Russ).
3. Malkosh R.V., Romashev E.A., Lebedeva M.G., Ageychenko S.Yu. Study of fracturing of O-1 reservoir of the Osinsky productive horizon of the central part of the Nepa Arch of East Siberia. Oil Industry, 2024, issue 3, P. 35–40. (In Russ).
4. John Warren. Dolomite: occurrence, evolution and economically important associations. Elseveier. Earth-Science Reviews, 2000, Vol. 52, issue 1-3, С. 1–81. (In Eng).
5. Melnikov. N.V. Wend-Cambrian salt basin of the Siberian platform (stratigraphy, history of development). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2017, 176 p. (In Russ).
6. Hendry J., Burgess P., Hunt D., Janson X., Zampetti V. Seismic characterization of carbonate platforms and reservoirs: an introduction and review. Geological Society London Special Publications, Vol. 509, issue 1, P. 1–28. (In Eng).
7. Antonatos G. 3D Stratigraphic and seismic forward modeling of syn-rift carbonate platforms evolution. Submitted of the University of Liverpool for the degree of PhD, August 2020. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Копысова Ирина Александровна, эксперт, Управление по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: iakopysova@rn-gir.rosneft.ru

Амиров Алексей Альбертович, руководитель группы, Управление по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Зюзев Евгений Сергеевич, эксперт, Управление по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Зайцев Александр Викторович, начальник отдела по геологии и разработке месторождений ООО «АнгараНефть», ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Чертина Ксения Николаевна, заведующий лабораторией, Управление лабораторных исследований центр исследований керна, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Мусин Роман Амирович, заместитель генерального директора – главный геолог, ООО «АнгараНефть», Иркутск, Россия

Долгов Игорь Анатольевич, начальник отдела геологического сопровождения бурения скважин, ООО «АнгараНефть» Иркутск, Россия

Kopysova Irina Aleksandrovna, expert, Department of geology and field development of Eastern Siberia, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: iakopysova@rn-gir.rosneft.ru

Amirov Alexey Albertovich, team leader, department of geology and field development of Eastern Siberia, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Zyuzev Evgeny Sergeevich, expert, department of geology and field development of Eastern Siberia, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Zaytsev Alexander Viktorovich, head of the geology and field development department at "AngaraNeft" LLC, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Chertina Ksenia Nikolaevna, head of the laboratory, department of laboratory research, core research center, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Musin Roman Amirovich, deputy general director – chief geologist, "AngaraNeft" LLC, Irkutsk, Russia

Dolgov Igor Anatolievich, head of department, well drilling geological support department, "AngaraNeft" LLC, Irkutsk, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-61-66 УДК 622.276 I Научная статья

Повышение эффективности освоения за счет горизонтального бурения нижнемайкопских отложений одного из ключевых месторождений Чеченской Республики

Данильченко О.Н.[1], **Мирошниченко Н.И.**[1], **Сапронов А.В.**[1], **Сафошкин К.Н.**[1], **Магомадов И.А.**[2], **Уздиева Н.С.**[2]
[1]ООО «РН-ГИР» в г. Уфа – БашНИПИнефть (г. Краснодар), Краснодар, Россия, [2]АО «Грознефтегаз», Грозный, Россия
avsapronov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
Промышленный старт разработки связан с 1893 годом на Старогрозненском месторождении. Максимальный уровень добычи нефти приходится на 70-е годы XX века, на сегодняшний момент меловые залежи выработаны более чем на 90% от начальных извлекаемых запасов нефти. Ведутся геологоразведочные работы, где ключевым моментом и главным технологическим вызовом становится вовлечение в разработку майкопских отложений, как одного из источников поддержания и прироста добычи нефти на нефтегазоносной провинции Чеченской Республики.

Материалы и методы
Для вовлечения в разработку отложений, характеризующимся сложной литологией, высокой степенью неоднородности и АВПД планируется комплекс мероприятий: горизонтальное бурение и связанные с ним технологии, такие как многостадийный гидроразрыв пласта, геонавигация и интеллектуальное заканчивание скважин.

Ключевые слова
горизонтальная скважина, гидроразрыв пласта (ГРП), многостадийный ГРП, низкопроницаемый коллектор, нефть, месторождение, залежь, гидродинамическое моделирование

Для цитирования
Данильченко О.Н., Магомадов И.А., Мирошниченко Н.И., Сапронов А.В., Сафошкин К.Н., Уздиева Н.С. Повышение эффективности освоения за счет горизонтального бурения нижнемайкопских отложений одного из ключевых месторождений Чеченской Республики // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 61–66. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-61-66

Поступила в редакцию: 22.11.2026

UDC 622.276 I Original Paper

Increasing the efficiency of developing through horizontal drilling of the lower maykop oil reservoir at one of the key fields in the Chechen Republic

Danilchenko O.N.[1], **Miroshnichenko N.I.**[1], **Sapronov A.V.**[1], **Safoshkin K.N.**[1], **Magomadov I.A.**[2], **Uzdieva N.S.**[2]
[1]RN-GIR LLC in Ufa - BashNIPIneft (Krasnodar), Krasnodar, Russia, [2] "Grozneftegaz" JSC, Grozny, Russia
avsapronov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
The industrial start of deposit oil development began in 1893 at the Starogroznenskoye field. Oil production peaked in the 1970s; today, the Cretaceous reservoirs are more than 90% depleted relative to their initial recoverable oil reserves. Ongoing geological exploration efforts are focused on a key objective, which is the development of the Maikop deposits oil, viewed as a potential source for sustaining and increasing oil production within of the Chechen Republic.

Materials and methods
To develop deposits characterized by complex lithology, a high degree of heterogeneity, and abnormal formation pressure, a comprehensive set of measures is planned, including horizontal drilling and associated technologies such as multistage hydraulic fracturing, geosteering, and intelligent well completions.

Keywords
Horizontal well, hydraulic fracturing (FRACKING), multistage fracking, low-permeability reservoir, oil, field, reservoir, hydrodynamic modeling.

For citation
Danilchenko O. N., Magomadov I. A, Miroshnichenko N. I., Sapronov A. V., Safoshkin K. N., Magomadov I. A., Uzdieva N. S. Increasing the efficiency of developing through horizontal drilling of the lower maykop oil reservoir at one of the key fields in the Chechen Republic. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 61–66. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-61-66

Received: 22.11.2026

История освоения нижнемайкопских отложений на территории Чеченской Республики

Первые значимые нефтегазопроявления в скважинах из нижнемайкопских песчаников были получены в 30-х годах. Это послужило основанием для усиления разведочных работ по поискам нефти в майкопских отложениях, которые не привели к открытию промышленных залежей, хотя во многих скважинах отмечались непромышленные притоки нефти. В конце сороковых — начале пятидесятых годов, в связи с падением добычи нефти из караган-чокракских отложений, вновь активизировались поисковые работы на майкопские отложения. Нефтегазопроявления в многочисленных скважинах, пробуренных на меловые отложения, сравнительно ограничены, так как технология разбуривания майкопских отложений, характеризующихся аномально высоким пластовым давлением (АВПД), предусматривает применение переутяжеленных буровых растворов, что в значительной степени снижает возможные нефтегазопроявления, а также получение флюида при испытании [4].

На основе комплексной переинтерпретации геолого-геофизических материалов и ранжирования, в качестве пилотного для проведения работ, было выбрано данное месторождение, где благоприятные геологические условия и наличие значительного фонда транзитных скважин позволило обосновать целесообразность опоискования перспективных интервалов (за счет перевода на вышележащий горизонт), не прибегая к бурению. В результате при испытании прикупольной скважины были получены притоки безводной нефти, ознаменовав тем самым открытие на территории Чеченской Республики первой, более чем за последние 20 лет, залежи углеводородов. Из-за отсутствия кернового материала отложения нижнего майкопа лабораторно исследованным керном не освещены. Специальные исследования продуктивных объектов (для оценки коэффициента вытеснения и относительных фазовых проницаемостей по этой же причине не проводились. Проведенные работы по оценке строения залежи позволили выделить в самостоятельные объекты разработки нижнемайкопских отложений — IV и V пачка [1].

На текущую дату в нижнемайкопских отложениях опробовано семь скважин (рис. 1).

По V пачке в скважинах Х3 и Х4 получены притоки нефти 30 тонн безводной нефти в сутки, дальнейшие опробования проводились по скважинам Х1, Х7, Х5 с дебитами нефти 15, 7, 19 т/сут. По IV пачке в скважинах Х2 и Х4 получены притоки нефти 10 тонн безводной нефти в сутки. Вариативность полученных дебитов связана с расположением скважин на залежи относительно расположения к начальному водонефтяному контакту (ВНК) и в соответствии с начальными нефтенасыщенными толщинами. Причиной низкой продуктивности также может являться конструктивная особенность скважины, которые пробурены целевые на нижележащие меловые горизонты и в процессе бурения могли быть закольматированы буровым раствором и перекрыты двумя-тремя рядами обсадных колон.

Проведенные гидродинамические исследования указывают на возможное высокое значение скин-фактора. Низкая продуктивность также может быть связана с низкой проницаемостью, что затрудняет не только приток флюида к стволу скважины, но и повышает необходимый градиент давления для преодоления фильтрационных сопротивлений в коллекторе и как следствие ведет к снижению пластового давления в зонах отборов скважин.

Нижнемайкопские отложения характеризуются высокой неоднородностью и сложной литологией. Продуктивные отложения представлены чередованием в различной степени песчанистых и глинистых алевролитов, алеврито-глинистых песчаников и глин, с межзерновым типом пористости с дисперсным распределением глинистого материала. Песчано-алевритовые разности, являясь коллекторами углеводородного сырья (УВС), имеют сравнительно невысокий потенциал фильтрационно-емкостных свойств, который зависит от степени их глинизации [3]. Цемент глинистый, а иногда глинисто-известковистый порового и порово-базального типа. Глины слагают непроницаемые разделы между продуктивными пластами и прослои между пропластками. Коэффициент расчлененности составляет от 3,8 по IV пачке до 5,1 по V пачке, коэффициент песчанистости при этом составляет 0,1 по IV пачке и 0,12 по V пачке. При средней общей толщине 94 метра по V пачке средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 7,9 метра.

Поэтому эти отложения характеризуются значительной геологической сложностью, высокой степенью неоднородности коллекторов и, как следствие, низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Традиционные методы разработки с использованием вертикальных скважин в таких условиях демонстрируют низкую эффективность, что диктует необходимость применения инновационных технологий для повышения коэффициента извлечения нефти и экономической рентабельности проектов.

На текущую дату наметился тренд на снижение отборов по скважинам, запущенным в 2022 году, представленных на рисунке 3. Снижение дебитов относительно начального связано, в первую очередь, со снижением продуктивности скважины. Такое снижение

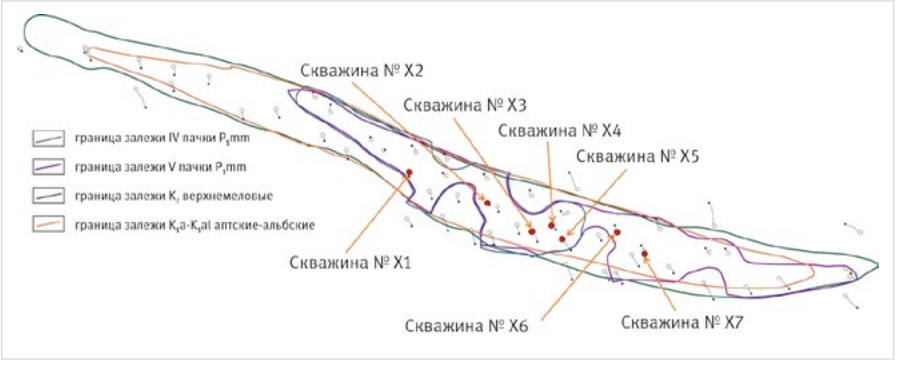


Рис. 1. Карта совмещенных контуров
Fig. 1. Overlay map of pay boundaries

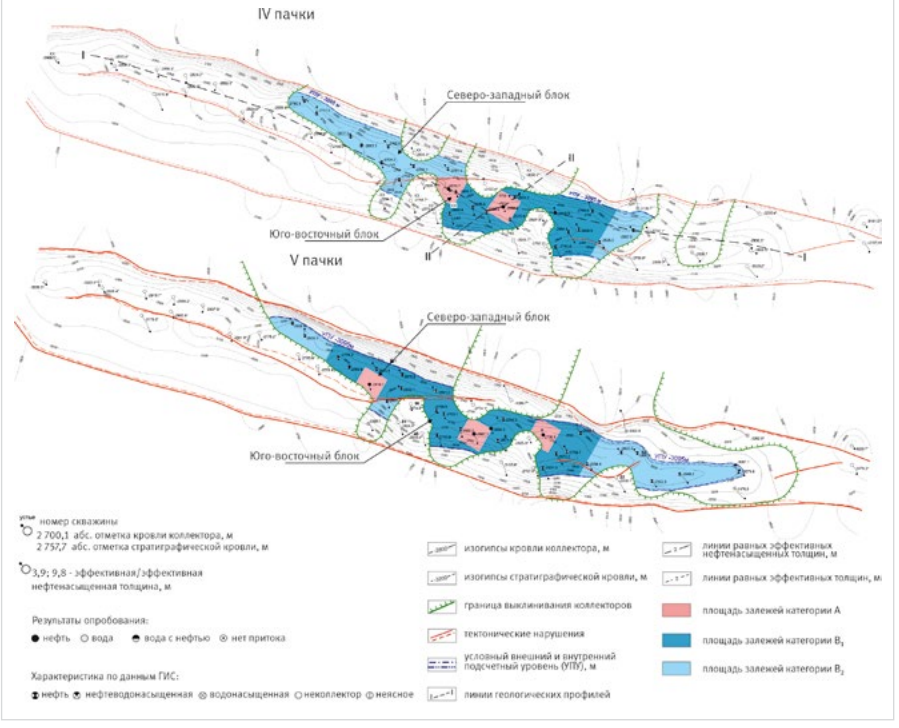


Рис. 2. Структурные карты по кровле коллектора IV и V пачка миатлино-муцидакальской свиты нижнемайкопских отложений P3mm
Fig. 2. Structural maps of the reservoir top of the IV and V units, Miatlino-Mutsidakal Formation, Lower Maykop deposits, P3mm

вызвано ухудшением коллекторских свойств призабойной зоны, что в свою очередь вызвано осложненной конструкцией скважины, пробуренной на нижележащие отложения. Конструкция скважин предусматривала заложение до трех обсадных колонн для прохождения майкопских отложений. Третья колонна спускалась из-за неустойчивости ствола и АВПД. Чтобы пройти майкопские отложения, буровой раствор специально утяжеляли (до 2,1–2,2 г/см^3) баритом. Этот тяжелый раствор под давлением проникал в микротрещины глинистого коллектора и намертво их забивал, снизив проницаемость.

Залежи нефти IV и V пачки миатлино-мудидакальской свиты нижнемайкопских отложений P3 mm введены в эксплуатацию в 2022 году и находятся на I стадии разработки. В 2025 году разработка ведется четырьмя добывающими скважинами. По состоянию на 01.01.2026 отбор от начальных извлекаемых запасов составляет по IV пачке 2,3 и 5,1 % по V пачке. Скважины расположены по неравномерной сетке, вся залежь не охвачена дренированием. За период эксплуатации в разработке перебывало 5 скважин, текущая плотность сетки скважин — 1036 га/скв. (при проектном значении 148 га/скв). Исходя

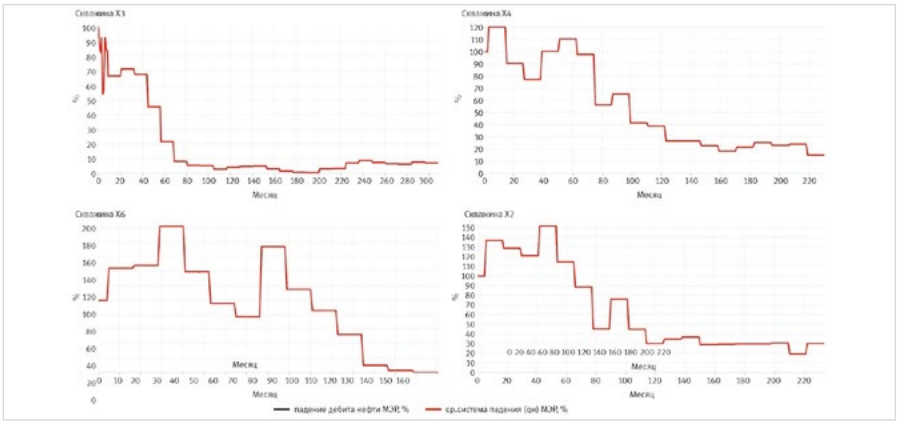


Рис. 3. Падение дебита нефти по скважинам, опробованным в 2022 году
Fig. 3. Oil production decline by wells tested in 2022



Рис. 4. Карта накопленных отборов P3mm IV пачки по состоянию на 01.01.2026 (на карте начальных нефтенасыщенных толщин)
Fig. 4. Map of cumulative production for the P3mm IV unit as of 01.01.2026 (superimposed on the map of initial oil-saturated thicknesses)



Рис. 5. Карта текущих отборов P3mm IV пачки по состоянию на 01.01.2026 (на карте остаточных нефтенасыщенных толщин)
Fig. 5. Map of current production for the P3mm IV unit as of 01.01.2026 (superimposed on the residual oil-saturated thickness map)

из карты текущих и накопленных отборов (рис. 4–7) объект практически не охвачен разработкой и требуется уплотнение сетки скважин за счет бурения добывающих нефтяных скважин.

Высокий запас пластовой энергии, связанный с вхождением месторождения в состав Терско-Сунженской зоны аномально высоких пластовых давлений, которые превышают гидростатические в 1,5–2 раза, позволяет эксплуатировать добывающие скважины фонтанным способом при давлениях, превышающих давление насыщения [6].

Для полного вовлечения в разработку всей залежи необходимо бурение 16 наклонно-направленных скважин (ННС) представленных на рисунке 10. При этом проект характеризуется низкой экономической эффективностью вследствие высоких капитальных вложений в строительство скважин [2]. Переход от вертикального к горизонтальному бурению позволяет не только увеличить площадь дренирования и дебиты скважин, но и минимизировать риски, связанные с геологическими неопределенностями, что критически важно для нижнемайкопских горизонтов. Горизонтальное бурение (ГБ) и связанные с ним технологии, такие как многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП), геонавигация и интеллектуальное заканчивание скважин, на сегодняшний день являются наиболее перспективными инструментами для вовлечения в разработку нижнемайкопских отложений.

В прогнозных расчетах для обоснования эффективности бурения горизонтальный ствол (ГС) при сопоставлении уровней добычи нефти использовались как расчеты уровней добычи из действующего проектного документа с бурением 16 ННС так и расчеты на гидродинамических моделях с применением ГС. Сопоставление уровней добычи по вариантам разработки приведено на рисунке 11.

Применение горизонтальных скважин позволяет решить ряд проблем, характерных для нижнемайкопских отложений. Горизонтальный ствол проходит через продуктивный пласт на значительное расстояние, увеличивая площадь контакта с коллектором в следствии чего происходит увеличение площади дренирования. Сочетание горизонтального ствола с МГРП позволяет создать высокопроводимые трещины вдоль всей длины скважины, что многократно увеличивает дебит по сравнению с вертикальными скважинами. Направление горизонтального ствола выше подошвенной воды позволяет эксплуатировать залежь при минимальных депрессиях, предотвращая преждевременное обводнение и снижает риск конусообразования [7]. Несмотря на более высокую стоимость бурения одной скважины, ГС позволяют уплотнить сетку скважин на месторождении и вовлечь в разработку труднодоступные запасы меньшим числом стволов, что снижает капитальные затраты на обустройство инфраструктуры, расположение ГС представлено на рисунке 12.

Для оценки перспектив бурения скважин нижнемайкопских отложений была построена геолого-технологическая модель месторождения. Подробно алгоритм выделения коллекторов при построении геологической модели был описан в статье [5].

Для построения фильтрационной модели в ПО «РН-КИМ использованы данные геологической модели и результаты исследований, полученных в ходе разработки залежи.

Осложняющими факторами при моделировании являлись АВПД и неопределенность по определении водонефтяного контакта, так как водонефтяной контакт (ВНК) принят по условному подсчетному уровню, а структурное моделирование проводилось по данным сейсмических исследований. Давление в залежи определено только в скважинах, находящихся наверху структурной складки, поэтому начальное давление задано на глубине середины интервалов перфорации скважины с данными замера давления и уточнено симулятором на основе капиллярно-гравитационного равновесия. Для проводки траектории горизонтальной скважины использован модуль «Проектные скважины» ПО «РН-КИМ», позволяющий задавать траекторию скважин с учетом целевого объекта, максимальной эффективной толщины коллектора и максимального угла на 10 м отклонения при построении траектории [8]. Визуальное представление ГС представлено на рисунке 13 и 14.

Для моделирования МГРП использовано ключевое слово FRACTURE на основе виртуальных перфораций симулятора «РН-КИМ». При задании параметров трещины учтены усредненные данные по геомеханическим свойствам пород для Северо-Кавказского региона.

Итоги

Выполнены расчеты по оценке эффективности бурения ГС с длиной 500 и 1000 м и проведения в них МГРП. Основным критерием для оценки экономической эффективности стало значение внутренней нормы доходности. Основным параметром технологической эффективности стали дебит нефти и накопленная добыча нефти на скважину. Целью всех расчетов стало оптимальное расположение скважин с учетом траектории вскрытия по пласту. Бурение горизонтальных скважин позволило снизить общее количество скважин необходимых для разбуривания залежей на 31 % до 11 ГС вместо 16 ННС. Горизонтальные скважины с МГРП являются одним из наиболее эффективных методов вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов в условиях низкой проницаемости и неоднородности пластов. Это подтверждается опытом других регионов. Технология позволяет достичь наибольших стартовых дебитов по нефти по сравнению с другими системами разработки (например, с наклонно-направленными скважинами). Рост продуктивности может достигать 2–4 раза на месторождениях со сложным геологическим строением. Обеспечивается более полная выработка запасов и увеличение накопленной добычи нефти за счет роста площади контакта с пластом и создания трещин. Прирост запасов в среднем на скважину составил 32 % или 87 тыс. т. Срок выработки запасов сокращается на 33 года (47 %).

Выводы

- На основании проведенных расчетов предложен вариант разбуривания залежей нижнемайкопских отложений с применением ГС с МГРП, который дает возможность экономически эффективно вырабатывать запасы.
- Повышение эффективности разработки нижнемайкопских отложений позволяет вовлечь в разработку, проводить исследование и повышать изученность новых залежей данного региона.
- Изучение нижнемайкопских отложений влечет за собой рост ресурсной базы

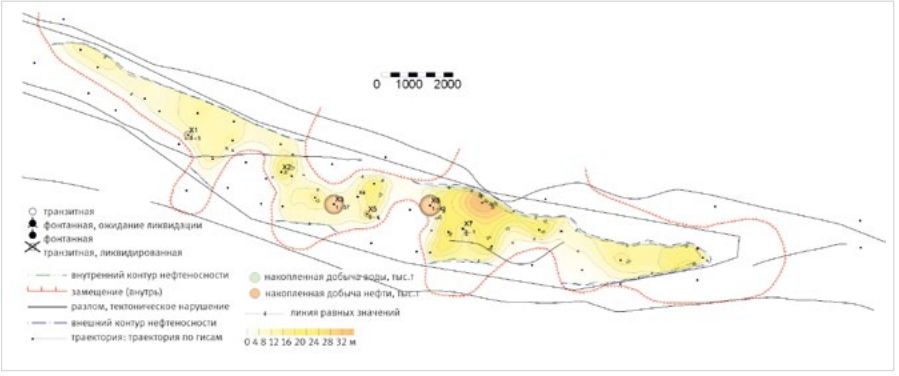


Рис. 6. Карта накопленных отборов P3mm V пачки по состоянию на 01.01.2026 (на карте начальных нефтенасыщенных толщин)
Fig. 6. Map of cumulative production for the P3mm V unit as of 01.01.2026 (superimposed on the initial oil-saturated thickness map)

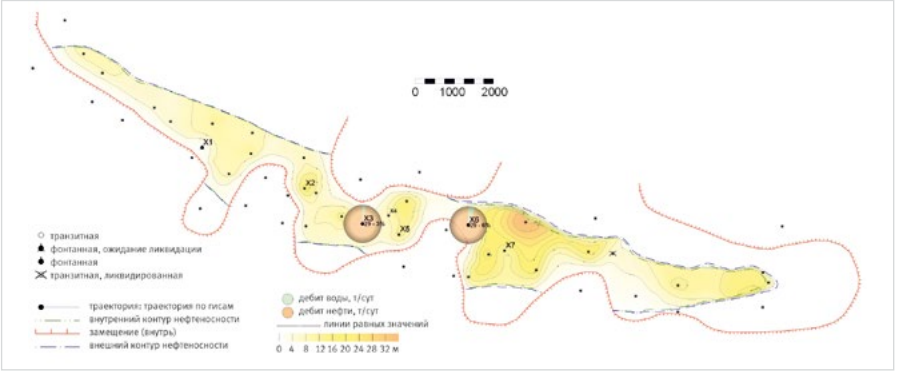


Рис. 7. Карта текущих отборов P3mm V пачки по состоянию на 01.01.2026 (на карте остаточных нефтенасыщенных толщин)
Fig. 7. Map of current production for the P3mm V unit as of 01.01.2026 (superimposed on the residual oil-saturated thickness map)

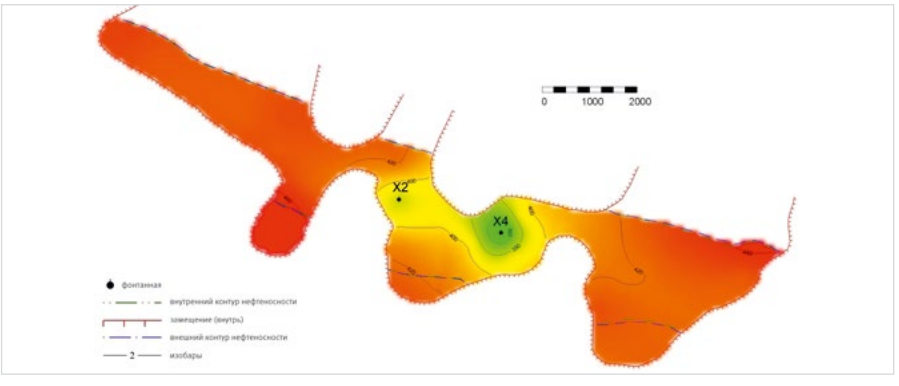


Рис. 8. Анализ энергетического состояния P3mm IV пачки на 01.01.2026
Fig. 8. Analysis of the energy state of the P3mm IV unit as of 01.01.2026

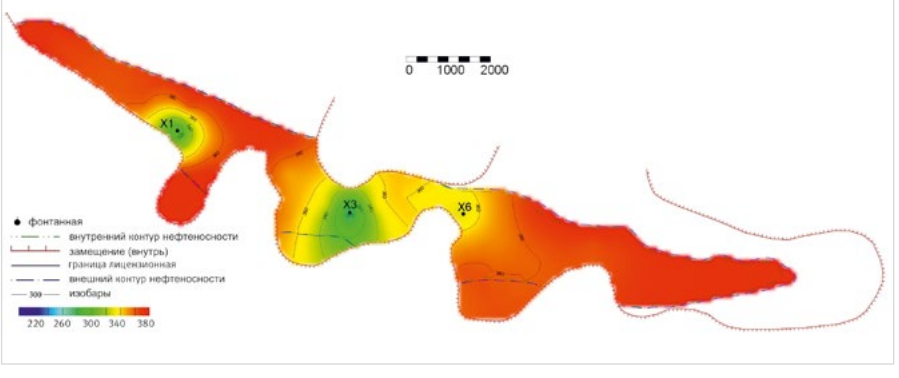


Рис. 9. Анализ энергетического состояния P3mm V пачки на 01.01.2026
Fig. 9. Analysis of the energy state of the P3mm V unit as of 01.01.2026

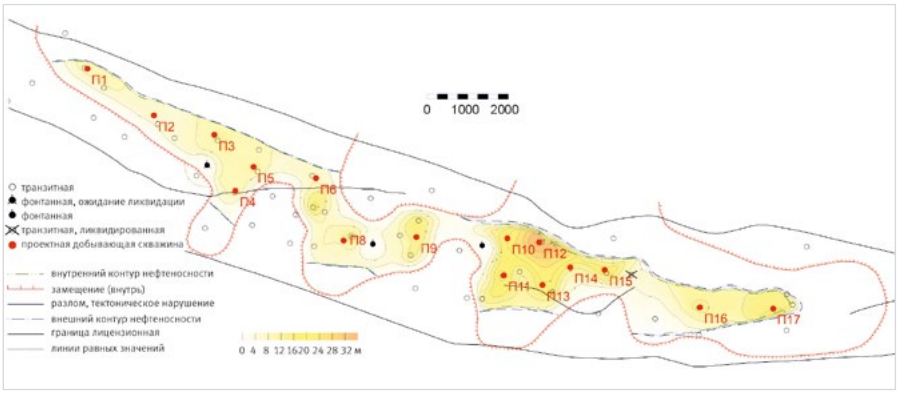


Рис. 10. Схема размещения проектных ННС на Р3тт V пачке
Fig. 10. Layout of planned horizontal production wells (HWS) for the P3mm V unit



Рис. 11. Сопоставление уровней добычи по вариантам
Fig. 11. Comparison of production levels by development scenarios

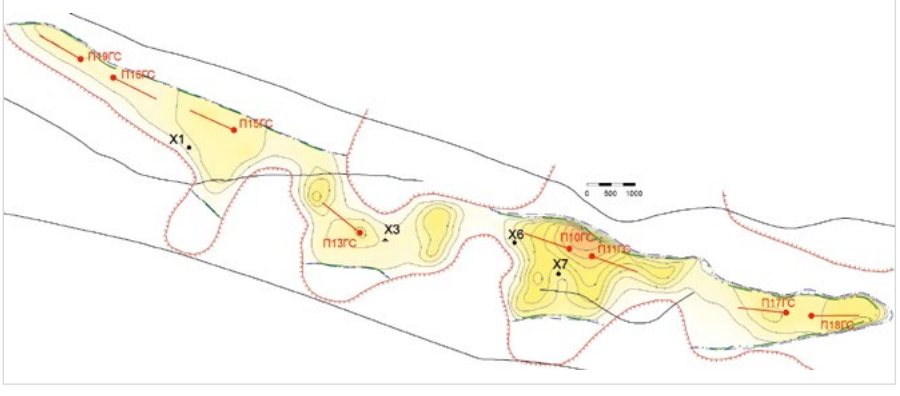


Рис. 12. Схема размещения проектных ГС с МГРП на Р3тт V пачке
Fig. 12. Layout of planned horizontal wells with multistage hydraulic fracturing (MSHF) for the P3mm V unit

и снижение риска для дальнейшего применения инновационных методов разработки.

- Применение горизонтального бурения является высокоэффективным мероприятием для повышения эффективности освоения нижнемайкопских отложений. Переход от вертикального к горизонтальному бурению позволяет решить комплекс задач: от увеличения текущей добычи нефти до вовлечения в разработку труднодоступных запасов нефти в сложнопостроенных коллекторах.

Литература

1. Гудков А.С. и др. Оперативный пересчет запасов УВС Хаян-Кортовского месторождения. Краснодар: ООО «РН-НТЦ», 2022. 505 с.
2. Мирошниченко Н.И. и др. Дополнение к технологическому проекту разработки Хаян-Кортовского нефтяного месторождения Чеченской Республики. Краснодар: ООО «РН-НТЦ», 2022 г. 565 с.
3. Белуженко Е.В., Пинчук Т.Н., Голованов М.П., Донцова О.Л., Земцов П.А., Соколов В.В. Майкопские (олигоцен-нижнемиоценовые) отложения западной и центральной частей Северного Кавказа. Краснодар: КГУ, 2021. 501 с
4. Станулис В.А., Куриленко Л.П., Козлова Н.А. Литолого-стратиграфическая характеристика майкопских отложений Терско-Сунженского нефтегазоносного района и оценка перспектив их нефтегазоносности (отчет по теме 6/86). Тематическая партия «СевКавНИПИнефть», Грозный: НПО «СевКавНИПИнефть», 1988 г. 465 с.
5. Брайловская А.А., Гудков А.С., Земцова И.А., Яценко В.М. Особенности обоснования подсчетных параметров залежей углеводородов в новых стратиграфических объектах в условиях ограниченности данных и отсутствия прямых геологических аналогов (на примере Хаян-Кортовского месторождения). // Нефтяное хозяйство. 2025. № 5. С. 74–78.
6. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. М.: Недра, 1980. 223 с.
7. Джоши С. Д. Технология горизонтальных скважин. Талса, Оклахома: Издательство «PennWell Books», 1991. 535 с.
8. Руководство пользователя гидродинамический симулятор «РН-КИМ». Уфа: ПАО «НК «Роснефть», 2025.

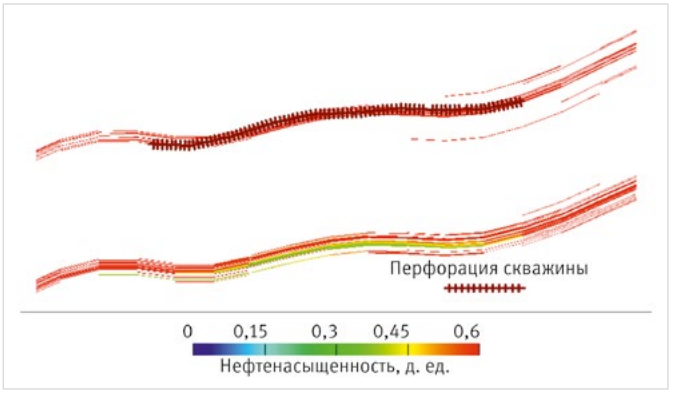


Рис. 13. Скважина П18 ГС 1000 горизонт IV
Fig. 13. Well P18 GS 1000, Horizon IV

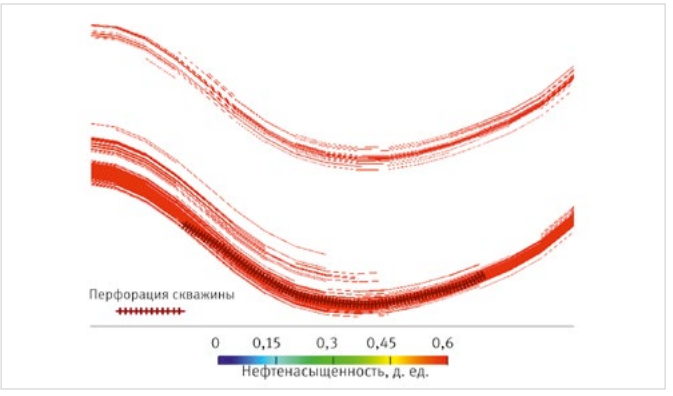


Рис. 14. Скважина П11 ГС 1000 горизонт V
Fig. 14. Well P11 GS 1000, Horizon V

Results

Calculations were performed to evaluate the efficiency of drilling horizontal wells with lengths of 500 and 1000 m, combined with multistage hydraulic fracturing. The internal rate of return served as the primary criterion for assessing economic efficiency, while oil flow rate and cumulative oil production per well were the key parameters for evaluating technical efficiency. The objective of these calculations was to determine the optimal well placement, taking into account the trajectory of the wellbore as it penetrates the reservoir. The use of horizontal wells reduced the total number of wells required to develop the deposits by 31% - requiring 11 horizontal wells instead of 16 directional wells. Horizontal wells with multistage hydraulic fracturing represent one of the most effective methods for developing hard-to-recover reserves in low-permeability and heterogeneous reservoirs - a conclusion supported by experience in other regions. This technology enables higher initial oil flow rates compared to other development systems (such as directional drilling). In fields with complex geological structures, productivity can increase by a factor of 2 to 4. This approach ensures more thorough resource recovery and higher cumulative oil production by increasing the contact area with the reservoir and creating fractures. On average, the recoverable reserves per well increased by 32% (or 87,000 tonnes), and the time required to deplete the reserves was reduced by 33 years (47%).

Conclusions

- Based on the calculations performed, a development strategy for the Lower Maikop deposits - utilizing horizontal wells combined with multistage hydraulic fracturing - has been proposed, which enables the economically efficient extraction of reserves.
- Improving the efficiency of developing the Lower Maikop deposits facilitates the incorporation of new reservoirs in the region into active development, while also enabling their exploration and enhancing the overall understanding of these formations.
- The study of the Lower Maikop deposits contributes to the expansion of the resource base and reduces the risks associated with the future application of innovative development methods.
- The use of horizontal drilling is a highly effective approach for enhancing the development of the Lower Maikop deposits. Transitioning from vertical to horizontal drilling addresses a range of objectives: from increasing current oil production to bringing hard-to-recover oil reserves – located within complex reservoir structures - into production.

References

1. Gudkov A.S. et al. Operational Re-estimation of Hydrocarbon Reserves for the Khayan-Kortovskoye Field. Krasnodar: RN-NTC LLC, 2022, 505 p. (In Russ).
2. Miroshnichenko N.I. et al. Addendum to the Technological Development Project for the Khayan-Kortovskoye Oil Field, Chechen Republic. Krasnodar: RN-NTC LLC, 2022, 565 p. (In Russ).
3. Beluzhenko E.V., Pinchuk T.N., Golovanov M.P., Dontsova O.L., Zemtsov P.A., Sokolov V.V. Maikop (Oligocene–Lower Miocene) Deposits in the Western and Central Parts of the North Caucasus. Krasnodar: Kuban State University (KGU), 2021, 501 p. (In Russ).
4. Stanulis V.A., Kurilenko L.P., Kozlova N.A. Lithostratigraphic Characteristics of Maikop Deposits in the Terek-Sunzha Oil and Gas Province and Assessment of Their Petroleum Potential (Report on Topic 6/86). Thematic Research Group, SevKavNIPIneft; Grozny: NPO SevKavNIPIneft, 1988, 465 p. (In Russ).
5. Brailovskaya A.A., Gudkov A.S., Zemtsova I.A., Yatsenko V.M. Specifics of substantiating reserve estimation parameters for hydrocarbon deposits in new stratigraphic units under conditions of limited data and a lack of direct geological analogs (a case study of the Khayan-Kortovskoye Field). Oil Industry, 2025, issue 5, P. 74–78. (In Russ).
6. Maidebor V.N. Specifics of developing oil fields with fractured reservoirs. Moscow: Nedra, 1980, 223 p. (In Russ).
7. Joshi S. D. Horizontal Well Technology. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books, 1991, 535 p.
8. User Manual for the RN-KIM Hydrodynamic Simulator. Ufa: PJSC Rosneft Oil Company, 2025. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Данильченко Олег Николаевич, к.т.н., начальник управления геологии и разработки месторождений (ЮГ), ОП Обособленное подразделение Филиала ООО «РН-ГИР» в г. Уфа – БашНИПИнефть (г. Краснодар), Краснодар, Россия

Мирошниченко Николай Игоревич, главный инженер проектов бюро главных инженеров проектов геологии и разработки управления геологии и разработки месторождений (ЮГ), ОП Обособленное подразделение Филиала ООО «РН-ГИР» в г. Уфа – БашНИПИнефть (г. Краснодар), Краснодар, Россия

Сапронов Алексей Владимирович, главный специалист отдела проектирования и мониторинга разработки месторождений управления геологии и разработки месторождений (ЮГ), ОП Обособленное подразделение Филиала ООО «РН-ГИР» в г. Уфа – БашНИПИнефть (г. Краснодар), Краснодар, Россия
Для контактов: avsapronov@rn-gir.rosneft.ru

Сафошкин Константин Николаевич, главный специалист отдела гидродинамического моделирования управления геологии и разработки месторождений (ЮГ), ОП Обособленное подразделение Филиала ООО «РН-ГИР» в г. Уфа – БашНИПИнефть (г. Краснодар), Краснодар, Россия

Уздиева Наталья Супьяновна, к.т.н., начальник отдела разработки месторождений, АО «Грознефтегаз», Грозный, Россия

Магомадов Исмаил Аликович, ведущий геолог отдела ГРР ресурсной базы и лицензирования, АО «Грознефтегаз», Грозный, Россия

Danilchenko Oleg Nikolayevich, ph.d. of engineering sciences, head of the geology and field development department (South), BashNIPIneft (a branch of RN-GIR LLC, Ufa) – Krasnodar Division, Krasnodar, Russia

Miroshnichenko Nikolai Igorevich, chief Project Engineer, Bureau of Chief Project Engineers for Geology and Field Development, Geology and Field Development Department (South), BashNIPIneft (a branch of RN-GIR LLC, Ufa) – Krasnodar Division, Krasnodar, Russia

Sapronov Alexey Vladimirovich, chief Specialist, Field Development Design and Monitoring Division, Geology and Field Development Department (South), BashNIPIneft (a branch of RN-GIR LLC, Ufa) – Krasnodar Division, Krasnodar, Russia
Corresponding author: avsapronov@rn-gir.rosneft.ru

Safoshkin Konstantin Nikolayevich, chief Specialist, Hydrodynamic Modeling Division, Geology and Field Development Department (South), BashNIPIneft (a branch of RN-GIR LLC, Ufa) – Krasnodar Division, Krasnodar, Russia

Uzdieva Natalya Supyanovna, ph.d. of engineering sciences, head of the field development department, "Grozneftegaz" JSC, Grozny, Russia

Magomadov Ismail Alikovich, lead geologist, exploration, resource base, and licensing department, "Grozneftegaz" JSC, Grozny, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-67-72 УДК 622.276 I Научная статья

Автоматизация обработки данных РИГИС и расчета дебита нефти в процессе бурения

Бетехтин С.С.[1], **Валеев Р.Р.**[2,3], **Ахмадишин А.Т.**[2], **Зырянов Н.М.**[2], **Пуляевский М.С.**[2,3]
[1]ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; [2]АО «Верхнечонскнефтегаз, Иркутск, Россия; [3]Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия
ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
При уплотняющем бурении на высокопроницаемых терригенных пластах высокая изменчивость свойств затрудняет оценку запускной продуктивности новых скважин. Цель работы – оптимизация процесса сопровождения бурения, с использованием автоматизации расчета стартового дебита нефти на пробуренный забой новой скважины. Автоматизация позволяет обрабатывать геофизические данные, рассчитывать запускные показатели скважин и направлять сводное письмо с результатами в режиме реального времени.

Материалы и методы
Для создания автоматизации используется корпоративная форма расчёта стартовых показателей в Excel (VBA) «Рейтинг бурения», а также скрипты сбора данных на языке программирования VBS и Python и макрос на языке программирования VBA для обработки входных файлов и расчета показателей

Ключевые слова
терригенные пласты, высокая изменчивость, горизонтальные скважины, интерпретация, расчёт стартового дебита, РИГИС, автоматизация, макрос

Для цитирования
Бетехтин С.С., Валеев Р.Р., Ахмадишин А.Т., Зырянов Н.М., Пуляевский М.С. Автоматизация обработки данных РИГИС и расчета дебита нефти в процессе бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 67–72. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-67-72

Поступила в редакцию: 15.09.2026

UDC 622.276 I Original Paper

Automation of RIGIS data processing and oil flow rate calculation during drilling

Betekhtin S.S. [1], **Valeev R.R.**[2,3], **Akhmadishin A.T.**[2], **Zyryanov N.M.**[2], **Pulyaevsky M.S.**[2,3]
[1]"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; [2] «Verkhnechonskneftegaz» JSC, Irkutsk, Russia; [3]Institute of the Earth's Crust, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia
ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
During compaction drilling in high-permeability terrigenous formations, the high variability of properties makes it difficult to assess the initial productivity of new wells. The goal of the work is to optimize the drilling support process by using automation to calculate the initial oil flow rate at the bottomhole of a new well. Automation makes it possible to process geophysical data, calculate well performance indicators, and send a summary report with the results in real time.

Materials and methods
To create automation, a corporate form for calculating starting indicators in Excel (VBA) "Drilling Rating" is used, as well as data collection scripts in the VBS and Python programming languages and a macro in the VBA programming language for processing input files and calculating indicators

Keywords
Terrigenous formations, high variability, horizontal wells, interpretation, calculation of starting flow rate, logs, automation, macro

For citation
Betekhtin S.S., Valeev R.R., Akhmadishin A.T., Zyryanov N.M., Pulyaevsky M.S. Automation of RIGIS data processing and oil flow rate calculation during drilling. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 67–72. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-67-72

Received: 15.09.2026

Введение

Одно из крупнейших месторождений Восточной Сибири — Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (ВЧНГКМ) — является уникальным по количеству запасов углеводородов и включает в себя верхнечонский горизонт, представленный терригенными отложениями, и вышележащие преображенский, усть-кутский и осинский горизонты с карбонатными низкопроницаемыми коллекторами (рис. 1).

Ключевым для месторождения является верхнечонский горизонт (В10-13), представленный высокопроницаемым терригенным коллектором (в среднем 227 мД, пористость 14 %). Пласт имеет зону совместного залегания на западе (ВЧ1+2) и раздельного залегания на востоке (ВЧ1 и ВЧ2), содержит 55 % начальных геологических запасов и 80 % начальных извлекаемых запасов месторождения, обеспечивает поставки нефти в трубопровод Восточная Сибирь — Тихий океан, подтверждая перспективность данного региона с 2008 года [1]. Объект В10-13 находится на третьей стадии разработки, эксплуатационный фонд включает более 1000 скважин. Доля запасов нефти категории В2 составляет менее 2 %. Несмотря на высокую выработку, этот объект по-прежнему остается основным. Для освоения остаточных подвижных запасов В10-13 требуется детальное планирование при заложении новых скважин, что обусловлено сложным геологическим строением пласта и длительным влиянием разработки. Бурение активно продолжается, однако, проектный фонд преимущественно относится к уплотняющему, что вносит дополнительные риски по пластовому давлению и высокой обводнённости новых скважин, а перспективных новых районов с наличием запасов нефти практически не осталось. Активно развивается также краевое бурение, в зонах, пониженных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), рисков по солям и структурных неопределенностей, с применением методов интенсификации притока к скважине. При этом используется локальный сейсмогеологический анализ, проводится перестроение геологических моделей и, при необходимости, используются альтернативные петрофизические зависимости для расчёта ФЕС.

Вышележащие горизонты относятся к карбонатным объектам с предельно низкой проницаемостью, что позволило отнести их к категории трудноизвлекаемых (ТрИЗ). Один из них — Б12 или Преображенский горизонт (ПР) — с 2025-го года перешёл на стадию промышленной разработки, общий фонд составляет более 40 добывающих скважин. Термобарические условия и низкие фильтрационно-емкостные свойства объекта Б12 требуют нестандартных подходов и новых решений. Таким образом, пласт ПР разрабатывается единственным рентабельным способом — бурением горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (ГРП). На текущий момент уже отмечены первые сложности на карбонатных объектах в виде неподтверждения темпов падения и высокого газового фактора на запуске. Поэтому при бурении на карбонатных объектах возникает потребность в резервировании части проектных целей кустовой площадки на терригенный объект В10-13 с высокими ФЕС, который уже хорошо изучен и понятен с точки зрения способов разработки, с целью снижения рисков выполнения показателей бизнес-плана.

Строение Верхнечонского горизонта

Объект В10-13 представлен древними терригенными отложениями, гранулометрический состав которых варьируется от аргиллитов до конгломератов, что связано с условиями осадконакопления [3]. Также на геологическое строение пластов оказывает влияние длительная история развития региона, включая неоднократные постседиментационные тектонические движения, структурную инверсию, трапповый магматизм [1]. Все это способствовало развитию дизъюнктивных нарушений, поэтому в пределах месторождения выделяется до 18-ти залежей с различными уровнями газонефтяных и водонефтяных контактов (ГНК, ВНК). При бурении скважин в районах с газовой шапкой и подошвенной водой, значимую роль играет подвижность фаз, зависимая от относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Относительная фазовая проницаемость по нефти - это самая значимая точка, определяющая на сколько фактическая проницаемость по нефти будет меньше абсолютной проницаемости. Для ее определения использовались ОФП в системе «нефть-вода» (32 учтенных эксперимента), ОФП «нефть-газ» (6 учтенных экспериментов). В текущей гидродинамической модели заложены кривые, основанные на имеющихся лабораторных исследованиях, с учетом адаптации модели. Поскольку при бурении скважин соблюдается отступ от принятых контактов, в начальный момент времени приток газа и воды к столу скважины минимизированы, а наибольшее влияние на приток нефти оказывают абсолютная проницаемость и вскрытая мощность пласта. Для аналитической оценки дебитов нефти приняты средние значения концевых точек по пласту: ОФП по нефти при

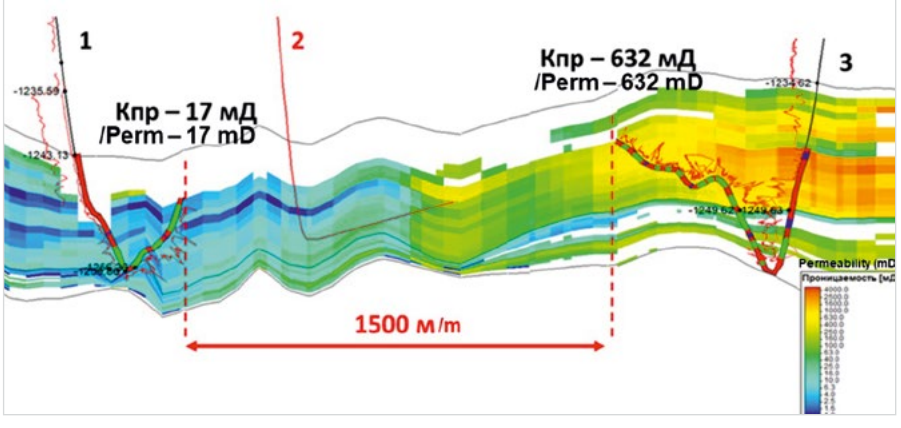


Рис. 3. Разрез по проницаемости из геологической модели
Fig. 3. Permeability section from a geological model

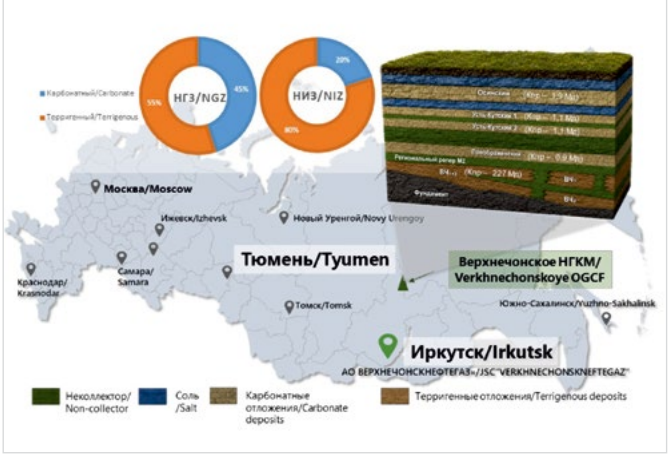


Рис. 1. Общая характеристика Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения
Fig. 1. General characteristics of the Verkhnechonskoye oil, gas, and condensate field

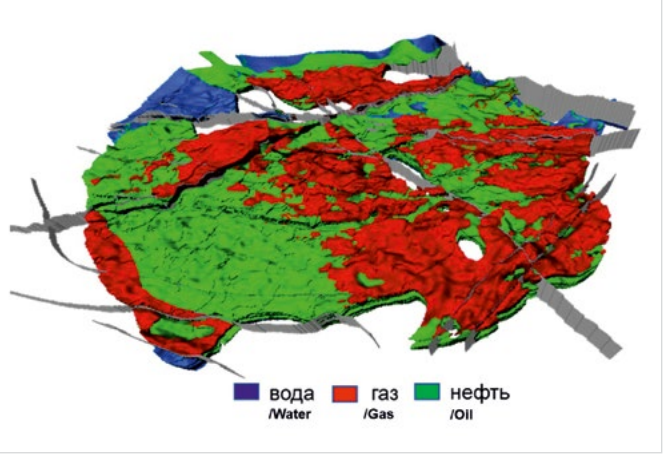


Рис. 2. Строение объекта В10-13
Fig. 2. Structure of object B10-13

связанной водонасыщенности – 0,66 д.ед., ОФП по воде при остаточной нефтенасыщенности – 0,26 д.ед. Также особенностью данных отложений является присутствие вторичных цементов в поровом пространстве — наличие соли, которое оказывает влияние на итоговые фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) [4] (рис. 2).

Сложное геологическое строение порового пространства объекта приводит к высокой изменчивости свойств по латерали и разрезу пласта В10-13, а также к слабой зависимости между пористостью и проницаемостью (отклонение по керну — 2 порядка), что привносит дополнительные вызовы при моделировании межскважинного пространства и прогнозирования стартовых показателей новых скважин [2]. Ключевой причиной недостижения целевых показателей скважины является высокая неопределенность по ФЕС, структуре и насыщению пласта ввиду геологических особенностей месторождения.

На рисунке 3 изображен разрез по проницаемости из трехмерной геологической модели. Скважины 1 и 3, расположенные на расстоянии менее 1 500 м, имеют различия по проницаемости в 37 раз. При бурении скважины 2 возникают высокие риски по ФЕС, поскольку зона распространения высокой проницаемости от скважины 3 имеет высокую неопределённость.

На текущий момент объект В10-13 имеет значительную степень выработки, пробурено 92 % проектных скважин. На 3-ей стадии разработки особое внимание уделяется уровню добычи нефти, который необходимо поддерживать различными методами увеличения нефтеотдачи, системой поддержания пластового давления и бурением скважин уплотняющего бурения, что диктует высокие требования к успешности таких скважин. Основной критерий успешности новой скважины — достижение показателей, заложенных в бизнес-плане (БП), таких как стартовый дебит нефти, обводнённость продукции, темпы падения, накопленная добыча нефти.

В настоящее время для оценки запускных показателей скважины используется корпоративная форма рейтинга бурения (РБ) ПАО «НК «Роснефть», основанная на аналитических зависимостях, технологических и геологических параметрах. В основе работы всей формы находится уравнение фильтрации жидкости в пористой среде по закону Дарси. Соответственно, величина проницаемости пласта напрямую влияет на запускной дебит нефти.

Ввиду низкой проникающей способности методов геофизических исследований скважин (ГИС) и сложности прогнозирования ФЕС при геологическом моделировании, прогнозирование свойств межскважинного пространства затруднительно, что часто подтверждается несоответствием свойств, полученных при бурении ТС, горизонтальной части ствола скважины. В таком случае для более корректной оценки продуктивности пласта необходимо учитывать факт работы окружающих скважин, основываясь на котором закладывать поправочный коэффициент на полученные данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС).

Для учета работы фактических скважин была создана карта отношений абсолютных проницаемостей: рассчитанной по фактическому запуску скважины и полученной по РИГИС (КПР ФАКТ/РИГИС), а также карты продуктивности (Кпрод) и проницаемости по факту запуска (рис. 4).

Среднее отношение КПР ФАКТ к РИГИС по всему объекту В10-13 составляет 0,42 д.ед, однако присутствуют зоны с высокой изменчивостью данных коэффициентов (от 0,01 до 20 д.ед), поэтому для получения наилучшей точности прогноза используются ближайшие скважины от проектной цели. Таким образом, при расчёте запускных показателей используется множитель на проницаемость РИГИС, учитывающий работу соседних фактических скважин, для получения высокой точности прогноза.

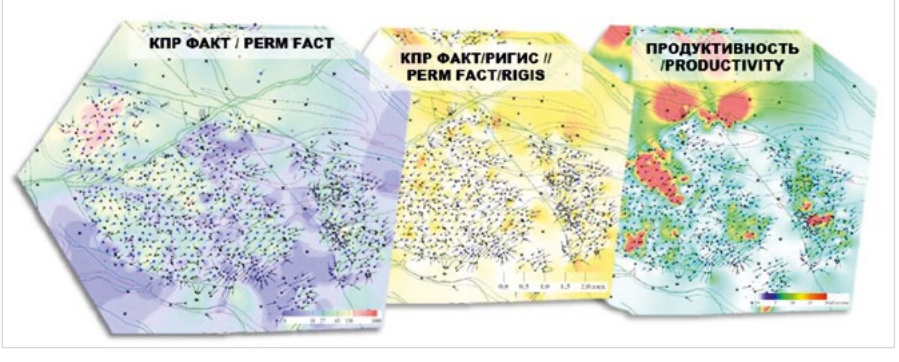


Рис. 4. Прогнозные карты объекта В10-13 ВЧНГКМ
Fig. 4. Forecast maps of the B10-13 VCNG facility

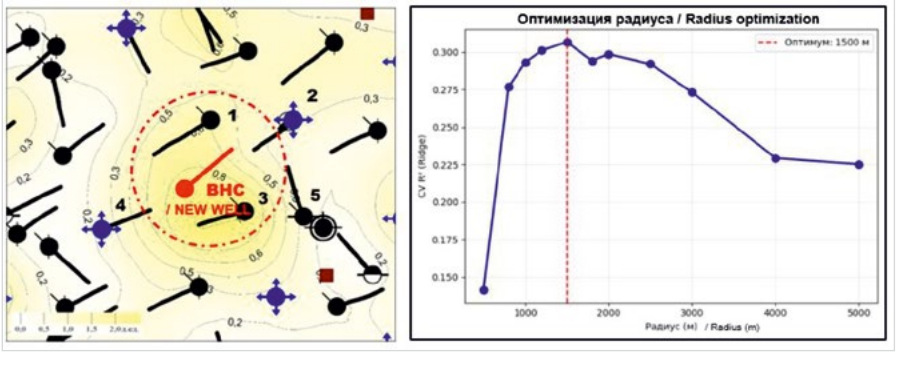


Рис. 5. Методика KNN определения ближайших соседей
Fig. 5. KNN nearest neighbor finding method

Текущие подходы к процессу сопровождения бурения

Основная задача при сопровождении бурения объекта В10-13 заключается в максимизации добычных показателей новых скважин в условиях высокой латеральной и вертикальной изменчивости ФЕС пласта за счет проводки горизонтального участка скважин.

При бурении новых скважин на верхнечонском горизонте применяется детальный анализ района бурения каждой цели. В него входит выбор оптимального положения проектной скважины с учетом геологического строения, работы скважин окружения, рисков по ГНК, ВНК, фронта нагнетаемой воды (ФНВ), пластовому давлению и ФЕС, расчетов на адаптированной гидродинамической модели. Для краевых зон активно применяется сейсмогеологический анализ, ввиду недостаточности фактических данных. После определения координат оптимальных целей выдается геологическое задание, включающее в себя рекомендации по проводке и заканчиванию скважины.

Среднее время бурения горизонтальной части скважины на В10-13 составляет 10 дней. Для корректной геонавигации в условиях сложного геологического строения пласта, ведётся запись полного комплекса ГИС, включающего в себя гамма-каротаж, гамма-гамма-каротаж (плотностной), нейтрон-нейтронный каротаж, фотоэлектрический каротаж, спектрометрический гамма-каротаж, электрический каротаж. За счет достаточного набора методов ГИС в процессе бурения удается определять литологию, характер насыщения коллекторов, ФНВ, степень засоления коллекторов, поведение структуры.

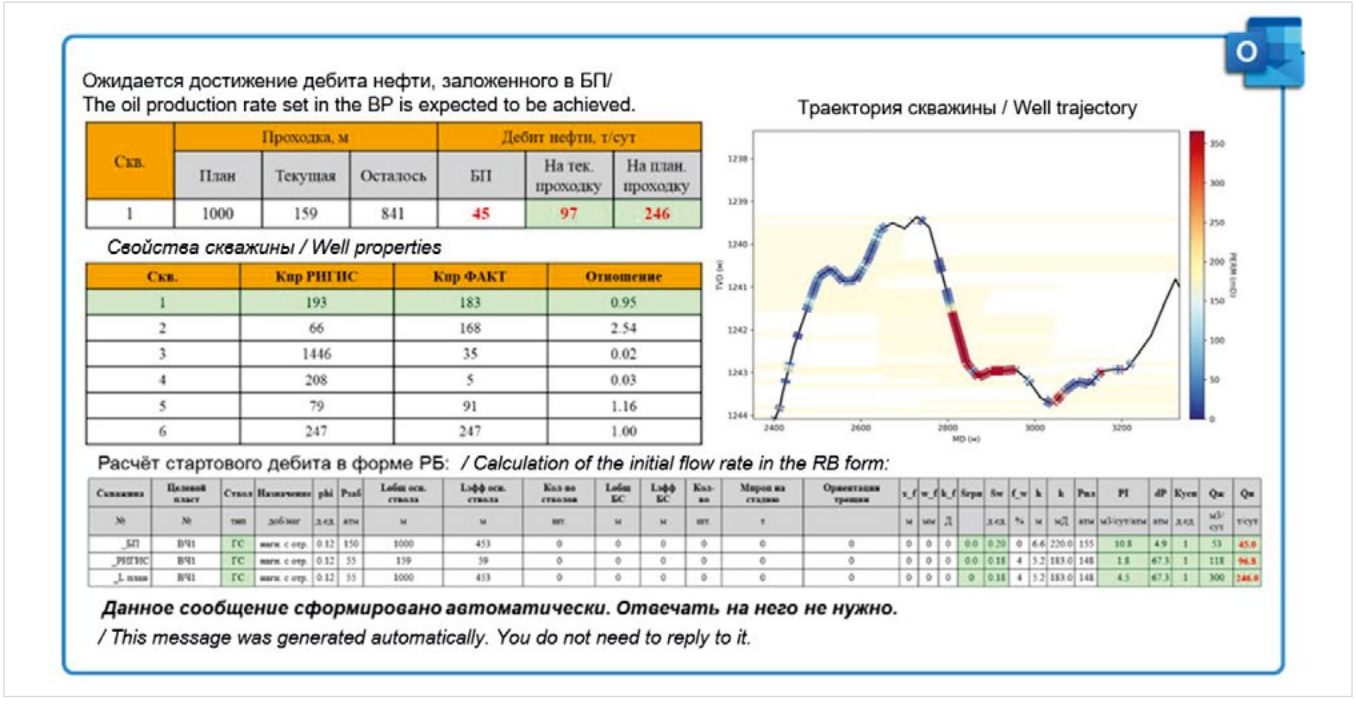
В процессе бурения скважин приходят сводки с данными ГИС в режиме реального времени (на каждую свечу). По результатам интерпретации данных определяются корректирующие команды для дальнейшего бурения и геонавигации. Наиболее популярным типом проводки на объекте В10-13 является посадка транспортной секции (ТС) в подошвенную часть пласта для получения полной информации по разрезу (мини-пилот). По окончании бурения ТС принимаются решение о проводке горизонтальной части или о срезке в альтернативную цель (в случае существенного неподтверждения плановых свойств пласта). Затем начинается бурение горизонтальной части ствола в зоне лучших ФЕС, полученных в ТС, ориентируясь на данные каротажа в реальном времени, прогноз в ГМ, риски по пластовому давлению, ФНВ, солям.

В процессе бурения запускные параметры скважины оцениваются либо по запросу недропользователя, либо по достижению финального забоя, для определения конструкции хвостовика и типа глубинно-насосного оборудования (ГНО). Основные решения при бурении принимаются обществом группы (ОГ) на основе планшета РИГИС, разреза от службы бурения. Для оперативной геонавигации, принятия решения об окончании бурения, корректировки длины ствола, типа

заканчивания и производительности ЭЦН требуется оценка продуктивности на текущий забой, в процессе бурения. Для расчета запускных показателей требуется проведение большого объема работ: расчет средних ФЕС в коллекторе, анализ скважин окружения (обоснование поправочного коэффициента, запускной обводненности), оценка замеров пластового давления (анализ гидродинамических исследований), оценка потенциала скважины с учетом линейного давления, а также построение геологического разреза для анализа текущей проводки скважины. Данный перечень работ требует привлечение нескольких специалистов и около трех часов рабочего времени — по этой причине отсутствует возможность проведения подобных расчетов на каждую сводку при бурении. По причине отсутствия промежуточных расчётов продуктивности в процессе бурения, снижается эффективность и, как следствие, успешность новой скважины. Даже при низкой подтверждаемости свойств пласта, возможно повышение эффективности скважины за счет корректирующих действий при бурении.

Новые подходы к процессу сопровождения бурения

Для решения данной задачи была создана автоматизация обработки данных ГИС и расчёта дебита нефти скважин в процессе бурения. Данное программное обеспечение интегрируется в корпоративные формы (рейтинг бурения) для удобства использования. Принцип работы основан на текущих подходах к определению запускных показателей новых скважин: обработка данных ГИС, расчет средних ФЕС по коллектору, определение скважин окружения и расчет коэффициента для проницаемости с использованием методики k-nearest neighbors (KNN), определение среднего пластового давления и обводнённости, расчёт стартового дебита нефти в форме РБ. Для новой скважины определяются расстояния до ближайшей точки ствола фактических скважин в заданном радиусе поиска (рис. 5). Исходя из расстояния до каждой точки, вычисляется значение среднего коэффициента влияния окружения, которое применяется для расчета коэффициента на проницаемость


Ожидается достижение дебита нефти, заложенного в БП/
The oil production rate set in the BP is expected to be achieved.

Скв.	Проходка, м			Дебит нефти, т/сут		
	План	Текущая	Осталось	БП	На тек. проходку	На план. проходку
1	1000	159	841	45	97	246

Траектория скважины / Well trajectory

Свойства скважины / Well properties

Скв.	Кпр РИГИС	Кпр ФАКТ	Отношение
1	193	183	0.95
2	66	168	2.54
3	1446	35	0.02
4	208	5	0.03
5	79	91	1.16
6	247	247	1.00

Расчёт стартового дебита в форме РБ: */ Calculation of the initial flow rate in the RB form:*

Скважина	Целевой пласт	Ствол	Назначение	pbl	Pзаб	Lобщ оск. ствола	Lэфф оск. ствола	Кол-во стволов	Lобщ БС	Lэфф БС	Кол-во	Мирон на стадию	Ориентация трещин	x_f	w_f	k_f	Sгрп	Sw	f_w	h	k	Pпл	PI	dP	Куст	Qж	Qн
№	№	тип	доб/наг	д.ед.	атм	м	м	шт.	м	м	шт.	т		м	мм	Д		д.ед.	%	м	мД	атм	м3/сут/атм	атм	д.ед.	м3/сут	т/сут
_БП	ВЧ1	ГС	наг. с отр.	0.12	150	1000	453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.20	0	6.6	220.0	155	10.8	4.9	1	53	45.0
_РИГИС	ВЧ1	ГС	наг. с отр.	0.12	55	159	59	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.18	4	5.2	183.0	148	1.8	67.3	1	118	96.8
_L план	ВЧ1	ГС	наг. с отр.	0.12	55	1000	453	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.18	4	5.2	183.0	148	4.5	67.3	1	300	246.0

Данное сообщение сформировано автоматически. Отвечать на него не нужно.
/ This message was generated automatically. You do not need to reply to it.

Рис. 6. Письмо с результатами расчета стартового дебита нефти
Fig. 6. Letter with the results of the initial oil flow rate calculation

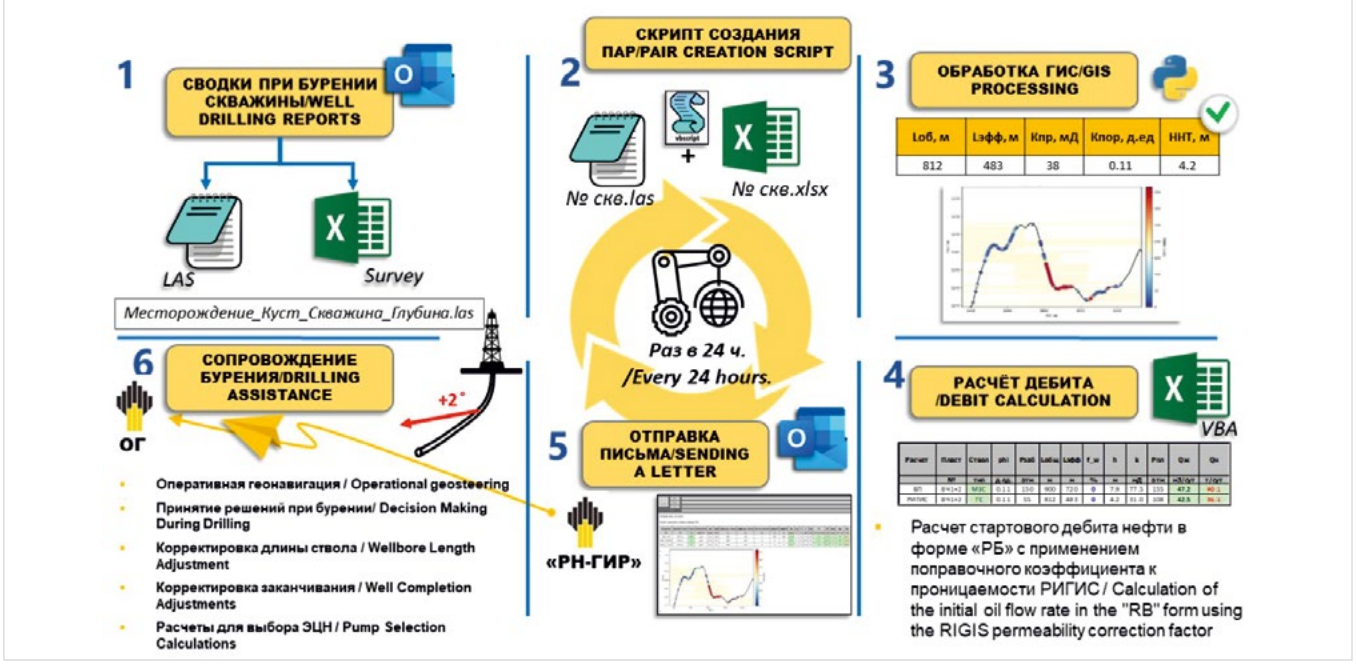


Рис. 7. Схема движения данных в автоматизации
Fig. 7. Data flow diagram in automation

РИГИС при расчёте дебита нефти, что позволяет учесть неоднородность по ФЕС и снизить ошибку расчёта. Оптимальный радиус поиска подбирается для каждого объекта в зависимости от наиболее высокого коэффициента корреляции средневзвешенных параметров и искомой величины для каждой скважины, а также охвата всего фонда соседями. Для В10-13 оптимальный радиус составил 1 500 м.

Основной сложностью создания подобной автоматизации является объединение всех процедур в один код программы. Скрипт VBS последовательно взаимодействует с файлами внутри электронной почты, создавая пары файлов, включающие данные ГИС и траекторию, работает с локальными файлами для обработки ГИС, переименовывая их и сортируя по забою скважины. Модуль Python обрабатывает данные РИГИС, рассчитывает средние ФЕС в интервале коллектора, строит разрез по траектории скважины с выделением коллектора на текущий забой. Макрос Excel VBA, вводит поправочный коэффициент в проницаемость и рассчитывает запускные показатели скважины на текущий забой, направляет готовые результаты через почту на указанные адреса. Весь цикл работы занимает до 30 секунд на одну скважину, автоматизация работает с любым количеством скважин, находящихся в бурении. По результатам выполнения всех действий ОГ получает информационное письмо с расчетами продуктивности и стартового дебита нефти скважины на текущий забой (рис. 6), основываясь на котором принимает дальнейшие решения при бурении.

На текущий момент уже существует сервис быстройинтерпретации(СБИ),данныйпродукт был разработан в компании «РН-ГИР», получено свидетельство ЭВМ [8]. При помощи СБИ автоматизирован процесс интерпретации данных ГИС и рассылки РИГИС с использованием корпоративной почты. Разработанная автоматизация обработки данных РИГИС и расчёта дебита нефти в процессе бурения подразумевает наличие писем с интерпретацией данных ГИС для дальнейшего расчета осредненных ФЕС в интервале горизонтальной части ствола и запускных показателей скважин. Таким образом автоматизация является дополнением к имеющейся СБИ и в дальнейшем возможна их интеграция в один программный комплекс.

Особенности работы автоматизации

Для корректной работы полного цикла операций используется скрипт VBS, который связывает между собой работу с системными папками, почтой и корпоративной формой расчета запускных показателей Excel VBA. Основные действия после загрузки необходимых сводок при бурении происходят непосредственно в макросе Excel. Первый этап заключается в выгрузке необходимых вложений из входящих рассылок при бурении скважин. Происходит запуск скрипта VBS по заданному времени, с использованием стандартного планировщика задач [5]. Скрипт выделяет все письма с определенными темами и отправителями, сортирует их по дате отправки и сохраняет наиболее актуальные файлы с расширениями «.las» и «.xlsx» по указанному пути. Создаются пары файлов: LAS и траектория для каждой скважины на текущий забой, файлы переименовываются по номеру скважины и хранятся в памяти. Данный этап полностью реализован при помощи VBS. На втором этапе используется язык программирования Python. На данном этапе производится расчет средних ФЕС по заранее «зашитой» петрофизической модели от первой точки коллектора и до финального забоя, осреднение параметров РИГИС и расчет инклинометрии для определения эффективной толщины пласта и эффективной длины горизонтального ствола по вскрытому разрезу. Дополнительно реализовано построение разреза по литологии с траекторией скважины на текущий забой, добавлен «трек» по проницаемости поверх траектории ствола. На третьем этапе созданные пары — траектория скважины и LAS файл с данными РИГИС подгружается в VBA макрос. По результатам обработки данных в Python имеется средняя пористость, проницаемость, ННТ, общая и эффективная длина ствола для каждой скважины. После получения осреднённых РИГИС происходит расчет коэффициента для проницаемости на основе данных скважин окружения в макросе VBA. Применяется методика KNN, которая подразумевает поиск соседних скважин и присвоение каждой определенного веса, в зависимости от расстояния до неё, формируется таблица коэффициентов с весами и определяется итоговое значение отношения проницаемости по выходу на режим к проницаемости РИГИС. Данный коэффициент применяется при расчете дебита нефти в форе РБ. Выгружается осредненное значение пластового давления и обводненности по скважинам окружения, для учета работы скважин окружения. На четвертом этапе все расчетные параметры подставляются в корпоративную форму РБ для расчета запускных показателей по скважине. Проводятся расчеты стартового дебита нефти на текущий забой и на плановый забой (с учетом текущих ФЕС), формирование итогового письма с результатами расчетов, разрезом, краткими комментариями и отправка на недропользователя для принятия решений об окончании бурения, корректировки длины ствола, типа заканчивания и производительности насосного оборудования (рис. 7). Данные письма направляются в ОГ раз в 24 часа, по всем скважинам, находящимся в бурении.

По факту запусков десяти скважин проведено сопоставление результатов расчета стартового дебита нефти при помощи автоматизации и при помощи гидродинамической модели (ГДМ) на финальный (окончательный) забой. Точность прогнозирования с использованием автоматизации составила 27%, по расчетам на ГДМ – 36% (рис. 8).

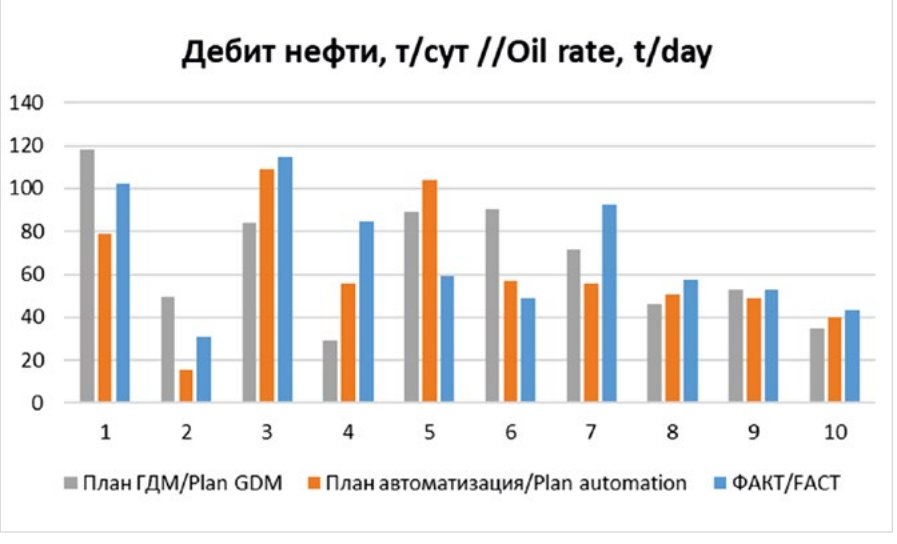


Рис. 8. Результаты расчетов стартового дебита нефти
Fig. 8. The results of calculations of the initial oil production rate.

Итоги

Разработанная автоматизация обработки данных ГИС и расчета дебита нефти в процессе бурения позволяет оперативно и точно оценивать запускные показатели по текущей методике и принимать решения при бурении, с целью повышения успешности новых скважин (корректировка длины ствола, типа заканчивания, подбор ЭЦН, принятие решения об окончании бурения, оперативная геонавигация и другие).

Выводы

На текущий момент автоматизация находится на этапе ОПР, внедрены тестовые рассылки результатов расчета стартовый показателей скважин в бурении на ОГ. Автоматизация протестирована уже на 28 скважинах в этом году. За счет внедрения автоматизации ожидается снижение трудозатрат на три часа на один расчет стартового дебита нефти (около 60 часов на одну скважину). Средняя точность прогнозирования по данным десяти скважин составила 27%.

Данная автоматизация применима ко всем месторождениям ПАО «НК «Роснефть», находящимся на стадии активного бурения, поскольку ее работа основана на корпоративной форме расчета стартовый показателей скважин — «Рейтинг бурения». Основное ограничение заключается в различии методов оценки расчетных параметров в форму РБ на разных объектах (например, применение метода KNN к проницаемости РИГИС), что требует дополнительных корректировок автоматизации.

В будущем планируется оптимизация работы автоматизации путем внедрения всех операций на Python с целью увеличения скорости работы, отсутствия конфликтов между языками программирования и независимости от Microsoft.

Литература

1. Бобров А.В. Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата по осинскому, усть-кутскому и верхнечонскому горизонтам Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области. Тюмень. ООО «Тюменский нефтяной

научный центр», 2015.
2. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клиновая Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засолоненных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части Непского свода // Геология нефти и газа. 2017. № 3. С. 47–60.
3. Леванов А.Н., Игнатьев Н.А., Остяков Е.С. и др. Вызовы при разработке засолоненных терригенных коллекторов крупного месторождения Восточной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, г. Москва, 15–17 октября. 2018. SPE-191570-18RPTC-MS.
4. Виноградов И.А., Загоровкий А.А., Богачев К.Ю. и др. Лабораторное и численное исследования процесса рассоления засолоненных терригенных коллекторов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, г. Москва, 26–28 октября. 2015. SPE-176630-RU.
5. Власов Д.Ю., Занчаров А.А., Юдин Е.В., Мосягин Г.А. Автоматизация мониторинга и факторного анализа отклонений по добыче // Нефтяное хозяйство. 2023. № 6. С. 78–82.
6. Популова Т.П. Выявление причин снижения дебита нефти за счет роста обводненности на зрелом месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2024. № 6. С. 42–58.
7. Гурова Т.И., Чернова Л.С., Богданова В.Н. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. 254 с.
8. Завьялов А.И., Тян А.Д., Пономарев Р.Ю., Корниенко С.А., Маргина Т.С., Загайнова Е.О. Автоматическая интерпретация данных геофизических исследований скважин в процессе бурения горизонтальных скважин с интеграцией Python и web-технологий. PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. 2026 №11. С. 139–146.

ENGLISH

Results

The developed automation of GIS data processing and oil flow rate calculation during drilling allows for the rapid and accurate assessment of start-up indicators using current methodology and decision-making during drilling, with the aim of increasing the success of new wells (adjusting wellbore length, completion type, selecting an ESP, deciding when to stop drilling, operational geosteering, and more).

Conclusions

Currently, the automation is in the pilot phase, with test distributions of wellbore start-up performance calculation results to the customer. The automation has already been tested at 28 wells this year. The automation is expected to reduce labor costs by three hours per start-up oil flow calculation (approximately 60 hours per well). The average forecasting accuracy based on data from ten wells was 27%.

This automation is applicable to all Rosneft fields in the active drilling phase, as it is based on the corporate "Drilling Rating" form for calculating wellbore start-up performance. The main limitation is the different methods used to evaluate the calculated parameters in the RB form at different sites (for example, the use of the KNN method for RIGIS permeability), which requires additional adjustments to the automation.

Future plans include optimizing the automation by implementing all operations in Python to increase speed, eliminate conflicts between programming languages, and ensure independence from Microsoft.

References

1. Bobrov A.V. Operational Calculation of Oil, Gas and Condensate Reserves for the Osinskiy, Ust-Kutskyy and Verkhnechonsky Horizons of the Verkhnechonsky Oil-and-Gas-Condensate Field, Irkutsk Region. Tyumen: Tyumen Oil and Gas Scientific Center, 2015. (In Russ).
2. Vorobyov V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Y.S. The distribution model of terrigenous reservoirs and saline sand-gravelite deposits within the fields of the central part of the Nepal arch. Geology of oil and gas, 2017, issue 3, P. 47–60. (In Russ).
3. Levanov A.N., Ignatyev N.A., Ostyakov E.S. et al. Challenges in the development of saline terrigenous reservoirs of Eastern Siberia field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 15–17, 2018, Moscow, Russia, Paper Number: SPE-191570-18RPTC-MS. (In Russ).
4. Vinogradov I., Zagorovskiy A., Bogachev K. Laboratory and numerical study of the dissolution process of salinization clastic reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 26–28, 2015, Moscow, Russia. Paper number: SPE-176630-MS. (In Russ).
5. Vlasov D.Y., Zancharov A.A., Yudin E.V., Moysagyn G.A. Automation of the monitoring process and factor analysis of production deviations. Oil industry, 2023, issue 6, P. 78–82. (In Russ).
6. Populova T.P. Identification of the causes of reduced oil flow rate due to increased water saturation on a mature field. Problems of Oil and Petroleum Products Collection, Preparation and Transport, 2024, issue 6, P. 42–58. (In Russ).
7. Gurova T.I., Chernova L.S., Bogdanova V.N., et al. Lithology and conditions of oil and gas reservoir formation on the Siberian Platform. Moscow: Nedra, 1988, 254 p. (In Russ).
8. Zavyalov A.I., Tyan A.D., Ponomarev R.Y., Kornienko S.A., Margina T.S., Zagainova E.O. Automatic interpretation of data from geophysical well studies during horizontal well drilling with integration of Python and web technologies. PRONEFT: Professional Oil, 2026, issue 11(1), P. 139–146. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бетехтин Сергей Сергеевич, ведущий специалист отдела моделирования и разработки месторождений «ВЧНГ», ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Валеев Рушан Рушанович, начальник управления по разработке месторождений, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Ахмадишин Алишер Тагирович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Зырянов Никита Михайлович, начальник отдела планирования и мониторинга эксплуатационного бурения, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Пуляевский Максим Сергеевич, главный специалист отдела планирования и мониторинга эксплуатационного бурения, АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия

Betekhtin Sergey Sergeevich, leading specialist of the Department of modeling and development of fields "VCHNG", "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Valeev Rushan Rushanovich, head of the field development department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Akhmadishin Alisher Tagirovich, head of the well drilling geological support department, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Zyryanov Nikita Mikhailovich, head of the department of planning and monitoring of production drilling, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

Pulyaevsy Maksim Sergeevich, main specialist of planning and monitoring of production drilling, "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-73-78 УДК 622.279.5.001.42 I Научная статья

Методические подходы к исследованию работы ГС с МГРП в трещиноватых опоковидных коллекторах

Абрамов Т.А.[1], Гордеев А.О.[1], Аккерман А.Ш.[1], Ягудин Р.А.[2], Максимов Е.В.[2]
[1]ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; [2]ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия
taabramov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлено описание планирования, выполнения и анализа результатов испытания горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта. Объект исследований — трещиноватый опоковидный коллектор пласта НБ1 на одном из месторождений Западной Сибири. В работе изложены результаты работы скважины, а также изучение специфики механизма водопроявления.

Материалы и методы
Данные по результатам отработки скважины на различных режимах, гидродинамические исследования скважины.

Ключевые слова
гидродинамические исследования скважин, многостадийный гидроразрыв пласта, трещиноватый коллектор, низкопроницаемый коллектор, березовская свита, водогазовый фактор

Для цитирования
Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Аккерман А.Ш., Ягудин Р.А., Максимов Е.В. Методические подходы к исследованию работы ГС с МГРП в трещиноватых опоковидных коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 73–78. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-73-78

Поступила в редакцию: 04.09.2026

UDC 622.279.5.001.42 I Original paper

Methodical approaches to well test of horizontal well with multistage hydraulic fracturing performance investigation results in naturally fractured opokamorphic reservoirs

Abramov T.A.[1], Gordeev A.O.[1], Akkerman A.Sh.[1], Yagudin R.A.[2], Maksimov E.V.[2]
[1]"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; [2]"Kharampurneftegaz" LLC, Tyumen, Russia
taabramov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
The article describes planning, implementation, and well test analysis in a horizontal well with multistage hydraulic fracturing. The object of the research is a fractured, opokamorphic reservoir in the NB1 formation at one of the fields in Western Siberia. The paper presents the analysis of production well performance and the study of water manifestations causes and mechanism.

Materials and methods
Production regimes data, well tests.

Keywords
well testing, multistage hydraulic fracturing, fractured reservoir, low-permeability reservoir, pressure build-up curve, water-gas ratio

For citation
Abramov T.A., Gordeev A.O., Akkerman A.Sh., Yagudin R.A., Maksimov E.V. Methodical approaches to well test of horizontal well with multistage hydraulic fracturing performance investigation results in naturally fractured opokamorphic reservoirs. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 73–78. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-73-78

Received: 04.09.2026

Введение

В последнее десятилетие в нефтегазовой отрасли особое внимание уделяется изучению ресурсного и добычного потенциала газовых залежей березовской свиты, имеющей региональное развитие на территории Западной Сибири. Описанию геологического строения и различным оценкам ресурсного потенциала березовской свиты посвящено достаточное количество публикаций, включая полноценную монографию [1–12]. В то же время результаты испытаний и освоения данного объекта представлены в единичных статьях [13–15].

Тезисно обозначим основные геологические особенности: литологически ограниченное региональное развитие газоносности верхней части разреза (пласт ВБ1) и более масштабное развитие газоносности нижней части разреза (пласты НБ1-НБ4). Основной по потенциалу ресурсов газа пласт НБ1 сложен хрупкими глинисто-кремнистыми осадками органо-хемогенного типа. Для пласта характерны низкая проницаемость матрицы (менее 0,1 мД) и высокая остаточная водонасыщенность (более 65 %), наличие естественной трещиноватости тектонической и литогенетической природы. Трещиноватость коллектора обуславливает специфичные особенности механизма гидроразрыва пласта (ГРП), выявленные по результатам проведения гидродинамических исследований (ГДИ).

В настоящее время на залежи пласта НБ1 проводятся исследовательские работы с целью изучения продуктивной характеристики и возможных осложнений при эксплуатации. Пробурена горизонтальная скважина с многостадийным ГРП. Выполнена программа гидродинамических исследований на длительных и коротких режимах с разной депрессией на пласт. На наблюдательном фонде реализована программа гидропрослушивания.

Статья включает описание и результаты исследовательских работ и состоит из трех частей. Данная публикация статьи (часть 1) посвящена описанию процесса планирования и результатам выполнения схемы («дизайна») исследования в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта (ГС с МГРП). Продолжение статьи в следующих публикациях (части 2 и 3) будет посвящено детальному анализу замеров кривых восстановления давления (КВД), индикаторных диаграмм (ИД) и результатов гидропрослушивания, позволивших установить особенности работы системы «пласт-скважина» в условиях наличия естественных и техногенных трещин.

Планирование начального дизайна исследований

Основными задачами программы исследований являлись: оценка и изучение динамики продуктивности скважины на режимах разной депрессии, темпов снижения пластового давления, определение оптимального технологического режима эксплуатации и фильтрационных свойств пласта. Для их выполнения в программе предусматривалось проведение комплекса ГДИ и промыслово-геофизических исследований (ПГИ), который, как известно, предоставляет наиболее целостный объем информации о работе ГС с МГРП [17–19].

Планирование начального дизайна программы работ основывалось на результатах исследований транзитного фонда, скважины которого в интервале пласта НБ1 имеют наклонно-направленный профиль. Полученные результаты выявили следующие характерные особенности пласта НБ1 [13–14, 16]:

1. Естественная трещиноватость коллектора определяет сложное поведение пласта НБ1, проявляющееся в виде «нестандартных» откликов КВД. В особенности это происходит после ГРП, по результатам которого происходит активизация «закрытых» (заполненных вторичными минералами) трещин.
2. Выявлен эффект «дыхания» системы трещин: при высокой интенсивности отработки трещины смыкаются, а при остановке скважины — раскрываются.
3. Несмотря на высокую водонасыщенность и хрупкость породы, при испытании скважин не были обнаружены признаки выноса жидкости и породы.

Выявленные особенности породы требовали поиска оптимального режима, при котором будет достигаться баланс между обеспечением максимально возможной производительностью скважины и минимизацией эффекта смыкания трещин. Для определения оптимального режима запланирована запись ИД путем отработки скважины на трех режимах: с минимальной, средней и максимальной депрессией. Для эффективного изучения продуктивности скважины в условиях низкопроницаемого газового коллектора, проведение исследований запланировано по модифицированному изохронному методу [20, 21], т.е. длительность исследования на режиме и остановка скважины на КВД имеют одинаковый временной период. Остановка скважины производится с целью восстановления пластового давления, значение которого будет использоваться при расчете депрессии для последующего режима. В условиях пласта НБ1 остановка на КВД позволяет решить дополнительные задачи, связанные с оценкой влияния интенсивности режима на состояние системы «пласт-скважина», а также произвести релаксацию системы трещин перед следующим режимом.

Также, для планирования начального дизайна программы использован накопленный опыт исследований и эксплуатации ГС с МГРП в низкопроницаемых газовых коллекторах туронских отложений (пласт Т), согласно которому максимальная информативность КВД достигается только путем проведения длительных замеров. Это связано с известной для ГС с МГРП невозможностью достижения на практике отклика на позднерадиальный режим фильтрации, вследствие чего достоверность результатов исследования определяется продолжительностью замера [22, 23]. Оптимальная длительность КВД была определена равной одному месяцу. При этом следует отметить, что такие длительности являются нестандартными для типовых исследований, которые как правило предполагают отработку максимум в течение нескольких суток.

По результатам исследований на трех длительных режимах планировалось определение оптимального режима и отработка на нем в течение пяти месяцев. Завершение программы исследований предполагалось замером финальной КВД длительностью не менее 6 месяцев. Для оценки динамики характера работы портов МГРП во времени программой также предусматривалось проведение ПГИ.

Фактически реализованный дизайн. Результаты исследований

Освоение

Освоение скважины выполнено с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ). В начальный период наблюдался незначительный вынос пропанта, в связи с чем регистрация дебита выносимой жидкости началась по истечении некоторого времени. На рисунке 1а представлена история работы скважины с выделением ключевых этапов работы, на рисунке 1б приведена динамика водогазового фактора (ВГФ).

Как видно из рисунка 1а, на этапе освоения наблюдается характерный для ГС с МГРП длительный тренд снижения забойного давления и дебита газа. Интенсивность выноса технической жидкости оказалась ниже планируемой, что повлияло на решение увеличить период освоения с 1 до 2 месяцев. На конец отработки получен стабильный уровень ВГФ, составляющий около 50 см^3/м^3. Суммарный накопленный отбор закачанной при ГРП жидкости составил 59 %. Результаты исследования проб показали, что выносимая жидкость представляет собой смесь технической жидкости и пластовой воды.

По завершении цикла освоения выполнено ПГИ на двух режимах с целью определения интервалов и состава притока. Важно отметить, что при отработке вынос жидкости практически отсутствовал. По данным ПГИ зафиксирована явная работа первых трех портов ГРП, дальний порт проявлял приток лишь незначительно. Признаки поступления жидкости отмечались из 2-го и 4-го портов.

Исследования на длительных режимах

Непосредственно перед запуском скважины в отработку на длительных режимах выполнена кратковременная продувка. Данное мероприятие предусмотрено с целью минимизации возможного негативного влияния

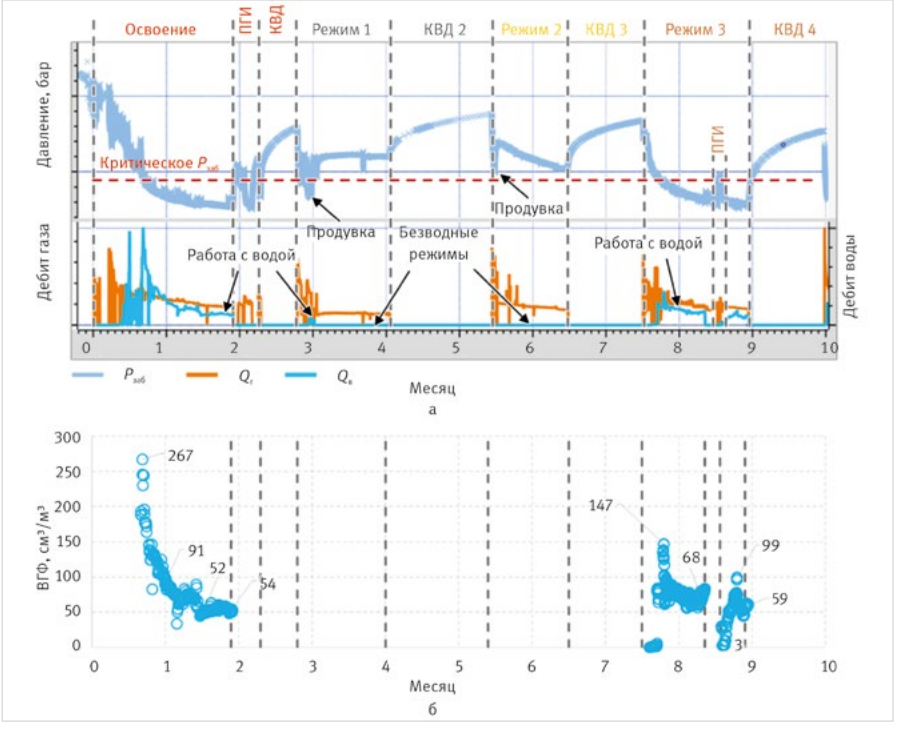


Рис. 1. Показатели работы ГС с МГРП на этапе освоения и длительных режимах ИД: а — динамика дебитов газа, жидкости и забойного давления; б — динамика ВГФ
Fig. 1. Well performance indicators of the pilot area at the development and long-term production regimes of inflow performance relationship (IPR): a – dynamics of gas, liquid rates and bottom-hole pressure; б – dynamics water-gas ratio (WGR)

на работу газосборной сети жидкости и механпримесей, которые могли скопиться в скважине за время ее остановки на промежуточные КВД.

Работа скважины на режимах средней и максимальной депрессии (рис. 1а, режимы 2 и 3 соответственно), аналогично режиму освоения, характеризуется динамикой непрерывно снижающихся дебита газа и забойного давления. При этом, режим 1 с минимальной депрессией характеризуется стабильным значением забойного давления и дебита газа, что также является типичным для ГС с МГРП. Это является характерной особенностью суперпозиции давления для режимов с низкой депрессией, следующих за интенсивной отработкой скважины (в нашем случае после освоения).

Касаемо выноса жидкости, на протяжении практически всего периода отработки на режимах 1 и 2 жидкости в продукции не наблюдалось. Исключением явилось эпизодическое водопроявление на продувке перед минимальным режимом, когда забойное давление снизилось до значения ~40 бар. Повторно водопроявление зафиксировано при отработке на режиме 3 при снижении забойного давления до ~55 бар. Динамика ВГФ на режиме 3 (рис. 1б), характеризуется быстрым достижением пикового значения с последующим снижением и стабилизацией.

В период отработки скважины на режиме 3 выполнено второе ПГИ. Зафиксированы косвенные признаки поступления жидкости в интервале 2-го и 4-го портов, однако уже с преимущественной работой газом. Согласно

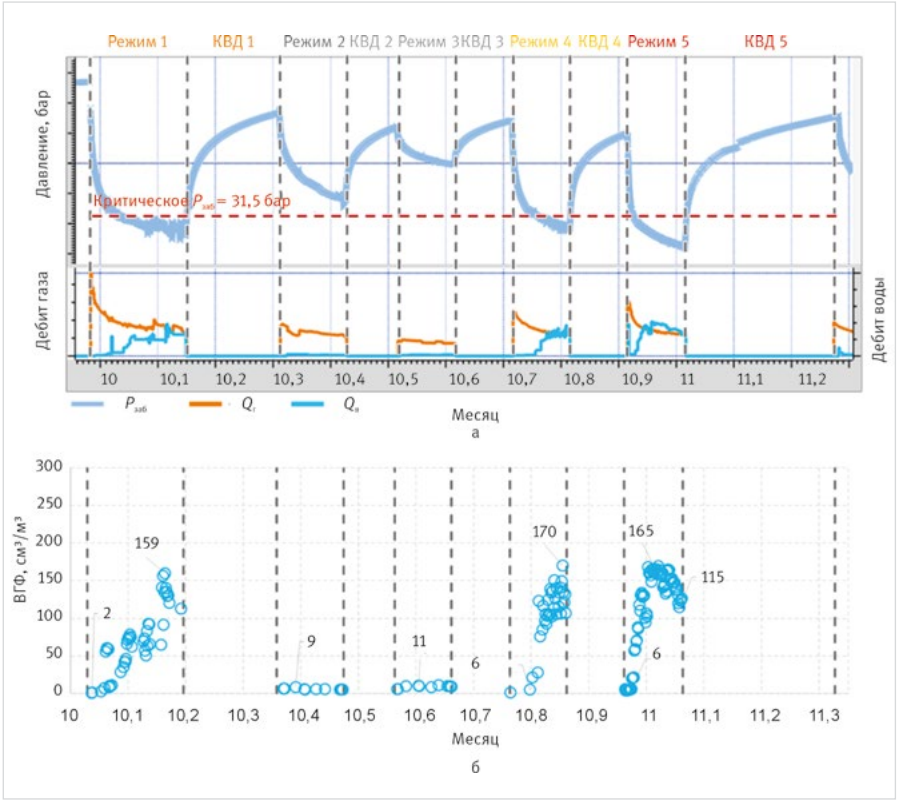


Рис. 2. Показатели работы ГС с МГРП на кратковременных режимах ИД: а — динамика дебитов газа, жидкости и забойного давления; б — динамика ВГФ
Fig. 2. Well performance indicators of the pilot area at the short-term production regimes of IPR: a – dynamics of gas, liquid rates and bottom-hole pressure; б – dynamics of WGR

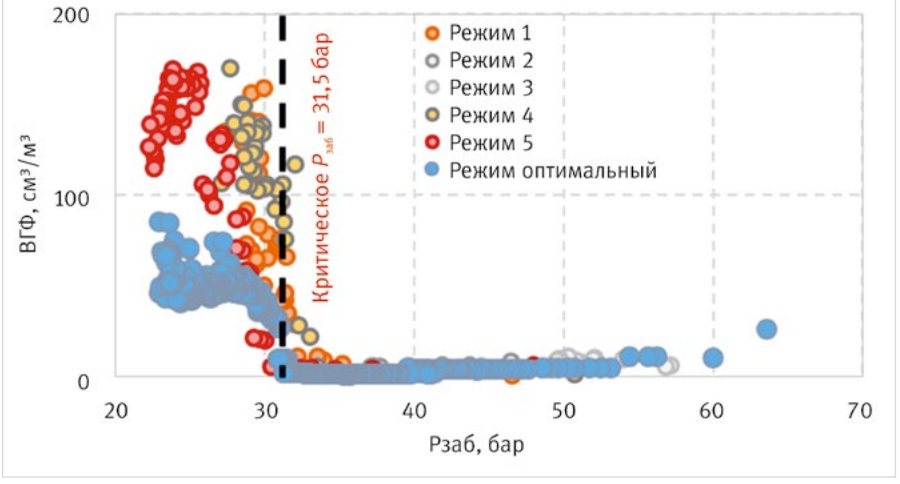


Рис. 3. Зависимость ВГФ от $P_{заб}$
Fig. 3. The dependence of WGR on bottomhole pressure (BHP)

лабораторным исследованиям, выносимая жидкость по-прежнему представляла смесь технической и пластовой воды. Суммарный отбор жидкости ГРП из скважины составил 69 % от закачанного.

Таким образом, по результатам исследований на длительных режимах выявлен парадоксальный эффект динамического водопроявления. Вынос жидкости отсутствовал при запуске скважины после остановки на КВД и до снижения забойного давления до критического значения. Такое поведение шло вразрез с динамикой дебита газа, по которой максимальные значения газа фиксируются в начальный период работы на режиме. Отсюда следовал вывод о принципиально более сложной природе водопроявления, чем недоосвоенность скважины и накопление жидкости на забое.

С целью более детального изучения механизма водопроявления в программу исследования были внесены корректировки. Так, перед запуском на оптимальный режим проведена отработка скважины на кратковременных режимах (по 3 суток). В отличие от длительных режимов ИД, в данном случае промежуточные остановки на КВД преследовали цель восстановления давления для прекращения подвижности воды.

Исследования на кратковременных режимах

Исследования выполнены модифицированным изохронным методом на 5-ти режимах — 3 режима по схеме от максимальной депрессии к минимальной с целью предупреждения риска гидратообразования в зимний период времени и 2 режима по прямой схеме с увеличением депрессии. Реализация такой схемы позволила сместиться из области гидратообразования за счет снижения забойного давления, вызванным интенсивным дренированием пласта на начальном максимальном режиме.

Результаты отработки на кратковременных режимах ИД представлены на рисунке 2. Как видно, динамика дебита газа на режимах 1, 4 и 5 в целом соответствует наблюдаемым ранее на режиме освоения и длительных режимах средней и максимальной депрессии. На менее интенсивных режимах 2 и 3 наблюдалась относительно стабильная динамика дебитов, аналогично длительному режиму минимальной депрессии. При этом, забойное давление по всем режимам показывает непрерывное снижение.

Полученные результаты по динамике водопроявления в зависимости от режима оправдали ожидания. На режимах 2 и 3 низкой депрессии значения ВГФ не превысили 11 см^3/м^3, по величине плотности жидкость представлена преимущественно метанолом. На режимах 1, 4 и 5 максимальной депрессии зафиксирован существенный объем жидкости в продукции – значения ВГФ составили до 170 см^3/м^3 (рис. 2б). В результате исследований установлено, что обильное водопроявление начинается при снижении забойного давления до $P_{заб}$ ≈ 31,5 бар. Аналогично длительному режиму 3, факт роста ВГФ только спустя некоторое время от начала отработки является явным признаком зависимости подвижности воды от величины забойного давления. Это также заметно при детальном рассмотрении отработки на режиме 4, на котором темп снижения забойного давления является не таким высоким, как на режимах 1 и 5, вследствие чего рост ВГФ на данном режиме начинается позднее. Особенно наглядно это видно при

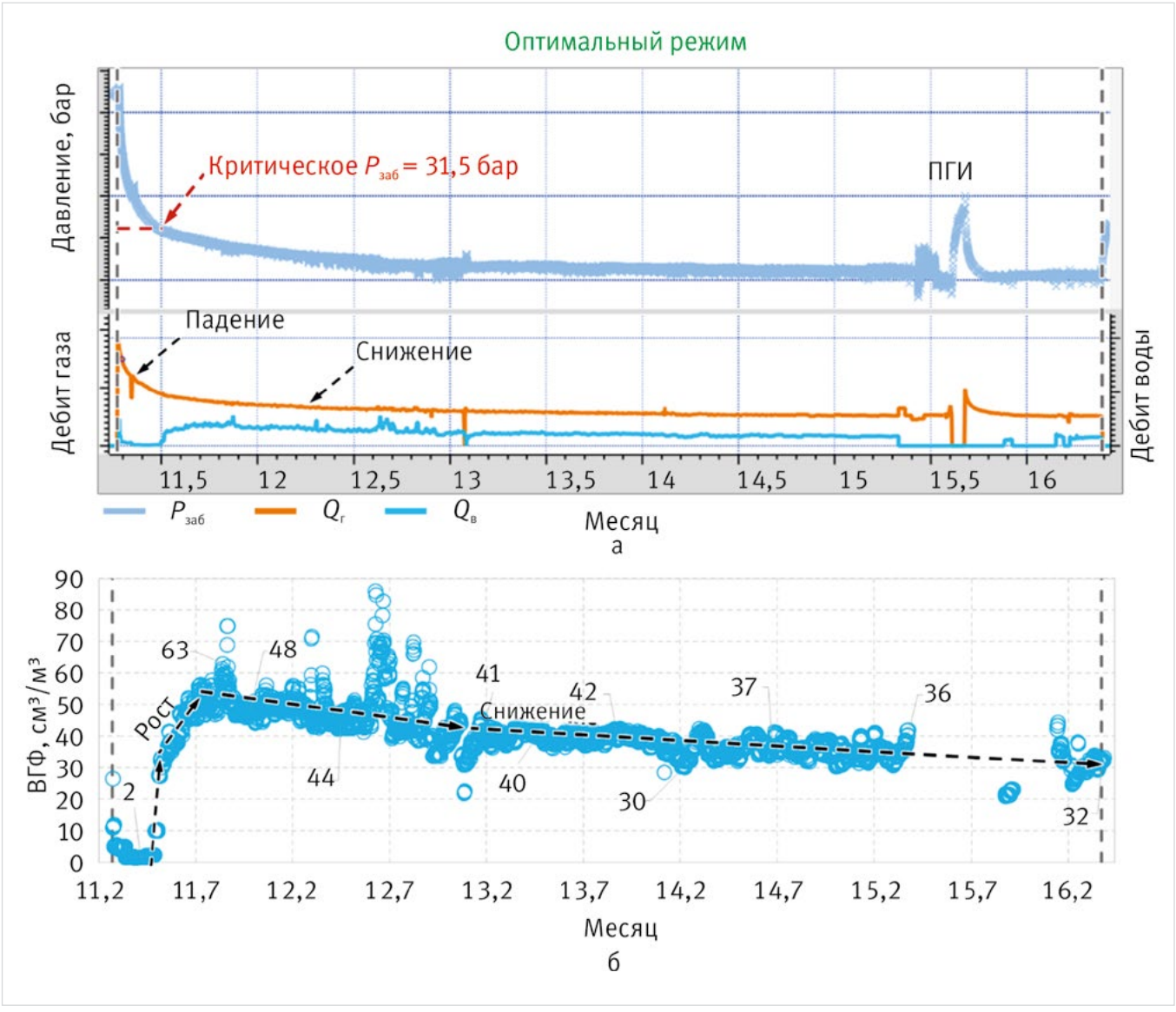


Рис. 4. Показатели работы ГС с МГРП на оптимальном режиме: а — динамика дебитов газа, жидкости и забойного давления; б — динамика ВГФ
Fig. 4. Well performance indicators of the pilot area at the optimum production regime: a – dynamics of gas, liquid rates and bottom-hole pressure; б – dynamics of WGR

построении зависимости ВГФ от Рзаб, представленной на рисунке 3.

Таким образом, результаты отработки на кратковременных режимах позволили установить явную корреляцию между точкой начала подвижности воды и критическим забойным давлением $P_{заб}$ ≈ 31,5 бар. В то же время, при отработке на длительных режимах ИД признаки начала водопроявления наблюдались при более высоких значениях забойного давления — 40–50 бар. Это указывает на возможное влияние компоненты пластового давления на процесс водопроявления, по мере снижения которого также происходит и снижение критического забойного давления по водопроявлению.

Полученные результаты легли в основу выбора оптимального режима, ориентировочным для которого стал режим 2 кратковременной ИД, как обеспечивающий получение достаточно высокого дебита газа при небольшом объеме попутно добываемой жидкости.

Исследование на режиме «оптимальный»

Целью исследований на режиме является изучение динамики продуктивности скважины за продолжительный период времени. Длительность исследований составила порядка 5 месяцев. Показатели работы скважины представлены на рисунке 4. Характер изменения забойного давления и дебита газа соответствует ранее полученной динамике на интенсивных режимах — высокий темп падения в начальный период и медленное монотонное снижение до окончания режима (рис. 4а).

Начало водопроявления зафиксировано при снижении забойного давления до 35 бар, что подтверждает ранее выполненную оценку значения критического давления. Вопреки ожиданиям, динамика жидкости и ВГФ превысила результаты на кратковременном режиме 2. В начальный период водопроявления получено пиковое значение ВГФ на уровне 63 см^3/м^3 с последующим снижением до 29 см^3/м^3 на конец режима. Характер снижения дебита жидкости коррелирует с темпами снижения дебита газа. Суммарный отбор жидкости из скважины на конец реализации всех этапов отработки составил 88 % от закачанного при ГРП. Согласно лабораторным исследованиям, состав выносимой жидкости в сравнении с прошлыми режимами не изменился, представлен смесью пластовой воды и продуктами распада геля ГРП. При этом отмечено увеличение минерализации жидкости и ее стабилизация, что указывает на возрастающую долю пластовой воды над технической жидкостью.

Таким образом, результаты исследования на режимах выявили сложный механизм водопроявления, при котором критической подвижностью обладает не только пластовая вода, но и закачанная жидкость. Также более сложной по сравнению ожидаемой, оказалась зависимость поведения трещин от интенсивности режима, характер которой будет детально рассмотрен в следующих работах. Вместе с тем, влияние данного фактора на продуктивность явилось гораздо меньшим по сравнению с потенциальным негативным эффектом от высокого содержания воды в продукции скважины. В этой связи требуется дополнительное изучение процесса водопроявления с проработкой всех возможных гипотез и выполнением дополнительных исследований на керне с последующим моделированием процессов.

Итоги

ГС с МГРП в условиях наличия естественных трещин формирует сложную систему «пласт-скважина», изучение которой требует формирования уникального дизайна исследования, заключающегося в проработке нестандартных и гибких подходов к проведению и интерпретации исследования.

В результате проведенного исследования были обнаружены и уточнены особенности механизма водопроявления в ГС с МГРП трещиноватого опоковидного коллектора пласта НБ1. Установлено, что он имеет динамический характер, выявлено критическое значение для водопроявления $P_{заб}$ = 31,5 бар, при достижении которого ВГФ растет до пиковых значений за короткий период времени, после чего планомерно снижается.

Результаты анализа проб воды на протяжении всей истории работы скважины показывали ее смешанный состав, представленный пластовой водой и технической жидкостью. В связи с этим динамический характер водопроявления может быть связан не только с отжимом пластовой воды, но и с особенностями работы естественных и техногенных трещин.

Выводы

Проведенное исследование дало понимание об особенностях водопроявления пласта НБ1 и о его взаимосвязи между изменением режима работы скважины и интенсивностью водопритока. Дальнейшим приоритетным направлением работы является корректное воспроизведение данного эффекта в гидродинамическом симуляторе. Полученный в результате прогноз добычи пластовой жидкости позволит правильно запроектировать объекты наземной инфраструктуры в период промышленного освоения залежи.

Литература

1. Агалаков С.Е., Бакуев О.В. Новые объекты поисков углеводородов в надсеноманских отложениях Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1992. № 11. С. 25–28.
2. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 6. С. 23–27.
3. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири. Недропользование. Горное дело. Направления и технологии поиска, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых. Экономика. Геоэкология. Новосибирск: СГУГиТ, 2017. Т. 1. С. 101–105.
4. Нассонова Н.В., Гордеев А.О., Дистанова Л.Р., Кудаманов А.И., Калабин А.А., Кузовков А.А. Новые газовые объекты в глинисто-кремнистой формации верхнего мела Западной Сибири // Нефтяная провинция. 2018. № 4. С. 109–118.
5. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Трансгрессивно-регрессивный характер осадконакопления в коньяк-сантоне верхнего мела Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 58–63.
6. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Хэяхинская пачка опок и перекрывающие кремнисто-глинистые отложения (верхний мел, Западная Сибирь). Особенности строения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 11. С. 21–30.
7. Нассонова Н.В., Дистанова Л.Р., Калабин А.А., Девятка Н.П. Региональные и локальные факторы формирования трещиноватости в глинисто-кремнистых отложениях нижнеберезовской подсвиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 1. С. 19–25.
8. Калабин А.А., Чертина К.Н., Нассонова Н.В., Девятка Н.П. Трещиноватость кремнисто-глинистых пород пласта НБ1 березовской свиты центральной части Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 30–33.
9. Ошняков И.О. Митрофанов Д.А., Гордеев А.О. и др. Цифровые мультимасштабные исследования керна нетрадиционных глинисто-кремнистых пород березовской свиты // Каротажник. 2022. № 6. С. 141–153.
10. Дистанова Л.Р., Нассонова Н.В., Кудаманов А.И. Геологическое строение и перспективы газоносности отложений верхнеберезовской подсвиты кампанского возраста на примере одного из месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2022. № 5. С. 5–16.
11. Мустафина А.Н., Ошняков И.О., Митрофанов Д.А. Уточнение методики определения эффективной пористости коллекторов березовской свиты на основании лабораторных исследований керна // Каротажник. 2023. № 5. С. 47–57.
12. Агалаков С.Е. и др. Березовская свита Западной Сибири: геология и газоносность: монография; Тюменский нефтяной научный центр, Нефтяная компания «Роснефть». Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2024. 380 с.
13. Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Лознюк О.А., Тюлькова А.И., Афонин Д.Г. Анализ результатов планирования и проведения ГДИ пластов березовской свиты // Нефтяная провинция. 2019. № 4. С. 234–247.
14. Абрамов Т.А., Гордеев А.О., Тюлькова А.И., Ягудин Р.А., Королев А.Ю. Анализ характерных особенностей результатов гидродинамических исследований скважин березовской свиты Y месторождения // Научный журнал Российского Газового Общества. 2019. № 2. С. 18–25.
15. Гордеев А.О., Дорошенко А.А., Осипов С.В. Обзор результатов испытания пластов березовской свиты на территории Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2024. № 4. С. 84–89.
16. Абрамов Т.А., Индрупский И.М., Гордеев А.О., Аккерман А.Ш., Киселев А.Н. Особенности проявления изменений структуры трещиноватости при повторных ГДИ после ГРП на примере сложнопостроенных коллекторов березовской свиты // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16. № 4. С. 482–503.
17. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Проблемы промыслово-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. № 2. С. 87–99.
18. Гришина Е.И., Кременецкий М.И., Буянов А.В. Прогноз выработки неоднородного пласта в горизонтальных скважинах с многостадийным гидроразрывом пласта по результатам комплексных геофизических и гидродинамических исследований // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5. С. 38–43.
19. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2015. № 9. С. 68–72.
20. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
21. Zhuang H. Dynamic well testing in petroleum exploration and development. Waltham: Elsevier. 2013. 719 p. (In Eng).
22. Никонорова А.Н., Ворон К.А., Кременецкий М.И., Борисов В.В., Бахмутов А.В., Воронин Д.А., Лазуткин Д.М. Оценка динамики добычных возможностей нефтегазовых горизонтальных скважин с многостадийным ГРП по результатам гидродинамических исследований на основе диагностики ранних режимов течения // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 50–56.
23. Абрамов Т.А., Индрупский И.М. Особенности и информативные возможности раннерадиального режима на КВД в горизонтальных скважинах с близко расположенными трещинами МГРП // Записки Горного института. 2025. Т. 276. № 2. С. 29–48.

ENGLISH

Results

HWMHF in formations with natural fractures create a complex “reservoir-well” system, the study of which requires the development of unique survey design involving the elaboration of non-standart and flexible approaches to testing and interpretation.

As the result of conducted study, the features of the water ingress mechanism in HWMHF in the fractured opoka-liked reservoir of the NB1 formation were identified and refined. It was established that this mechanism is dynamic in nature. A critical bottomhole pressure value for water production was identified at Pwf = 31,5 bara. Upon reaching this value, the water gas factor rises to peak levels within short period, after which it gradually declines.

Results of water sample analysis throughout of the well’s production history indicate a mixed composition, represented by both formation water and technical fluids. In this regard, the dynamic nature of water production may be associated not only by the expulsion of formation

water but also by the behavior of naturally and technologically induced fractures.

Conclusions

The conducted study provided an understanding of the water production characteristics of the NB1 formation and the relationship between changes in the well's operating regime and the intensity of water inflow. The next priority is correct simulation of this effect. A reliable forecast of fluid production will then enable appropriate surface facilities design for the field development stage

References

1. Agalakov S.E., Bakuev O.V. New objects of hydrocarbon prospecting in over-Cenomanian deposits of the Western Sibiria. Oil and gas geology, 1992, issue 11, P. 25–28. (In Russ).
2. Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. Properties of voids in the Senonian gaize of the northern part of West Siberia. Exposition Oil Gas, 2017, issue 6, P. 23–27. (In Russ).
3. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Facies model of the Western Siberia upper cretaceous. Mining. Directions and Technologies for Exploration, Appraisal and Development of Mineral Deposits. Economics. Geoecology. Novosibirsk: SGUGiT, 2017, Vol. 1, P. 101–105. (In Russ).
4. Nassonova N.V., Gordeev A.O., Distanova L.R., Kudamanov A.I., Kalabin A.A., Kuzovkov A.A. New gas prospects identified in West Siberian upper Cretaceous argillaceous-siliceous formation. Neftyanaya Provintsiya, 2018, issue 4, P. 109–118. (In Russ).
5. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. Transgressive-regressive type of sedimentation in the West Siberian coniacian-santonian (upper cretaceous). Oil Industry, 2018, issue 7, P. 58–63. (In Russ).
6. Kudamanov A.I., Karih T.M., Agalakov S.E., Marinov V.A. Kheyakhinskaya pack of flasks and overlapping siliceous-clayish deposits (the upper cretaceous, West Siberia). Structural specific features. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2019, issue 11, P. 21–30. (In Russ).
7. Nassonova N.V., Distanova L.R., Kalabin A.A., Devyatka N.P. Regional and local factors of cracking formation in clay-silicon deposits of the nizhneberezovskaya subsuite. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 1, P. 19–25. (In Russ).
8. Kalabin A.A., Chertina K.N., Nassonova N.V., Deviatka N.P. Fracturing of siliceous clayey rocks of the NB1 formation of the Berezovskaya suite in the central part of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 30–33. (In Russ).
9. Oshnyakov I.O. Mitrofanov D.A., Gordeev A.O. et al. Multiscale digital core analyses on unconventional argillaceous-siliceous rocks of Berezovskaya suite. Karotazhnik, 2022, issue 6, P. 141–153. (In Russ).
10. Distanova L.R., Nassonova N.V., Kudamanov A.I. Geological structure and gas potential of campanian verkhneberezovsky member by the example of one West Siberian field. Geology of Oil and Gas, 2022, issue 5, P. 5–16. (In Russ).
11. Mustafina A.N., Oshnyakov I.O., Mitrofanov D.A. Refining the method for effective porosity evaluation in berezovskaya suite reservoirs based on laboratory core analyses. Karotazhnik, 2023, issue 5, P. 47–57. (In Russ).
12. Agalakov S.E. et al. Berezovskaya Formation of Western Siberia: geology and gas potential: monograph; Tyumen Oil Scientific Center, Rosneft Oil Company. Tyumen: IPC Express, 2024, 380 p. (In Russ).
13. Abramov T.A., Gordeev A.O., Loznyuk O.A., Tyulkova A.I., Afonin D.G. Analysis of pressure transient test results for Berezovskaya suite. Neftyanaya Provintsiya, 2019, issue 4, P. 234–247. (In Russ).
14. Abramov T.A., Gordeev A.O., Tyulkova A.I., Yagudin R.A., Korolev A.Y. Analysis of characteristic features of well tests results of the Berezovskaya suite at the Y field. Scientific Journal of the Russian Gas Society, 2019, issue 2, P. 18–25. (In Russ).
15. Gordeev A.O., Doroshenko A.A., Osipov S.V. Reviewing the results of testing the Berezovskaya formation reservoirs in West Siberia. Oil industry, 2024, issue 4, P. 84–89. (In Russ).
16. Abramov T.A., Indrupskiy I.M., Gordeev A.O., Akkerman A.S., Kiselev A.N. Manifestation specifics of changes in fracture structure at repeated well tests after hydraulic fracturing in complex reservoirs of the Berezovskaya Formation. Actual problems of oil and gas, 2025, Vol. 16, issue 4, P. 482–503. (In Russ).
17. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Problems of field development control in the context of the "new economic policy". Actual problems of oil and gas, 2022, issue 2, P. 87–99. (In Russ).
18. Grishina E.I., Kremenetsky M.I., Buyanov A.V. Forecast of a heterogeneous formation in horizontal wells subjected to a multistage hydraulic fracturing by the data of integrated geophysical and hydrodynamic studies. Oilfield engineering, 2020, issue 5, P. 38–43. (In Russ).
19. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N. et al. Reservoir surveillance when hard-to-recover reserves developing. Oil Industry, 2015, issue 9, P. 68–72. (In Russ).
20. Gritsenko A.I., Aliyev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Rukovodstvo po issledovaniyu skvazhin. Moscow: Nauka, 1995, 523 p. (In Russ).
21. Zhuang H. Dynamic Well testing in petroleum exploration and development. Waltham: Elsevier, 2013, 719 p. (In Eng).
22. Nikonorova A.N., Voron K.A., Kremenetsky M.I., Borisov V.V., Bakhmutov A.V., Voronin D.A., Lazutkin D.M. Evaluation of production potential dynamics of oil and gas horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing based on early flow regimes at pressure transient analysis. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 50–56. (In Russ).
23. Abramov T.A., Indrupskii I.M. Features and informative capabilities of the early radial regime on pressure buildup curves for horizontal wells with closely spaced multi-stagefractures. Journal of Mining Institute, 2025, Vol. 276, issue 2, P. 29–48. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Абрамов Тимур Алексеевич, руководитель группы,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: taabramov@rn-gir.rosneft.ru

Гордеев Александр Олегович, старший менеджер,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Аккерман Анель Шалхаровна, главный специалист,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Ягудин Радик Аслямович, к.т.н., главный геолог,
ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

Максимов Евгений Вениаминович, начальник управления,
ООО «Харампурнефтегаз», Тюмень, Россия

Abramov Timur Alekseevich, head of the group,
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: taabramov@rn-gir.rosneft.ru

Gordeev Alexander Olegovich, senior manager,
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Akkerman Anel Shalharovna, chief specialist,
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Yagudin Radik Aslyamovich, ph.d. of engineering sciences,
chief geologist, "Kharampurneftegaz" LLC, Tyumen, Russia

Maksimov Evgeny Veniaminovich, head of department,
"Kharampurneftegaz" LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-79-83 УДК 622.279.23 I Научная статья

Влияние довыделения коллектора на процессы обводнения сеноманских газовых залежей

Киселёв А. Н., Зайкова К.О.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
ankiselyov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлены результаты совершенствования методики выделения коллекторов сеноманских газовых залежей (пласт ПК1). Показано, что традиционный подход, при котором низкопроницаемые интервалы относят к неколлектору, приводит к занижению вертикальной связности пласта и снижению качества прогноза обводнения залежи. На основе комплексного анализа данных керна, ГИС и ЯМК предложен количественный критерий выделения коллекторов с разделением неоднородных интервалов на «допколлектор» и «плотняки». Установлено, что довыделенные коллектора участвуют в фильтрационных процессах после преодоления критического градиента давления. Внедрение предложенного авторами подхода позволило корректно воспроизвести динамику пластового давления, подъём ГВК и характер обводнения без применения несоседних соединений в ГДМ. Выполнена количественная оценка влияния предложенного подхода на основные прогнозные показатели разработки. Результаты работы использованы при планировании геолого-технологических мероприятий для достижения целевых показателей добычи газа.

Материалы и методы
Исследование выполнено на основе данных керна, ГИС, ЯМК и КВД скважин сеноманской газовой залежи. Проведены петрофизическая классификация пород, количественное выделение допколлекторов и анализ их фильтрационных свойств. Выполнены гидродинамическое моделирование и адаптация модели по пластовому давлению, подъёму ГВК и динамике обводнения скважин.

Ключевые слова
сеноманская газовая залежь, обводнение, подъем ГВК, допколлектор, вертикальная связность, петрофизическая модель, гидродинамическое моделирование

Для цитирования
Киселев А. Н., Зайкова К.О. Влияние довыделения коллектора на процессы обводнения сеноманских газовых залежей // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 79–83. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-79-83

Поступила в редакцию: 26.08.2026

UDC 622.279.23 I Original Paper

Impact of reservoir cutoff refinement on water encroachment in Cenomanian gas deposit

Kiselyov A.N., Zaikova K.O.
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
ankiselyov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
The paper presents the results of improving the methodology for reservoir cutoff refinement in Cenomanian gas deposits (PK_1 formation). It is demonstrated that the conventional approach, in which marginal reservoir are classified as non-reservoir rock, leads to an underestimation of the vertical connectivity of the reservoir and reduces the accuracy of water-encroachment forecasts. Based on an integrated analysis of core data, well logs, and geological and reservoir simulation models, a quantitative criterion for reservoir cutoff refinement is proposed, with heterogeneous intervals subdivided into marginal reservoir intervals and tight intervals. It has been established that the additionally identified reservoir intervals contribute to fluid flow once the critical pressure gradient is exceeded. Implementation of the proposed approach made it possible to accurately reproduce reservoir pressure dynamics, gas–water contact (GWC) rise, and the water-encroachment pattern without using non-neighbor connections in the reservoir simulation model. The impact of the proposed approach on the key forecast performance indicators was quantitatively assessed. The results were used in planning geological and engineering interventions aimed at achieving the target gas production rates.

Materials and methods
The study was based on core, well-log, NMR, and pressure build-up analysis data from wells penetrating a Cenomanian gas deposit. Petrophysical rock classification, quantitative cutoff of low-permeability reservoir intervals, and analysis of their flow pattern were performed. Reservoir simulation and history matching were conducted using reservoir pressure, gas–water contact rise, and well water-breakthrough dynamics.

Keywords
cenomanian gas deposit, water encroachment, gas–water contact rise, below-cutoff marginal layers, vertical connectivity, petrophysical model, reservoir simulation

For citation
Kiselyov A.N., Zaikova K.O. Impact of reservoir cutoff refinement on water encroachment in Cenomanian gas deposit. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 79–83. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-79-83

Received: 26.08.2026

Введение

Большинство крупных газовых объектов Западной Сибири в настоящее время находятся на поздней стадии разработки, характеризующейся устойчивым снижением дебитов газа, проявлением активного водонапорного режима с прогрессирующим обводнением эксплуатационного фонда скважин. В таких условиях достоверность прогнозирования подъема газоводяного контакта и темпов обводнения добывающих скважин становится одним из ключевых факторов достижения целевых показателей годовой добычи газа.

Качество прогноза обводнения напрямую зависит от выбранной петрофизической основы, корректности распределения фильтрационно-емкостных свойств в геологической модели, а также корректности задания вертикальной связности в модели. Влияние вертикальной связности коллектора на динамику и неравномерность продвижения ГВК в сеноманской залежи исследовано в работе [7]. В общепринятых подходах к построению петрофизических моделей сеноманских газовых залежей неоднородные низкопроницаемые интервалы разреза (представленные как правило переслаиванием песчаника и алевролита) относят к неколлектору [2, 6]. Данный подход часто занижает вертикальную проводимость пласта и приводит к неточному воспроизведению вертикального движения флюида [3]. Следствием таких упрощений может стать снижение прогностической способности модели. Многочисленные промысловые и лабораторные исследования показывают, что после превышения критического градиента давления слабопроницаемый коллектор теряет свои экранирующие свойства и начинает пропускать через себя флюид [4, 5]. В частности, проблема учета некондиционных коллекторов комплексно рассмотрена в серии работ Закирова С.Н. [8, 9]. Важность учета интервалов низкопроницаемых пород для газовых залежей ранее также отмечалась в работе [10].

В практике сопровождения геолого-технологических моделей, адаптация на обводнение залежи часто осуществляется путем ввода в модель несоседних соединений (non-neighbor connections), восстанавливающих вертикальную связность пласта в зонах неколлектора [3]. Основными недостатками данного подхода являются невозможность достоверно прогнозировать подъем ГВК в зонах с дефицитом геолого-промысловой информации, где отсутствует возможность прямой оценки степени вертикальной проводимости (например, отсутствие вертикальных скважин), а также его апостериорный характер метода, заключающийся в том, что учет подъема ГВК возможен только по факту его проявления. Указанные факторы обусловливают необходимость пересмотра методики выделения коллекторов в газовых залежах с фациально неоднородным разрезом. Предлагаемый авторами подход позволяет обоснованно повысить вертикальную связность коллектора в гидродинамической модели и перейти от подбора коэффициентов для несмежных ячеек к обоснованному заданию проводимости в гидродинамической модели на основе геологической информации.

Научная значимость работы определяется следующим. Впервые для крупной сеноманской газовой залежи разработан и реализован единый количественный подход к выделению коллекторов, предусматривающий разделение неоднородного низкопроницаемого интервала, традиционно выделяемого как «неколлектор», на два самостоятельных литотипических класса — «допколлектор» и «плотняк», верифицированных по данным ЯМК и изолированного керна. Установлено, что детализация ФЕС в интервалах, ранее выделявшихся как «неколлектор» является необходимым условием адекватного воспроизведения вертикальной связности пласта в ГДМ, корректной адаптации динамики пластового давления и подъема ГВК. Выполнена количественная оценка вклада довыделенных коллекторов в темпы и характер обводнения крупной сеноманской газовой залежи Западной Сибири.

Краткая геолого-промысловая характеристика объекта

Рассматриваемая газовая залежь в административном отношении расположена в ЯНАО. Объект исследования приурочен к массивной газовой части сеноманских отложений, сформированной в пределах пласта $ПК_1$ в условиях полифациального осадконакопления. Продуктивный пласт характеризуется достаточно высокой проницаемостью при относительно небольшой эффективной газонасыщенной толщине. Вертикальная расчлененность разреза обусловлена сменой обстановок осадконакопления: нижняя часть разреза (циклит $ПК_1^{3\text{-}5}$) представлена континентальными отложениями с песчаными телами преимущественно руслового генезиса, выше залегает пачка $ПК_1^2$ прибрежно-континентального генезиса, а кровельная часть пласта $ПК_1^1$ сложена прибрежно-морскими отложениями. Смена фациальных обстановок по разрезу обусловила высокую вертикальную неоднородность ФЕС (рис. 1).

Водонапорный горизонт (пласты $ПК_2$-$ПК_3$) рассматриваемого объекта обладают достаточно высокой проницаемостью — порядка 800 мД, что предопределяет его значительную гидродинамическую активность. Высокие ФЕС как газоносного, так и водоносного горизонтов обусловливают выраженное влияние водонапорного бассейна на динамику пластового давления, темп подъема ГВК и, как следствие, на прогнозируемый характер обводнения эксплуатационного фонда скважин.

Влияние низкопроницаемых пропластков на характер обводнения залежи

Несмотря на то, что низкопроницаемые пропластки традиционно рассматриваются в качестве флюидоупоров, их влияние на динамику водогазового фактора и характер обводнения залежи остаётся недооцененным. Низкопроницаемые интервалы в составе высокопроницаемого пласта действительно могут выступать в качестве флюидоупора, сдерживая поступление воды к забоям скважин [3], однако после преодоления критического градиента давления капиллярного барьера они теряют свои экранирующие свойства, включаясь в процессы фильтрации [4, 5]. Зональность напрямую влияет на скорость подъема ГВК: на участках с развитием низкопроницаемых пропластков наблюдается более позднее обводнение скважин, в то же время размещение скважин вблизи литологических окон провоцирует более раннее выбытие скважин по причине обводнения [3]. При достаточном градиенте давления вода может прорываться через более проницаемые интервалы, образуя «каналы», обводняя вышележащие газоносные интервалы. На участках с толщиной глинистых пропластков менее 1 м подошвенная вода способна проникать через микротрещины и алевритовые линзы, формируя новые пути миграции. Согласно литературным источникам, градиенты давления прорыва варьируются от 0,2 до 0,6 МПа в зависимости от типа коллектора, порог вытеснения поровых вод составляет в среднем около 2,5 МПа, геомеханический порог деформации низкопроницаемых коллекторов, при котором возможно формирование выраженных каналов прорыва воды значительно больше и составляет порядка 5,5 МПа [1, 2, 4, 5].

Промыслово-геофизическая информация по рассматриваемому объекту подтверждает изложенные выше выводы о фильтрационной связности циклитов через менее проницаемые интервалы. На рисунке 2 приведен диагностический график длительного КВД, на котором отчетливо видны две «полки» проводимости. Подобный отклик свидетельствует о гидродинамической связности первого и второго циклитов через глинистую перемычку (низкопроницаемые пропластки, представленные переслаиванием песчаника и алевролита). По результатам ГДИ большая часть фонда (52 %) показывает проницаемый характер «глинистой перемычки», по 48 % фонда длительности ГДИС было недостаточно для оценки признаков наличия или отсутствия проводимости перемычки.

Результаты моделирования КВД на секторе ГДМ с проницаемым характером глинистой перемычки подтверждает характерный отклик со снижением производной в конце замера, в то же время в модели дренирования только верхнего циклита такой отклик не наблюдается (рис. 3). Особенности КВД сеноманских газовых скважин при наличии двух циклитов и проницаемой глинистой перемычки, а также их воспроизведение с применением секторных моделей подробно рассмотрены в работах [11, 12].

Совокупность перечисленных признаков указывает на необходимость включения в геолого-технологические модели интервалов с пониженными фильтрационно-ёмкостными свойствами, традиционно выделяемых как неколлектор.

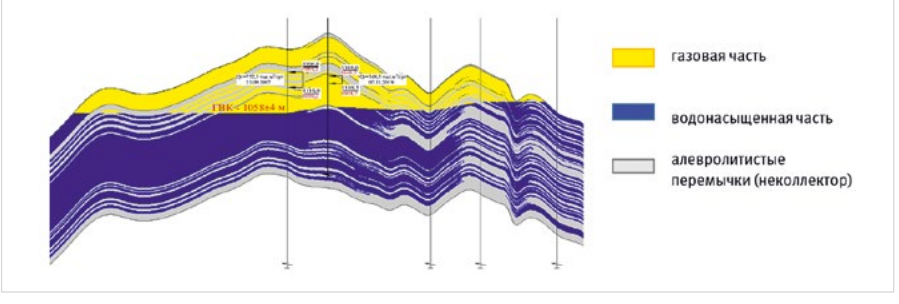


Рис. 1. Геологический разрез объекта $ПК_1$
Fig. 1. Geological cross-section of the PK_1 formation

Довыделение коллектора в петрофизической модели

Визуальная оценка кернового материала показала, что породы, слагающие пласт ПК1 различаются по характеру светимости в ультрафиолете (УФ). Более равномерная светимость характерна для интервалов однородных песчаников (I) с проницаемостью › 50 мД, менее однородная — для интервалов переслаивания песчаника и алевролита (II), плотняки (III) представлены однородным алевролитом с проницаемостью ‹ 0,3 мД без видимой светимости в УФ (рис. 4). Анализ керновых данных показал, что во II типе разреза наблюдается увеличение алевритовой фракции и снижение песчаной относительно I типа разреза. В III типе разреза отмечается существенное преобладание глинистой и алевролитовой фракций и снижение песчаной. При сопоставлении ФЕС по керну в различных породах можно отследить следующие зависимости (табл. 1):

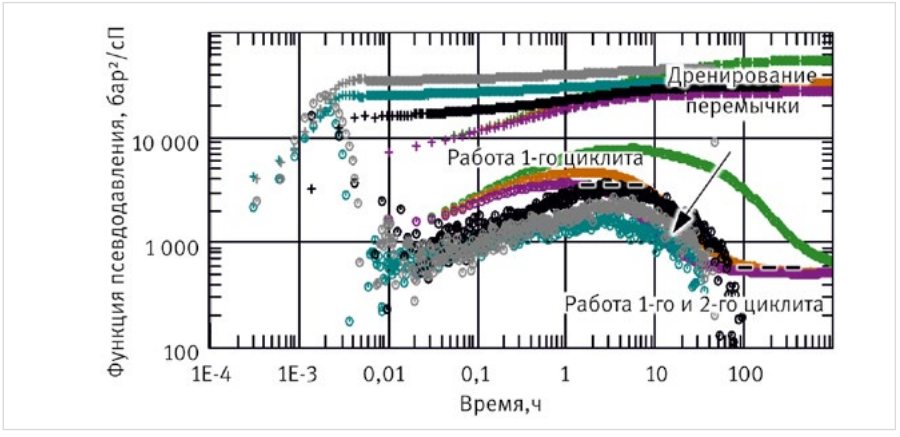


Рис. 2. Признаки работы второго циклита через глинистую перемычку
Fig. 2. Signs of the second cycle operating through a clay interlayer

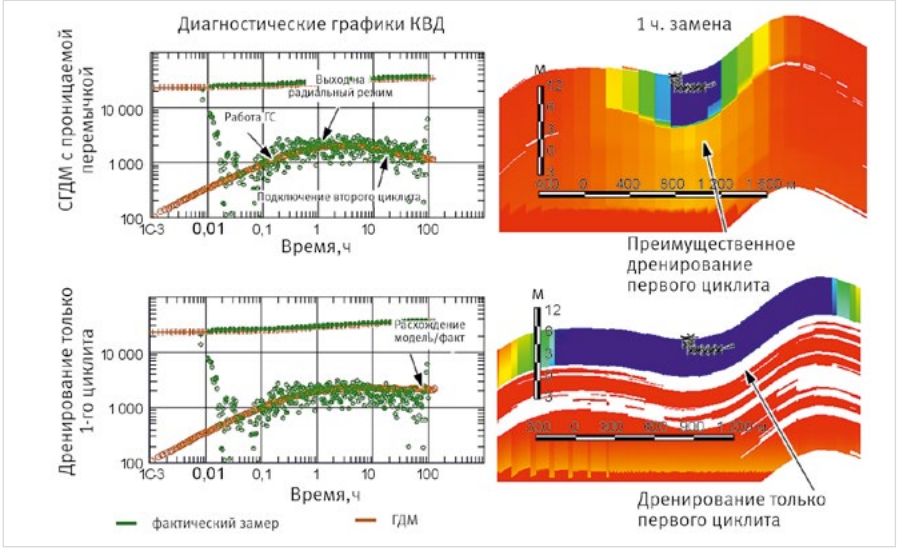


Рис. 3. Сопоставление диагностических графиков КВД
Fig. 3. Comparison of PBU diagnostic plots

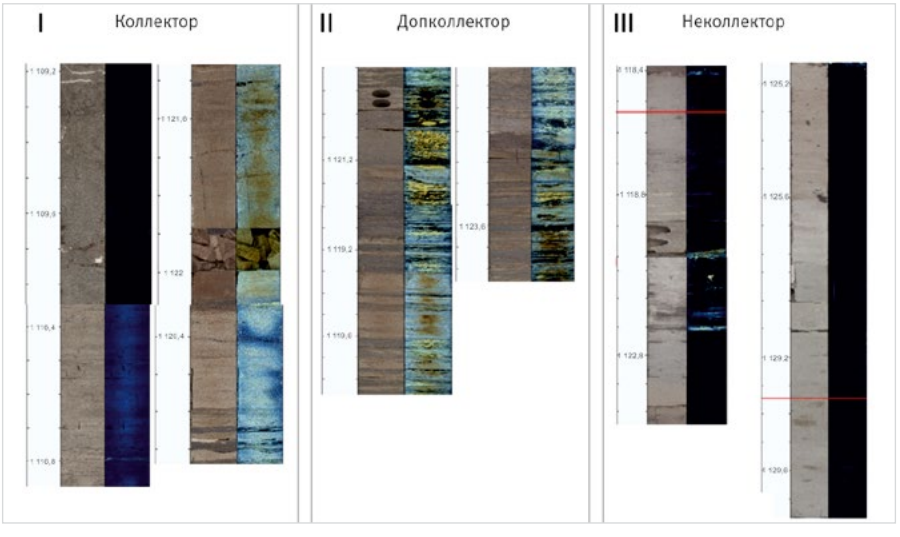


Рис. 4. Оценка интервалов керна в дневном и ультрафиолетовом свете
Fig. 4. Evaluation of core intervals in visible and ultraviolet light

Величина глинистых слойков во II типе разреза незначительна, варьируется от нескольких миллиметров до первого десятка сантиметров, при этом проницаемость в точках может достигать нескольких сотен миллидарси, что позволяет включить данный тип разреза в состав коллектора с ухудшенными свойствами (допколлектор). Высокие значения проницаемости в интервалах допколлектора и неколлектора объясняются точечными включениями песчаника (это можно проследить на рисунке 4 по интервалам светимости) при сохранении общей пониженной проницаемости интервала.

Выделение коллекторов, допколлекторов и неколлекторов произведено авторами по количественному признаку, базирующемуся на использовании статистической совокупности значений параметров, в виде граничного значения пористости 25,7 %. Граничное значение пористости 25,7 % обосновано по совокупности петрофизических критериев: пересечению зависимостей Кп = f(Кв) для различных литотипов, и анализу распределения эффективной пористости по данным ЯМК. Определение пористости и проницаемости по данным ГИС выполнено по утвержденным зависимостям подсчета запасов [2, 6]. Для расчета Кв взята зависимость, построенная на образцах собственного керна (рис. 5). Из рисунка видно, что принятое Кп.гр.= 25,7% соответствует нулевой эффективной пористости, но может не соответствовать нулевой проницаемости. Это объясняется традиционным для петрофизических связей использованием проницаемости по газу (абсолютной), не учитывающей связанную воду и не характеризующей фильтрацию в пластовых условиях.

Таким образом, во всех скважинах реализован единый подход для выделения коллекторов и допколлекторов по количественному признаку в виде граничного значения пористости. Суммарный прирост довыделенных коллекторов составил 17%.

Адаптация гидродинамической модели

Довыделение коллекторов за счет перехода от прямых и косвенных методов к количественным, а также задание в ГДМ критического градиента давления (Threshold pressure gradient и капиллярного порогового давления Threshold capillary pressure) позволило повысить вертикальную связность пласта, необходимую для корректного

Табл. 1. Распределение ФЕС в литотипах
Tab. 1. Petrophysical property distribution by lithotype

	Кп	Кпр
Коллектор (I)	23–41 %	100–10 000 мД
Допколлектор (II)	21–37 %	1–6 000 мД
Неколлектор (III)	15,5–31 %	0,1–200 мД

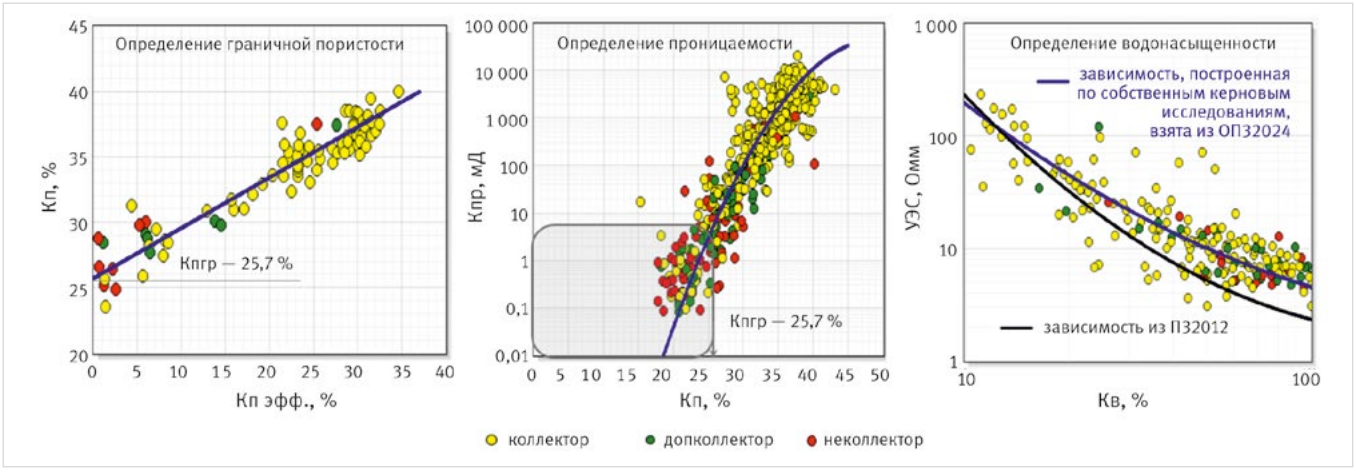


Рис. 5. Петрофизические зависимости для литотипов
Fig. 5. Petrophysical dependencies for lithotypes

воспроизведения динамики подъема ГВК. На рисунке 6 представлено сопоставление динамики дебита воды в модели пласта ПК1 до корректировок (ГДМ 2019) и в модели с учетом допколлектора (ГДМ 2026).

Сопоставление прогнозных показателей исходной гидродинамической модели и модели с довыделением коллекторов позволило количественно оценить влияние актуализации геологической модели на прогноз обводнения залежи. Сопоставление прогнозных сценариев (рис. 7) показало, что модель с учетом допколлекторов прогнозирует начало обводнения фонда скважин на 3 года раньше базового сценария, при этом динамика обводнения носит более выраженный характер, что потребовало разработку программы дополнительных ГТМ, а также 26 операций по замене НКТ на меньший типоразмер. Для обеспечения отвода дополнительной жидкости запланировано расширение трубопроводов отвода ВМР, а также расширение УПСГ в рамках технического перевооружения промысла.

Итоги

Детализация ФЕС в интервалах, ранее отнесенных к неколлектору, формирует геологически обоснованную вертикальную связность разреза, что в значительной мере повышает прогностическую способность модели. Выделение низкопроницаемого коллектора как самостоятельного фильтрующего литотипа (допколлектора) обеспечило корректное воспроизведение характера обводнения залежи и достоверный прогноз зон первоочередного обводнения скважин без необходимости внесения ручных правок по факту обводнения скважин. На основе выполненных расчетов разработана программа геолого-технологических мероприятий для компенсации годовых отборов газа с целью достижения плановых показателей разработки.

Выводы

Проведенные исследования показали, что традиционный подход к моделированию сеноманских газовых залежей, при котором неоднородные низкопроницаемые интервалы относят к неколлектору, приводит к занижению вертикальной проводимости пласта и снижению качества прогноза обводнения. Установлено, что данные интервалы способны участвовать в фильтрационных процессах после преодоления критического градиента давления. Учет интервалов пониженных фильтрационных свойств при построении геолого-гидродинамических моделей является необходимым условием достоверного прогнозирования обводнения эксплуатационных скважин. Адаптация гидродинамической модели с учетом допколлекторов позволила корректно воспроизвести динамику пластового давления, подъем ГВК и характер обводнения залежи без применения несоседних соединений. Таким образом, предложенный единый количественный критерий выделения коллекторов с детализацией фильтрационно-емкостных свойств в районах неколлектора позволяют отказаться от искусственного восстановления вертикальной связности с помощью несоседних соединений и тем самым повысить физическую обоснованность модели.

Практическая значимость работы заключается в формировании методической основы для планирования геолого-технических мероприятий, направленных на ограничение обводнения скважин, уточнения сроков подъема ГВК, повышения обоснованности проектных решений при разработке газовых объектов и планировании реконструкции объектов наземной инфраструктуры.

Полученные результаты могут быть использованы для повышения достоверности прогнозирования подъема ГВК и обводнения эксплуатационных скважин, планирования геолого-технологических мероприятий и обоснования решений по развитию наземной инфраструктуры. Предложенный подход рекомендуется применять при моделировании и сопровождении разработки сеноманских газовых залежей Западной Сибири с выраженной вертикальной литолого-фильтрационной неоднородностью.

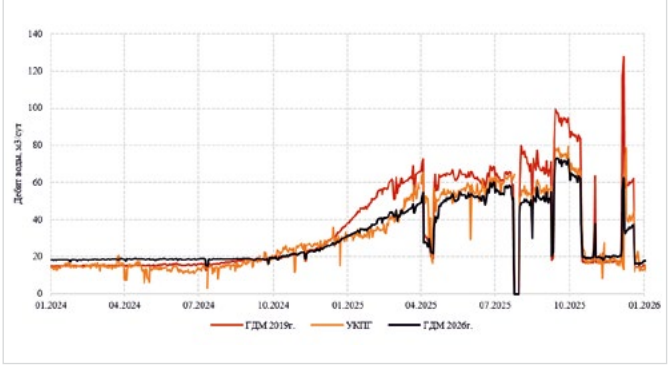


Рис. 6. Сопоставление адаптации модели по отбору воды
Fig. 6. Comparison of the history matching based on water production rate

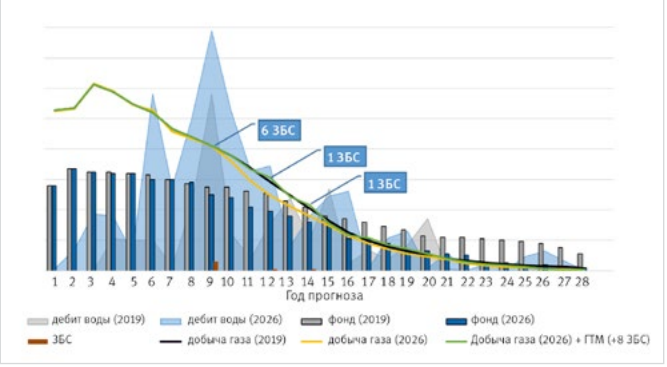


Рис. 7. Сопоставление прогнозных показателей разработки модели без допколлекторов (2019) и модели с допколлекторами (2026)
Fig. 7. Comparison of forecast development performance for the model without below-cutoff reservoir intervals (2019) and the model including below-cutoff reservoir intervals (2026)

Литература
1. Чикирев Ф.А., Попов С.Н. О возможности вытеснения поровых вод из коллекторов с начальным градиентом фильтрации в процессе разработки сеноманской газовой залежи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2026. № 3. С. 41–48.
2. Гереш Г.М., Вальковский С.Н., Фельдман А.Я., Поляков Е.Е., Зинченко И.А., Кирсанов С.А. К вопросу о выделении коллекторов в сеноманских отложениях Ямбургского месторождения // Геология и геофизика. 2006. № 3. С. 8–14.
3. Усачев В.Д. Разработка методов прогноза обводнения газовых залежей и скважин на базе композиционных гидродинамических моделей: дис. канд. техн. наук: 25.00.17. Москва, 2018. 150 с.
4. Gao T., Wang X., Wang H., Gu C., Zhou Z., Yang Z. A study on the breakthrough pressure of porous rock formations in gas storage reservoirs. Processes, 2024, Vol. 12, issue 10, Article 2193. (In Eng).
5. Tian W., Li A., Ren X., Josephine Y. The threshold pressure gradient effect in the tight sandstone gas reservoirs with high water saturation. Fuel, 2018, Vol. 226, P. 221–229. (In Eng).
6. Ревенко В.С., Гудок Н.С. Методические аспекты подсчета запасов газа сеноманских залежей Севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 10. С. 25–31.
7. Индрупский И.М., Архипов Ю.А., Аникеев Д.П. и др. Влияние распределения проницаемости на выработку запасов массивной водоплавающей газовой залежи // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16-18 October 2017, Moscow, Russia, SPE-187860-RU
8. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. Новые представления в 3D геологическом и гидродинамическом моделировании. // Нефтяное хозяйство. 2006. № 1. С. 34–41.
9. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С. и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
10. Плотников А.А. Дифференциация запасов в неоднородных коллекторах. М.: 2003. 290 с.
11. Аккерман А.Ш. Проблематика гидродинамических исследований сеноманских скважин в условиях наличия проницаемой перемычки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 70–74.
12. Абрамов Т.А., Аккерман А.Ш. Индрупский И.М. и др. Влияние подъема конуса подошвенной воды на отклик кривой восстановления давления в вертикальных сеноманских газовых скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2026. Т. 17. № 3. С. 356–375.

ENGLISH

Results

Detailed characterization of the petrophysical properties of intervals previously classified as non-reservoir rock and the identification of low-permeability reservoir intervals as a separate flow-contributing lithotype improved the vertical connectivity and predictive capability of the reservoir model. The resulting model reproduces reservoir pressure dynamics, gas–water contact rise, and well water breakthrough without non-neighbor connections and provides a more reliable prediction of areas prone to early water breakthrough.

Conclusions

The study demonstrates the importance of accounting for low-permeability intervals conventionally classified as non-reservoir rock when constructing geological and reservoir simulation models of Cenomanian gas deposits. These intervals can contribute to fluid flow after the critical pressure gradient is exceeded, thereby affecting vertical reservoir connectivity and formation-water movement.

The proposed quantitative reservoir classification approach for detailed characterization of the petrophysical properties low-permeability intervals eliminate the need for artificial restoration of vertical connectivity using non-neighbor connections and improve the physical consistency of the reservoir model.

The results can be applied to improve predictions of gas–water contact rise and well water breakthrough, to plan geological and production enhancement measures, and to support decisions on surface infrastructure development. The proposed approach is recommended for reservoir modeling and development monitoring of vertically heterogeneous Cenomanian gas deposits in Western Siberia.

References
1. Chikirev F.A., Popov S.N. On the possibility of pore waters displacement from reservoirs with an initial filtration gradient during the development of the Cenomanian gas deposit. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2026, issue 3, P. 41–48. (In Russ).
2. Geresh G.M., Valkovsky S.N., Feldman A.Ya., Polyakov E.E., Zinchenko I.A., Kirsanov S.A. On the identification of reservoir rocks in the Cenomanian deposits of the Yamburg field. Geology and Geophysics, 2006, issue 3, P. 8–14. (In Russ).
3. Usachev V.D. Methods for predicting water encroachment in gas reservoirs and wells based on compositional reservoir simulation models. Ph.D. thesis. Moscow, 2018. 150 p. (In Russ.).
4. Gao T., Wang X., Wang H., Gu C., Zhou Z., Yang Z. A study on the breakthrough pressure of porous rock formations in gas storage reservoirs. Processes, 2024, Vol. 12, issue 10, Article 2193. (In Eng).
5. Tian W., Li A., Ren X., Josephine Y. The threshold pressure gradient effect in the tight sandstone gas reservoirs with high water saturation. Fuel, 2018, Vol. 226, P. 221–229. (In Eng).
6. Revenko V.S., Gudok N.S. Methodological aspects of gas reserves estimation for Cenomanian reservoirs in the northern part of Western Siberia. Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields, 2010, issue 10, P. 25–31. (In Russ).
7. Indrupsky I.M., Arkhipov Yu.A., Anikeev D.P. et al. Influence of permeability distribution on the recovery of a massive bottom-water-drive gas reservoir. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October 2017, Moscow, Russia, SPE-187860-RU. (In Russ).
8. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupsky I.M. New concepts in 3D geological and hydrodynamic modeling. Oil Industry, 2006, issue 1, P. 34–41. (In Russ.).
9. Zakirov S.N., Indrupsky I.M., Zakirov E.S. et al. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. Moscow–Izhevsk: Institute of Computer Science, 2009, 484 p. (In Russ.).
10. Plotnikov A.A. Differentiation of reserves in heterogeneous reservoirs. Moscow: 2003, 290 p. (In Russ).
11. Akkerman A.Sh. Well test problems of Cenomanian reservoir with the presence of a permeable barrier. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 70–74. (In Russ).
12. Abramov T.A., Akkerman A.Sh., Indrupskiy I.M. et al. Influence of water coning on pressure buildup response in vertical Cenomanian gas wells. Actual Problems of Oil and Gas, 2026, Vol. 17, issue 3, P. 356–375. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Киселёв Антон Николаевич, менеджер,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ankiselyov@rn-gir.rosneft.ru

Зайкова Ксения Олеговна, ведущий специалист,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ko_zaykova@rn-gir.rosneft.ru

Kiselev Anton Nikolaevich, manager,
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ankiselyov@rn-gir.rosneft.ru

Zaikova Ksenia Olegovna, leading specialist,
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ko_zaykova@rn-gir.rosneft.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-84-90 УДК 622.276.8 I Научная статья

Снижение негативного влияния растворов глушения на относительную фазовую проницаемость

Дремин Д.С., Черных Д.Г., Барабанов Д.Е.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
dsdryomin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
В статье изложена методика восстановления дебита нефти после глушения скважин при сменах ЭЦН. Объект исследований — пласт $Ю_1$ на одном из месторождений Западной Сибири. Проанализированы лабораторные исследования причин снижения относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти после воздействия растворов глушения. Определены методы восстановления ОФП и выполнены тестовые исследования различных составов: поверхностно-активные вещества (ПАВ), эмульгаторы, водно-спиртовые растворы, кислотные составы. Подобран оптимальный состав, практически полностью восстанавливающий ОФП по нефти, и проведено его промышленное опробование.

Материалы и методы
Лабораторные исследования керна на образцах пласта $Ю_1$, моделирование воздействия растворов глушения на пласт, тестирование реагентов для восстановления ОФП, выбор оптимального состава по критерию максимального восстановления ОФП по нефти, анализ опытно-промысловых испытаний.

Ключевые слова
растворы глушения, относительная фазовая проницаемость, водная блокада, исследование керна, восстановление дебита нефти

Для цитирования
Дремин Д.С., Черных Д.Г., Барабанов Д.Е. Снижение негативного влияния растворов глушения на относительную фазовую проницаемость // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 84–90. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-84-90

Поступила в редакцию: 27.06.2026

UDC 622.276.8 I Original paper

Reducing the well killing fluids negative impact on the rock relative permeability

Dryomin D.S., Chernykh D.G., Barabanov D.E.
"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
dsdryomin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
The article describes a method for restoring the oil flow rate after well shutdown during ESP changes. The object of research is the U_1 reservoir at one of the oil fields in Western Siberia. Laboratory studies of the reservoir rock relative permeability (RP) decreasing after contact with well killing liquid were carried out and analyzed. Methods for RP restoration had been determined and test studies of various compositions were performed: surfactants, emulsifiers, aqueous alcohol solutions, acid compositions. The optimal composition has been selected, which almost completely restores the oil inflow to production wells, and its industrial testing has been carried out.

Materials and methods
Laboratory core studies for J_1 formation, well killing process simulation for negative impact assessment, new reagents for relative permeability (RP) restoration testing, selecting the optimal reagent composition based on the maximum RP for oil recovery effect, field test data analysis.

Keywords
well killing fluids, relative permeability, water blockage, laboratory core studies, oil inflow recovery

For citation
Dryomin D.S., Chernykh D.G., Barabanov D.E. Reducing the well killing fluids negative impact on the rock relative permeability. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 84–90. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-84-90

Received: 27.06.2026

Введение

Эффективность эксплуатации нефтяных месторождений во многом определяется сохранением фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта на всех этапах разработки. Особую актуальность эта задача приобретает при проведении текущих и капитальных ремонтов скважин (ТКРС), когда использование технологических жидкостей, в частности, растворов глушения, может оказывать существенное влияние на состояние призабойной зоны пласта (ПЗП) и, как следствие, на показатели добычи. Глушение проводится в целях противофонтанной безопасности при любом ремонте или смене подземного и устьевого оборудования, и при проведении геолого-технических мероприятий по интенсификации добычи или ремонтно-изоляционных работ. Поэтому данный вопрос имеет достаточно большую историю, широко изучался многими добывающими, сервисными и исследовательскими организациями [1, 6]. Для каждого типа коллекторов и геологических условий подбираются

оптимальные рецептуры составов, которые оказывают минимальное влияние на фильтрационные характеристики продуктивного пласта. Отдельной группой стоят блокирующие составы, которые минимизируют поглощение растворов глушения в целевые интервалы [1, 2, 4, 5]. Однако при том, что они существенно снижают поглощение, все же не позволяют полностью исключить проникновение жидкостей в пласт, а также сами оказывают влияние на коллекторские свойства пород, что будет освещено ниже. Основной механизм влияния – изменение соотношения фаз в сторону увеличения водонасыщенности в форме рыхлосвязанной воды вследствие гидрофильного характера порового пространства коллектора и высокого поверхностного натяжения на границе нефть-вода [6]. В данной статье будут рассмотрены способы восстановления ОФП по нефти [3, 6] после воздействия растворов глушения на терригенный коллектор юрского возраста. На рассматриваемом месторождении после проведения ТКРС по смене электроцентробежного насоса (ЭЦН) по группе из 6 скважин зафиксировано существенное снижение дебита нефти (рис. 1). Основной причиной такого снижения выступает рост обводненности добываемой продукции.

Представленное в статье месторождение имеет типовые геолого-физические характеристики (ГФХ) для залежей верхней юры данного региона. Средняя нефтенасыщенная мощность 10 метров, проницаемость 1–17 мД, коэффициент нефтенасыщенности — 0,6. Нефть легкая, маловязкая (0,4 мПа·с в пластовых условиях), сопоставима с вязкостью воды, газосодержание 240–261 м^3/т. Залежь находится на третьей стадии разработки, действующий фонд добывающих скважин 76 единиц, нагнетательных — 87. Средний дебит скважин по жидкости — 66 т/сут, по нефти — 17,5 т/сут, обводненность — 73 %.

Анализ возможных факторов воздействия технологических жидкостей на пласт (табл. 1) указывает на необходимость изучения влияния жидкостей глушения на ОФП.

Снижение ОФП по нефти в ПЗП далее будем называть водной блокадой. Признаки водной блокады зависят от текущего распределения притока по разрезу и обычно проявляются в двух вариантах: 1. при наличии в разрезе промытых или слабонасыщенных интервалов, их проницаемость практически не меняется, при этом снижается проницаемость нефтенасыщенных интервалов и происходит резкое увеличение обводненности при небольшом изменении общей продуктивности скважины; 2. если приток происходит преимущественно из нефтенасыщенных, не промытых интервалов, то происходит снижение продуктивности скважины.

Чаще всего реализуется первый вариант, что является следствием высокой расчлененности разреза, в среднем 11, и анизотропии проницаемости — до 30. При осуществлении закачки вода прорывается по наиболее проницаемым интервалам, и добыча происходит одновременно из нефтенасыщенных и промытых интервалов. Кроме того, ближе к периферии залежи, в скважинах также происходит приобщение нижележащих пропластков с изначально повышенным содержанием воды за счет распространения вниз трещин при проведении ГРП.

Было принято решение на керне изучить влияние технологических жидкостей на коллекторские свойства пласта. Эксперименты

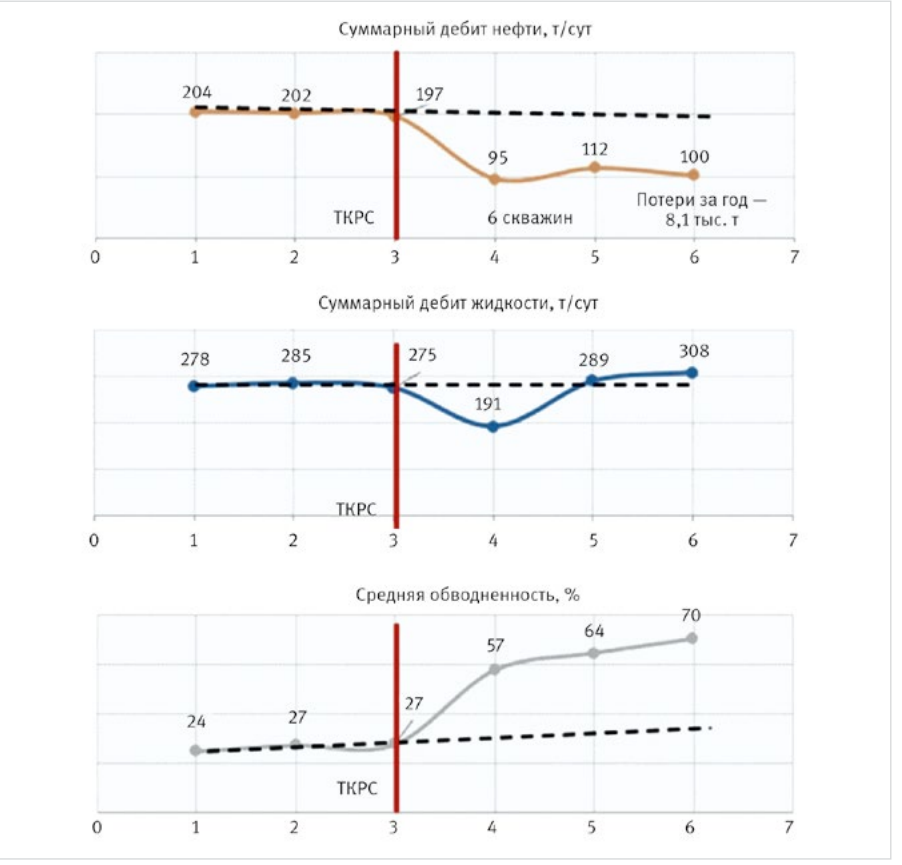


Рис. 1. Суммарные изменения показателей работы группы скважин после ТРС
Fig. 1. Total changes in group of wells performance after the current WM

Табл. 1. Возможные факторы снижения дебита нефти
Tab. 1. Possible factors for reducing oil flow rate

Фактор	За	Против
1. Образование эмульсий	• Восстановление (снижение обводненности) после ОПЗ с использованием ПАВ • Близкая вязкость нефти и воды • Наличие АСПО для 39 % фонда	• Отсутствие снижения общего дебита скважин по жидкости
2. Влияние мех- примесей в растворах глушения	• Наличие отказов ЭЦН по причине мехпримесей • Отказы ЭЦН непосредственно после замены по причине подклинивания	• Отсутствие снижения продуктивности нагнетательных скважин • Отказы ЭЦН по мехпримесям эпизодичны • Отсутствие снижения общего дебита скважин по жидкости
3. Солеотложения	• Наличие отказов ЭЦН по причине солеотложений • Наличие эффективных обработок ОПЗ, в т.ч. СКО для удаления солеотложений	• Отсутствие снижения продуктивности нагнетательных скважин • Отказы ЭЦН по солям эпизодичны • Отсутствие снижения общего дебита скважин по жидкости
4. Набухание глин	–	• В составе пород пласта слюда в минимальном количестве, монтмориллонит отсутствует • Отсутствие снижения продуктивности нагнетательных скважин • Применяются растворы глушения на основе подтоварной воды (набухаемость глин минимальна) • Отсутствие снижения общего дебита скважин по жидкости
5. Снижение ОФП по нефти из-за увеличения водонасыщенности в ПЗП	• Восстановление (снижение обводненности) после ОПЗ с использованием ПАВ • Отсутствие снижения общего дебита скважин по жидкости	• Наличие эффекта снижения дебита нефти только для единичных скважин

Табл. 2. Составы исследуемых растворов глушения
Tab. 2. Composition of the studied jamming solutions

Наименование раствора глушения	Плотность раствора, г/см^3	Солевой состав раствора глушения	Реагент-модификатор	
			Марка	Дозировка, кг/м^3
Блокирующие составы на полимерной основе				
Раствор – 1	1,18	Галит	Галит	286
			Калий хлористый	10
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Раствор – 4	1,40	Галит + нитрат Кальция	Галит	200,9
			Нитрат кальция	417,8
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Раствор – 8	1,17	Галит	Галит	232
			Калий хлористый	50
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Раствор – 9	1,04	Галит	Галит	65,3
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Раствор – 10	1,40	Галит + нитрат кальция	Галит	150,9
			Нитрат кальция	417,8
			Калий хлористый	50
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Раствор – 11	1,40	Галит + нитрат кальция	Галит	150,9
			Нитрат кальция	417,8
			Аммоний хлористый	50
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Растворы глушения на водной основе				
Раствор – 2	1,30	Хлорид кальция	Кальций хлористый	470
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Раствор – 3	1,40	Хлорид кальция + нитрат кальция	Кальций хлористый	390,1
			Нитрат кальция	201,7
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1
Раствор – 5	1,01	Подтоварная вода	Подтоварная вода	–
			Калий хлористый	10
			ПАВ	2,5
Раствор – 6	1,00	Пресная (артезианская) вода	Пресная вода	–
			Калий хлористый	10
			ПАВ	2,5
Раствор – 7	1,15	Хлорид калия	Пресная вода	–
			Калий хлористый	249,5
			Нитрат кальция	417,8
			Аммоний хлористый	50
			ПАВ	2,5
			Эмульгатор	0,1

начаты с исследования влияния жидкости глушения (ЖГ) на ОФП. Рецептуры составов [9], которые используются при ремонтах скважин, представлены в таблице 2.

Эксперименты по закачке ЖГ выполнялись на установке физического моделирования повреждения пласта, согласно стандартам [4–8]. Колонка керна загружается в кернодержатель (рис. 2). В кернодержателе создается поровое давление и давление всестороннего сжатия с учетом глубины пласта, температура соответствует пластовой.

На первом этапе измеряется исходная проницаемость по флюиду (вода или нефть) колонки керна (Кпр-1). Фильтрация проводится в направлении «пласт-скважина» на трех постоянных расходах, объем закачки не менее 3–5 поровых объемов модели керна. Расход жидкости выбирается исходя из реальных скоростей фильтрации на месторождении, проницаемости коллектора, вязкости жидкости.

На втором этапе работ после измерения контрольной проницаемости производится статическая закачка жидкости глушения (агента повреждения пласта) в направлении «скважина-пласт». Объем закачиваемой жидкости рассчитывается исходя из порового объёма исследуемой колонки керна. В процессе закачки жидкости глушения фиксируется перепад давления.

Третий этап работ включает вытеснение жидкости глушения и определение проницаемости модели после повреждения пласта жидкостью глушения. Для этого производят статическую фильтрацию пластового флюида (воды или нефти) в направлении «пласт-скважина» до стабилизации перепада давления. Объем фильтрации флюида составляет не менее 300 % объема пор (п.о.) и зависит от ФЕС колонки и типа жидкости глушения. Производится измерение проницаемости по жидкости (воде или нефти) модели керна после повреждения пласта технологической жидкостью (*Кпр-2*) на стабильном перепаде давления.

В качестве критерия оценки степени повреждения пласта при лабораторном моделировании использует коэффициент восстановления проницаемости (β), равный отношению проницаемости по флюиду после применения технологической жидкости (*Кпр-2*) к первоначальной проницаемости по флюиду (Кпр-1), выраженный в процентном соотношении (1):

$$\beta = (Кпр\text{-}2 / Кпр\text{-}1)*100\ \% \qquad (1)$$

Расчет проницаемости при наличии в поровой среде одной подвижной фазы воды производят в соответствии с законом Дарси (2):

$$K = (Q \times \mu \times L)/(\Delta P \times F) \qquad (2)$$

где K — проницаемость по жидкости, мкм^2; Q — расход жидкости, в условиях эксперимента, см^3/с; μ — вязкость жидкости, мПа·с; L — длина образца, на котором измеряется перепад давления, см; ΔP — перепад давления при данном расходе жидкости, 105 Па; F — площадь поперечного сечения образца, см^2.

Проницаемость измеряется при установившемся режиме фильтрации. Для получения значения проницаемости производят измерение перепадов давления при нескольких значениях расхода. Истинным значением проницаемости считается одинаковая

величина, полученная хотя бы при трёх различных значениях расхода.

Всего для проведения лабораторных исследований было подобрано 39 образцов керна с проницаемостью от 4,8 до 10,9 мД, из которых было составлено 13 моделей для фильтрационных экспериментов.

Первоначально провели исследования жидкостей глушения на водонасыщенном керне. Фильтрацию пластовой воды до и после раствора глушения производили в одном направлении, закачку раствора глушения в обратном направлении. В целом, влияние жидкостей глушения на проницаемость водонасыщенных образцов керна можно считать незначительным.

Во второй серии экспериментов провели исследования жидкостей глушения на нефтенасыщенном керне с остаточной неподвижной водной фазой. Проводились эксперименты с двумя составами ЖГ — растворы 5 и 8 — которые используются в 98 % операций при глушении скважин, не имеющих осложняющих факторов эксплуатации (АВПД, прорывов газа из газовых шапок, не герметичности эксплуатационных колонн и т.п.). Остаточная водонасыщенность в образцах керна создавалась центрифугированием и составила в среднем по колонке 29,4–30,0 %. В ряде экспериментов для снижения привнесенной с жидкостью глушения водонасыщенности после прокачки солевого раствора произвели фильтрацию взаимного растворителя, в качестве которого использовали изопропиловый спирт (ИПС). Объем закачки жидкости глушения составил 1 п.о., последующая за раствором глушения закачка изопропилового спирта осуществлялась в количестве 2 п.о. После прокачки растворителя модель выдерживали в состоянии покоя без фильтрации в течение 3 часов для максимального извлечения водной фазы и установления равновесия в системе.

По окончании выдержки модель керна подключили под фильтрацию нефти до стабилизации перепада давления, но не менее 3 п.о. На стабильном перепаде давления произвели замеры фазовой проницаемости.

Также смоделировано многократное влияние технологических жидкостей выполнением циклической закачки жидкости глушения на основе подтоварной воды раствор-5 в 3 цикла. Объем закачки жидкости глушения в каждом цикле составлял 1 п.о., последующую за раствором глушения закачку нефти осуществляли до стабилизации перепада давления, но не менее 3 п.о. Сводные результаты экспериментов по влиянию ЖГ на фазовую проницаемость водонасыщенного и нефтенасыщенного керна приведены в таблице 3.

Во всех опытах с нефтенасыщенным керном наблюдается снижение ОФП по нефти. Для пласта $Ю_1$ коэффициент восстановления проницаемости по нефти после воздействия на пласт исследуемыми растворами глушения в сочетании с изопропиловым спиртом составил 85,3 % с подтоварной водой и 57,1 % — в эксперименте с галитом. Коэффициент восстановления проницаемости по нефти после закачки ЖГ на основе подтоварной воды без взаимного растворителя определен на уровне 17,3 %.

Таким образом, установлено положительное влияние на фильтрационные свойства нефтенасыщенного керна прокачки взаимного растворителя изопропанола после

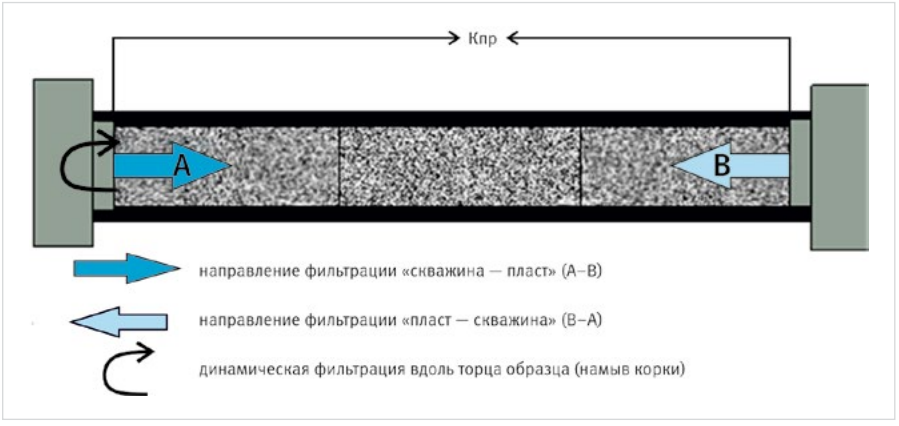


Рис. 2. Схема кернодержателя для измерения проницаемости по флюиду
Fig. 2. Core holder diagram for measuring relative permeability

Табл. 3. Результаты испытания влияния ЖГ на образцах керна
Tab. 3. Test results of the well killing liquid influence at the core samples

Ранжирование по проницаемости

Номер раствора	Проницаемость, мД		Изменение проницаемости, %
	До ЖГ	После ЖГ	
Водонасыщенный керн			
Раствор – 1	0,18	0,13	-27,8
Раствор – 3	0,3	0,24	-20,0
Раствор – 2	0,46	0,38	-17,4
Раствор – 6	0,35	0,29	-17,1
Раствор – 4	0,31	0,26	-16,1
Раствор – 5	0,27	0,25	-7,4
Раствор – 10	2,9	2,72	-6,2
Раствор – 11	2,55	2,41	-5,5
Раствор – 8	2,25	2,15	-4,4
Раствор – 9	2,51	2,48	-1,2
Раствор – 7	2,1	2,08	-1,0
Нефтенасыщенный керн			
Раствор – 5 (1 цикл)	4,44	0,77	-82,7
Раствор – 5 (2 цикл)		1	-77,5
Раствор – 5 (3 цикл)		1,66	-62,6
Раствор – 8, ИПС	4,1	2,34	-42,9
Раствор – 5, ИПС	3	2,56	-14,7

Ранжирование по коэффициенту восстановления проницаемости

Номер раствора	Коэффициент восстановления, %
Водонасыщенный керн	
Раствор – 7	99,1
Раствор – 9	98,8
Раствор – 8	95,6
Раствор – 11	94,5
Раствор – 10	93,8
Раствор – 5	92,6
Раствор – 4	83,9
Раствор – 6	82,9
Раствор – 2	82,6
Раствор – 3	80,1
Раствор – 1	72,2
Нефтенасыщенный керн	
Раствор – 5, ИПС	85,3
Раствор – 8, ИПС	57,1
Раствор – 5 (3 цикл)	37,4
Раствор – 5 (2 цикл)	22,5
Раствор – 5 (1 цикл)	17,3

жидкости глушения, что дает рост коэффициента восстановления проницаемости.

В опытах с циклической закачкой раствора — 5 на основе подтоварной воды наблюдается рост проницаемости нефти от первого к третьему циклу и соответствующее увеличение коэффициента восстановления. На наш взгляд, это обусловлено наличием в составе ЖГ добавки ПАВ, которое, адсорбируясь на поверхности породы, проявляет гидрофобизирующие свойства, снижая водонасыщенность породы. По мере накопления ПАВ с каждым следующим циклом проявляется синергетический эффект и наблюдается рост проницаемости по нефти.

В соответствии с описанной выше методикой проведены исследования влияния на восстановление ОФП по нефти следующих реагентов, входящих в составы ЖГ или составы для ОПЗ: ПАВ, эмульгаторы, водно-спиртовые составы (ВСС), кислотные составы. Итоговые результаты исследований каждого типа раствора приведены в таблице 4.

Табл. 4. Результаты исследований составов на восстановление ОФП по нефти
Tab. 4. Results of composite solutions impact assessment on the relative permeability restoration

Тестируемы составы	Состав 1	Состав 2	Состав 3	Состав 4	Состав 5	Состав 6
Растворы ПАВ	Пресная вода	0,05 % ПАВ	0,5 % ПАВ	1 % ПАВ	2 % ПАВ	4 % ПАВ
Восстановление ОФП по нефти, %	16,6	22,6	58,7	61,6	67,5	61,6
Эмульгаторы	Раствор глушения ПТВ + 1 % KCl+ 0,25 % ПАВ	5 % Эмульгатор на нефтяной основе	–	–	–	–
Восстановление ОФП по нефти, %	45,9	49,4	–	–	–	–
Водно-спиртовые растворы	20 %	50 %	50 % + 2 % ПАВ	70 %	100 %	–
Восстановление ОФП по нефти, %	64,1	76,3	82,6	95,1	87,6	–
Кислотные составы	8% HCl	8% HCl + 1%HF	8% HCl + 1%HF + 2% ПАВ	–	–	–
Восстановление ОФП по нефти, %	29,6	40,3	86,8	–	–	–

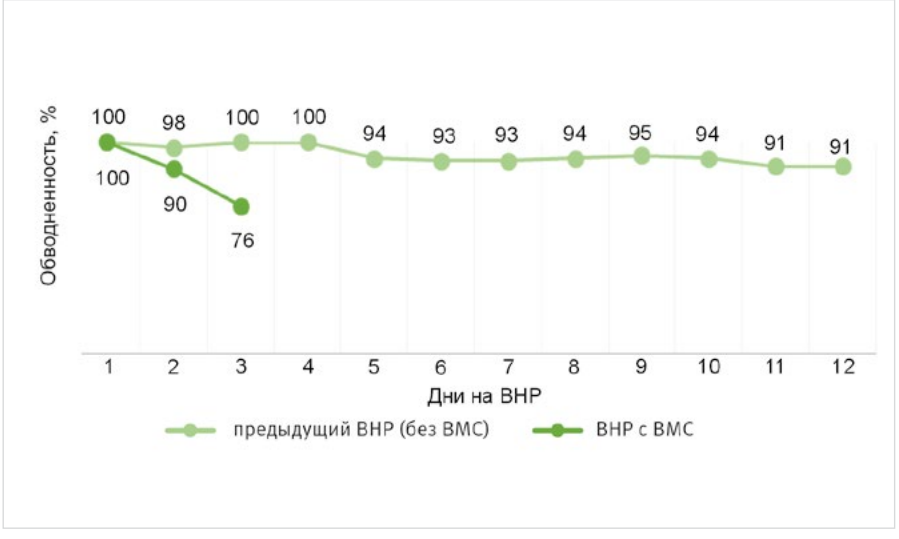


Рис. 3. Пример изменения динамики обводненности на ВНР по одной из скважин
Fig. 3. Example of water cut dynamics change at the BWO for one of the wells

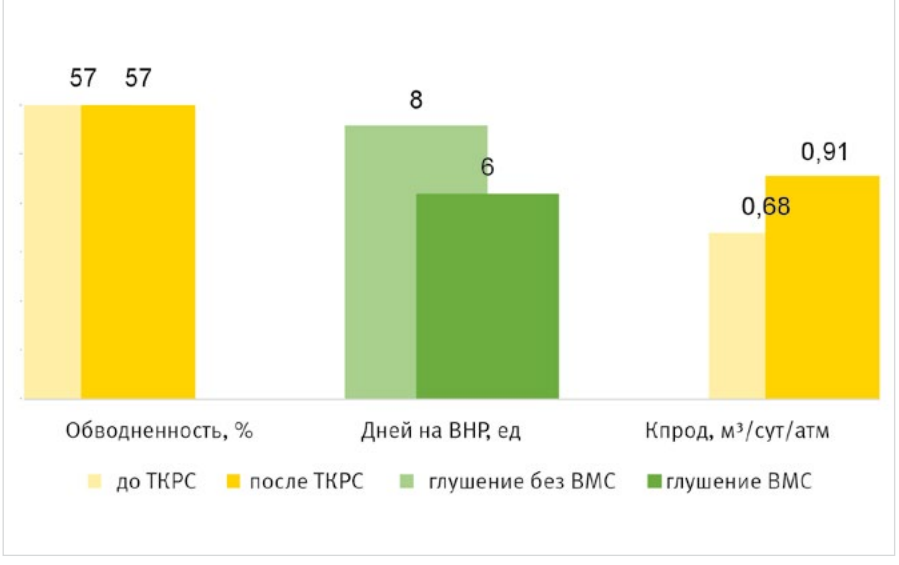


Рис. 4. Изменение средних показателей по группе скважин, на которых проведен ОПР с закачкой ВМС
Fig. 4. Changes in the average values for a group of wells that underwent PP with injection of WMS

Итоги

Среди всех проведенных экспериментов наилучший показатель восстановления проницаемости по нефти — 95 % продемонстрировал 70 %-й водно-спиртовой состав. По результатам лабораторных исследований рекомендуемый состав применили при ремонте скважин в качестве превентивной меры против возникновения водных блокад. В промысловых условиях использовали 70 %-й водно-метанольный состав (ВМС). Его закачивали в виде буферной пачки перед глушением.

Опытно-промысловые работы (ОПР) провели на 8 скважинах. Практические результаты превзошли ожидания — обводненность сохранилась на уровне, зафиксированном до ремонта, а на части скважин наблюдалось ее снижение за счет восстановления ОФП по нефти. Сократился период вывода скважин на режим (ВНР), (рис. 3, 4). За счёт повышения продуктивности скважин был достигнут прирост добычи нефти (табл. 5).

Другие результаты лабораторных исследований также рекомендованы к использованию. На основании проведенных работ предложен комплекс решений по снижению негативного влияния жидкостей глушения на ОФП:

- на скважинах с обводненностью до 45 %, где наиболее вероятно образование водной блокады, рекомендовано использовать буферную пачку 70 % ВМС перед глушением;
- лучший эффект по результатам экспериментов показало увеличение концентрации ПАВ в растворах глушения с применявшихся ранее 0,5 до 2 %;
- на скважинах, которые эксплуатируются в состоянии ранее сформированной водной блокады, будет эффективен ОПЗ с ВМС той же концентрации, или как альтернатива, возможно использование глинокислоты с добавлением 2 % ПАВ, которая незначительно уступает по коэффициенту восстановления проницаемости.

Выводы

По результатам проведенных работ сформулируем следующие выводы:

- определена степень влияния растворов глушения на ОФП при различном насыщении пород;
- выявлено, что для скважин с обвод-

Табл. 5. Сравнение режимов скважин до и после ТКРС
Tab. 5. Comparison of well regimes before and after WM

Вид ремонта	Параметры до ремонта				Параметры после ремонта				Параметры через 3 месяца			
	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	%	Кпрод, м³/сут/атм	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	%	Кпрод, м³/сут/атм	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	%	Кпрод, м³/сут/атм
Смена насоса	38	15,3	50	0,51	42	19,7	42	0,83	55	36,8	17	0,71
Смена насоса	132	22,3	79	1,80	203	39,2	76	2,30	178	37,3	74	1,70
Смена насоса	46	22,6	39	0,50	67	22,7	58	0,69	46	20,3	45	0,54
Смена насоса	108	8,7	90	0,58	159	9,0	93	1,03	144	8,1	93	0,86
Смена насоса	67	37,8	30	0,41	64	38,2	26	0,40	57	31,3	32	0,35
Смена насоса	39	24,5	22	0,41	38	25,1	18	0,45	35	22,0	22	0,45
Смена насоса	49	16,2	59	0,47	66	17,0	68	0,78	61	17,2	65	0,78
Смена насоса	78	15,7	75	0,72	78	15,7	75	0,78	77	15,5	75	0,78
ИТОГО		163,1				186,6				188,5		

нённостью до 45 % характерны максимальные потери добычи от образования водных блокад;
- рекомендовано обязательное применение водно-спиртовых растворов в качестве буферной пачки при проведении ТКРС на скважинах с повышенным риском существенных потерь добычи вследствие формирования водных блокад;
- предложенная технология позволяет сохранить продуктивность и дебит нефти на скважинах после ТКРС, сократить время вывода на режим и снизить риски формирования водных блокад.

Литература

1. Садуакасов Д.С., Жолбасарова А.Т., Баямирова Р.У. и др. Глушение скважин с контролем поглощения // Записки Горного института. 2025. Т. 272. С. 119–135.
2. Гусаков В.Н., Королев А.Ю., Ягудин Р.А. и др. Технологии глушения скважин в условиях множественных работ // Нефтегазовое дело. 2023. Т. 21. № 2. С. 17–24.
3. Черепанова Н.А., Кочетов А.В., Ягудин Р.А. и др. Применение спиртов и поверхностно-активных веществ в технологиях глушения скважин низкопроницаемых юрских коллекторов Харампурской группы месторождений // Нефтепромысловое дело. 2025. № 12. С. 49–56.
4. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 3. С. 87–96.
5. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 2. Опыт применения эмульсионных и дисперсных жидкостей и сравнительные результаты лабораторного тестирования составов // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 4. С. 82–93.
6. Пестерев А.В., Мезенцев Д.Н., Тупицин Е.В., Евсеев В.В. Исследование восстановления проницаемости модели продуктивного пласта нефтяных месторождений после воздействия жидкости глушения // Нефтепромысловое дело. 2016. № 10. С. 47–52.
7. ГОСТ 26450.0-85 «Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств». М.: Изд-во стандартов, 1985. 12 с.
8. ГОСТ 26450.1-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидконасыщением». М.: Изд-во Стандартов, 1986. 8 с.
9. ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». М.: Изд-во стандартов, 1986. 17 с.
10. ГОСТ 31957-2012 «Вода. Методы определения щелочности и массовой концентрации карбонатов и гидрокарбонатов». М.: Стандартинформ, 2013. 30 с.
11. Положение Компании «Исследование керна» № П1-01.03 Р-0136, версия 1.0. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2017.
12. МУ Компании «Приготовление и применение жидкостей глушения» № П2-05.01 М-0027, версия 2.00. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2018. 101 с.

ENGLISH

Results

The 70 % water-alcohol solution demonstrated the best oil permeability recovery rate of 95 % among all conducted experiments. Based on the results of laboratory studies, the recommended solution was used during well repair as a preventive measure against water blockages. In field conditions, the 70 % water-methanol solution (WMS) was used. Reagent was injected as a buffer pack before the well killing.

Pilot production project (PP) was conducted on 8 wells. The obtained results exceeded expectations – water cut remained at the level recorded before the repair, and in some wells it was observed to decrease due to the restoration of the oil flow rate. The period of bringing the wells to the designed operating regime (BWO) was reduced (fig. 3, 4). Due to the increase in the well`s productivity, an extra volume of oil was produced (tab. 5).

Other results of laboratory investigations are also recommended to be used in well operations planning. Based on the conducted work, a set of composite solutions has been proposed to reduce the negative impact of killing fluids on the RP:
- on wells with water cut of up to 45 %, where the appearance of water block is most likely, it is recommended to use a 70 % WMS buffer pack before well killing operation;
- the best effect was achieved by increasing the concentration of surfactants in the well killing fluids from the previously used 0,5 to 2 %;
- on wells that are operated in a state of previously formed water blockage, the bottom-hole zone cleaning with the same concentration of surfactant will be effective, or alternatively, a clay acid with 2 % surfactant can be used, which has a slightly lower permeability recovery coefficient.

Conclusions

Based on the results of the conducted work, the following conclusions can be drawn:
- The negative impact of various well killing liquids on the oil flow rate from reservoir rocks with different initial saturation has been estimated;
- It has been revealed that wells with water cut less than 45 % got the maximum oil production losses because of water blockages;
- The mandatory use of water-alcohol solutions as a buffer pack during the completion of wells with the high risk of oil production decline after water blockages is recommended;
- The proposed technology allows to stabilize well productivity and oil flow rates after completion, minimizing the required amount of time for recovery and reducing the risk of water blockages.

References

1. Saduakasov D.S., Zholbasarova A.T., Bayamirova R.U. et al. Well killing with absorption control. Journal of Mining Institute, 2025, Vol. 272, P. 119–135. (In Russ).
2. Gusakov V.N., Korolev A.Yu., Yagudin R.A. et al. Well silencing technologies in conditions of multiple complications. Petroleum engineering, 2023, Vol. 21, issue 2, P. 17–24. (In Russ).
3. Cherepanova N.A., Kochetov A.V., Yagudin R.A., et al. Application of spirits and surfactants in well killing technologies in the low-permeable jurassic reservoirs of the Kharampur group of fields. Oilfield engineering, 2025, issue 12, P. 49–56. (In Russ).
4. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.Kh., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. Overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough. Part 1. Technology classification and experience with water-based and hydrocarbon-based thickened liquids. Petroleum Engineering, 2022, Vol. 20, issue 3,, P. 87–96. (In Russ).
5. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.Kh., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. Overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough. Part 2. Experience with emulsion and dispersion fluids and comparative results of laboratory testing of formulations. Petroleum Engineering, 2022, Vol. 20, issue 4, P. 82–93. (In Russ).
6. Pesterev A.V., Mezentsev D.N., Tupitsin E.V., Evseev V.V. Research of permeability build-up of a productive formation model of oil fields after stimulation by lilling liquid. Oilfield engineering, 2016, issue 10, P. 47–52. (In Russ).
7. GOST 26450.0-85. Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties. Moscow: Izdatelstvo standartov, 1985, 12 p. (In Russ).
8. GOST 26450.1-85 Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation. Moscow: Izdatelstvo standartov, 1986, 8 p. (In Russ).
9. GOST 26450.2-85. Rocks. Method for determination of absolute gas permeability coefficient by stationary and non-stationary filtration. Moscow: Izdatelstvo Standartov, 1986, 17 p. (In Russ).
10. GOST 31957-2012. Water. Methods for determination of alkalinity and mass concentration of carbonates and hydrocarbonates. Moscow: Standartinform, 2013, 30 p. (In Russ).
11. Company Regulation “Core research” № П1-01.03 Р-0136. Version 1.0. Moscow: “NK Rosneft” PJSC, 2017. (In Russ).
12. MU Company “Preparation and application of killing fluids” № П2-05.01 М-0027. Version 2.00. Moscow: “NK Rosneft” PJSC, 2018, 101 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дремин Данил Станиславович, начальник отдела,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: dsdryomin@rn-gir.rosneft.ru

Черных Дмитрий Георгиевич, эксперт,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Барабанов Денис Евгеньевич, главный специалист,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Dryomin Danil Stanislavovich, head of department,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dsdryomin@rn-gir.rosneft.ru

Chernykh Dmitry Georgievich, expert,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Barabanov Denis Evgenievich, senior specialist,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Ассоциация нефтегазосервисных компаний

INTE H

2027
Тюменские нефтегазовые конференции

17-21 мая
г. Геленджик
Инновации в технологиях бурения, освоения, ремонта нефтяных и газовых скважин.
КРС, ГНКТ, ГРП, ПНП, ВСР и супервайзинг.
ОТ и ПБ на ОПО нефтегазовой отрасли

21-25 июня
г. Калининград
Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин, многоствольных, разветвленных скважин.
Инновации в области добычи нефти и газа.
Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли

Ассоциация нефтегазосервисных компаний

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

625000, Россия, г. Тюмень,
ул. Республики, д.62,
офис 345
oank.ru, info@oank.ru
+7 (922) 045-49-30

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-91-95 УДК 004.02 I Научная статья

Применение методов потенциала скважин и анализа временных рядов для модификации CRMP-модели

Грачева С.К.[1,2], **Воронкова Л.Н.**[1,2], **Киселева В.В.**[2]
[1]ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; [2]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
skgracheva@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
В работе рассматривается модификация CRMP-модели путем интеграции методов потенциала скважин и анализа временных рядов. Основная цель — повышение точности прогнозирования продуктивности и оптимизация режимов разработки многопластовых месторождений за счет учета динамики давления и отклика пласта во времени. Предлагаемый подход позволяет объединить данные технологических замеров по скважинам в единую расчетную модель, сокращая расхождение прогноза с фактическими эксплуатационными показателями на действующих скважинах.

Материалы и методы
Авторами для более точного анализа работы скважин в модели CRMP предложен следующий подход: коэффициент продуктивности и разница между пластовым и забойным давлением заменены на потенциал скважин в каждой точке. Такой способ моделирования позволяет учесть энергетику пласта и делать более точные прогнозы.

Ключевые слова
CRMP, модель пласта, временные ряды, метод потенциалов

Для цитирования
Грачева С.К., Воронкова Л.Н., Киселева В.В. Применение методов потенциала скважин и анализа временных рядов для модификации CRMP-модели // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 91–95. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-91-95

Поступила в редакцию: 11.09.2026

UDC 004.02 I Original Paper

Applying methods of well potential and analysis of time series for modifying a CRMP-model

Gracheva S.K.[1,2], **Voronkova L.N.**[1,2], **Kiseleva V.V.**[2]
[1]"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; [2]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
skgracheva@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
This paper presents a modification of the CRMP model through the integration of well potential methods and time series analysis. The main objective is to improve the accuracy of productivity predictions and optimize the recovery drive of multi-layer reservoirs by accounting for pressure profile and the reservoir response in time. The proposed approach enables the integration of well test data into a single simulation model, thereby reducing the difference between predicted values and actual operational performance of active wells.

Materials and methods
The authors proposed the following approach for a more accurate analysis of well performance in the CRMP model: the productivity index and the difference between reservoir and bottomhole pressure have been replaced by well potential at each point. This modeling approach enables accounting for reservoir energy and improves the prediction accuracy.

Keywords
CRMP, reservoir model, time series, potential method

For citation
Gracheva S.K., Voronkova L.N., Kiseleva V.V. Applying methods of well potential and analysis of time series for modifying a CRMP-model. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 91–95. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-91-95

Received: 11.09.2026

Введение

При поддержании пластового давления (ППД) на месторождениях важна правильная оценка взаимовлияния скважин, поскольку закачка воды влияет не только на энергетические свойства пластовой системы, но и на скорость обводнения добывающих скважин. Для анализа этих взаимосвязей применяются коэффициенты взаимовлияния или коэффициенты связности, показывающие, насколько одна скважина влияет на другую. В практике коэффициент связности обычно определяется как объем закачиваемой воды, который поступает от нагнетательной скважины к реагирующей добывающей. Точное и своевременное измерение этого показателя становится ключевой задачей при управлении разработкой месторождения.

Гидродинамическое 3D-моделирование (ГДМ) дает подробную картину взаимодействий скважин и позволяет вычислить необходимые параметры, но этот подход требует больших вычислительных ресурсов и времени, что делает его нецелесообразным для оперативного анализа. Трехмерные модели имеют ограничения, связанные с численным методом решения. Стохастические методы, применяемые на этапе геологического моделирования, не всегда дают надежные результаты, особенно при высокой неопределенности данных.

Альтернативные 3D-гидродинамическому моделированию методы в последнее время рассматриваются как иерархическая комбинация нольмерного или одномерного численного решения, аналитического решения

и стохастического решения. Одним из наиболее перспективных подходов при поиске альтернативного решения является использование моделей CRM. CRM-модели представляют собой семейство аналитических инструментов, разработанных для решения широкого спектра задач, связанных с разработкой нефтяных месторождений.

Одной из разновидностей модели CRM является модель CRMP, которая позволяет учитывать разделение закачки и добычи по отдельным пластам за счет введения дополнительных коэффициентов. Модель CRMP дает возможность эффективно учитывать взаимодействие между пластами и скважинами, обеспечивая более точную оценку суммарных показателей динамики разработки залежей, что критически важно для правильного управления разработкой месторождения. Снижение сложности модели существенно упрощает расчеты, делая их более доступными для практического применения [1]. Как показано в работе [2], используя целевую функцию, которая минимизирует сумму квадратов отклонений между фактическими и расчетными значениями дебита жидкости, модель CRMP повышает точность расчетов и устойчивость решения, что обеспечивает наилучшее соответствие между теоретическими и экспериментальными данными.

Модель CRMP предполагает моментальную реакцию добывающих скважин на изменение режима закачки воды в нагнетательной скважине. Уравнение рассчитывается для двух псевдо-скважин, дебит которых равен суммарной закачке и суммарной добыче. Для расчета временной константы τ используются средние свойства пласта. При решении обратных задач или задач адаптации могут возникать сложности, связанные с неопределенностью исходных данных. Для устранения этих проблем вводятся стабилизирующие множители, которые помогают корректировать решение. Стабилизирующие функции могут быть определены с использованием теории нечетких множеств, что позволяет учитывать неопределенности и вариации параметров [3].

Целью данной работы является улучшение математической модели на основе решения уравнения материального баланса — модель CRMP с применением комплексного подхода в решении с использованием метода потенциалов и корреляционной матрицы временных рядов.

Модель потенциалов

Рассматривая точечный сток на плоскости, принимая диаметр стока бесконечно маленькой величиной, соответствующей добывающей скважине, обозначим потенциал Φ (м^2/с) отрицательным. При этом потенциал будет положительным для точечного источника, соответствующего нагнетательной скважине. Связь между скоростью жидкости и скоростью фильтрации при потенциальном течении жидкости в пласте, учитывая постоянные величины коэффициента проницаемости и вязкость флюида, будет выражена:

$$\Phi = -\frac{k}{\mu} p \,, \qquad (1)$$

где k — коэффициент проницаемости, 10^{-12}м^2; μ — вязкость флюида, Па·с; p — давление, Па.

В цилиндрической системе координат, через формулу скорости проинтегрировав, получаем выражение для добывающей скважины:

$$\Phi = \frac{q}{2\pi} \ln r + C \,, \qquad (2)$$

где r — расстояние от стоков до точки, м; q — дебит флюида, м^3/с; C — постоянная интегрирования.

Нагнетательную скважину рассмотрим аналогично, но с учетом радиально-сферического движения флюида от точечного источника:

$$\Phi = -\frac{Q}{4\pi r} + C \,, \qquad (3)$$

где Q — объемный расход флюида, м^3/с.

Выведенные потенциалы удовлетворяют решению линейного и однородного уравнения Лапласа, которое обладает следующими свойствами: «сумма частных решений также является решением этого уравнения; произведение частного решения на произвольную постоянную также является решением этого уравнения». Благодаря этим свойствам был разработан метод, известный как метод суперпозиции. Метод суперпозиции представляет собой комбинацию или суперпозицию значений, как если бы они были потенциалами добывающих или нагнетательных скважин, или векторами скоростей фильтрации. Поэтому, если точечный источник с интенсивностью Q расположен в точке (x_0, y_0) то потенциал ф в точке (x, y) определяется как:

$$\phi(x,y) = \frac{Q}{2\pi} \ln \sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2} \,. \qquad (4)$$

Полученное выражение позволяет описать влияние точечных источников и стоков на движение жидкости в пласте. Они являются основой для дальнейших расчетов в модифицированной модели CRMT.

Временные ряды

В модели CRMP взаимосвязи между давлением, добычей и закачкой жидкости, а также между различными скважинами могут быть проанализированы корреляционной зависимостью. Для измерения степени взаимосвязи между добычей и давлением в каждой скважине применимы коэффициенты корреляции Пирсона или Спирмена. Для анализа взаимосвязей между несколькими скважинами можно использовать корреляционную матрицу, которая представляет собой квадратную матрицу, где каждый элемент показывает коэффициент корреляции между двумя соответствующими переменными [5]. Например, при наличии трех скважин (A, B и C), корреляционная матрица будет иметь вид:

	A	B	C
A	1	r_{AB}	r_{AC}
B	r_{AB}	1	r_{BC}
C	r_{AC}	r_{BC}	1

Коэффициенты r_{AB}, r_{AC} и r_{BC} в этой матрице представляют собой корреляции между различными парами скважин. Такой анализ позволяет выявить, какие скважины наиболее сильно влияют друг на друга, а это важно для оптимизации системы заводнения и управления добычей [6].

Усовершенствование уравнения CRMP

Модель CRMP в общем случае описывается следующими уравнением:

$$\frac{dP_i(t)}{dt} = \sum_{j=1}^{N} f_{ij}(t)\left(P_j(t) - P_i(t)\right), \qquad (5)$$

где $P_i(t)$ — давление в i-й скважины в момент времени t, $f_{ij}(t)$ — коэффициент взаимовлияния между i-й и j-й скважинами, N — общее количество скважин. Коэффициент взаимовлияния определяется:

$$f_{ij}(t) = \frac{1}{R_{ij}} \times \frac{1}{C_i} \,, \qquad (6)$$

где R_{ij} — сопротивление между i-й и j-й скважинами, C_i — емкость i-й скважины.

Добыча жидкости $q(t_n)$ в момент времени t_n описывается следующей формулой:

$$q(t_n) = \alpha q(t_0) e^{-\frac{t_n - t}{\tau}} + \\ + \sum_{k=1}^{N} \left[(a + \beta fi(t_k)) e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau}} \left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau}}\right) \right], \qquad (7)$$

где α — коэффициент разделения добычи, $q(t_0)$ — суммарный дебит скважины в начальный момент времени, t_w — текущий момент времени, τ — постоянная времени, N — количество временных шагов, a и β — параметры, учитывающие влияние внешних факторов, f — функция, характеризующая изменение продуктивности, $i(t_k)$ — интенсивность работы системы в момент времени t_k.

Коэффициент разделения добычи α определяется как:

$$\alpha = \frac{\int_t^{t+\Delta t} q(t)dt}{\sum_{i=1}^{N} \int_t^{t+\Delta t} q(t)dt}, \qquad (8)$$

где Δt — интервал времени.

Для оптимизации процесса разделения добычи и закачки используется целевая функция, которая минимизирует сумму квадратов отклонений фактического и расчетного дебитов жидкости:

$$\sum_{k=1}^{n} \left[q_c^k - q_d^k \right]^2 \to \min, \qquad (9)$$

где q_c^k — вычисленный дебит жидкости, q_d^k — фактический дебит жидкости, k —временной шаг.

Стабилизирующая функция ρ^j может быть определена с использованием теории нечетких множеств:

$$\rho^j = \left[\prod_{i=1}^{N} \mu_i^{W}(u_i^j) \right]^{\frac{1}{\sum_{i=1}^{N} W_i}}, \qquad (10)$$

где μ_i — функция принадлежности для i-го управляющего параметра, u_i^j — значение i-го управляющего параметра для j-й вершины симплекса, W_i — веса, определяющие важность каждого управляющего параметра.

Усовершенствование модели CRMP направлено на повышение точности и адекватности описания процессов добычи и закачки жидкости в условиях многопластовой разработки. Базовая модель CRMT уже учитывает множество факторов, таких как начальный дебит скважины, коэффициент разделения добычи, постоянную времени для каждого пласта, а также влияние внешних факторов и интенсивности работы системы. Однако, для более точного описания реальных процессов, необходимо включить дополнительные параметры, которые учитывают более детальные характеристики пластов и скважин [7, 8].

Основное усовершенствование заключается в добавлении члена, учитывающего влияние давления на продуктивность пласта. Это особенно важно, так как давление в пласте

играет ключевую роль в динамике добычи и закачки. В базовой модели CRMP давление не учитывается напрямую, что может привести к значительным погрешностям в прогнозировании, особенно в условиях больших изменений давления.

$$q_l(t_n) = \alpha_l q(t_0) e^{-\frac{t_w - t}{t_l}} + \\ + \sum_{k=1}^{N} \left[(\alpha_l + \beta_l f_l i(t_k)) + \right. \\ \left. + \gamma_1 g_l p(t_k) e^{-\frac{t_w - t_k}{t_l}} (1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{t_l}}) \right], \quad (11)$$

где a_l и β_l — параметры, учитывающие влияние внешних факторов; γ_l — коэффициент, учитывающий влияние давления, g_l — функция, характеризующая зависимость продуктивности пласта от давления, $p(t_k)$ — давление в пласте в момент времени t_k.

Взаимнокорреляционная функция (ВКФ) $R_{xy}(\tau)$ между двумя сигналами $x(t)$ и $y(t)$ определяется следующим образом:

$$R_{xy}(\tau) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) y(t+\tau) dt, \quad (12)$$

где τ —временной сдвиг.

Коэффициент разделения добычи α_j для пласта j определяется как:

$$\alpha_j = \frac{\int_t^{t+\Delta t} q_j(t) dt}{\sum_{l=1}^{N} \int_t^{t+\Delta t} q_l(t) dt}, \quad (13)$$

где Δt — интервал времени, N — количество пластов.

Для оптимизации процесса разделения добычи и закачки используется целевая функция, которая минимизирует сумму квадратов отклонений фактического и расчетного дебитов жидкости [9]:

$$\sum_{k=1}^{n} \left[q_c^k - q_d^k \right]^2 \to \min, \quad (14)$$

где q_c^k — вычисленный дебит жидкости, q_d^k — фактический дебит жидкости, k — ременной шаг.

Результаты

На основе модели CRMP рассчитывается интегральный параметр, представляющий собой произведение суммы взаимно-корреляционной функции и приёмистости пласта. Алгоритм вычислений, следующий: ВКФ определяется на первом временном шаге, при известном значении приемистости, далее ВКФ на каждом временном шаге умножается на приемистость и суммируем полученные значения. Находим значение «постоянной» времени — τ по формуле:

$$\tau = \frac{C_t \times V_p}{J}, \quad (15)$$

где C_t — коэффициент сжимаемости (0,01 Па), V_p — поровый объем (6 750 000 м³).

Уравнение коэффициента продуктивности добывающей скважины:

$$J = \frac{2\pi kh}{\mu \times \ln\left(\frac{r_e}{R_w}\right)}, \quad (16)$$

где J — коэффициент продуктивности скважины (м³/мес/Па), h — толщина пласта (10 м), k — коэффициент фильтрации пласта (0,025 м²), μ — динамическая вязкость нефти (1Па·с), r_e — радиус контура пласта (0,1м), R_w — радиус скважины (0,15 м). Результаты расчета представлены в таблице 1.

Подставив все известные значения в уравнение коэффициента продуктивности, получаем приближенное равно 3,87 м³/мес/Па. Соответственно, найденное значение «постоянной» времени равно $7 \cdot 10^3$. Зная все значения на шагах с первого по шестой, можно подставить в модель CRM из уравнения (5) и определить прогнозные значения для первых пяти точек. Результаты расчета представлены в таблице 1.

На основе рассчитанных значений и текущих параметров скважин построим график отношения времени к дебиту жидкости (рис. 1). На графике выведены значения адаптации модели к историческим данным. Адаптация выполнялась в соотношении 80/20 (80 % данных использовались для калибровки параметров модели, 20 % данных использовалось для тестового прогноза). Процесс оптимизации осуществлялся путем минимизации целевой функции, для чего был применен метод Недлера-Мида, показавший хорошую сходимость для данной задачи. Качество полученного тестового прогноза оценивалось по величине суммарной невязки между расчетными и фактическими значениями дебитов, которая составила 0,055 д.ед., что свидетельствует о высокой точности аппроксимации.

Табл. 1. Прогнозируемые значения дебита жидкости
Tab. 1. Estimated liquid rates

Дебит жидкости ($q_j(t_0)$), м³/мес	$\exp(-\frac{t_n - t_0}{\tau_j})$	$f_{ij} I_{ni}$	Потенциал (Ф), м³/мес	Прогноз q(i), м³/мес
25 175	1,06	10 000	10 689	23 014
			8 551	25 152
			11 758	21 945
			12 535	21 168
			12 827	20 876

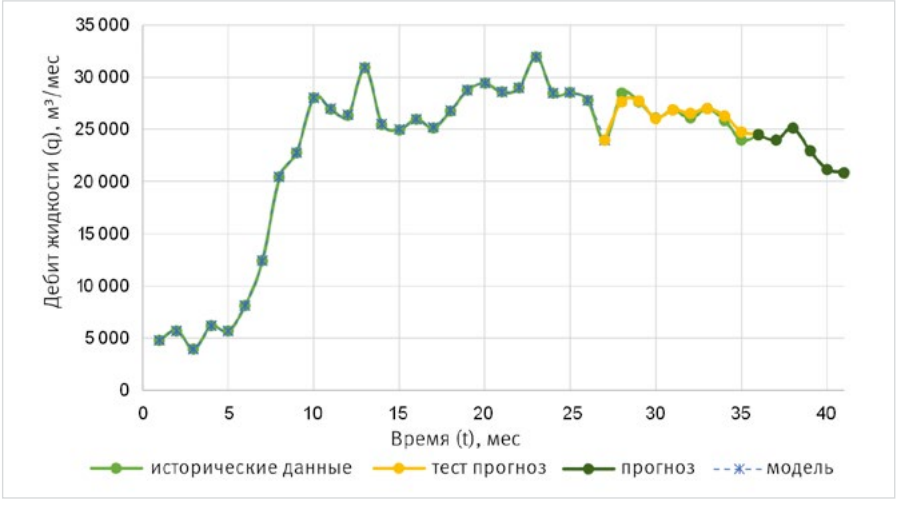


Рис. 1. Динамика дебита жидкости
Fig. 1. Liquid rate profile

Заключение

Модели CRM имеют ряд достоинств для моделирования динамики фильтрации флюидов в пласте: низкие трудозатраты по сравнению с построением полноценной 3D ГДМ, что в следствии дает возможность быстрого получения результата, и имеют удовлетворительную точность прогноза. Но в силу того, что в основной закон материального баланса, из которого выводятся модели CRM, не учтен закон сохранения энергии, нет динамики изменения энергетики пласта при выработке запасов, и дополнительно требуется сторонняя модель обводненности.

Авторами для более точного анализа работы скважин в модели CRMP предложен следующий подход: коэффициент продуктивности и разница между пластовым и забойным давлением заменены на потенциал скважин в каждой точке. Такой способ моделирования позволяет учесть энергетику пласта и делать более точные прогнозы.

Показано, что градиент потенциала в значительной степени определяется разницей между забойным и контурным давлениями. Чем больше перепад давлений, тем сильнее влияние скважины на пласт и интенсивнее приток флюидов. При малой разнице давлений градиент потенциала снижается, что указывает на слабое воздействие скважины и приток флюида в скважину снижается, особенно в низкопроницаемых коллекторах или при наличии фильтрационных барьеров.

При моделировании была учтена взаимная корреляция для пятиточечной системы скважин. Анализ корреляционных связей между параметрами скважин позволяет оптимизировать их расположение. Сильная корреляция (коэффициент Пирсона, близкий к ±1) указывает на взаимозависимость работы скважин, тогда как слабая корреляция свидетельствует об их автономности.

Модифицированная CRMP-модель обеспечила прогноз динамики добычи жидкости. Сделано сравнение тестового периода с обучающей выборкой 80/20, что позволило оценить преимущества усовершенствованного подхода в моделировании и показать его применимость для реальных геолого-технических условий.

Итоги

Модифицированная CRMP-модель позволила добиться высокой точности адаптации расчётных данных к фактическим. Показано, что градиент потенциала в значительной степени определяется разницей между забойным и контурным давлениями. Чем больше перепад давлений, тем сильнее влияние скважины на пласт и интенсивнее приток флюидов. При малой разнице давлений градиент потенциала снижается, что указывает на слабое воздействие скважины и приток флюида в скважину снижается, особенно в низкопроницаемых коллекторах или при наличии фильтрационных барьеров.

Сходимость решения получена для тестового периода за счет достаточной выборки периода обучения. При моделировании была учтена взаимная корреляция для пятиточечной системы скважин. Анализ корреляционных связей между параметрами скважин позволяет оптимизировать их расположение. Сильная корреляция (коэффициент Пирсона, близкий к ±1) указывает на взаимозависимость работы скважин, тогда как слабая корреляция свидетельствует об их автономности.

Выводы

Модели CRM имеют ряд достоинств для моделирования динамики фильтрации флюидов в пласте: низкие трудозатраты по сравнению с построением полноценной 3D ГДМ, что в следствии дает возможность быстрого получения результата, и имеют удовлетворительную точность прогноза. Но в силу того, что в основной закон материального баланса, из которого выводятся модели CRM, не учтен закон сохранения энергии, нет динамики изменения энергетики пласта при выработке запасов, и дополнительно требуется сторонняя модель обводненности.

Для более точного анализа работы скважин в модели CRMP предложен следующий подход: коэффициент продуктивности и разница между пластовым и забойным давлением заменены на потенциал скважин в каждой точке. Такой способ моделирования позволяет учесть энергетику пласта. Модифицированная CRMP-модель обеспечила более точный прогноз динамики добычи жидкости, что позволило оценить преимущества усовершенствованного подхода в моделировании и показать его применимость для реальных геолого-технических условий.

Литература

1 Пуртова И.П., Савастьин М.Ю., Стрекалов А.В. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 6. С. 34–36.

2 Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6. № 1. С. 192–207.

3 Поспелова Т.А., Стрекалов А.В. Стохастико-аналитическая модель для автогидросамопрослушивания продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 76–81.

4 Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А. и др. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. 300 с.

5 Юшков И.Р., Хижняк Г.П., Илюшин П.Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Пермь: ПНИПУ, 2013. 177 с.

6 Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки: диссертация. Тюмень: 2015. 165 с.

7 Степанов С.В., Тырсин А.Н., Ручкин А.А. и др. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 62–67.

8 Тырсин А.Н. Энтропийное моделирование сетевых структур // Автоматика и телемеханика. 2022. № 10. С. 144–155.

9 Тырсин А.Н., Степанов С.В., Ручкин А.А. и др. Повышение достоверности моделирования взаимовлияния скважин для анализа эффективности системы заводнения // Математическое моделирование. 2023. Т. 35. № 6. С. 63–80.

10 Данько М.Ю., Бриллиант Л.С., Завьялов А.С. Применение метода динамического материального баланса и CRM-метода (capacitance-resistive model) к подсчету запасов ачимовских и баженовских коллекторов // Недропользование XXI век. 2019. № 4. С. 76–85.

11 Ручкин А.А., Степанов С.В., Князев А.В. и др. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM // Вестник Тюменского государственного университета. Физ.-мат. моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. Т. 4. № 4. С. 148–168.

12 Степанов С.В., Поспелова Т.А. Новая концепция математического моделирования для принятия решений по разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 50–53.

ENGLISH

Results

The modified CRMP model enabled high accuracy in matching estimated to historical data. The study showed that the potential gradient is largely determined by the difference between bottomhole and contour pressures. The greater the pressure difference, the greater the well's impact on the reservoir and the greater the fluid inflow. At low pressure differences, the potential gradient decreases, indicating poor well impact and reduced fluid inflow, especially in low-permeable reservoirs or in the presence of flow barriers.

Convergence of the solution was achieved for the test period due to the sufficient sample size of the learning period. Cross-correlation for a five-spot well pattern was taken into account in the simulation. Analysis of correlations between well parameters allows to optimize their placement. A strong correlation (Pearson coefficient close to ±1) indicates interdependence of well operation, while a weak correlation indicates independence.

Conclusions

CRM models offer a number of advantages for simulating reservoir fluid flow profiles: they are less labor-intensive than building a full-scale 3D flow simulation model, resulting in rapid results, and they offer satisfactory prediction accuracy. However, since the fundamental law of material balance from which CRM models are derived does not take into account the law of energy conservation, there is no historical data on reservoir energy changes during reserves recovery process, requiring an additional third-party water-cut model.

To more accurately analyze well performance, the following approach is proposed in the CRMP model: the productivity index and the difference between reservoir and bottomhole pressure are replaced by well potential at each point. This approach allows for reservoir energy to be taken into account. The modified CRMP model provided a more accurate prediction of fluid production profile, allowing us to evaluate the advantages of the improved modeling approach and demonstrate its applicability to real-world geological and technical conditions.

References

1. Purtova I.P., Sevastyin M.Yu., Strekalov A.V. Analysis and interpretation of well operation trends. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2007, issue 6, P. 34–36. (In Russ).
2. Beckman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 2020, Vol. 6, issue 1, P. 192–207. (In Russ).
3. Pospelova T.A., Strekalov A.V. Stochastic-analytical model for auto-hydro-self-listening of reservoirs. Oil Industry, 2019, issue 9, P. 76–81. (In Russ).
4. Stepanov S.V., Beckman A.D., Ruchkin A.A. et al. Supervision of oil fields development using CRM models. Tyumen, Express Publ., 2021, 300 p. (In Russ).
5. Yushkov I.R., Khizhnyak G.P., Ilyushkin P.Yu. Development and operation of oil and gas fields. Perm National Research Polytechnic University, 2013, 177 p. (In Russ).
6. Batalov D.A. Development of a method for locating remaining oil in-place at late stages

of development: dissertation. Tyumen: 2015, 165 p. (In Russ).
7. Stepanov S.V., Tyrsin A.N., Ruchkin A.A. et al. Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the waterflooding system. Oil Industry, 2020, issue 6, P. 62–67. (In Russ).
8. Tyrsin A.N. Entropy modeling of network structures. Automation and Remote Control, 2022, issue 10, P. 144–155. (In Russ).
9. Tyrsin A.N., Stepanov S.V., Ruchkin A.A. et al. Increasing the reliability of well interaction modeling for the analysis of the efficiency of the flooding system. Mathematical modeling, 2023, Vol. 35, issue 6, P. 63–80. (In Russ).
10. Danko M.Yu., Brilliant L.S., Zavyalov A.S. Application of dynamic material balance method and CRM method (capacitance-resistive models) for reserves assessment in Achimov and Bazhenov reservoirs. Nedropolzovanie XXI, 2019, issue 4, P. 76–85. (In Russ).
11. Ruchkin A.A., Stepanov S.V., Knyazev A.V. et al. Applying CRM model to study well interference. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 2018, Vol. 4, issue 4, P. 148–168. (In Russ).
12. Stepanov S.V., Pospelova T.A. New concept of mathematical modeling for making reservoir engineering decisions. Oil Industry, 2019, issue 4, P. 50–53. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грачева Светлана Камиловна, к.т.н., эксперт экспертно-аналитического отдела, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; заведующий базовой кафедрой РН-ГИР, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: skgracheva@rn-gir.rosneft.ru

Воронкова Любовь Николаевна, к.ф.-м.н., главный специалист отдела развития технологий нефтегазодобычи, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; доцент базовой кафедры РН-ГИР, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Киселева Виктория Валерьевна, студент 2 курса магистратуры базовой кафедры РН-ГИР, ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Gracheva Svetlana Kamilovna, ph.d. of engineering sciences, expert, expert-analytical department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; head of specialized department of RN-GIR at Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: skgracheva@rn-gir.rosneft.ru

Voronkova Lyubov Nikolaevna, ph.d. of physico-mathematical sciences, chief specialist of oil and gas production technology development department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; associate professor, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Kiseleva Victoria Valeryevna, 2nd-year master's student of the specialized department of RN-GIR, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia



DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-96-101 УДК 553.98 I Научная статья

Применение результатов трассерных исследований при мониторинге разработки нефтяных месторождений в условиях низкопроницаемых коллекторов

Скородулина М.В., Скиба В.О., Матвеев О.Ю.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
skorodulinamv@rn-gir-tomsk.rosneft.ru

Аннотация

Результаты системных трассерных исследований показывают высокую информативность о характере и направленности фильтрационных потоков в пределах пластов нефтегазовых месторождений. В период с 2020 по 2026 гг. трассерные исследования успешно применяются при мониторинге разработки Кондинского месторождения АО «НК «Конданефть» для оценки межскважинного пространства, наличия гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами, установления фильтрационных характеристик зон высоких скоростей фильтрации с последующим регулированием системы разработки и планированием геолого-технических мероприятий.

Материалы и методы
Материалы: результаты системных трассерных исследований, геолого-промысловая информация, технологический режим работы скважин месторождения.
Методы: интерпретация, сравнительная аналитика, геолого-промысловый анализ, построение и анализ диагностических графиков.

Ключевые слова
мониторинг разработки, трассерные исследования, выравнивание профиля приёмистости, трещины автоГРП

Для цитирования
Скородулина М.В., Скиба В.О., Матвеев О.Ю. Применение результатов трассерных исследований при мониторинге разработки нефтяных месторождений в условиях низкопроницаемых коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 96–101. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-96-101

Поступила в редакцию: 11.11.2026

UDC 553.98 I Original Paper

Applying the results of tracer studies in monitoring the development of oil fields in low-permeable reservoirs

Skorodulina M.V., Skiba V.O., Matveev O.Yu.
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
skorodulinamv@rn-gir-tomsk.rosneft.ru

Abstract

Systematic tracer studies provide highly informative data on the nature and direction of fluid flows within the reservoirs of oil and gas fields. Between 2020 and 2026, such tracer studies have been successfully employed to monitor the development of Kondinskoye field operated by Kondaneft Oil Company to evaluate inter-well space, assess the connectivity between production and injection wells, and measure the flow properties of high-velocity flow zones followed by optimization of the field development system and planning well interventions.

Materials and methods
Materials: the results of systematic tracer studies, geological and field information, and the technological operating mode of the field’s wells.
Methods: interpretation, comparative analysis, geological and field analysis, construction and analysis of diagnostic graphs.

Keywords
field development monitoring, tracer studies, conformance control, self-induced hydraulic fractures

For citation
Skorodulina M.V., Skiba V.O., Matveev O.Yu. Applying the results of tracer studies in monitoring the development of oil fields in low-permeable reservoirs. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 96–101. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-96-101

Received: 11.11.2026

Реальные фильтрационные потоки в пределах нефтяных пластов обусловлены геологической и технологической неоднородностью пласта. Геологическая неоднородность обусловлена особенностями геологического строения пласта, в том числе расчлененностью коллектора, наличием нарушений целостности и залегания пласта. Технологическая неоднородность формируется в зависимости от текущего режима разработки пласта (расположение и режимы работы скважин, методы воздействия на пласт). Общий объем межскважинного пространства неоднороден как по латерали, так и вертикали разреза, и условно разделяется на объем с высокой проводимостью (суперколлектор, трещины, каналы с низким фильтрационным сопротивлением и т.д.) и объем с нормальной, поровой проводимостью (матрица породы).

Разработка низкопроницаемых коллекторов в условиях системы поддержания пластового давления (ППД) неизбежно сопровождается формированием техногенных трещин автоГРП [1, 2]. Длительная закачка воды под давлением, превышающим давление гидроразрыва, приводит к образованию высокопроводящих каналов, что вызывает преждевременные прорывы закачиваемой воды в добывающие скважины и снижение

коэффициента охвата заводнением [3, 4]. В этой связи трассерные (индикаторные) исследования (ТИС) выступают ключевым инструментом контроля фильтрационных потоков и оценки эффективности геолого-технических мероприятий [5, 6].

Кондинское нефтяное месторождение, введённое в эксплуатацию в 2017 г., приурочено к неокомским отложениям черкашинской свиты. Продуктивные пласты характеризуются аномально низкой проницаемостью (менее 0,002 мкм²), высокой расчленностью, наличием обширных водонефтяных зон и относятся к категории трудноизвлекаемых запасов. Пласт АС9(3), являющийся одним из основных объектов разработки, представлен переслаиванием песчаников и алевролитов различной степени глинистости, с эффективной толщиной 8–12 м. Система ППД сформирована, по динамическим параметрам работы скважин отмечается наличие трещин автоГРП в нагнетательных рядах с образованием «галерей». При мониторинге разработки Кондинского месторождения на основных объектах выделяются участки с опережающим обводнением относительно нормальной выработки запасов. С целью уточнения направленности фильтрационных потоков от нагнетательных скважин, регулирования системы ППД и планирования ГТМ на Кондинском месторождении применяются трассерные (индикаторные) исследования скважин.

Объектом трассерных исследований является межскважинное пространство участка объекта разработки, состоящего из трассируемых нагнетательных скважин ППД и окружающих их контрольных добывающих скважин. Трассирование выполняется путем введения в нагнетательную скважину меченной жидкости (трассера/индикатора), которая оттесняется к добывающим скважинам вытесняющим агентом с последующим систематическим отбором проб с контрольных добывающих скважин, лабораторным анализом и интерпретацией полученных результатов трассирования. Планирование трассерных исследований выполняется с учетом необходимости доизучения участков для контроля влияния и оценки эффективности проведенных ФХ МУН (ВПП), участков с высокими темпами обводнения (опережающее обводнение) и планируемых УБ/ЗБС.

Основой использования результатов трассерных исследований является анализ базовых параметров трассирования фильтрационных потоков, к которым относятся характеристики каналов НФС (количество каналов, проницаемость, объем, производительность, скорость), а также активность трассируемых фильтрационных зон пласта (доля закачиваемой воды, поступающая по каналам НФС от общего объема воды, добываемой скважиной).

На Кондинском нефтяном месторождении трассерные исследования выполняются ежегодно с 2020 г. с охватом действующего фонда скважин на уровне в среднем 20 % (рис. 1).

В 2026 году в цикле трассирования исследования выполнены на 4-х участках объекта АС9(3) Кондинского месторождения, включая 40 нагнетательных (трассируемых) скважин и 101 добывающую (контрольную) скважину. Продолжительность периода отбора контрольных проб составила 90 суток. В качестве индикатора меченной жидкости были использованы флуоресцентные красители (натрий салициловокислый, уранин, пиранин, эозин, родамин, сульфородамин, PTSA), роданид, нитрат аммония, карбамид.

Из числа трассируемых скважин 6 скважин исследовались впервые, 10 скважин — после применения ФХ МУН (ВПП) без предшествующих ТИС, 22 скважины — с предшествующими ТИС без ФХ МУН (ВПП), 2 — с предшествующими ТИС и выполнением ФХ МУН (ВПП) (рис. 2).

Анализ полученных результатов ТИС. В рамках выполненных работ по интерпретации результатов трассерных исследований в 2026 г на объекте АС9(3) Кондинского месторождения выполнены анализ наличия гидродинамической связи между трассируемыми и контрольными скважинами, оценка участков трассирования с точки зрения распространения фильтрационных потоков, оценка отношения объемов закачки по каналам НФС к общей накопленной закачке воды и распределение закачки между каналами НФС и матрицей породы, оценка эффективности применения и дальнейшее планирование ФХ МУН (ВПП) для перераспределения фильтрационных потоков и снижения негативного воздействия на обводненность добывающих скважин.

Сравнительный анализ ТИС разных периодов. С целью оценки эффективности применения ФХ МУН (ВПП) между периодами трассирования по результатам трассерных исследований выполнен сравнительный анализ параметров каналов НФС, полученных до и после ВПП. По 7-ми нагнетательным скважинам ТИС выполнены в 2025 и 2026 гг. с проведением ФХ МУН (ВПП) между периодами трассирования. По трем скважинам применение ФХ МУН выполнено в середине цикла трассирования 2026 г., что позволило сопоставить предварительные и итоговые результаты исследований. В качестве сравнительных параметров использовались: доля вынесенного трассера (%) от общего закаченного объема, количество каналов НФС, суммарный объем каналов НФС (м³), суммарная производительность каналов (м³/сут), коэффициент влияния (%) — относительная доля трассера, достигшего конкретной контрольной скважины от трассируемой скважины.

По результатам трассерных исследований участков пласта АС9(3) Кондинского месторождения в 2026 г. гидродинамическая связь установлена в 174 из 217 пар скважин «трассируемая–контрольная» (зафиксирована как минимум 1 проба с «ненулевой» концентрацией трассера). Средняя проницаемость на участках трассирования определена в диапазоне, превышает проектный уровень 0,0014 мкм², что связано с наличием каналов повышенной проницаемости и макронеоднородностью пласта. Фильтрация от нагнетательных к добывающим скважинам осуществляется преимущественно по каналам НФС, в том числе по трещинам автоГРП. Отношение выявленных объемов закачки по каналам НФС к общей накопленной закачке воды в цикле исследований показывает, что основной объем закачки распространяется в элементах поровой матрицы.

Количество трассера, вышедшего на дневную поверхность за 90 суток, варьирует от 0,7 до 46,8 % от общей закаченной массы. Основная масса неизвлеченного индикатора продолжает фильтроваться в поровой матрице породы, что согласуется с представлениями о двойной среде [5, 10].

Динамика доли вышедшего трассера демонстрирует устойчивый рост: в период 2020–2023 гг. она составляла менее 10 %, в 2024–2025 гг. — достигала 24–39 %, в 2026 г. —

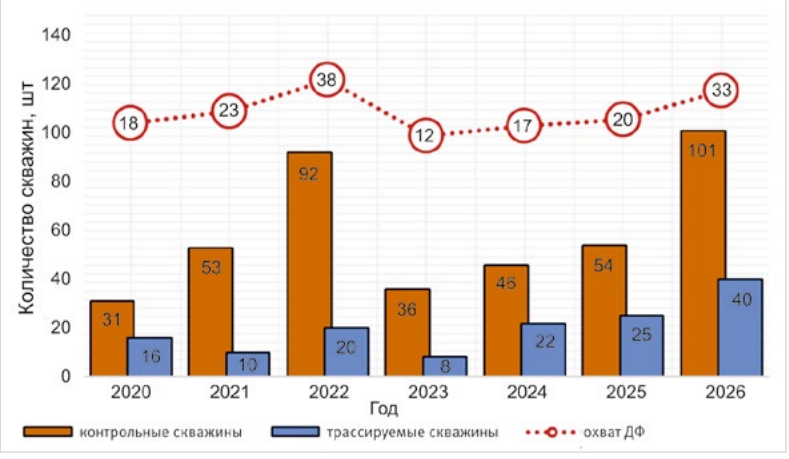


Рис. 1. Статистика по выполненным трассерным исследованиям Кондинского месторождения с охватом действующего фонда скважин в период 2020–2026 гг.
Fig. 1. Statistics on tracer studies conducted at the Kondinskoye field, covering active well stock for the period of 2020–2026

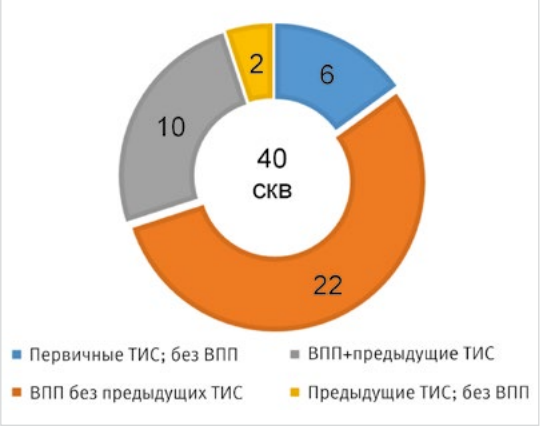


Рис. 2. Распределение трассируемых скважин 2026 г. относительно выполнения предыдущих ТИС и применения ФХ МУН (ВПП)
Fig. 2. The distribution of traceable wells in 2026 relative to previous tracer tests and the application of physical and chemical EOR methods

до 47 %. Это обусловлено выбором различных участков трассирования в пределах объекта разработки, а на участках с повторными исследованиями - развитием техногенной трещиноватости, образованием новых и удлинением существующих трещин автоГРП в процессе эксплуатации системы ППД.

Применение результатов ТИС для оценки эффективности и планирования ФХ МУН ВПП. Сопоставление результатов ТИС 2025 и 2026 гг. для семи нагнетательных скважин с выполнением ФХ МУН (ВПП) между периодами трассирования показало разнонаправленную динамику (рис. 3, табл. 1).

По трассируемым скважинам №№ 1, 2, 4, 6 отмечено снижение суммарной производительности и объема каналов НФС, а также активности трассируемых зон, что указывает на эффективность примененных потокоотклоняющих и выравнивающих профиль приемистости технологий ФХ МУН (ВПП). В то же время по скважинам №№ 3, 5, 7 наблюдается увеличение параметров каналов НФС и активности трассируемых зон (рис. 3, табл. 1). Такая разнонаправленность отражает сложный механизм перераспределения фильтрационных потоков: изоляция одних каналов НФС приводит к активизации других, не охваченных воздействием.

Детальный анализ изменения показателей по ТИС скважины № 2. В результате трассерных исследований скважины № 2 в 2026 г. установлена гидродинамическая связь со всеми контрольными скважинами (доб 1, доб 2, доб 3, доб 4, доб 5, доб 6), что повторяет результаты ТИС 2025 г. Выравнивание профиля приемистости нагнетательной скважины № 2 выполнено в 2025 г (после проведения ТИС) и в 2026 г (в середине цикла ТИС) с применением осадкообразующих составов. Вынос трассера от общей закаченной массы уменьшился с 12,1 % (2025 г.) до 9,5 % (2026 г.). Активность трассируемых зон от скв. 2 характеризуется как незначительная (скв. №№ доб 1, доб 3, доб 4, доб 5; коэффициент влияния на обводненность — 1–5 %) и значительная (скв. доб 2; коэффициент влияния на обводненность — 10 %), по скважине № доб 6 вынос трассера практически отсутствует. Отмечается изменение основного вектора распространения фильтрационных потоков от скв. доб 1 в 2025 г. в сторону скв. доб 2 в 2026 г. (рис. 4, табл. 2).

Сопоставление предварительных (середина цикла — 02.03.2026) и итоговых (окончание исследований — 15.05.2026) результатов трассирования скважины № 2 после ВПП 13.04.2026 показало: основной вектор фильтрации в направлении скважины доб 2 сохранился (снижение доли с 94,3 до 78,2 %), при этом доля вынесенного трассера в скважине доб 4 увеличилась (с 2,2 до 13 %). Применение ФХ МУН приносит эффект перераспределения влияния нагнетательной скважины на контрольные добывающие скважины, что также отражается на динамических параметрах скважин (отсутствие роста/стабилизация обводненности) (рис. 5).

Таким образом, детальный сравнительный анализ результатов ТИС разных периодов, между которыми были применены ФХ МУН (ВПП), показывает себя инструментом для оценки перераспределения фильтрационных потоков по контрольным скважинам вследствие проведения ГТМ, что отражается в изменении характеристик каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС) и динамических параметров скважин.

Применение результатов ТИС для оценки наличия и работы трещин автоГРП. На Кондинском нефтяном месторождении по динамическим параметрам работы скважин отмечается наличие трещин автоГРП в нагнетательных рядах с образованием «галерей». Одним из наиболее информативных инструментов выявления техногенной трещиноватости в нагнетательных скважинах являются диагностические графики Холла, отражающие связь накопленной закачки с интегральным давлением [9]. При возникновении трещины автоГРП наклон кривой на графике Холла уменьшается — приемистость скважины растет при том же давлении, что свидетельствует о подключении к фильтрации дополнительных каналов повышенной проводимости. На рисунке 6 представлены графики Холла для четырех нагнетательных скважин на одном из участков трассирования объекта АС9(3) в 2026 г., где отмечены характерные «ступени» — моменты инициации или удлинения трещин автоГРП.

Анализ показывает, что на представленных скважинах наблюдаются характерные изломы кривой Холла, указывающие на поэтапное формирование трещин автоГРП. Каждый излом соответствует моменту, когда давление закачки превысило давление раскрытия пласта, и трещина начала распространяться. По мере роста трещины её полудлина увеличивается, что приводит к расширению зоны дренирования и, при определённых геометрических условиях, к соединению с трещинами соседних нагнетательных скважин.

Результаты трассерных исследований на анализируемом участке в 2026 г. выявили нетипичную схему распространения трассера: максимальная доля вынесенного индикатора (32 %) зафиксирована одновременно на ближайшей добывающей скважине и на удалённой контрольной добывающей скважине. Последняя расположена за пределами прямого окружения трассируемой нагнетательной скважины и отделена от нее другой нагнетательной скважиной. Эта схема указывает на так называемый «двойной прыжок» — механизм, при котором трассер

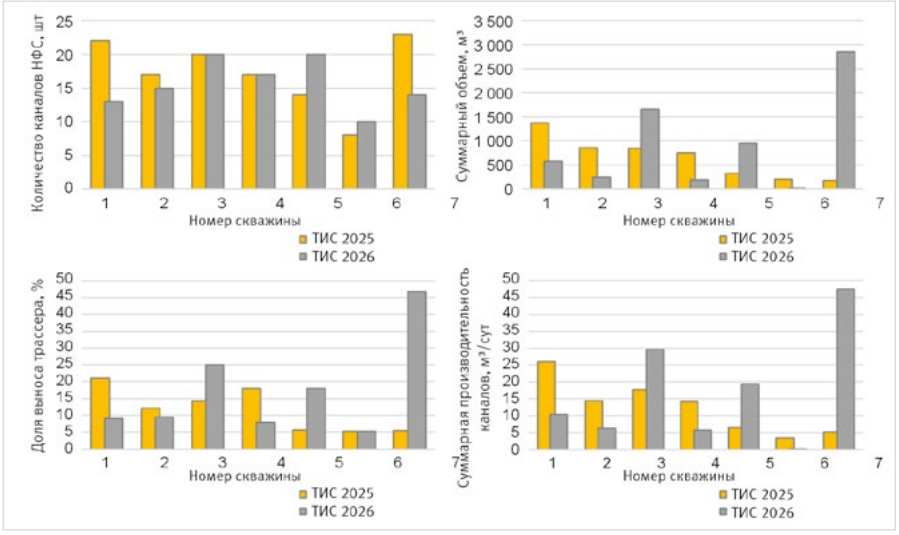


Рис. 3. Сравнение параметров каналов НФС и доли выноса трассера по результатам ТИС 2025 и 2026 гг. по скважинам с выполненными ФХ МУН (ВПП) между периодами трассирования
Fig. 3. Comparison of the parameters of low-flow-resistance channels and the tracer production portion based on the results of the 2025 and 2026 trace test for wells with completed physical and chemical EOR between the tracer periods

Табл 1. Сравнительные показатели каналов НФС по ТИС 2025 и 2026 гг.
Tab. 1. Comparative indicators of the low-flow-resistance channels for 2025 and 2026 tracer tests

Скважина	ТИС 2025 г.				ФХ МУН (ВПП)	ТИС 2026 г.			
	% выноса трассера	Кол-во каналов НФС	Σ объем каналов НФС, м³	Σ производительность каналов НФС, м³/сут		% выноса трассера	Кол-во каналов НФС	Σ объем каналов НФС, м³	Σ производительность каналов НФС, м³/сут
1	21,1	22	1372,7	26	2025, 2026	9	13	580,9	10,4
2	12,1	17	852,5	14,3		9,5	15	241	6,3
3	14,2	20	846,9	17,8		25	20	1654,9	29,6
4	17,9	17	751,5	14,2		8	17	194,6	5,7
5	5,7	14	321,5	6,5		18	20	945,7	19,3
6	5,3	8	205,4	3,4		5,2	10	1,6	0,2
7	5,4	23	177,1	5,3		46,8	14	2858,9	47,4

Табл. 2. Сопоставление результатов ТИС 2025 и 2026 гг. по скважине № 2
Tab. 2. Comparison of the 2025 and 2026 tracer test results for well № 2

Скважина	ТИС, февраль 2025 г.						ФХ МУН (ВПП)	ТИС, февраль 2026 г.						Изменение по доли вынесенного трассера, %
	Дебит жидкости, м³/сут/ Обводненность, %	Масса закачки трассера/ выноса трассера, кг (%)	Доля вынесенного трассера, %	Объем каналов НФС, м³	Производительность каналов НФС, м³/сут	Коэффициент влияния, %		Дебит жидкости, м³/сут/ Обводненность, %	Масса закачки трассера/ выноса трассера, кг (%)	Доля вынесенного трассера, %	Объем каналов НФС, м³	Производительность каналов НФС, м³/сут	Коэффициент влияния, %	
доб 1	43/71	8/0,97 (12,1)	41,9	386,3	5,9	18,9	21.04.2025, 13.04.2026	45/66	8/0,8 (9,5)	6,3	18,8	0,4	1,1	-35,6
доб 2	66/54		25,2	207,7	3,6	8,2		60/66		78,2	178,2	4,9	10,1	+53,0
доб 3	21/75		2,5	25,2	0,4	2,2		29/59		1,2	3,2	0,1	0,3	-1,3
доб 4	53/18		28,9	224,4	4,2	12,5		54/57		13	37,7	0,8	2,1	-15,9
доб 5	32/22		1,4	8,9	0,2	1,1		24/34		1,2	3,0	0,1	0,5	-0,3
доб 6	–							50/60		0,2	0,1	0,01	0,04	+0,2

проходит нагнетательной скважины через общую галерею трещин автоГРП к соседней нагнетательной скважине, а затем, по другой трещине той же галереи, достигает удаленной контрольной добывающей скважины. Подобная «транзитная» фильтрация через промежуточную нагнетательную скважину хорошо известна для рядных систем разработки с низкопроницаемыми коллекторами [2, 12].

Аналогичная картина наблюдается при фильтрации не только через барьер нагнетательной скважины, но и через ряд добывающих скважин. Это также указывает на развитую систему техногенных трещин, соединяющих скважины в единую гидродинамическую сеть.

Результаты трассирования анализируемого участка в 2026 г. представлены на карте распределения фильтрационных потоков на рисунке 7.

Сопоставление доли выноса трассера с эволюцией графиков Холла показывает чёткую корреляцию: чем больше доля вынесенного трассера с участка, тем более выраженное отклонение кривой Холла от линейной зависимости. Это позволяет использовать комплекс ТИС + графики Холла не только для качественной диагностики, но и для количественной оценки непроизводительной закачки. По литературным данным [2, 3], доля непроизводительной закачки по каналам НФС на месторождениях Западной Сибири составляет 28–37 %, а полудлина трещин автоГРП может достигать 400–1 000 м.

Формирование галерей трещин автоГРП, с одной стороны, обеспечивает поддержание пластового давления на удаленных участках, компенсируя низкую проницаемость матрицы. С другой стороны — приводит к резкому снижению коэффициента охвата заводнением: закачиваемая вода движется по трещинам, минуя низкопроницаемые пропластки, и преждевременно прорывается в добывающие скважины. В условиях Кондинского месторождения этот эффект усугубляется аномально низкой проницаемостью коллектора (менее 0,002 мкм²), требующей высоких давлений закачки для компенсации отборов.

Применение результатов ТИС для оценки рисков превышения плановой обводненности скважин УБ и ЗБС. Ввиду неопределенностей распространения фронта нагнетаемых вод (ФНВ) от системы ППД при наличии техногенных трещин, динамичности

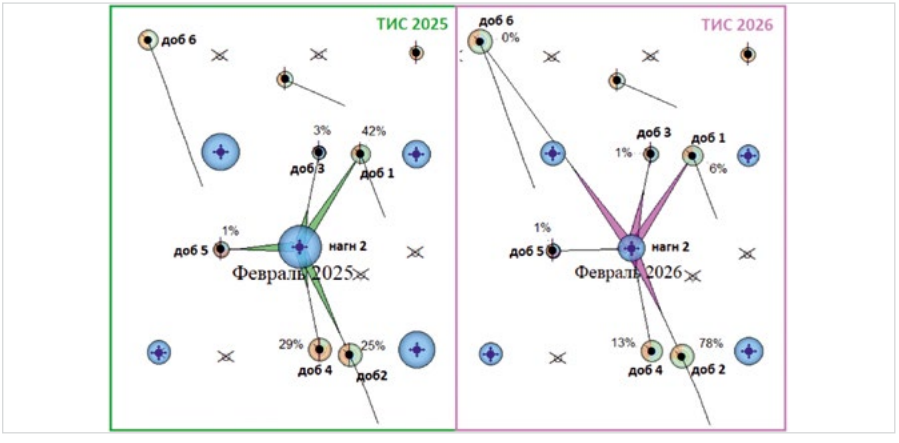


Рис. 4. Сопоставление карт распределения доли вынесенного трассера от трассируемой скважины № 2 на контрольных скважинах участка трассирования в 2025 и 2026 гг.
Fig. 4. Comparison of the distribution maps of the tracer production portion from traceable well № 2 at the control wells in the tracer section in 2025 and 2026

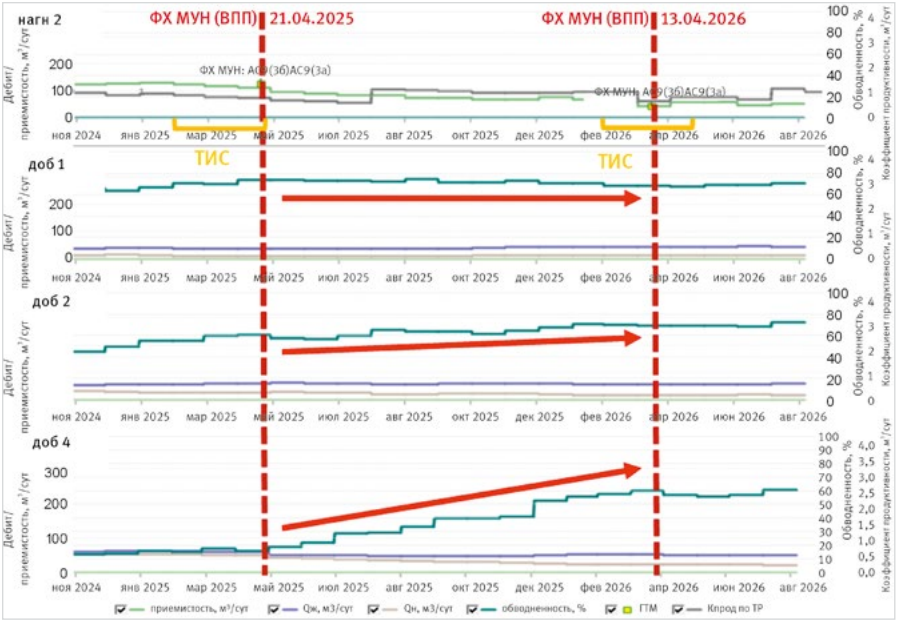


Рис. 5. Сопоставление динамических параметров нагнетательной скважины № 2 и контрольных скважин доб 1, доб 2, доб 4 до и после проведения ФХ МУН (ВПП) и ТИС 2025 и 2026 гг
Fig. 5. Comparison of the dynamic parameters of injection well № 2 and control production wells №1, 2, 4 before and after the physical and chemical EOR and tracer test in 2025 and 2026

трещин автоГРП, реализация проектов по уплотняющему бурению и ЗБС имеет риски получения превышения плановой обводненности по причине прорыва в ФНВ.

При планировании трассерных исследований в 2026 г. на Кондинском месторождении часть трассируемых участков была выбрана с целью уточнения гидродинамической связи и распространения ФНВ в зонах уплотняющего бурения. Целью исследования являлась оценка рисков превышения проектной обводненности новых скважин при попадании в зоны активных каналов НФС, а также уточнение межскважинного пространства для корректировки точек заложения [11]. По результатам ТИС установлена гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами в районе планируемых скважин. Вынос трассера варьирует от 1 до 15 %, активность трассируемых зон — преимущественно незначительная. Однако в направлении ряда контрольных скважин отмечается увеличение активности трассируемых зон, что требует особого внимания при проектировании.

При попадании проектируемой скважины в зону влияния активного канала НФС существует высокая вероятность превышения проектной обводненности в первые месяцы эксплуатации, что существенно снизит экономическую эффективность бурения. Особую опасность представляют галереи трещин автоГРП, способные соединять нагнетательные и добывающие скважины на больших расстояниях.

Итоги

Авторами описаны результаты трассерных исследований и их применение при мониторинге разработки нефтяных месторождений в условиях низкопроницаемых коллекторов на примере Кондинского месторождения.

Выводы

Трассерные исследования показывают себя эффективным инструментом при решении задач мониторинга разработки месторождений с точки зрения оценки гидродинамической связи, влияния системы ППД, необходимости проведения и эффективности ФХ МУН (ВПП), наличия неоднородностей, в том числе и техногенных трещин автоГРП. Периодические трассерные исследования на участках проведения ФХ МУН позволяют оценить эффективность выполненных мероприятий за счет динамики показателей количества, объемов и производительности каналов низкого фильтрационного сопротивления.

В условиях текущего состояния разработки объекта АС9(3) Кондинского месторождения по результатам трассерных исследований 40 нагнетательных скважин установлена гидродинамическая связь между нагнетательным и добывающим фондом, неоднородность пласта, в том числе наличие трещин автоГРП, изменение направленности и интенсивности фильтрационных потоков при сравнительном анализе исследований разных периодов. Количество каналов низкого фильтрационного сопротивления для трассируемых скважин варьирует от 7 до 28 со средней производительностью 2 м^3/сут. Максимальный объем канала НФС достигает 2524 м^3 и отмечается в сторону контрольной добывающей скважины со степенью влияния на обводненность от нагнетательной трассируемой скважины около 22 %. По 19ти нагнетательным скважинам полученные показатели степени влияния на обводненность добывающих скважин варьируют от 5 до 22 %, что указывает на повышенную активность трассируемых зон и предполагает проведение мероприятий по ФХ МУН (ВПП).

Результаты ТИС на Кондинском месторождении показывают ограниченную информативность относительно основного объема закаченного трассера за период 90 суток и характера его распространения в элементах поровой матрицы. В условиях низкопроницаемого коллектора значительная часть трассера остаётся в пласте на момент завершения исследования. Для повышения информативности рекомендуется увеличение периода отбора проб до 3 лет с применением стабильных (высокоустойчивых) трассеров [13, 14].

Литература

1. Базыров И.Ш. Контроль и регулирование роста техногенных трещин при вытеснении нефти из низкопроницаемых коллекторов. СПб.: 2020. 112 с.
2. Якупов И.Я., Егоров Е.Л., Родионова И.И. и др. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 67–71.
3. Изотов А.А., Афонин Д.Г. Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 31–34.
4. Исламов А.И., Есаулков С.Д. Механизмы образования явления автоГРП на неразрабатываемых пластах и оценка их влияния на систему разработки месторождений на примере Приобского месторождения // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2024. Т. 66 № 1. С. 79–87.
5. Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 1997. № 6. 69 с.
6. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 7-2. С. 23–26.
7. Антониади Д.Г., Гапоненко А.М. и др. Современные технологии интенсификации добычи высоковязкой нефти и оценка эффективности их применения: учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2019. 420 с.
8. Мухаметзянов Р.Н., Гималетдинов Р.А., Юдаков А.Н., Кононенко А.А., Митрофанов Д.А. Развитие и применение физико-химических методов повышения нефтеотдачи в ноябрьском регионе // Современные проблемы науки и образования. 2015. № 1-1. 144 с.
9. Hall H.N. How to analyze waterflood injection well performance. World Oil. 1963. Vol. 157, P. 128–130. (In Eng).
10. Кременецкий М.И., Ипатов А.И.

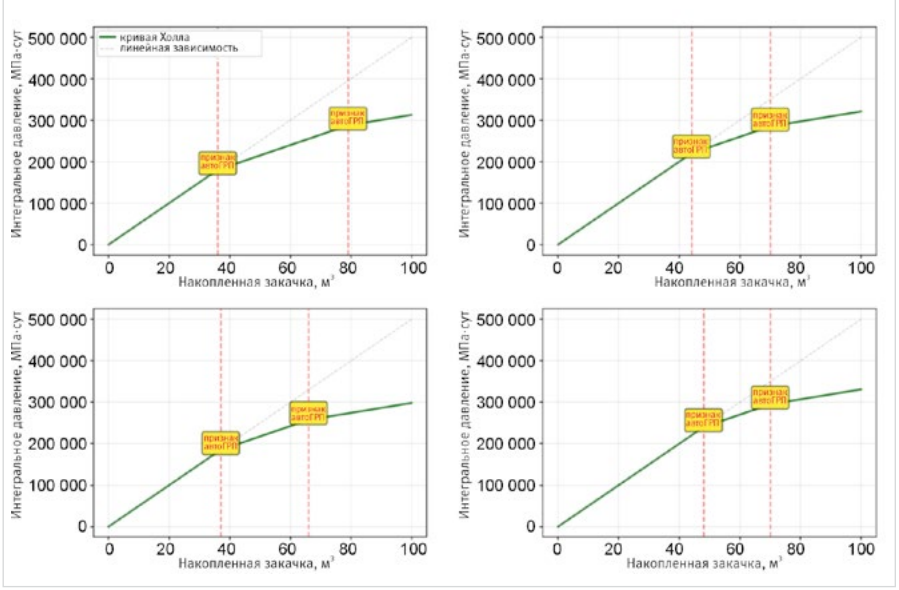


Рис. 6. Диагностические графики Холла для нагнетательных скважин участка трассирования в 2026 г. на объекте АС9(3) Кондинского месторождения
Fig. 6. Diagnostic Hall charts for injection wells in the tracer area in 2026 at AC9(3) reservoir of the Kondinskoye Field

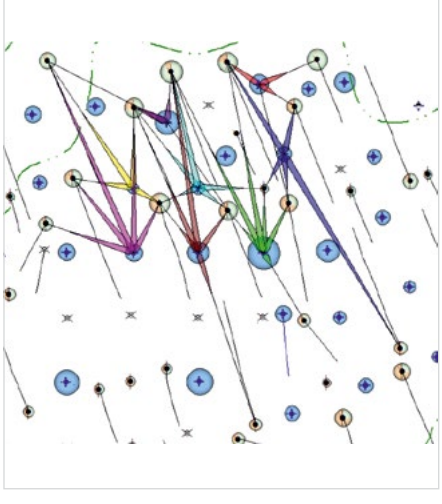


Рис. 7. Карта распределения фильтрационных потоков между контрольными скважинами на участке трассирования в 2026 г. на объекте АС9(3) Кондинского месторождения
Fig. 7. A map showing the flow distribution between control wells in the tracer area in 2026 at AC9(3) reservoir of the Kondinskoye Field

Гидродинамические и промыслово-геофизические исследования скважин. М.: МАКС Пресс, 2008. 476 с.
11. Камышников А.Г., Береговой А.Н., Зарипов А.Т. и др. Метод межскважинных трассерных тестов для диагностики опережающего обводнения и минимизации рисков при уплотняющем бурении // Нефтяное хозяйство. 2025. № 7. С. 36–39.
12. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Асмандияров Р.Н. и др. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 65–75.
13. Вержбицкий В.В., Щекин А.И., Гунькина Т.А. и др. Анализ и перспективы развития индикаторных (трассерных) методов исследования пластов-коллекторов нефтяных и газовых месторождений // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2025. Т. 336. № 4. С. 47–65.
14. РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. 79 с.

ENGLISH

Results

The authors describe the results of tracer studies and their application in monitoring the development of oil fields in low permeable reservoirs, using a case study of the Kondinskoye Field.

Conclusions

Tracer studies have proven to be an effective tool for monitoring field development, particularly for assessing reservoir connectivity, the impact of pressure maintenance systems, the necessity and performance of physical and chemical enhanced oil recovery (EOR) methods (such as conformance control treatments), and the presence of reservoir heterogeneities, including man-made fractures resulting from self-induced hydraulic fracturing. Periodic tracer studies conducted in areas where PCh EOR treatments are applied allow evaluating the performance of these interventions by analyzing the profiles of low-flow-resistance channels (in terms of their number, volume, and flow capacity).

Based on the current development status of AS9(3) reservoir unit at the Kondinskoye Field, tracer studies conducted in 40 injection wells have revealed connectivity between the injection and production wells, as well as reservoir heterogeneity, including the presence of self-induced fractures, changes in the direction and intensity of flows in a comparative analysis of studies of different periods. For the wells subjected to tracer testing, the number of low-flow-resistance channels ranges from 7 to 28, with an average flow capacity of 2 m³/day. The largest low-flow-resistance channel has a volume of up to 2,524 m³ and extends toward a monitored production well; the injection well associated with this channel contributes approximately 22 % to the water cut of that production well. For 19 of the injection wells, the estimated effect on the water cut of production wells ranges from 5 to 22 %, indicating high activity within the traced zones and suggesting the need for PCh-EOR interventions (conformance control treatments).

The results of the interwell tracer survey (ITS) at the Kondinskoye Field provide limited information regarding the bulk of the injected tracer over a 90-day period and its distribution within the pore matrix. In a low-permeable reservoir, a significant portion of the tracer remains in the formation by the time the study concludes. To improve the quality and scope of the data obtained, it is recommended to extend the sampling period to 3 years while utilizing stable (highly resistant) tracers [13, 14].

References

1. Bazyrov I.Sh. Control and regulation of anthropogenic fracture growth during oil displacement from low-permeable reservoirs. St. Petersburg: 2020, 112 p. (In Russ).
2. Yakupov I.Ya., Egorov E.L., Rodionova I.I. et al. Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 67–71. (In Russ).
3. Izotov A.A., Afonin D.G. The mechanism of the indicator propagation in a terrigenous formation during tracer studies. Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 31–34. (In Russ).
4. Islamov A.I., Esaulkov S.D. Mechanism of self-induced haudralic fracturing in undeveloped formations and assessment of its impact on field development on the example of the Priobskoye field. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration, 2024, Vol. 66, issue 1, P. 79–87. (In Russ).
5. Medvedsky R.I. Channel theory of oil displacement by water. Oil and Gas Studies, 1997, issue 6, 69 p. (In Russ).
6. Konev D.A. Studying oil reservoirs using the tracer method. Modern high technologies, 2014, issue 7-2, P. 23–26. (In Russ).
7. Antoniadi D.G., Gaponenko A.M. et al. Modern technologies for enhancing the production of high-viscous oil and evaluating the efficiency of their application: a textbook. Moscow: Infra-Engineering, 2019, 420 p. (In Russ).
8. Mukhametzyanov R.N., Gimaletdinov R.A., Yudakov A.N., Kononenko A.A., Mitrofanov D.A. Development and application of physical and chemical enhanced oil recovery methods in the Noyabrsk Region. Modern problems of science and education, 2015, issue 1-1, 144 p. (In Russ).
9. Hall H.N. How to analyze waterflood injection well performance. World Oil, 1963, Vol. 157, P. 128–130. (In Eng).
10. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Well testing and well-logging studies in oil and gas wells. Moscow: MAKS Press, 2008, 476 p. (In Russ).
11. Kamyshnikov A.G., Beregovoy A.N., Zaripov A.T. et al. Interwell tracer testing method for diagnosing premature water breakthrough and minimizing risks during infill drilling, Oil Industry, 2025, issue 7, P. 36–39. (In Russ).
12. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Asmandiyarov R.N. et al. Special well tests to fractured water injection wells. Petroleum Engineering, 2011, issue 1, P. 65–75. (In Russ).
13. Verzhbitsky V.V., Shchekin A.I., Gunkina T.A. et al. Analysis and prospects for the development of indicator (tracer) methods for studying oil and gas reservoirs. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2025, Vol. 336, issue 4, P. 47–65. (In Russ).
14. RD 39-014-7428-235-89. Methodological guidelines for conducting tracer studies and interpreting their results for the regulation and control of waterflooding in oil reservoirs. Grozny: SevKavNIPIneft, 1989, 79 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Скородулина Мария Владимировна, старший менеджер группы мониторинга разработки отдела геологии и разработки месторождений Конданефть, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: skorodulinamv@rn-gir-tomsk.rosneft.ru

Скиба Валентина Олеговна, руководитель группы мониторинга разработки отдела геологии и разработки месторождений Конданефть, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Матвеев Олег Юрьевич, главный инженер проекта отдела геологии и разработки месторождений Конданефть, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Skorodulina Maria Vladimirovna, senior manager of the field development monitoring team, Kondaneft fields subsurface Department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: skorodulinamv@rn-gir-tomsk.rosneft.ru

Skiba Valentina Olegovna, team leader of the field development monitoring team, Kondaneft fields subsurface Department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Matveev Oleg Yuryevich, chief project engineer, Kondaneft fields subsurface Department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-102-108 УДК 622.276 I Научная статья

Подбор химических реагентов для реализации ПАВ-полимерного заводнения

Морозюк О.А.[1,2], **Беленкова Н.Г.**[1], **Поляков А.В.**[1], **Неклеса Р.С.**[1], **Шульга Р.С.**[1], **Мелехин С.В.**[1], **Новосадова И.В.**[1], **Серкин М.Ф.**[1]
[1]ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; [2]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
oamorozyk@gmail.com

Аннотация
В работе представлены результаты лабораторных исследований различных образцов ПАВ и полимеров (ПАА) на основе которых подобрана ПАВ-полимерная композиция для условий терригенного пласта одного из месторождений Западной Сибири. В рамках исследований определены физико-химические и технологические свойства образцов ПАВ и ПАА, выполнены фильтрационные эксперименты на керновых моделях пласта. На основе физико-математического моделирования установлена степень влияния (вес) параметров химических реагентов (ХР) на коэффициент извлечения нефти (КИН), и выполнено научно-обоснованное ранжирование ХР по технологической эффективности. По результатам исследований подобрана наиболее эффективная ПАВ-полимерная композиция для дальнейшей предпроектной проработки реализации ПАВ-полимерного заводнения в промысловых условиях.

Материалы и методы
Экспериментальные и численные исследования выполнены с использованием специализированного лабораторного оборудования, кернового материала и пластовых флюидов изучаемого объекта, специализированного программного обеспечения для гидродинамического моделирования.

Ключевые слова
ПАВ, полимерный раствор, физико-химические свойства, фильтрационные исследования на керне, методология лабораторных исследований ПАВ-полимерного заводнения, ранжирование химических реагентов, ПАВ-полимерная композиция

Для цитирования
Морозюк О.А., Беленкова Н.Г., Поляков А.В., Неклеса Р.С., Шульга Р.С., Мелехин С.В., Новосадова И.В., Серкин М.Ф. Подбор химических реагентов для реализации ПАВ-полимерного заводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 102–108. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-102-108

Поступила в редакцию: 28.09.2026

UDC 622.276 I Original Paper

Selection of chemical reagents for implementing surfactant-polymer flooding

Morozyuk O.A.[1,2], **Belenkova N.G.**[1], **Polyakov A.V.**[1], **Neklesa R.S.**[1], **Shulga R.S.**[1], **Melekhin S.V.**[1], **Novosadova I.V.**[1], **Serkin M.F.**[1]
[1]"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; [2]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
oamorozyk@gmail.com

Abstract
The paper presents the author's methodology, which regulates the necessary order, stage, list and volume of laboratory studies of surfactant polymer flooding technology in the framework of scientific support of chemical research projects. The main purpose of pre-design, scientific research (R&D) is to evaluate the technical and economic efficiency and applicability of the technology in the context of a potential implementation facility. The author's research methodology for surfactant polymer flooding technology includes the following main stages of work: input control of chemical reagents selected for research; assessment of physico-chemical and technological properties of polymer and surfactant samples; ranking of chemical reagents by technological efficiency; selection of the most effective samples for the formation of surfactant polymer compositions; research of the key properties of surfactant polymer compositions.

Materials and methods
The methodology is based on the authors' accumulated experience and a systematic analysis of scientific and technical literature. The assessment of the technological efficiency of the surfactant-polymer flooding technology is carried out based on physico-mathematical modeling using specialized laboratory complexes, core samples, and reservoir fluids from the object under study, as well as specialized software.

Keywords
methodology of laboratory research on EOR, experimental research, surfactant-polymer flooding, properties of surfactants and polymers, core filtration research, and ranking of chemical reagents

For citation
Moroziuk O.A., Belenkova N.G., Poliakov A.V., Neklesa R.S., Shulga R.S., Melekhin S.V., Novosadova I.V., Serkin M.F. Selection of chemical reagents for implementing surfactant-polymer flooding. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 102–108. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-102-108

Received: 28.09.2026

Введение

Успешная реализация проектов ПАВ-полимерного заводнения требует предварительного выполнения научных исследований, ключевым этапом которых являются комплексные лабораторные испытания [1–3]. Основная цель лабораторных исследований – предварительная качественная оценка эффективности технологии в условиях изучаемого объекта, подбор эффективных реагентов, и получение экспериментальных данных для гидродинамического моделирования (масштабирования технологии) и технико-экономической оценки проекта.

По предложенной ранее методологии [23] проведены экспериментальные исследования физико-химических и технологических свойств пяти образцов ПАВ и ПАА, ранжирование реагентов по технологической эффективности с последующим формированием ПАВ-полимерных композиций. Наиболее важными параметрами для реагентов ПАВ являются термостабильность, межфазное натяжение (не выше 10^{-3} мН/м), адсорбции и «отмывающая» способность. Для образцов ПАА ключевыми параметрами являются термоокислительная деструкция, вязкость, адсорбция, фактор остаточного сопротивления и вытесняющая способность.

Основная цель работы заключалась в разработке и экспериментальном обосновании оптимальной ПАВ-полимерной композиции, адаптированной к конкретным термобарическим, геолого-физическим и физико-химическим условиям объекта разработки.

Результатами лабораторных исследований подтвержден высокий потенциал эффективного использования выбранной ПАВ-полимерной системы для изучаемого объекта.

Подготовка

Первый этап включал в себя входной контроль образцов ХР (ПАВ, ПАА) на предмет соответствия первичных свойств ХР, указанным в технических условиях (ТУ) производителя. Для образцов ПАА определялся внешний вид, массовая доля сухого остатка и хлорорганических соединений (ХОС), степень гидролиза, молекулярная масса. Для образцов ПАВ: внешний вид, температура застывания, плотность, массовую долю активного вещества и ХОС. По результатам входного контроля все представленные образцы ПАА и ПАВ были допущены к основному этапу лабораторных исследований.

Подготовка устьевых проб флюидов (нефть, вода), отобранных из скважин объекта исследований, включала в себя обезвоживание и дегазирование нефти, очистку нефти и воды от механических примесей, определение основных физико-химических свойств (табл. 1). Для дальнейших исследований использовалась подготовленная устьевая проба нефти и 6-ти компонентная модель воды.

Для фильтрационных экспресс-тестов использовались керновые модели, составленные из образцов керна стандартного размера. Изготовление, подготовка и определение свойств образцов проводилось в соответствии с отраслевыми и корпоративными стандартами [19]. Для формирования керновых моделей (5 образцов) и проведения фильтрационных исследований были выбраны две коллекции образцов с целевыми фильтрационно-емкостными свойствами объекта исследований. Остаточная водонасыщенность образцов создавалась в групповом капилляриметре. Образцы с остаточной водонасыщенностью насыщались нефтью, и выдерживались в термобарических условиях 3 суток для восстановления смачиваемости.

Исследования полимеров

В таблице 2 приведены результаты оценки технологических свойств образцов ПАА в «свободном объеме»: время растворения, динамическая вязкость при разных концентрациях (в таблице 2 указано значение при 1 500 ppm), реологическая характеристика, термостабильность (в таблице 2 указано ср. значение по 5 конц.). На основе РД-39-01483П-206-85 и характеристики объекта исследований сформированы критерии (целевые значения параметра), которым должны соответствовать изучаемые ПАА.

По результатам исследований образцы «ПАА №1», «ПАА №3» и «ПАА №5» по всем параметрам соответствуют установленным критериям. Средняя термостабильность «ПАА №2» несколько ниже установленного критерия (›70 %), а вязкость «ПАА №4» при концентрации 1 500 ppm немного ниже целевой (10 мПа·с, предварительно оцененной). Тем не менее, с учетом единичных отклонений параметров, все образцы ПАА были допущены к экспресс-тестам на керне для оценки фильтрационных параметров.

Эксперименты выполнялись на керновых моделях с проницаемостью 200–250 мД, при пластовых термобарических условиях объекта исследований. Все эксперименты выполняли при 1-м значении концентрации ПАА — 1 500 ppm. В первой серии экспериментов определяли фактор сопротивления (ФС), фактор остаточного сопротивления (ФОС), и коэффициент довытеснения нефти полимером ($\Delta К_{выт.}$) на нефтенасыщенных образцах керна. Алгоритм проведения тестов был следующим: вытеснение нефти водой, довытеснение нефти полимерным раствором, довытеснение нефти водой. Во второй серии определяли динамическую адсорбцию и вязкость полимерного раствора после фильтрации на водонасыщенных образцах керна. Результаты фильтрационных экспресс-тестов представлены в таблице 3 и на рисунках 1–2.

По результатам исследований установлено, что наибольший коэффициент довытеснения нефти получен при закачке «ПАА №1» — 3,1 %, для остальных образцов $\Delta К_{выт.}$ не более 1 %. Более высокими ФС (5,9–7) и ФОС (2,3–4,7) характеризуются образцы «ПАА №1», «ПАА №2» и «ПАА №5», что обусловлено, в первую очередь, более высокими значениями вязкости ПАА. Для «ПАА №3» и «ПАА №4» значения ФОС немного ниже установленных значений в общемировой практике полимерного заводнения (ФОС ›2). Наибольшим значением адсорбции характеризуется «ПАА №2» — 0,27 мг/г,

Табл. 1. Физико-химические свойства устьевых проб нефти и воды
Tab. 1. The physicochemical properties of wellhead samples of oil and water

Наименование показателя	Значения
проба нефти	
Плотность при 20 °С, кг/м^3	825,5
Вязкость кинематическая при температуре 20 °С, мм^2/с	7,22
Массовая доля воды, %	отс.
Массовая доля смол, %	1,96
Массовая доля асфальтенов, %	0,27
Массовая доля парафинов, %	4,29
Температура застывания, °С	-24
проба воды	
Натрий-ион (Na^+), мг/дм^3	4 574
Кальций-ион (Ca^{2+}), мг/дм^3	214
Магний-ион (Mg^{2+}), мг/дм^3	21,2
Хлорид-ион (Cl^-), мг/дм^3	7177
Сульфат-ион (SO_4^{2-}), мг/дм^3	18,1
Карбонат-ион (CO_3^{2-}), мг/дм^3	менее 6,0
Минерализация, г/дм^3	12,8
Плотность при 20 °С, г/дм^3	1,007
Водородный показатель (pH)	8,0

Табл. 2. Результаты исследований свойств образцов ПАА
Tab. 2. The results of studies of the properties of PAA samples

Параметр	Мол. масса, млн. Да	Степень гидролиза, %	Растворимость, мин.	Вязкость (1500 ppm), мПа·с	коэффициент термостабил., %
Критерий	‹ 20 млн. Да	5–30%	не более 240 мин	10 мПа·с	более 70 %
ПАА №1	11,3	23,4	210	18,0	81
ПАА №2	8,7	23,6	150	16,2	59
ПАА №3	5,4	16,3	120	10,8	75
ПАА №4	3,6	15,2	60	6,1	73
ПАА №5	5,6	23,4	150	12,4	79

у остальных образцов ПАА адсорбция ниже (в 2–3,3 раза), и составляет 0,09 — 0,13 мг/г. После фильтрации через керновую модель вязкость ПАА снижается: «ПАА №2» на 71% (наибольшее снижение), «ПАА №5» — 59%, «ПАА №1» — 56%, «ПАА №3» — 48%, «ПАА №4» — 45% (наименьшее снижение). После прокачки 4-х поровых объемов ПАА вязкость полимерных растворов восстанавливается на ~ 63–84 % (в зависимости от образца ПАА). Следует отметить, что исследования выполнены с целью сопоставления ключевых фильтрационных параметров ПАА в максимально идентичных условиях и их дальнейшего ранжирования по технологической эффективности.

Далее, на основе результатов лабораторных исследований и 3D гидродинамического моделирования (ГДМ) выполнялось ранжирование образцов ПАА согласно авторской методике, опубликованной в предыдущей работе [23]. Для оценки влияния ключевых технологических параметров ПАА на добычу нефти (КИН) использовалась ГДМ участка, созданная на основе актуальной геолого-физической характеристики объекта, и адаптированная на текущую историю разработки участка. В общей сложности были смоделированы 45 вариантов полимерного заводнения участка в которых последовательно изменялись параметры ПАА в следующих диапазонах: вязкость — 6–18 мПа·с, адсорбция — 0,1–1,0 мг/г, ФОС — 1–50 ед. Диапазоны изменения параметров выбраны

Табл. 3. Результаты фильтрационных экспресс-тестов образцов ПАА
Tab. 3. Results of filtration rapid tests on PAA samples

Образец	ФОС, ед.	ФС, ед.	$\Delta К_{выт.}$ ПАА, %	Адсорбция, мг/г	Снижение вязкости ПАА (1 Vпор.), %
ПАА №1	4,7	7,0	3,1	0,13	55,6
ПАА №2	4,3	6,9	1,0	0,27	71,0
ПАА №3	1,3	3,2	0,8	0,08	48,2
ПАА №4	1,3	1,9	0,2	0,10	45,0
ПАА №5	2,3	5,9	0,5	0,11	59,1

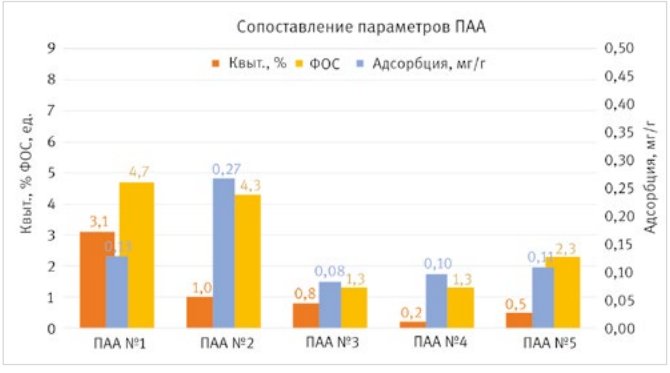


Рис. 1. Сопоставление ключевых параметров образцов ПАА
Fig. 1. Comparison of key parameters of PAA

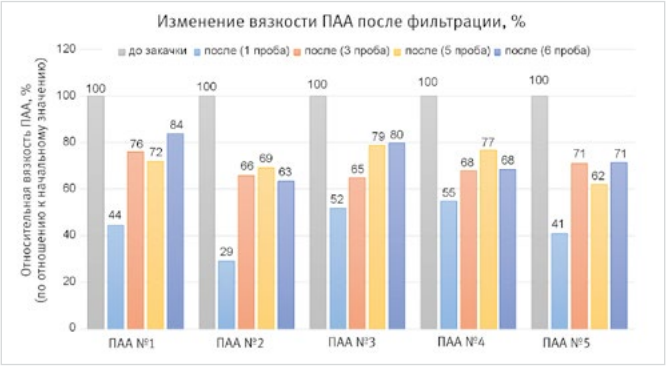


Рис. 2. Изменение вязкости полимерных раствор после фильтрации через керновую модель
Fig. 2. Changes in the viscosity of polymer solutions after filtration through a core model

Табл. 4. Анализ чувствительности ключевых параметров ПАА на коэффициент извлечения нефти (по результатам ГДМ)
Tab. 4. Analysis of the sensitivity of key PAA parameters to the oil recovery factor (based on the results of GDM)

Параметры ПАА добыча нефти	Базовый вариант (средние параметры ПАА)	Диапазоны изменения ключевых параметров ПАА для ГДМ					Влияние параметров ПАА на ΔQн., %
		1 вар	2 вар	3 вар	4 вар	5 вар	
Вязкость, мПа·с		18	10	6	–	–	16
Добыча нефти, тыс. м^3	170,2	189,0	181,0	161,7	–	–	–
Добыча нефти, % от базов. вар.		11,0	6,3	-5,0	–	–	–
Адсорбция, мг/г		0,1	0,6	1	–	–	7,7
Добыча нефти, тыс. м^3	170,2	189,0	180,0	175,9	–	–	–
Добыча нефти, % от базов. вар.		11,0	5,8	3,3	–	–	–
ФОС, ед.		50	40	25	10	1	0,8
Добыча нефти, тыс. м^3	170,2	189,0	188,5	188,3	188,0	187,7	–
Добыча нефти, % от базов. вар.		11,0	10,8	10,6	10,5	10,3	–

Табл. 5. Весовые коэффициенты параметров ПАА для ранжирования
Tab. 5. Example of assessing the weighting coefficients of PAA parameters for ranking

Параметр	Вязкость (Vis)	ФОС (RRF)	Адсорбция (Ads)
Влияние параметра на КИН, %	16	0,8	7,7
Коэффициент вклада (вес), д.ед.	0,65	0,03	0,32

Табл. 6. Итоговый рейтинг образцов полимеров по результатам ранжирования
Tab.6. The final rating of polymer samples based on the ranking results

Образец ПАА	Rang	ИТОГ РЕЙТИНГ
ПАА №1	5,33	1
ПАА №2	3,03	4
ПАА №3	3,36	2
ПАА №4	2,23	5
ПАА №5	3,31	3

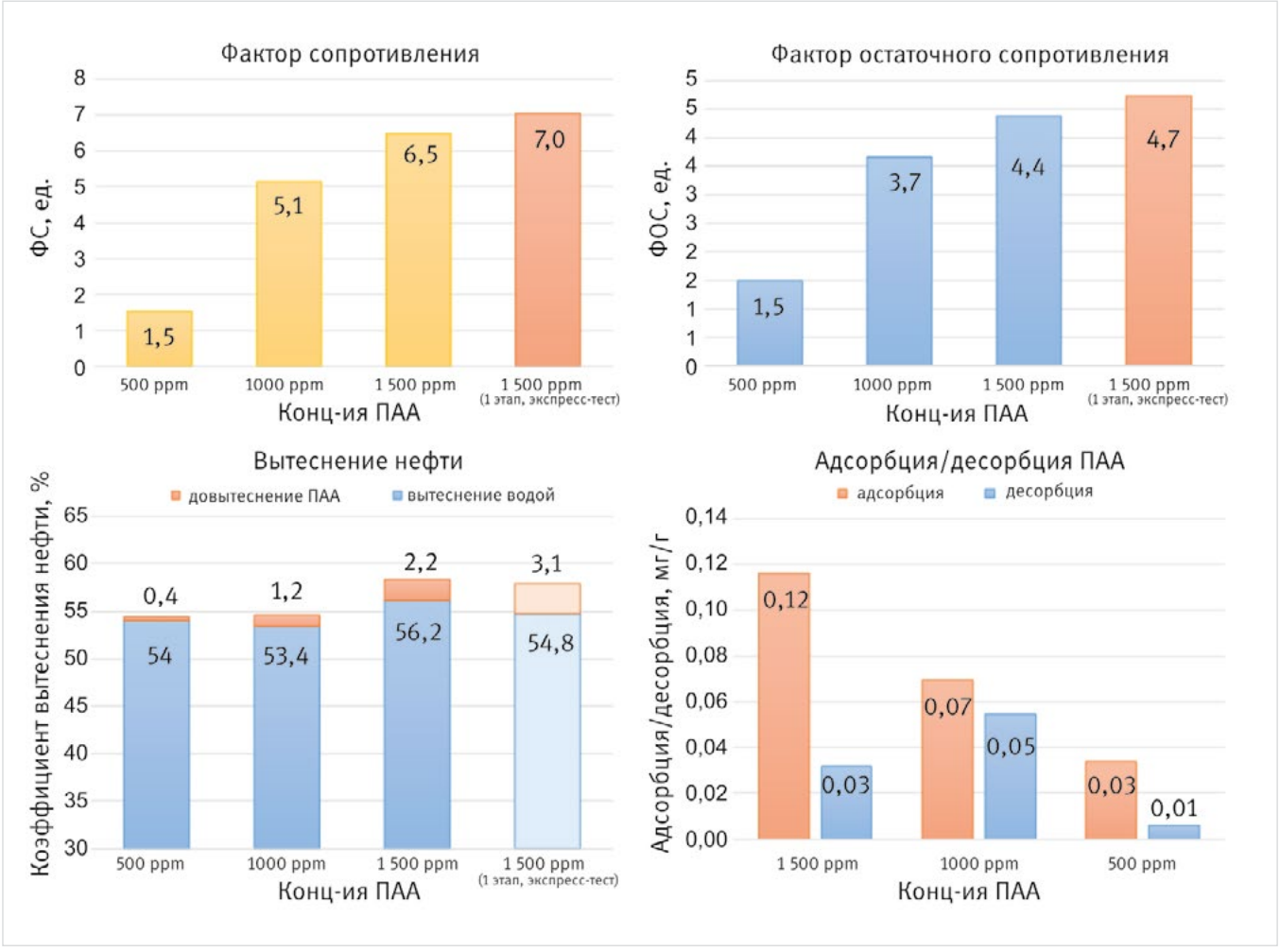


Рис. 3. Технологические параметры ПАА по результатам фильтрационных экспериментов
Fig. 3. Technological parameters of PAA based on the results of filtration experiments

на основе текущих и архивных результатов лабораторных исследований. По результатам расчетов установлены максимальная и минимальная добыча нефти участка в диапазоне изменения каждого параметра ПАА при прочих равных условиях моделирования (табл. 3). Например, при изменении вязкости ПАА максимальная добыча нефти составила 189 тыс.м^3, (при параметрах ПАА: вязкость ПАА — 18 мПа·с, адсорбция — 0,1 мг/г, ФОС — 50), минимальная — 161,7 тыс. м^3 (при параметрах ПАА: вязкость ПАА — 6 мПа·с, адсорбция — 0,1 мг/г, ФОС — 50). Сопоставляя эти значения с добычей нефти базового варианта «средний ПАА» (параметры ПАА: вязкость ПАА — 10 мПа·с, адсорбция — 0,6 мг/г, ФОС — 25) получили относительные значения добычи нефти (%). По диапазонам изменения относительных значений добычи нефти определили количественные значения влияния

Табл. 7. Определение критической концентрации мицеллообразования (ККМ)
Tab. 7. Determination of the critical micelle concentration

Конц-я ПАВ, %	МФН, мН/м				
	ПАВ №1	ПАВ №2	ПАВ №3	ПАВ №4	ПАВ №5
0,00	31,6	31,6	31,6	31,6	31,6
0,001	26,1	2,18	2,64	25,16	3,12
0,005	21,8	0,056	0,071	17,31	1,84
0,01	16,2	0,012	0,025	8,66	0,753
0,03	1,91	0,0098	0,0089	2,05	0,124
0,05	0,28	0,011	0,0056	0,477	0,025
0,1	0,017	0,0089	0,001	0,152	0,012
0,3	0,0088	0,02	0,0009	0,0143	0,003
0,5	0,0101	0,024	0,001	0,0036	0,003
ККМ	0,1	0,01	0,1	0,3	0,05

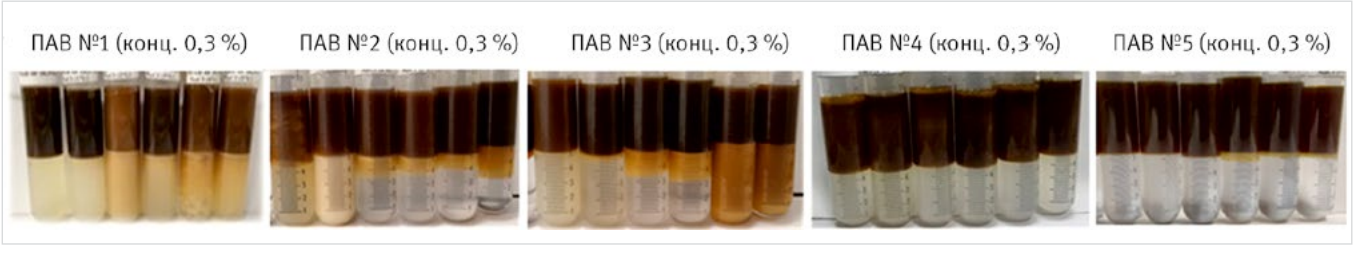


Рис. 4. Результаты исследований фазового поведения
Fig. 4. The results of research on phase behavior

каждого параметра ПАА на величину дополнительной добычи нефти (табл. 3). Далее, путем оценки средневзвешенного вклада каждого параметра ПАА в дополнительную добычу нефти определены коэффициенты вклада (табл. 4).

На основе результатов лабораторных исследований (табл. 2), с учетом весовых коэффициентов (табл. 4), по формуле 1 определен «Rang» каждого образца ПАА и составлен итоговый рейтинг образцов по технологической эффективности (табл. 5). Чем выше значение «Rang», тем выше рейтинг ПАА.

$$\text{«Rang»} = 0{,}6\text{Vis} + 0{,}16\text{RRF} - 0{,}24\text{Ads}. \quad (1)$$

По результатам ранжирования «лучшими» технологическими параметрами характеризуется образец «ПАА №1, который в дальнейшем будет использоваться для формирования ПАВ-полимерной композиции.

Для «лучшего» образца ПАА также были выполнены дополнительные, более детальные фильтрационные эксперименты на керне с целью получения зависимости параметров «ПАА №1» (ФОС, Квыт., адсорбция) от концентрации, и возможности дальнейшего моделирования и сопоставления эффектов от полимерного и ПАВ-полимерного заводнения (рис. 3).

С увеличением концентрации ПАА (с 500 до 1 500 ppm) увеличивается коэффициент довытеснения нефти с 0,4 до 3,1 %, адсорбция 0,03 до 0,12 мг/г, фактор сопротивления с 1,5 до 7,0 и фактор остаточного сопротивления с 1,5 до 4,7. Также, наблюдается сопоставимость фильтрационных параметров «ПАА №1» с параметрами, полученными на этапе экспресс-тестов.

Исследования ПАВ

Исследования технологических свойств ПАВ в «свободном объеме» заключались в оценке растворимости и термостабильности образцов в закачиваемой воде, межфазного натяжения (МФН) и фазового поведения (образование микроэмульсий).

Растворимость ПАВ (концентрации: 0,25; 0,5 и 1,0 %) определяли визуально в проходящем свете на предмет образования осадков, расслоения, помутнения. Термостабильность ПАВ в закачиваемой и пластовой воде оценивалась также визуально после выдержки в течение 30 суток при пластовой температуре. По результатам исследований осадков, расслоения и помутнения раствором ПАВ не выявлено.

МФН (в т.ч. критическую концентрацию мицеллообразования) определяли на тензиометре STD методом вращающейся капли (табл. 6). Исследования показали, что исследуемые образцы ПАВ в дозировках 0,1–0,5% позволяют снизить межфазное натяжение до границы 10^{-3}–10^{-4} мН/м. Лучшие результаты показали образцы «ПАВ №3» (самое низкое МНФ) и «ПАВ №2» (самая низкая ККМ).

Исследования фазового поведения выполняли в зависимости от минерализации водной фазы. Растворы ПАВ (по 3 концентрации) смешивали с нефтью, перемешивались и термостатировались в течение 7 суток при пластовой температуре. Оценку типа сформировавшейся эмульсии по Винзору определяли визуально по характеру распределения и соотношению объема фаз. На рисунке 4 показаны результаты тестов при значениях ККМ.

Визуально видно, что для всех образцов ПАВ наблюдается отсутствие образования эмульсии типа Винзор III в статике (отсутствует стойкость микроэмульсии). Возможная причина — низкая плотность нефти, расслоение флюидов.

В таблице 7 представлен свод результатов исследований ПАВ (в т.ч. критерии, которым должны соответствовать свойства ПАВ) в «свободном объеме». Все образцы ПАВ соответствуют установленным критериям за исключением параметра «фазовое поведение» (не образуют 3-й тип эмульсии). Учитывая низкую стойкость эмульсии и одновременно низкие значения МФН для всех образцов ПАВ, было принято решение выполнить окончательный выбор «лучшего» образца ПАВ по результатам экспресс-тестов на керне (оценка отмывающей/вытесняющей способности).

Экспресс-тесты выполняли на керновых моделях (5 образцов керна) с максимально близкими ФЕС, с использованием пластовых флюидов объекта исследований, в условиях максимальной идентичности параметров моделирования (температура, давление, газопроницаемость и насыщенность моделей). Концентрация ПАВ в экспериментах соответствовала ККМ. Алгоритм проведения тестов был следующим: вытеснение нефти водой, довытеснение нефти раствором ПАВ, довытеснение нефти полимерным раствором (довытеснение из модели нефти, «отмытой» ПАВ) на основе ранее подобранного ПАА, оценка конечной нефтенасыщенности образцов/моделей на аппаратах Дина-Старка. Исследования выполнялись для 4 образцов ПАВ, с учетом что образец «ПАВ №2» является улучшенной (доработанной) версией образца «ПАВ №1» (ККМ достигается при меньшей концентрации ПАВ). Результаты экспресс-тестов представлены на рисунке 5.

Коэффициент довытеснения нефти за счет последовательной закачки ПАВ и полимера составляет 1–24 % (рис. 5). Закачка раствора ПАВ в «промытую» водой зону приводит к «отмыву» остаточной нефти со стенок пор за счет снижения поверхностного натяжения и адгезионных сил. Большая часть «отмытой» нефти выносится из модели раствором ПАВ, меньшая остается в модели за счет повышения вязкостных (образование эмульсии) и капиллярных сил. Закачка оторочки полимера после ПАВ позволяет довытеснить нефть, аккумулированную в «промытых» порах после взаимодействия с ПАВ («отмытая» нефть). Наибольший прирост коэффициента вытеснения нефти получен при закачке растворов на основе «ПАВ №3» — 24 %, и «ПАВ №4» — 19 %.

По результатам исследований образец «ПАВ №2» выбран в качестве основного ПАВ для формирования ПАВ-полимерной композиции и выполнения дальнейшей программы лабораторных исследований [23]. «ПАВ №3» выбран в качестве альтернативного образца для формирования ПАВ-полимерной композиции и дальнейших исследований на следующем этапе работ.

Исследования ПАВ-полимерных композиций

Из подобранных образцов полимера и ПАВ сформированы основная и альтернативная ПАВ-полимерная композиция. На следующем этапе запланированы детальные исследования ПАВ-полимерных композиций в соответствии с [23] для оценки эффективности композиций в условиях изучаемого объекта и получения экспериментальных параметров для дальнейшего моделирования ПАВ-полимерного заводнения в масштабе опытного участка.

Итоги

- На основе геолого-физической и промысловой характеристики изучаемого объекта подобраны образцы ПАВ и ПАА для проведения лабораторных исследований.
- Определены физико-химические, технологические и фильтрационные свойства 5-ти образцов ПАА. На основе 3D ГДМ выполнена количественная оценка влияния ключевых параметров ПАА на величину дополнительной добычи нефти, определены численные значения весовых коэффициентов параметров ПАА.
- На основе лабораторных исследований выполнено научно-обоснованное ранжирование образцов ПАА по технологической эффективности с учетом влияния

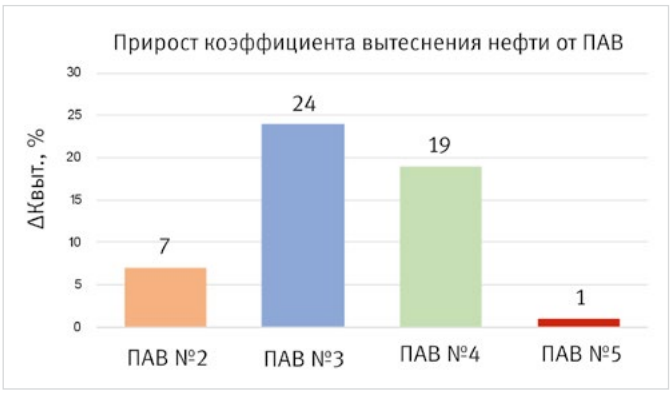


Рис. 5. Результаты фильтрационных исследований образцов ПАВ
Fig. 5. Results of filtration studies of surfactant samples

Табл. 8. Сводные результаты исследований свойств ПАВ
Tab. 8. Summary results of studies on the properties of surfactants

Параметр	Растворимость	Термостабильность	МФН, мН/м	Фазовое поведение
Критерий	отсутствие расслоения, осадка, геля		› 10^{-2} мН/м	Винзор III
ПАВ №1	+	+	0,0088	не образуют
ПАВ №2	+	+	0,0089	не образуют
ПАВ №3	+	+	0,0009	не образуют
ПАВ №4	+	+	0,0036	не образуют
ПАВ №5	+	+	0,003	не образуют

(веса) параметров ПАА на эффективность химического заводнения.
- Определены физико-химические, технологические и фильтрационные свойства 5-ти образцов ПАВ. На основе комплексного анализа результатов лабораторных исследований определены «лучший» и «альтернативный» образцы ПАВ, характеризующиеся низкими МФН и лучшими вытесняющими способностями.
- По результатам комплексных лабораторных исследований подобраны наиболее эффективные химические реагенты (ПАВ, ПАА) для формирования ПАВ-полимерных композиций.

Выводы
- На основе физико-математического моделирования предложен авторский подход, обеспечивающий выполнение научно-обоснованного ранжирования химических реагентов по технологической эффективности.
- По результатам комплексных лабораторных исследований, выполненных на основе ранее сформированной методологии [23], подобраны наиболее эффективные химические реагенты (ПАВ, ПАА) для реализации ПАВ-полимерного заводнения на одном из месторождений Западной Сибири.

Литература

1. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
2. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 347 с.
3. Ленченкова Л.Е. Повышение нефтеотдачи пластов физико-химическими методами. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. 394 с.
4. Бязров Р.Р. Обоснование технологии заводнения неоднородных терригенных коллекторов с использованием ПАВ-полимерного состава: 2.8.4: дис. кан-та тех. наук. Санкт-Петербург, 2025. С. 159.
5. Ибатуллин Р.Р., Гаффаров Ш.К., Хисаметдинов М.Р., Минихаиров Л.И. Обзор мировых проектов полимерных методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2022. № 7. С. 32–37.
6. Круглов Д.С., Корнилов А.В., Алтынбаева Д.Р., Ткачев И.В., Сансиев Г.В. Создание линейных гидродинамических моделей фильтрационных экспериментов для оптимизации ПАВ-полимерного заводнения // Нефтяное хозяйство. 2023. № 2. С. 46–50.
7. Кудин Е.В., Кургузкина И.В., Нгуен Т.З. Основные положения экспериментальных исследований для обоснования эффективности ПАВ-полимерного заводнения в условиях месторождения Белый Тигр // Нефтяное хозяйство. 2022. № 8. С. 76–80.
8. Афонин Д.Г., Левагин С.А., Морозовский Н.А., Ручкин А.А., Торопов К.В., Федоров К.М. Системный подход к ранжированию потенциальных объектов для применения газовых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 69–75.
9. Аржиловский А.В., Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Кобяшев А.В., Морозовский Н.А., Торопов К.В. Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазового метода увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 63–67.
10. Морозюк О.А., Афонин Д.Г., Кобяшев А.В., Долгов И.А. Лабораторные исследования как ключевая составляющая реализации проектов газовых МУН // Нефтяное хозяйство. 2023. № 10. С. 76–81.
11. Морозюк О.А., Кочетов А.В., Загоровский А.А. и др. Экспериментальное обоснование эффективного метода добычи высоковязкой нефти для одного из месторождений Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 66–70.
12. Морозюк О.А., Заночуев С.А., Поляков А.В. и др. Лабораторное сопровождение проекта по закачке CO_2 в низкопроницаемый пласт // Нефтяное хозяйство. 2024. № 10. С. 103–109.
13. Бондаренко А.В., Морозюк О.А., Калинин С.А., и др. Результаты комплексных исследований термохимической технологии повышения нефтеотдачи пластов высоковязкой нефти // Научно-технический журнал «Neftegaz.RU». 2024. № 2. С. 24–32.
14. Краев А.Д. Термополимерное заводнение — перспективный ключ к добыче вязких нефтей // Решение прикладных задач нефтегазодобычи на основе классических работ А.П. Телкова и А.Н. Лапердина. Тюмень: ТИУ, 2025. С. 216–219.
15. Winsor P.A. Binary and multicomponent solutions of amphiphilic compounds. Solubilization and the formation, structure, and theoretical significance of liquid crystalline solutions. Chemical Reviews, 1968, Vol. 68, issue 1, P. 1–40. (In Eng).
16. Господарев Д.А., Лымарь И.В., Ракутько А.Г. Скрининговые исследования по разработке и оценке эффективности технологии ПАВ-полимерного заводнения на моделях пласта // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 6. С. 77–87.
17. Петраков А.М., Рогова Т.С., Макаршин С.В. и др. Подбор технологии увеличения нефтеотдачи карбонатных пластов Центрально-Хорейверского поднятия с использованием ПАВ-полимерных композиций // Нефтяное хозяйство. 2020. № 1. С. 66–70.
18. Минихаиров Л.И., Насыбуллин А.В. Масштабирование результатов моделирования ПАВ-полимерного заводнения на керне при переходе на модель месторождения // Нефтяная провинция. 2023. № 2. С. 130–136.
19. ГОСТ 26450.0-85 Породы горные. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. М.: Изд-во стандартов, 1985. 12 с.
20. Wenjie Tang, Patiguli Maimaiti, Hongzhi Shao, Tingli Que, Shixun Bai. Optimizing middle-phase microemulsions for enhanced oil recovery: an HLD-NAC theoretical framework and experimental validation. ACS Omega, 2025, Vol. 10, issue 44, P. 52681–52688. (In Eng).
21. Abdulkareem M. AlSofi, Vincent Miralles, David Rousseau, Waleed A. Dokhon. An all-inclusive laboratory workflow for the development of surfactant/polymer formulations for EOR in harsh carbonates. Journal of petroleum Science and Engineering, 2021, Vol. 200, P. 1–11, Art. 108131. (In Eng).
22. Бакиров А.У., Барьюдин В.Л., Бахишев Ю.Ю. и др. Химические методы в процессах добычи нефти. М.: Наука, 1987. 239 с.
23. Морозюк О.А., Беленкова Н.Г., Поляков А.В. и др., Методология лабораторного сопровождения проектов ПАВ-полимерного заводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 10. С. 64–70.

ENGLISH

Results
- Based on the geological, physical, and field characteristics of the object under study, samples of surfactants and polyacrylamide were selected for laboratory research.
- The physicochemical, technological, and filtration properties of five PAA samples have been determined. Based on a 3D reservoir simulation model, a quantitative assessment was made of the impact of key PAA parameters on the amount of additional oil production, and the numerical values of the weight coefficients of the PAA parameters were determined.
- Based on laboratory studies, a scientifically grounded ranking of PAA samples by technological efficiency was carried out, taking into account the influence (weight) of PAA parameters on the effectiveness of chemical flooding.
- The physicochemical, technological, and filtration properties of five surfactant samples have been determined. Based on a comprehensive analysis of the laboratory research results, the "best" and "alternative" surfactant samples have been identified; they are characterized by low minimum flooding values and superior displacement capabilities.
- Based on the results of comprehensive laboratory research, the most effective chemical reagents (surfactants, PAA) have been selected for forming surfactant-polymer compositions.

Conclusions
- Based on physical and mathematical modeling, an original approach has been proposed that enables the scientifically grounded ranking of chemical reagents according to their technological efficiency.
- Based on the results of comprehensive laboratory studies carried out using the previously established methodology for laboratory support of surfactant-polymer flooding projects [23], the most effective chemical reagents (surfactants, PAA) have been selected for implementing surfactant-polymer flooding at one of the fields in Western Siberia.

References

1. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. Moscow: Nedra, 1985, 308 p. (In Russ).
2. Surguchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. et al. Methods of residual oil extraction. Moscow: Nedra, 1991, 347 p. (In Russ).
3. Lenchenkova L.E. Increasing oil fields productivity with physical and chemical methods. Moscow: Nedra-Biznescenter LLC, 1998, 394 p. (In Russ).
4. Byazrov R.R. Justification of the technology of flooding heterogeneous terrigenous reservoirs using a surfactant-polymer composition: 2.8.4: dis. cand. tech. sciences. St. Petersburg, 2025, P. 159. (In Russ).
5. Ibatullin R.R., Gaffarov Sh.K., Khisametdinov M.R., Minikhairov L.I. Review of world polymer flooding EOR projects. Oil Industry, 2022, issue 7, P. 32–37. (In Russ).
6. Kruglov D.S., Kornilov A.V., Altynbaeva D.R., Tkachev I.V., Sansiev G.V. Creation of linear simulation models of coreflooding experiments for optimization of surfactant-polymer flooding technology. Oil Industry, 2023, issue 2, P. 46–50. (In Russ).
7. Kudin E.V., Kurguskina I.V., Nguen T.D. The main principles of the experimental studies to substantiate the effectiveness of surfactant-polymer flooding for the conditions of White Tiger field. Oil Industry, 2022, issue 8, P. 76–80. (In Russ).
8. Afonin D.G., Levagin S.A., Morozovsky N.A., Ruchkin A.A., Toropov K.V., Fedorov K.M. System approach to ranking potential objects for applying gas methods of enhanced oil recovery. Oil Industry, 2021, issue 10, P. 69–75. (In Russ).
9. Arzhilovsky A.V., Afonin D.G., Ruchkin A.A., Kobyashev A.V., Morozovsky N.A., Toropov K.V. Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. Oil Industry, 2022, issue 9, P. 63–67. (In Russ).
10. Morozyuk O.A., Afonin D.G., Kobyashev A.V., Dolgov I.A. Laboratory studies as a key component of gas EOR projects. Oil Industry, 2023, issue 10, P. 76–81. (In Russ).
11. Morozyuk O.A., Kochetov A.V., Zagorovsky A.A. et al. Experimental confirmation of the performance of high-viscosity oil extraction method. Oil Industry, 2023, issue 4, P. 66–70. (In Russ).
12. Morozyuk O.A., Zanochuev S.A., Polyakov A.V. et al. Laboratory support of a project on CO_2 injection into a low-permeability reservoir. Oil Industry, 2024, issue 10, P. 103–109. (In Russ).
13. Bondarenko A.V., Morozyuk O.A., Kalinin S.A. et al. Results of comprehensive studies of thermochemical technology for increasing the oil recovery of high-viscosity oil reservoirs. Neftegaz.RU, 2024, issue 2, P. 24–32. (In Russ).
14. Kraev A.D. Thermopolymer flooding is a promising key to the extraction of viscous oils. In the collection. Solving applied problems of oil and gas production based on the classical works of Telkov A.P. and Laperdin A.N. Tyumen: IUT, 2025, P. 216–219. (In Russ).
15. Winsor P.A. Binary and multicomponent solutions of amphiphilic compounds. Solubilization and the formation, structure, and theoretical significance of liquid crystalline solutions. Chemical Reviews, 1968, Vol. 68, issue 1, P. 1–40. (In Eng).
16. Gospodarev D.A., Lymar I.V., Rakutko A.G. Screening studies for design and efficiency evaluation of the surfactant-polymer flooding technology on reservoir models. Petroleum engineering, 2022, Vol. 20, issue 6, P. 77–87. (In Russ).
17. Petrakov A.M., Rogova T.S., Makarshin S.V. et al. Selection of surfactant-polymer technology for enhanced oil recovery project in carbonate formations of Central Khoreiver uplift. Oil Industry, 2020, issue 1, P. 66–70. (In Russ).
18. Minikhairov L.I., Nasybullin A.V. Scaling of simulation results of a surfactant-polymer flooding on the core in transition to the field model. Neftyanaya Provintsiya, issue 2, 2023, P. 130–136. (In Russ).
19. GOST 26450.0-85 Rocks. General requirements for sampling and sample preparation for determination of collecting properties. Moscow: Publishing House of Standards, 1985, 12 p. (In Russ).
20. Wenjie Tang, Patiguli Maimaiti, Hongzhi Shao, Tingli Que, Shixun Bai. Optimizing middle-phase microemulsions for enhanced oil recovery: an HLD-NAC theoretical framework and experimental validation. ACS Omega, 2025, Vol. 10, issue 44, P. 52681–52688. (In Eng).
21. Abdulkareem M. AlSofi, Vincent Miralles, David Rousseau, Waleed A. Dokhon. An all-inclusive laboratory workflow for the development of surfactant/polymer formulations for EOR in harsh carbonates. Journal of petroleum Science and Engineering, 2021, Vol. 200, P. 1–11, Art. 108131. (In Eng).
22. Bakirov A.U., Baryudin V.L., Bakhishev Yu.Yu. et al. Chemical methods in oil production processes. Moscow: Nauka, 1987, 239 p. (In Russ).
23. Morozyuk O.A., Belenkova N.G., Polyakov A.V., Neklesa R.S., Shulga R.S., Melekhin S.V., Novosadova I.V., Serkin M.F. Methodology for laboratory support of Surfactant-Polymer flooding projects. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 64–70. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Морозюк Олег Александрович, к.т.н., старший эксперт, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; доцент, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
Для контактов: oamorozyk@gmail.com

Беленкова Наталья Геннадьевна, к.х.н., эксперт, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Поляков Антон Владимирович, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Неклеса Роман Сергеевич, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Шульга Роман Сергеевич, начальник управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Новосадова Ирина Владимировна, начальник управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Мелехин Сергей Викторович, начальник управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Серкин Максим Филитерович, директор по лабораторным исследованиям, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Morozyuk Oleg Alexandrovich, candidate of technical sciences, senior expert, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; associate professor, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
Corresponding author: oamorozyk@gmail.com

Belenkova Natalya Gennadyevna, candidate of chemical sciences, expert, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Polyakov Anton Vladimirovich, manager, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Neklesa Roman Sergeevich, manager, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Shulga Roman Sergeevich, head of department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Novosadova Irina Vladimirovna, head of department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Melekhin Sergey Viktorovich, head of department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Serkin Maxim Filiterovich, director of laboratory research, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-109-113 УДК 622.276.6 I Научная статья

Влияние различных факторов на вязкость агента воздействия при реализации проектов полимерного заводнения

Гизатуллина Я.Н.[1], **Тагиров К.Д.**[1], **Подкорытов А.А.**[1], **Емельянов Э.В.**[1,3], **Мухаметдинова А.Д.**[1, 3], **Емельянов Д.В.**[2], **Воронцов С.Ю.**[2]
[1]ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; [2]АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия;
[3]Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
yan_gizatullina@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация
Полимерное заводнение представляет собой один из эффективных методов интенсификации нефтеотдачи, основанный на увеличении вязкости вытесняющего агента и улучшении коэффициента охвата пласта. Метод особенно актуален для месторождений с высокой вязкостью нефти и объектов, находящихся на завершающей стадии разработки. Технологическая эффективность метода напрямую зависит от качества воды, используемой для приготовления полимерных растворов. Целью исследования является установление причин недостижения целевой вязкости растворов полиакриламида и разработка мероприятий по повышению стабильности реологических свойств растворов.

Материалы и методы
Отбор и анализ проб на уровень содержания кислорода и железа в воде, измерение вязкости растворов с различной концентрацией полимера.

Ключевые слова
полимерное заводнение, повышение нефтеотдачи, полиакриламид, реологические свойства, деструкция полимера, качество закачиваемой воды, растворенный кислород

Для цитирования
Гизатуллина Я.Н., Тагиров К.Д., Подкорытов А.А., Емельянов Э.В., Мухаметдинова А.Д., Емельянов Д.В., Воронцов С.Ю. Влияние различных факторов на вязкость агента воздействия при реализации проектов полимерного заводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 7. С. 109–113. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-109-113

Поступила в редакцию: 15.09.2026

UDC 622.276.6 I Original Paper

Influence of various factors on the viscosity of the displacement agent in the implementation of polymer flooding projects

Gizatullina Ya.N.[1], **Tagirov K.D.**[1], **Podkorytov A.A.**[1], **Emelyanov E.V.**[1], **Mukhametdinova A.D.**[1], **Emelyanov D.V.**[2], **Vorontsov S.Yu.**[2]
[1]"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; [2]"Samotlorneftegaz" JSC, Nizhnevartovsk, Russia
yan_gizatullina@rn-gir.rosneft.ru

Abstract
Polymer flooding is one of the most effective methods for enhancing oil recovery, based on increasing the viscosity of the displacing agent and improving reservoir sweep efficiency. The method is especially relevant for reservoirs with high-viscosity oil and for fields in the final stages of development. The technological effectiveness of the method directly depends on the quality of the water used for preparing polymer solutions. The aim of the study is to identify the causes of failure to achieve the target viscosity of polyacrylamide solutions and to develop measures for improving the rheological stability of the solutions.

Materials and methods
sampling and analysis of water samples to determine the levels of oxygen and iron content, measurement of the viscosity of solutions with different polymer concentrations.

Keywords
polymer flooding, enhanced oil recovery, polyacrylamide, rheological properties, polymer degradation, quality of injected water, dissolved oxygen

For citation
Gizatullina Ya.N., Tagirov K.D., Podkorytov A.A., Emelyanov E.V., Mukhametdinova A.D., Emelyanov D.V., Vorontsov S.Yu. Influence of various factors on the viscosity of the displacement agent in the implementation of polymer flooding projects. Exposition Oil Gas, 2026, issue 7, P. 109–113. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-7-109-113

Received: 15.09.2026

Введение

Постепенное истощение традиционных запасов углеводородов и усложнение геолого-физических характеристик новых объектов увеличивают экономические затраты на поиск и ввод в эксплуатацию новых месторождений. В таких условиях приоритетной задачей становится интенсификация добычи на зрелых месторождениях, где традиционные методы поддержания пластового давления (ППД) снижают свою эффективность. Одним из методов повышения коэффициента извлечения нефти в таких условиях является полимерное заводнение (ПЗ).

Механизм данного метода основан на снижении подвижности вытесняющего агента, создании остаточного фактора сопротивления за счет частичной адсорбции полимера на поверхности породы, что способствует выравниванию фронта вытеснения как по площади заводнения, так и по вертикальному разрезу пласта [1].

Повышение эффективной вязкости закачиваемого флюида позволяет выровнять фронт вытеснения и перенаправить поток из высокопроницаемых «промытых» зон в низкопроницаемые нефтенасыщенные пропластки, тем самым увеличивая охват пласта заводнением и снижая обводненность добываемой продукции [2].

На Самотлорском месторождении, одном из крупнейших месторождений Западной Сибири, находящемся на поздней стадии

разработки, проводятся опытно-промышленные работы (ОПР) по полимерному заводнению для доизвлечения остаточных запасов нефти. Критические показатели выработанности извлекаемых запасов (более 80 %) и обводненности продукции (97 %) подтверждают стадию глубокого истощения объекта. Сложность задачи усугубляется высокой неоднородностью коллектора и локализацией остаточных запасов в высокообводненных зонах, что делает применение полимерных композиций рациональным решением для увеличения нефтеотдачи.

В 2025 году запущен проект полимерного заводнения в рамках опытно-промышленных работ, в первый год предусмотрено закачивание полимерного раствора в объеме 355 тыс. м³ с целевой вязкостью от 7 до 14 сП (от 7 до 14 мПа·с), в зависимости от гидродинамических условий объекта (табл. 1, 2). Реализация проекта проводится на базе мобильной установки полимерного заводнения (УПЗ), схематичное устройство которой изображено на рисунке 1.

После старта проекта возникла проблема недостижения вязкости закачиваемого полимерного раствора в скважины относительно данных, полученных в лабораторных условиях. Недостижение вязкости полимерного раствора связано либо с изменением компонентного состава подтоварной воды, либо с деструкцией макромолекул под воздействием внешних факторов. В данной работе был выдвинут и проверен ряд гипотез, направленных на выявление причин снижения реологических свойств раствора, что позволило сформулировать практические рекомендации по оптимизации процесса.

Факторы эффективности полимерного заводнения

Технологическая эффективность полимерного заводнения детерминирована совокупностью факторов, включающих качественные характеристики исходного полимера, химический состав воды затворения и стабильность реологических параметров раствора в процессе нагнетания. Высокая чувствительность полимерных систем к примесям, растворенным газам и микробиологическому загрязнению делает этап подготовки воды особенно важным, отклонения в составе воды могут привести к недостижению целевой вязкости раствора полиакриламида (ПАА), либо спровоцировать деструкцию полимера или усилить его адсорбцию на породе, что ведет к существенному снижению коэффициента извлечения нефти [3].

Для успешной реализации проекта крайне важно обеспечить как защиту полимера при нагнетании, так и его закачку с надлежащей вязкостью, а также сохранить его целостность при прохождении через коллектор для эффективного вытеснения нефти.

Деструкция макромолекул полиакриламида может протекать по трем основным сценариям: термическому, механическому и химическому [4].

Термическая деструкция происходит под воздействием температуры более 85 °С, цепочки полиакриламида разрушаются и происходит выпадение полиакриламида в осадок с двухвалентными ионами. Данный тип деструкции исключен на рассматриваемом месторождении в связи с более низкими температурами пластов — 60–72 °С и температурой воды затворения — 35–40 °С.

Механическая деструкция обусловлена воздействием высоких скоростей сдвига и резких перепадов давления в узлах оборудования (насосы, штуцеры, диафрагмы), что приводит к необратимому разрыву длинных молекулярных цепей и, как следствие, к падению вязкости раствора.

Химическая, или окислительная, деструкция представляет собой свободно-радикальную цепную реакцию. В условиях заводнения инициация данной реакции чаще всего происходит вследствие окислительно-восстановительного взаимодействия растворенного кислорода с ионами двухвалентного железа или сероводородом. Снижение гидродинамического объема макромолекул в результате разрыва цепей приводит к существенной потере вязкостных свойств раствора [5].

Табл. 1. Геолого-физические характеристики объектов
Tab. 1. Geological and physical characteristics of reservoirs

Характеристика	АВ1(3)-АВ2-3	АВ4-5	БВ8(0)
Средняя глубина залегания пласта, м	1 623	1 650	2 013
Пластовая температура, °С	60	60	72
Вязкость нефти (в пластовых условиях), сП	1,196	1,96	1,210
Вязкость воды (в пластовых условиях), сП	0,46	0,46	0,4
Коэффициент расчлененности пласта	11	11	3
Проницаемость, мкм²	0,268/0,496	1,246/1,365	0,149/–
Минерализация пластовой воды, г/л	15,6	17,6	18,8
Средний дебит жидкости, т/сут	189,4	222,2	39,3
Обводненность, %	99,1	98,6	81,6

Табл. 2. Свойства и состав пластовой/подтоварной воды
Tab. 2. Properties and composition of formation water/produced water

Пласт →	АВ1(3)-АВ2-3	АВ4-5	БВ8(0)	Подтоварная вода
Параметр ↓	Сред. знач.	Сред. знач.	Сред. знач.	Сред. знач.
1. Химический состав вод, мг/дм³				
$Na^+ + K$	6 444	8 084,5	7 905	5 160
Ca^{+2}	1 048	528	1 710	590
Mg^{+2}	86	301	54	69
Cl^-	11 995,5	14 075,5	15 026,5	8 981
HCO_3^-	231	1120	248,5	281,9
CO_3^{-2}	–	–	–	33
2. Общая минерализация, г/л	15,6	17,6	18,8	19,1
3. Содержание нефтепродуктов, мг/л	36,9	35,6	36,6	35,9
4. Количество взвешенных частиц (КВЧ), мг/л	25,5	24,8	24,9	24,8
5. Водородный показатель, pH	–	–	–	7,3
6. Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	хлор-кальциевый	хлор-кальциевый	хлор-кальциевый	хлор-кальциевый

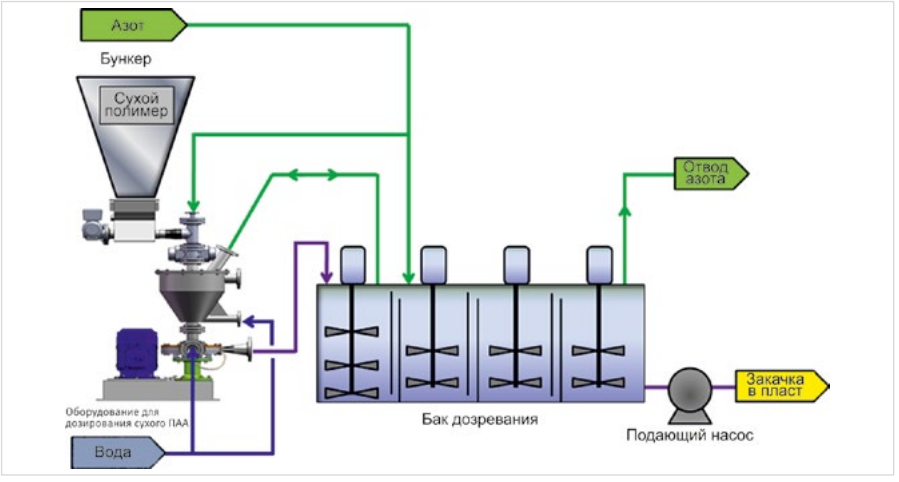


Рис. 1. Схема модульной мобильной установки ПЗ
Fig. 1. Layout of a modular mobile polymer flooding unit

В добываемой нефти Самотлорского месторождении сероводород отсутствует, в связи с этим данный фактор не рассматривался.

Проверка гипотез

Для мониторинга реологических свойств раствора в рамках ОПР использовался ротационный вискозиметр с применением специализированных пробоотборников, минимизирующих деструкцию полимера при отборе образцов раствора. По результату регулярных измерений было зафиксировано систематическое недостижение целевых показателей вязкости. С целью установления причин данного отклонения была разработана программа диагностики, базирующаяся на анализе ряда гипотез, представленных в таблице 3.

Для исключения гипотезы некачественного сырья (фактор №1) первоначально был проведен входной контроль качества используемого ПАА. Результаты анализов подтвердили соответствие сырья требованиям технического задания — целевые показатели вязкости для нормальных условий были достигнуты, что позволило исключить низкое качество исходного полимера как причину проблемы.

Далее была проведена оценка содержания растворенного кислорода в подтоварной воде (фактор №2) на различных этапах технологического цикла. В результате анализа были зафиксированы повышенные концентрации кислорода в диапазоне 0,4–1 мг/л на узле распределения воды (линия подачи в буферную емкость) и на устьях скважин. Однако серия лабораторных исследований и промысловых испытаний по применению поглотителя кислорода не привела к значимому изменению вязкости растворов ПАА. Это позволяет сделать вывод о том, что в данных условиях концентрация растворенного кислорода не является определяющим фактором, влияющим на конечную вязкость агента воздействия.

В анаэробных условиях раствор полиакриламида стабилен, даже если в технологической воде присутствуют ионы железа. Согласно литературным данным, сочетание двухвалентного железа и кислорода вызывает сильную окислительную деструкцию полимеров, что приводит к снижению молекулярной массы и, следовательно, к потере вязкости полимерного раствора. Деструкция полимера с потерей вязкостных свойств возможна в присутствии растворенного кислорода в концентрациях выше 0,032 мг/л и двухвалентного железа в концентрациях свыше 0,225 мг/л, которое будет выступать катализатором окислительных процессов [5]. Для исключения влияния данного фактора (фактор №3) состав воды был исследован на уровни содержания двухвалентного железа и кислорода, по результатам проведенных замеров было установлено, что содержание двухвалентного железа в воде значительно ниже порогового значения.

Следующим этапом проводились исследования по замеру вязкости полимерных растворов в различных концентрациях (0,15 и 0,8 %) на свежеотобранной подтоварной воде, а также после ее отстоя (фактор №4).

Предварительно для выполнения экспериментов были отобраны две пробы подтоварной воды для приготовления раствора на свежеотобранной воде (эксперимент 1) и на воде отстоянной в течение двух часов (эксперимент 2).

Сравнительный анализ результатов экспериментов 1 и 2 выявил выраженную зависимость вязкости раствора от времени отстоя воды. Применение свежеотобранной воды приводит к недостижению целевых показателей вязкости в образцах концентрацией 0,15 и 0,8 %. Напротив, предварительный отстой воды в течение 2 часов способствует значительному росту вязкости: показатели полученных растворов значительно увеличились и превысили целевые значения. Важным наблюдением стало то, что разбавление даже стабильного маточного раствора свежеотобранной водой приводит к резкому падению вязкости конечного раствора, что подтверждает наличие в исходной воде активных компонентов, провоцирующих деструкцию ПАА.

Анализ стабильности растворов во времени (эксперименты 3 и 4) показал нарастающее снижение вязкости как маточного раствора, так и проб, отобранных непосредственно со скважин. Падение вязкости в течение двух часов после отбора проб, указывает на продолжение химической деструкции в растворе. Таким образом, подтверждается гипотеза о положительном влиянии отстоя воды на стабильность реологических свойств ПАА. Данная закономерность носит системный характер и проявляется при различных концентрациях раствора (рис. 2, 3).

Параллельно с лабораторными исследованиями был проведен аудит технологической схемы (фактор №5) и узлов отбора проб. Анализ конструкции пробоотборников (фактор №6) выявил использование игольчатых кранов, которые создают локальные зоны высокого сдвига при отборе пробы, что приводит к искусственному занижению показателей вязкости. В связи с этим рекомендована замена игольчатых кранов на шаровые и оптимизация точек отбора проб.

Для оценки влияния скорости расхода ПАА (фактор №7), и возможности неполного растворения полиакриламида в маточном растворе, производилась ревизия и настройка оборудования УПЗ и проверка скорости подачи сухого ПАА. В результате проведенных работ изменение вязкости не произошло, что свидетельствует о том, что данный фактор не влияет на вязкость полимерного раствора.

Дополнительно было установлено, что текущие режимы работы насосного оборудования могут способствовать механической деструкции полимера (фактор №8). Существует вероятность, что фактические скорости сдвига в насосах превышают критические значения для используемого ПАА, либо время

Табл. 3. Программа диагностики факторов влияния
Tab. 3. Diagnostic program for influencing factors

Фактор влияния на вязкость р-ра ПАА	Метод диагностики	Мероприятия по минимизации факторов влияния
Качество ПАА	Проведение ЛИ по ТЗ	Замена партии ПАА
Содержание растворенного кислорода в подтоварной воде	Отбор проб на содержание кислорода	Ежесуточный мониторинг и контроль работы азотной станции
Диапазон содержания растворенного кислорода и железа в подтоварной воде (химическая деструкция)	Отбор проб на уровень содержание кислорода и железа	Оценка диапазона допустимого содержания, по необходимости применение поглотителя кислорода
Содержание углеводородных (УВ) газов	Замеры вязкости на воде разного времени отстаивания	Создание условий для увеличения времени отстаивания воды
Место установки кранов на точках отбора проб	Отбор проб и замер вязкости до и после насосов	Обеспечить отбор проб на вертикальных участках на выходе из насосных блоков и возле блока гребенок по каждой скважине
Конструкция кранов на точках отбора проб	Отбор проб и замер вязкости до и после насосов	Установить шаровые краны на всех точках отбора проб
Увеличение расхода ПАА (неполное растворение в маточном растворе)	Замер вязкости маточного раствора	Скорость подачи ПАА в соответствии с плановыми показателями
Увеличение скорости закачки (механическая деструкция)	Замер приемистости	Подключить дополнительный насос для обеспечения целевого суточного расхода
Содержание КВЧ, нефтепродуктов и минерализации воды	Произвести отбор и анализ проб на содержание КВЧ, нефтепродуктов и минерализации воды	План мероприятий по улучшению качества подтоварной воды, подаваемой на установку полимерного заводнения
Состояние трубопроводов	Провести оценку состояния трубопроводов на возможное наличие отложений	План мероприятий по очистке водоводов

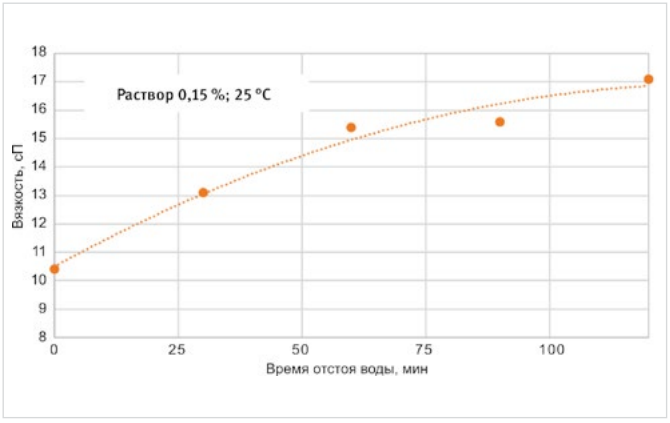


Рис. 2. Зависимость вязкости раствора ПАА концентрацией 0,15 % от времени отстоя подтоварной воды
Fig. 2. Viscosity of 0,15 % PAA solution vs. produced water settling time

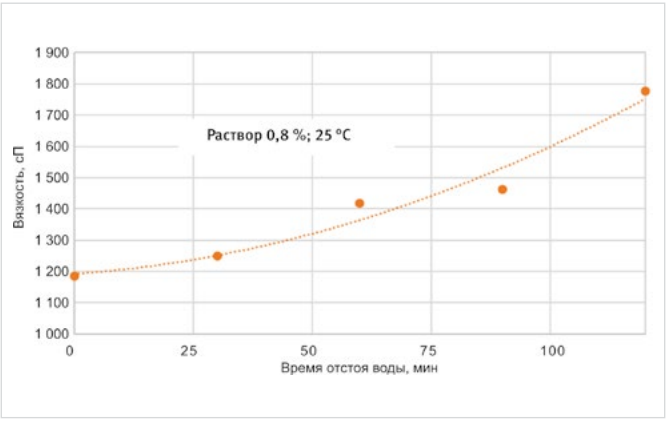


Рис. 3. Зависимость вязкости маточного раствора ПАА концентрацией 0,8 % от времени отстоя подтоварной воды
Fig. 3. Viscosity of 0,8 % PAA mother solution vs. produced water settling time

пребывания раствора в системе недостаточно для завершения процесса его гидратации. Для верификации данной гипотезы проведен анализ изменения вязкости до и после плунжерных насосов, который показал снижение вязкости порядка 20 % за счет механической деструкции. Следует отметить, что применяемые плунжерные насосы являются оптимальным оборудованием для производства данных видов работ, т.к. по сравнению с винтовыми и ЭЦН, имеют наименьшее влияние на механическую деструкцию полимерного раствора.

Для определения влияния фактора №9 (содержание КВЧ, нефтепродуктов и минерализация подтоварной воды) были сопоставлены данные по химическому составу воды до и после запуска ОПР с фактическими показателями вязкости полимера. В результате анализа установлено, что данные параметры не оказывают прямого влияния на реологические свойства раствора и не определяют степень достижения целевой вязкости.

Также, на вязкость полимерного раствора могут повлиять отложения, которые накапливаются внутри системы трубопроводов и оборудования внутри УПЗ (рис. 4). Для исключения влияния данного фактора (фактор №10) организована периодическая ревизия и очистка трубопроводов, агрегатов УПЗ, емкости для воды, в результате проведенных мероприятий кардинальных изменений в вязкости не произошло.

Табл. 4. Эксперименты с различным временем отстаивания воды
Tab. 4. Experiments with different water settling times

Условия	Замеренная вязкость, сП	Целевая вязкость, сП
Эксперимент 1 на свежеотобранной воде		
Раствор концентрации 0,15 %	10,8	14,0
Раствор концентрации 0,8 %	1 226,6	–
Эксперимент 2 на воде после отстаивания в течении 120 мин		
Раствор концентрации 0,15 %	17,1	14,0
Раствор концентрации 0,8 %	1 778,4	–
Эксперимент 3 (анализ стабильности растворов ПАА во времени)		
Проба со скв. №1 (0,10 %) сразу с контейнера	3,1	8
Проба со скв. №1 (0,10 %) через два часа	3,0	8
Проба со скв.№2 (0,10 %) сразу с контейнера	3,7	8
Проба со скв.№2 (0,10 %) через два часа	3,1	8
Проба со скв.№3 (0,15 %) сразу с контейнера	7,2	14
Проба со скв. №3 (0,15 %) через два часа	5,8	14
Эксперимент 4 (анализ стабильности маточного раствора во времени)		
Маточный раствор с УПЗ сразу после отбора	695	–
Маточный раствор с УПЗ через 15 мин. после отбора	685	–
Маточный раствор с УПЗ через 30 мин. после отбора	665	–
Маточный раствор с УПЗ через 45 мин. после отбора	635	–

Итоги

Авторами были установлены факторы, влияющие на вязкость растворов полиакриламида, подтверждена эффективность предварительного отстаивания воды перед приготовлением раствора.

Выводы

В результате проведенного исследования влияния качества воды и технологических факторов на реологические свойства полимерных растворов в условиях ОПР были сделаны следующие выводы:

- недостижение целевой вязкости растворов ПАА носит комплексный характер и обусловлено как химическим фактором компонентного состава подтоварной воды, так и механическим воздействием в узлах нагнетания;
- для обеспечения стабильности реологических свойств в условиях повышенного содержания окислителей в воде проведены испытания специализированного химического поглотителя кислорода. Однако его применение не привело к решению проблемы недостижения вязкости ПАА;
- установлено влияние работы плунжерных насосов на потерю вязкости, которая достигает порядка 20 % за счет механической деструкции. Следует отметить, что применяемые плунжерные насосы



Рис. 4. Отложения внутри системы трубопроводов и агрегатов
Fig. 4. Deposits inside the piping system and units

являются оптимальным оборудованием (на основании мирового опыта) для производства данных видов работ. Снизить влияние данного фактора на потерю вязкости полимерного раствора на текущий момент не представляется возможным;

- установлена высокая эффективность предварительного отстаивания подтоварной воды, для обеспечения требуемого качества необходимо выдержать воду не менее 2 часов. С учетом промысловых условий (колебание уровня в емкости, неоднородность потока и т.д.) принято решение об увеличении времени отстаивания воды до 4 часов перед ее подачей на установку приготовления раствора. Данная мера обеспечивает значительный рост итоговой вязкости раствора. С целью реализации этого подхода запланирован ввод в эксплуатацию дополнительной емкости с объемом, достаточным для обеспечения требуемого времени отстоя;
- согласно прогнозным расчетам, оптимизация времени отстаивания подтоварной воды позволит сократить удельный расход полиакриламида до 16 % и тем самым выйти на плановый объем ежесуточной загрузки химического реагента.

Литература

1. Стрижнев К.В., Громан А.А., Кузьмин М.И., Румянцева Е.А. Обоснование и разработка технологии полимерного заводнения в слоисто-неоднородном пласте для повышения эффективности извлечения запасов // Нефтяное хозяйство. 2011. № 12. С. 34–37.
2. Мазо А.Б., Поташев К.А., Баушин В.В., Булыгин Д.В. Расчет полимерного заводнения нефтяного пласта по модели фильтрации с фиксированной трубкой тока // Георесурсы. 2017. № 1. С. 15–20.
3. Бисембаева К.Т., Хадиева А.С. Изучение реологических свойств полимерных растворов // Yessenov science journal. 2023. Т. 45. № 2. С. 129–137.
4. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения. Санкт-Петербург: ЦОП «Профессия», 2020. 239 с.
5. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Polymer flooding: Establishing specifications for dissolved oxygen and iron in injection water. SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016, Paper number: SPE-179614-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

The authors identified the factors influencing the viscosity of polyacrylamide solutions and confirmed the effectiveness of preliminary settling of water before preparing the solution.

Conclusions

As a result of the study conducted on the influence of water quality and technological factors on the rheological properties of polymer solutions under oilfield conditions, the following conclusions were drawn:

- The failure to achieve the target viscosity of PAA solutions is of a complex nature and is caused by both the chemical factor related to the component composition of the produced water and the mechanical impact at the injection points.
- To ensure the stability of rheological properties under conditions of elevated levels of oxidizing agents in water, tests were conducted using a specialized chemical oxygen scavenger. However, its use did not solve the problem of failing to achieve the required viscosity of PAA.
- It has been established that the operation of plunger pumps affects the loss of viscosity, which reaches approximately 20 % due to mechanical degradation. It should be noted that the plunger pumps used are the optimal equipment (based on global experience) for carrying out these types of work. At present, it is not possible to reduce the impact of this factor on the loss of viscosity of the polymer solution.
- The high efficiency of preliminary settling of water for 4 hours (the recommended period under industrial conditions) before it is supplied to the solution preparation unit has been established.. This measure ensures a significant increase in the final viscosity of the solution. To implement this approach, it is planned to put into operation an additional tank with a volume sufficient to ensure the required settling time.
- According to forecast calculations, optimizing the settling time for the bottom water will reduce the specific consumption of polyacrylamide by up to 16 % and thereby achieve the planned daily loading volume of the chemical reagent.

References

1. Strizhnev K.V., Groman A.A., Kuzmin M.I., Rumyantseva E.A. Substantiation and development of polymer flooding technology in heterogeneous stratum for increasing the efficiency of extraction. Oil industry, 2011, issue12, P. 34–37. (In Russ).
2. Mazo A.B., Potashev K.A., Baushin V.V., Bulygin D.V. Numerical simulation of oil reservoir polymer flooding by the model of fixed stream tube. Georesursy. 2017, Vol. 1, P. 15–20. (In Russ).
3. Bisembayeva K.T., Khadieva A.S. Study of the rheological properties of polymer solutions. Yessenov science journal, 2023, Vol. 45, issue 2, P. 129–137. (In Russ).
4. Toma A. Fundamentals of polymer flooding technology. Saint Petersburg: Profession, 2020, 239 p. (In Russ).
5. Jouenne S., Klimenko A., Levitt D. Polymer flooding: Establishing specifications for dissolved oxygen and iron in injection water. SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, April 2016, Paper number: SPE-179614-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Гизатуллина Яна Николаевна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: yan_gizatullina@rn-gir.rosneft.ru

Тагиров Константин Данилович, главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Подкорытов Александр Андреевич, старший менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Емельянов Эдуард Валерьевич, старший менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Мухаметдинова Алина Диасовна, ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Емельянов Дмитрий Васильевич, заместитель генерального директора-главный геолог, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Воронцов Сергей Юрьевич, начальник управления, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Gizatullina Yana Nikolaevna, chief specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Coresponding author: yan_gizatullina@rn-gir.rosneft.ru

Tagirov Konstantin Danilovich, chief manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Podkorytov Alexander Andreevich, senior manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Emelyanov Eduard Valeryevich, senior manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Mukhametdinova Alina Diasovna, leading specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Emelyanov Dmitry Vasilyevich, deputy general director – chief geologist, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Vorontsov Sergey Yuryevich, head of department, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia


СОЗДАЕМ
3D
АНИМАЦИОННЫЕ
РОЛИКИ
expoz.ru

13-й ежегодный международный

СПГ 2027 конгресс РОССИЯ

Организатор:
ВОСТОК КАПИТАЛ
— 24 года динамичного успеха —
events@vostockcapital.com

Престижная федеральная площадка для руководителей крупно-, средне- и малотоннажных СПГ-заводов

24–25 марта 2027, Москва

www.lngrussiacongress.com

ПРИ ОФИЦИАЛЬНОЙ ПОДДЕРЖКЕ 2026: МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ, МИНЭНЕРГО РОССИИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР 2026: ГАЗПРОМБАНК, «Газпромбанк» (Акционерное общество)

СЕРЕБРЯНЫЙ СПОНСОР 2026: NEW JCM, Код акций:300157.SZ

ЛОГИСТИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР 2026: FESCO, ЛОГИСТИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ РОСАТОМ

СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И ПОЧЕТНЫХ ГОСТЕЙ 2026



Александр Гаркушин,
начальник отдела транспортировки трубопроводного газа и СПГ Департамента развития газовой отрасли,
Министерство энергетики РФ



Дайске Харада,
генеральный директор,
JOGMEC



Николай Варламов,
первый заместитель генерального директора,
Газпром Промгаз



Даниил Шкляев,
руководитель направления перспективного развития продуктового кластера «Перспективное развитие»,
Газпром нефть



Сергей Романов,
заместитель генерального директора,
Российское энергетическое агентство Минэнерго России (РЭА)



Борис Марков,
риск менеджер,
Арктик СПГ 2



Александр Черярин,
главный инженер,
ГК Клин



Виктор Семёнов,
главный научный сотрудник лаборатории,
Газпром ВНИИГАЗ

КАЗАНСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ЭНЕРГО ПРОМ/27

31 марта - 2 апреля 2027

Казань, Россия

В ПРОГРАММЕ:

ПЕРВЫЙ САММИТ «ЭНЕРГОДИАЛОГ: РОССИЯ – ОИС»

ЗАСЕДАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОВЕТА СНГ

ДЕНЬ ПОСТАВЩИКА С ВЕДУЩИМИ КОМПАНИЯМИ ТЭК



Подробная информация
о форуме по телефону **+7 (919) 644 26 95**
и на сайте **energopromkazan.ru**



2027

7-9 апреля

Атырау, Казахстан

ATYRAU

OIL&GAS KAZAKHSTAN

24-я Северо-Каспийская
региональная выставка

«Атырау Нефть и Газ»

Iteca

icaevents

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

26-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

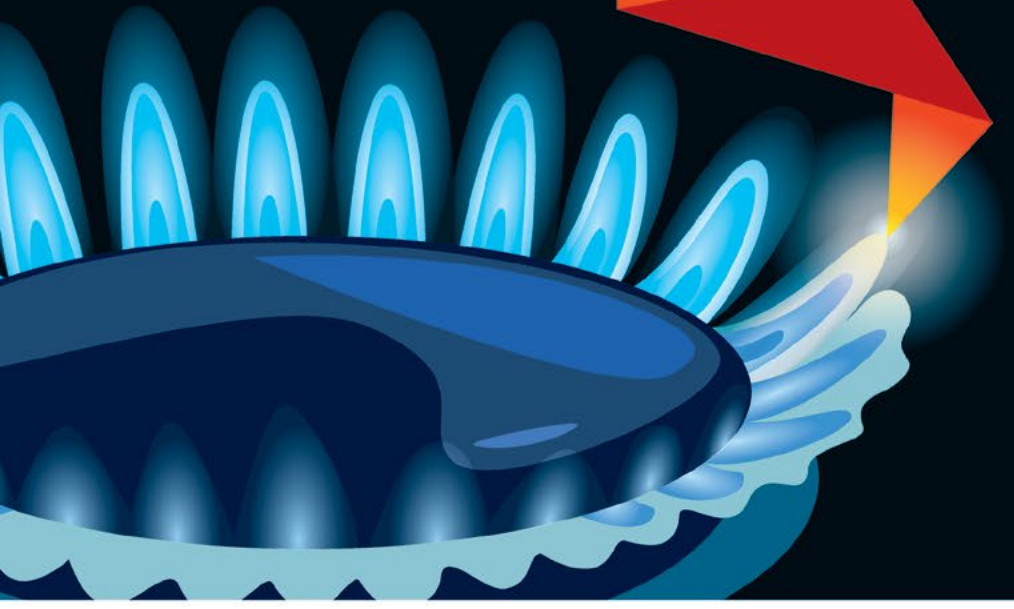
НЕФТЕГАЗ

ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Россия, Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

www.neftegaz-expo.ru

12–15.04.2027



Реклама 12+

Министерство энергетики Российской Федерации

Минпромторг России

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

Союз нефтегазопромышленников России

Организатор

ЭКСПОЦЕНТР

20–23 апреля 2027
XV Петербургский
международный
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Минпромторг России

Министерство энергетики Российской Федерации

Правительство Санкт-Петербурга

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

Газпром

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

Алмаз - Антей

РЕГИОН-ПАРТНЕР

Пермский край

ПАРТНЕРЫ

Газпромбанк

Комита

Газпром нефть

Росатом

ГМС Группа

ОМК

Салаватский Катализаторный Завод

Газпром газораспределение холдинг

ОДК

Фракджет-Волга

Норрексим

Shelf

РНГ-Инжиниринг

ОМЗ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СТРАХОВОЙ ПАРТНЕР

АБС Электро

Система-Сервис

Реглаб

Вымпел

Горэлтех

АТ/ГС

Веза

Фидмаш

согаз

ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM

18+

GAS-FORUM.RU

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ

Россия
Республика Башкортостан

УФА

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

35-я юбилейная международная выставка

25-28 мая 2027



Организаторы:

Правительство Республики Башкортостан

Министерство промышленности, энергетики и инноваций Республики Башкортостан

БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

Традиционная поддержка:

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Министерство энергетики РФ

По вопросам участия в выставке:
(347) 246-41-77, 246-41-86
gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам участия в деловой программе:
(347) 246-42-81, 216-45-36
kongress@bvkexpo.ru

gntexpo.ru

АНФ

АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

20–22
ОКТЯБРЯ
2027

NT-EXPO.RU

ЧТОБЫ ВСЕ РАБОТАЛО КАК НАДО



ПРОДУКЦИЯ «БИПРОН» — ВОТ ВАША НАГРАДА!