

ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОПЕРАТОРОВ

ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

№6 (123) октябрь 2026

Комплексирование данных

для прогнозирования
нефтегазоносности

Оценка геологического успеха

и газоперспективности
в нетрадиционных
газовых объектах

Седиментационная модель

формирования
непской свиты

Закачка воды в подгазовой зоне

для ограничения
добычи газа

Расчёт продуктивности

горизонтальных
скважин с МГРП

Методология лабораторного сопровождения

проектов МУН

Спецвыпуск

ООО «РН – ГЕОЛОГИЯ
ИССЛЕДОВАНИЯ
РАЗРАБОТКА»

ЦЕНТР АВАРИЙНО-СПАСАТЕЛЬНОЙ И СПЕЦИАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ

Первоначальное обучение спасателей по профессиональной программе, разработанной на основе типовой программы МЧС России

Профессиональное обучение (повышение квалификации) спасателей по видам аварийно-спасательных работ

Оказание услуг по предаттестационной подготовке и методическому сопровождению, аттестации кандидатов в спасатели, спасателей, профессиональных и нештатных аварийно-спасательных формирований

КАФЕДРА «СПЕЦИАЛЬНАЯ ПОДГОТОВКА»

Повышение квалификации руководителей и специалистов по защите государственной тайны, мобилизационной подготовке, вопросам ГО и ЧС, воинскому учету и бронированию

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «СИСТЕМЫ ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ»

Разработка, внедрение и сопровождение систем энергобезопасности, энергоменеджмента, контроля энергоэффективности, автоматизированного управления эффективного использования энергоресурсов и воды, энергоэффективных электроприводов, энергоэффективных систем освещения, автоматизированной системы учета и контроля энергоресурсов

Разработка, внедрение и сопровождение контроля эффективных тепловых систем и систем водоснабжения

КАФЕДРА «ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТЬ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЭК»

Повышение квалификации специалистов предприятий ТЭК, принимающих участие в мероприятиях по повышению энергоэффективности и энергосбережению

Профессиональное обучение по программам подготовки в области энергобезопасности и энергосбережения

Организация учебных практик

ЦЕНТР КОМПЛЕКСНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТЭК

Повышение квалификации специалистов, ответственных за безопасность и антитеррористическую защищенность, информационную и экономическую безопасность по защите данных и сведений, защиту информации в государственных информационных системах

Разработка паспорта безопасности и антитеррористической защищенности объектов ТЭК

Оказание услуг организациям ТЭК по ведению научно-исследовательской деятельности, направленной на разработку эффективных управленческих и организационно-технических решений в сфере обеспечения безопасности

Экспертное заключение по определению предварительной категории объектов ТЭК

Методическое обеспечение, консультационные услуги по вопросам безопасности и антитеррористической защищенности

КАФЕДРА «ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ»

Повышение квалификации специалистов, ответственных за информационную безопасность

Оказание консультационных услуг и методического сопровождения по порядку проведения работ в рамках обеспечения безопасности данных и сведений при их обработке в информационных системах



ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЛАСТИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМ ПРОТИВОДЕЙСТВИЯ НОВЫМ ВИДАМ УГРОЗ

Анализ и обобщение сведений об инновационных технологиях в области создания систем противодействия БПЛА

Разработка научно-методических материалов для учебного процесса по актуальным направлениям в области обеспечения безопасности объектов ТЭК

Разработка подходов к оценке эффективности существующих и перспективных комплексов противодействия БПЛА

Подготовка предложений по внесению изменений в нормативные документы в области обеспечения АТЗ объектов ТЭК

Оказание методической помощи субъектам ТЭК при создании (расширении функциональных возможностей) систем противодействия новым видам угроз



Приглашаем к сотрудничеству!
Высокое качество обучения гарантируем

 **140103, Московская область, г. Раменское, Донинское шоссе, 4 км**

За 58 лет институт накопил значительный опыт в реализации масштабных проектов. За это время мы заслужили репутацию надежного партнера, способного решать задачи любой сложности.

Только в 2025 году более 5 000 специалистов прошли обучение и повысили квалификацию, а 293 организации топливно-энергетического комплекса получили качественные услуги.

Директор Ольга Синицына

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ 61

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБУЧЕНИЯ 8

- Первоначальное обучение спасателей..... 1
- Профессиональное обучение
(повышение квалификации) спасателей
по видам аварийно-спасательных работ..... 7

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПРОГРАММЫ ДПО 53 Согласованные с ФСТЭК России 4

- Мобилизационная подготовка..... 3
- Защита государственной тайны..... 5
- Гражданская оборона, предупреждение
и ликвидация ЧС природного и техногенного
характера..... 14
- Энергобезопасность и энергоэффективность..... 8
- Антитеррористическая безопасность..... 7
- Антикоррупционная деятельность..... 7
- Пожарная безопасность..... 4
- Информационная безопасность..... 2
- Экономическая безопасность данных и сведений..... 1
- Воинский учет и бронирование граждан..... 1
- Решение конфликтных ситуаций и представления
экспертных знаний в судебных процессах
(по недропользованию)..... 1

Аккредитованы в ПАО «Транснефть» 24



 ipktek@ipktek.ru

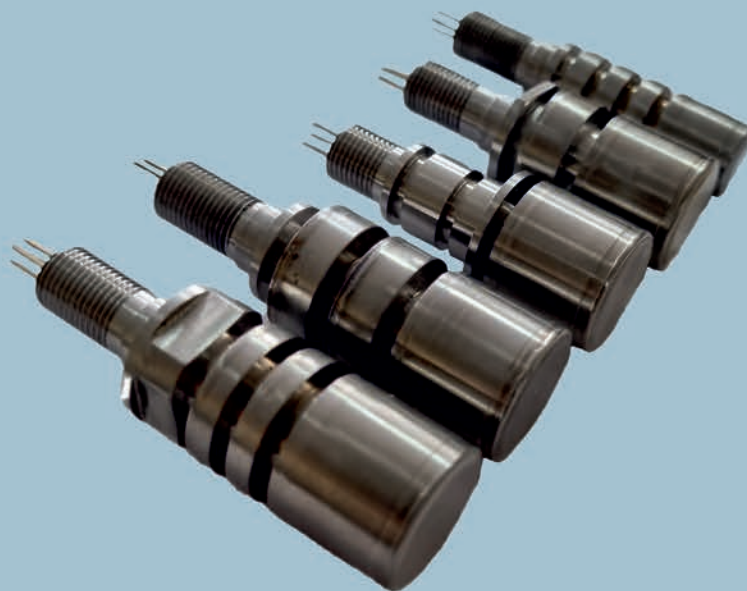
 www.ipktek.ru

 8 (800) 700-91-31





РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН



ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПРОДУКЦИИ:

- датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленно меняющихся и динамических процессов
- пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров энергоносителей
- датчики, системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах
- плотномеры жидкости и газа вибрационные
- датчики и системы для измерения температуры
- вторичная аппаратура



УСЛУГИ

- **РЕМОНТ** — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание
- **ПОВЕРКА** — первичная и межинтервальная поверка приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ

Технические решения защищены патентами РФ. Выпускаемые приборы стали дипломантами конкурсов «100 лучших товаров России»



СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- 12** Бембель М.Р. Технология и методика комплексирования геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр на примере объектов БВ10-22 Самотлорского месторождения
- 22** Жилин Е.Н. Актуальные подходы к геологическому моделированию и оценке запасов ачимовских залежей для задач опытно-промышленной разработки
- 27** Дистанова Л.Р. Методика оценки вероятности геологического успеха для нетрадиционных газоносных объектов и ранжирование структур по газоперспективности
- 32** Горбунов П.А. Приращение ресурсов углеводородов за счет выявления и картирования «пропущенных залежей» на примере месторождения Западной Сибири
- 38** Ахметшина (Ширьязданова) Ю.Ф. Особенности формирования и коллекторские свойства плотных карбонатизированных песчаников группы пластов БВ на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Литология

- 45** Неделько О.В. Седиментационная модель формирования терригенной толщи непской свиты Верхнечонского месторождения

Геохимия

- 52** Акелян Н.С. К вопросу о корреляции между минеральным составом глин и их способностью к катионному обмену Геофизика

Гидромеханика

- 58** Загоровский М.А. Исследование представительности и неоднородности фильтрационно-емкостных свойств горной породы с использованием технологии «Цифровой керн»

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

- 65** Морозюк О.А. Методология лабораторного сопровождения проектов ПАВ-полимерного заводнения
- 72** Молоков Р.А. Стратегия планирования опытно-промышленных работ по вовлечению в разработку пластов с высоковязкой нефтью нефтегазоконденсатного месторождения
- 77** Перепелица Д.О. Интегрированное моделирование как инструмент оценки эффективности технологических мероприятий при разработке нефтегазоконденсатного промысла

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (123) Октябрь 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 09-26/12-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 05.10.2026

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.

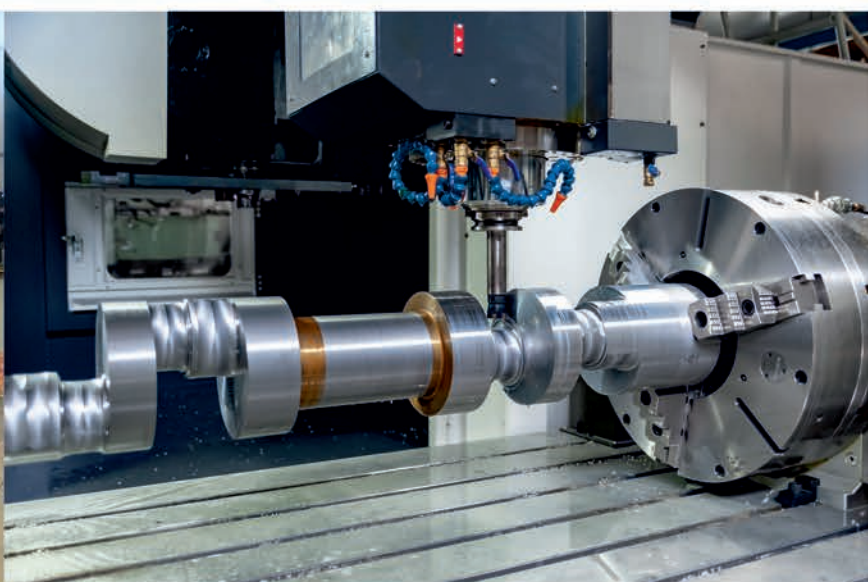


ЦЕНТР КОМПРЕССОРНЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ

г. Краснодар
реальный Российский производитель!

ДЛЯ ГАЗОВЫХ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА — ИЗГОТОВИМ ВСЁ!

- станины
- цилиндры
- коленвалы
- шатуны
- штоки,
- гильзы
- крейцкопфы
- поршни
- пальцы,
- шатунные болты
- поршневые кольца
- клапаны всасывающие
- клапаны нагнетательные,
- клапаны предохранительные
- клапанные коробки
- и многое другое



Изготавливаем аналоги запасных частей к компрессорам зарубежного производства по чертежам и образцам.
Не на словах, а на деле выполняем программу «Импортозамещения».



Завод имеет очень мощное техническое оснащение.
На собственных площадях расположено
более 100 современных станков:

- обрабатывающие токарные и фрезерные центры,
- станки с ЧПУ,
- универсальные станки,
- шлифовальные,
- сверлильные,
- расточные,
- электроэрозионные,
- ленточнопильные станки
- и другое оборудование.



www.ooo-ckt.ru

Можно много рассказывать о заводе, но лучше один раз увидеть.
Приглашаем Вас на наше производство в г. Краснодар!

353217, Краснодарский край,
р-он Динской, п. Южный,
ул. Северная, д. 67/1

+7 918-231-70-34
+7 918-343-22-22
+7 988-524-11-38

ckt-ooo@mail.ru
info@ooo-ckt.ru
zamd@ooo-ckt.ru

СОДЕРЖАНИЕ

- 82** Бетехтин С.С. Прогнозирование продуктивности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в условиях аномально низких фильтрационно-емкостных свойств пласта
- 88** Зольников Д.Н. Моделирование очагов заводнения с помощью синтетических гидродинамических моделей на примере объекта АВ1(З)–АВ2-З Самотлорского месторождения
- 94** ООО «Абсолютные решения»: Новый модульный ИБП ABSolite DL-Modular
- 96** Зиазев Р.Р. Проактивное управление системой поддержания пластового давления на Самотлорском месторождении
- 102** Алексеев А.С. Эволюция системы поддержания пластового давления: заводнение в подгазовой зоне для ограничения добычи попутного нефтяного газа

Газовая промышленность

- 110** Вокина В.Р. Инструмент оперативной экономической оценки сценариев разработки газовых и газоконденсатных залежей на базе интегрированных прокси-моделей

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экспертиза

- 116** АО «Кодекс»: Доспех специалиста: справочная система как способ снизить риски и усилить экспертизу

Экология

- 118** Саттарова Р.Ф. Оптимизация жизненного цикла попутного нефтяного газа с учетом климатических метрик: экономико-технологическое исследование

ЭКОНОМИКА

Экономика и управление

- 125** Проваторова Е.А. Совершенствование методики процесса подготовки инвестиционных проектов для лицензионных участков: анализ подходов и новые решения

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАН /
tshuster@mail.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Игнатъева 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.
Баяк 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.
Пуланова 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. Технологии бурения и освоения скважин
2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений



ООО «НЕФТЕГАЗПЕРСПЕКТИВА»

Внутритрубная диагностика трубопроводов

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием диагностических комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчиков.
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений.
- Широкие возможности технических решений.
- Возможность оперативной адаптации оборудования для нестандартных трубопроводов.
- Гибкость в сроках предоставления результатов внутритрубной инспекции.



Департамент
разработки



Департамент
производства



Аналитический
департамент



Департамент
обеспечения
бизнеса



Финансовый
департамент



Цех по подготовке
и производству
оборудования



Отдел охраны труда
и окружающей среды



Испытательный
полигон



Полевые работы
и ДДК



ЛНК и ЭПБ

Услуги



Россия, Московская обл., г. Коломна,
ул. 2 км Малинского шоссе, 10А

+7 (496) 616-70-08

www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению,
от решения к реализации

CONTENT

UPSTREAM

Geology

- 12 Bembel M.R. Technology and methodology for integrating geological and geophysical data for subsurface hydrocarbon potential prediction: a case study of BV10-22 objects in the Samotlor Field
- 22 Zhilin E.N. Current approaches to geological modeling and reserve estimation of Achimov deposits for pilot-scale development purposes
- 27 Distanova L.R. Methodology for estimating the probability of geological success for unconventional gas-bearing objects and structure ranking by gas prospectivity
- 32 Gorbunov P.A. Increase of hydrocarbon resources by identifying and mapping "missed deposits" on the example of Western Siberia oil and gas field
- 38 Akhmetshina (Shiryazdanova) Yu.F. Features of formation and reservoir properties of tight carbonatized sandstones of the BV reservoir group in oil fields of Western Siberia

Lithology

- 45 Nedelko O.V. Sedimentation model of the formation of the terrigenous strata of the Nepskaya formation of the Verkhnechonskoye field

Geochemistry

- 52 Akelyan N.S. Correlations between clay mineralogy and cation exchange capacity

Hydromechanics

- 58 Zagorovskiy M.A. Study of the representativeness and heterogeneity of rock filtration-capacitance properties using Digital Core technology

Oil production

- 65 Moroziuk O.A. Methodology for laboratory support of Surfactant-Polymer flooding projects

- 72 Molokov R.A. The strategy of planning pilot production operations to involve in the development of a reservoir with high-viscosity oil for an oil and gas condensate field
- 77 Perepelitsa D.O. Integrated modeling as a tool for evaluating the effectiveness of technological measures in the design of an oil and gas condensate field
- 82 Betekhtin S.S. Forecasting the productivity of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing under conditions of abnormally low reservoir filtration and capacity properties
- 88 Zolnikov D.N. Modeling of flooding foci using synthetic hydrodynamic models using the example of object AB1(3)-AB2-3 of the Samotlor deposit
- 96 Zizayev R.R. Proactive management of the reservoir pressure maintenance system at the Samotlor field
- 102 Alekseev A.S. Evolution of a reservoir pressure maintenance system: under-gas-cap zone waterflooding to limit associated petroleum gas production
- 110 Vokina V.R. A software for operational economic assessment of scenarios for the development of gas and gas condensate deposits based on integrated proxy models

INDUSTRIAL SAFETY

Ecology

- 118 Sattarova R.F. Optimizing the life cycle of associated petroleum gas, taking into account climate metrics: an economic and technological study

ECONOMICS

Economics and management

- 125 Provatorova E.A. Improving the methodology for preparing investment projects for licensed areas: analysis of approaches and new solutions

OIL & GAS EXPOSITION

ISSUE: 6 (123) october 2026

ISSUE DATE: 05.10.2026

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

EDITORIAL 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



ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В КАЖДОМ РЕШЕНИИ!



ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ И *СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ* ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ И ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ



100% совместимость
с поршневыми компрессорами
отечественного и зарубежного
производства



Комплексный подход
полный цикл производства
от разработки до готового
изделия



Сервисное обслуживание
стабильная и предсказуемая
работа оборудования
в межсервисные интервалы

+7 (495) 777-01-35/36

agv@agv.ag

www.agv.ru



Технология и методика комплексирования геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр на примере объектов БВ10-22 Самотлорского месторождения

Бембель М.Р., Толстолиткин Д.В.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
mrбембель@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Для современного этапа развития геологоразведочной отрасли РФ характерно истощение разрабатываемых месторождений, ухудшение структуры запасов, находящихся на государственном балансе, снижение эффективности вновь вводимых в разработку месторождений. Актуальным является выполнение задачи по построению уточненной (или новой) модели объекта оценки нефтегазоносности, соответствующей масштабу и уровню изучения (региональному, поисковому, разведочному, эксплуатационному) на основе новых и новейших технологий, идей и концепций. Создание модели поиска и разведки в границах исследования должно сопровождаться появлением новой концепции, новых знаний об особенностях строения объекта и обладать большим прогнозным потенциалом.

В данной статье описывается методика построения прогнозных карт эффективных толщин на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Авторами предлагается при создании полипараметрических прогнозных зависимостей использование карт частотной фильтрации (КЧФ).

Карты частотной фильтрации служат для выявления особенностей строения осадочного чехла и создаются в процессе разложения изучаемых структурных поверхностей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами.

Материалы и методы

Выполнен статистический анализ скважинных данных и данных сейсморазведки, рассчитаны трендовые поля коэффициента песчаности. Основные параметры рассчитываются по методике выявления особенностей строения осадочного чехла по технологии разложения изучаемых структурных полей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами.

Ключевые слова

структурный фактор, параметр вершина-склон-впадина, параметр динамической активности временного поля T0, поле сейсмодатчиков (СК), видимая частота отраженной волны, прогнозная карта песчаности

Для цитирования

Бембель М.Р., Толстолиткин Д.В. Технология и методика комплексирования геолого-геофизических данных для прогнозирования нефтегазоносности недр на примере объектов БВ10-22 Самотлорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 12–19.
DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-12-19

Поступила в редакцию: 29.06.2026

GEOLOGY

UDC 550.8:553.98 | Original Paper

Technology and methodology for complexing geological and geophysical data for subsurface hydrocarbon potential prediction, illustrated by BV10-22 objects of the Samotlor Field

Bembel M.R., Tolstolitkin D.V.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
mrбембель@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The current stage of development in the Russian Federation's geological exploration industry is characterized by the depletion of developed fields, deterioration of the structure of reserves in the State Balance, and a decrease in the efficiency of newly commissioned fields. It is therefore crucial to undertake the task of constructing a refined (or new) model of the hydrocarbon potential assessment object, corresponding to the scale and level of study – regional, exploratory, appraisal, or production – based on new and the latest technologies, ideas, and concepts. The creation of a search and exploration model within the study boundaries should be accompanied by the emergence of a new concept, new knowledge about the specific structural features of the object, and possess significant predictive potential.

This article describes a methodology for constructing predictive maps of effective thicknesses based on polyparametric dependencies of geological and geophysical fields.

The authors propose using frequency filtering maps when creating polyparametric predictive dependencies.

Frequency filtering maps are used to identify structural features of the sedimentary cover and are created during the decomposition of studied structural surfaces into frequency components using a smoothing method in a window with weights.

Materials and methods

A statistical analysis of well and seismic survey data was performed, and trend fields of the sand content coefficient were calculated. The main parameters are calculated using a methodology for identifying the structural features of the sedimentary cover through the technology of decomposing the studied structural fields into frequency components by smoothing in a window with weights.

For citation

Bembel M.R., Tolstolitskin D.V. Technology and methodology for integrating geological and geophysical data for subsurface hydrocarbon potential prediction: a case study of BV10-22 objects in the Samotlor Field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 12–19. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-12-19

Received: 29.06.2026

Keywords

structural factor, peak-slope-trough parameter, dynamic activity parameter of the T0 time field, seismic class field, apparent frequency of the reflected wave, predictive sand content map

Настоящая работа продолжает исследования алгоритмов прогнозирования нефтегазоносности, описанных в статье «Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров» 2024 г. [7]. Самотлорское месторождение нефти, газа и конденсата является уникальным по запасам нефти, крупным по запасам газа и включает в себя целый ряд площадей, промышленная нефтеносность которых связана с отложениями васюганской, мегионской, ванденской, алымской и покурской свит (ЮВ1, пласты группы БВ, АВ, ПК). Месторождение открыто в 1965 г. и сейчас находится на четвертой стадии разработки. Разработка месторождения на нефть и газ началась в 1969 г.

На площади месторождения проведена сейсморазведка 3D, охвачено порядка 85 % площади Самотлорского месторождения, закрыты все краевые участки. В настоящее время только в центральной части из-за высокой плотности скважин, сложной наземной инфраструктуры и орогидрографии небольшой участок не закрыт только 2D–сейсморазведочными исследованиями. Для изучения скоростных и плотностных характеристик проведены исследования ВСП и СК в 22 скважинах, проведено ВСП в восьми

скважинах. Характеристики геолого-геофизических свойств пластов БВ10-22 приведены в таблице 1 [5].

Актуальность и обоснование выбранных параметров исследования

Для современного этапа развития геологоразведочной отрасли РФ характерно истощение разрабатываемых месторождений, ухудшение структуры запасов, находящихся на государственном балансе, и снижение эффективности вновь вводимых в разработку месторождений.

В отчете «Анализ воспроизводства минерально-сырьевой базы Российской Федерации в 2015–2019 годах», выполненном Счетной палатой РФ, и «Стратегии развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года» обозначены системные проблемы геологоразведочной отрасли как базовой составляющей экономики РФ, обеспечивающей ей минерально-сырьевую, энергетическую и экономическую безопасность. Так, обеспеченность добычи разведанными запасами разрабатываемых нефтяных месторождений составляет примерно 35 лет, природного газа — более 50 лет. Новые месторождения, которые поставлены на государственный баланс углеводородного (УВ) сырья, в основном относятся к категории «мелких».

За период 2015–2019 гг. с государственного баланса УВ было списано 2 278,3 млн тонн неподтвержденных запасов нефти и конденсата (это примерно пять годовых объемов добычи) и 9 271,5 млрд куб. м газа (более девяти годовых объемов добычи).

По данным Wood Mackenzie, S&P Global, объем открытых новых запасов УВ уменьшился на 94 %, средний размер открываемых месторождений в мире составляет примерно 15 млн тонн нефтяного эквивалента (т. н. э.). Недоинвестирование приводит к недовозмещению добычи приростом новых запасов за счет снижения объемов поисково-разведочного бурения как в РФ, так и во всем мире.

Что сдерживает развитие минерально-сырьевой базы РФ? Потенциал «поисково-задела» для наращивания минерально-сырьевой базы (МСБ) исчерпан вследствие недостаточной геологической изученности недр, несмотря на значительное увеличение объемов геологоразведочных работ (ГРР) и затрат на них. Очевидно, справедливым является утверждение, что выполняемые ГРР должны осуществляться опережающими темпами по сравнению с добычей.

С учетом всех указанных особенностей актуальным является выполнение задачи по построению уточненной (или новой) модели объекта оценки нефтегазоносности,

Табл. 1. Характеристика геолого-физических свойств пластов группы БВ10-22

Tab. 1. Characteristics of geological and physical properties of reservoirs of BV 10-22 group

Параметры	Пласты							
	БВ10(0)	БВ10(1-2)	БВ16	БВ17-18	БВ19(1)	БВ19(2)	БВ20	БВ21-22
Абсолютная отметка кровли, м	-2 149	-2 116	-2 213	-2 223	-2 225	-2 242	-2250	-2 260
Абсолютная отметка ВНК, м	-2 110– -2 480	-2140– -2 214	- 2140 – -2417	-2205±3	-2 198± 4	-2 198±4	-2 195±2	-2 240– -2 254
Тип залежи	пластово-свод., литолог. экранир., подстил. водой							
Тип коллектора	323 770	451 892	66 712	44 821	51 548	29 796	29 634	76 553
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	77,6	64	28,7	24,7	21,9	16,2	17,1	37,7
Средняя общая толщина, м	5,9	9,2	6,0	4,2	3,6	4,2	5,1	10,3
Средняя эффект. нефтен. Толщина, м	3,9	5,5	4,2	4,3	1,5	2,6	3,8	5,6
Средняя эффект. водонасыщ. толщина, м	0,21	0,22	0,19	0,18	0,19	0,19	0,17	0,18
Коэффициент пористости, д. ед.	0,54	0,58	0,47	0,47	0,47	0,41	0,43	0,42
Коэффициент нефтенасыщ. ЧНЗ, д. ед.	0,51	0,57	0,45	0,45	0,45	0,44	0,43	0,44
Коэффициент нефтенасыщ. ВНЗ, д. ед.	0,53	0,57	0,46	0,46	0,46	0,42	0,43	0,44
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,067	0,148	0,015	0,014	0,013	0,012	0,006	0,015
Проницаемость (по н/н толщине), мкм ²	0,43	0,43	0,69	0,61	0,30	0,45	0,63	0,60
Коэффициент песчанистости (по подсч. объекту), д. ед.	6	9	4	5	4	4	4	9
Расчлененность, ед.	323 770	451 892	66 712	44 821	51 548	29 796	29 634	76 553

соответствующей масштабу и уровню изучения — региональному, поисковому, разведочному, эксплуатационному — на основе новых и новейших технологий, идей и концепций. Создание модели поиска и разведки в границах исследования (провинции, региона, области, зоны, площади, участка) должно сопровождаться появлением новой концепции, новых знаний об особенностях строения объекта и обладать большим прогнозным потенциалом. Построенная модель должна обладать свойствами непротиворечивости и согласованности со всей накопленной геолого-геофизической информацией. Правильность интерпретационной модели проверяется последующим бурением, в результате которого будет оцениваться корректность самой модели и эффективность выданных рекомендаций. Поэтому важным является внедрение современных технологий в практику ГРП и расширение методов интерпретации, используемых на всех этапах геологоразведочного процесса.

Анализ и использование при моделировании доступных геолого-геофизических полей (сейсмические, гравитационные, структурные, тектонические, фациальные карты), показывают, что они, как правило, имеют коэффициенты корреляции с фактическими скважинными данными не более 25 %. Предлагаемый авторами алгоритм использования полипараметрических трендов позволяет повысить коэффициент корреляции до 55–75 %, что значительно снизит финансовые риски при проектировании бурения ЗБС, ГС.

Опробованный авторами алгоритм использования карт частотной фильтрации может применяться на «слаборазбуренных» площадях при наличии данных геолого-геофизических исследований (сейсмические, гравитационные, тепловые и др. поля).

Выбор параметров для прогноза в данной работе продиктован степенью корреляции каждого из полей всей имеющейся геолого-физической информации по данному объекту со скважинными данными. В данном случае такими полями послужили: структурный фактор (СФ), параметр «вершина-склон-впадина» (ПВСв), параметр динамической активности (ПДА) временного поля Т0, карта сейсмклассов.

Научная новизна исследований связана с обоснованием возможности уточнения коллекторских свойств пород целевых горизонтов Самотлорского месторождения УВ на основе использования полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Целью работы является совершенствование методики и практики прогнозирования нефтегазоносности недр, построения геологических моделей залежей и ловушек УВ, обеспечивающих повышение эффективности геологоразведочных работ за счет комплексирования разномасштабных геолого-геофизических данных на всех этапах геологоразведочного процесса (региональном, поисковом, разведочном) и эксплуатационного бурения. Основная идея — доказать высокую геологическую эффективность

предлагаемых методов и технологий комплексирования геолого-геофизических данных.

Объект и методы исследования

Пласты группы БВ10(0), БВ10(1-2), БВ16, БВ17-18, БВ19, БВ20, БВ21-22 входят в неокомский комплекс. Неокомский комплекс ограничен снизу кровлей баженовской свиты (отражающий горизонт Б), являющейся одним из основных маркирующих горизонтов, обладающим устойчивыми геологическими и геофизическими характеристиками; отложения четко фиксируются на диаграммах ГИС и сейсмических временных разрезах.

Сверху для группы пластов БВ10-БВ16-22 отражающим горизонтом является кровля БВ10(0) (подошва тагринской пачки, представленная глинистыми породами с прослоями песчаников и алевролитов).

Пласты группы БВ10-22 имеют клиноформное строение. Согласно клиноформной модели, неокомский бассейн Западной Сибири являлся относительно глубоководным, и формирующиеся в нем осадки имеют косое, линзовидное строение с наклоном седиментационных осадков к центру бассейна. В восточной части Западной Сибири шельфовые пласты неокома (пласты группы БВ10) имеют полосовидное распространение и в западном направлении глинизируются, одновременно погружаясь в глубоководную область палеобассейна.

На Самотлорском месторождении пласты БВ10(0) и БВ10(1-2) представлены отложениями ундаформы (шельф), ортоформы

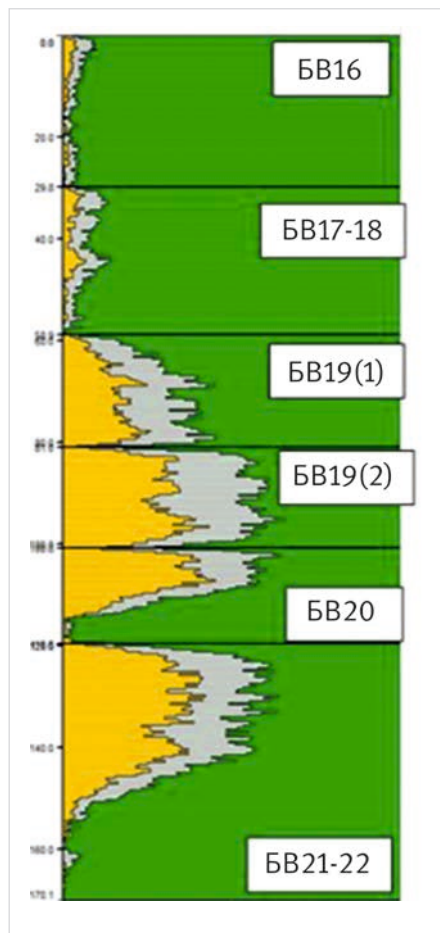


Рис. 1. Геолого-статистические разрезы по песчаности пластов БВ16-22
Fig. 1. Geostatistical cross-sections of sand content for formations BV16-22

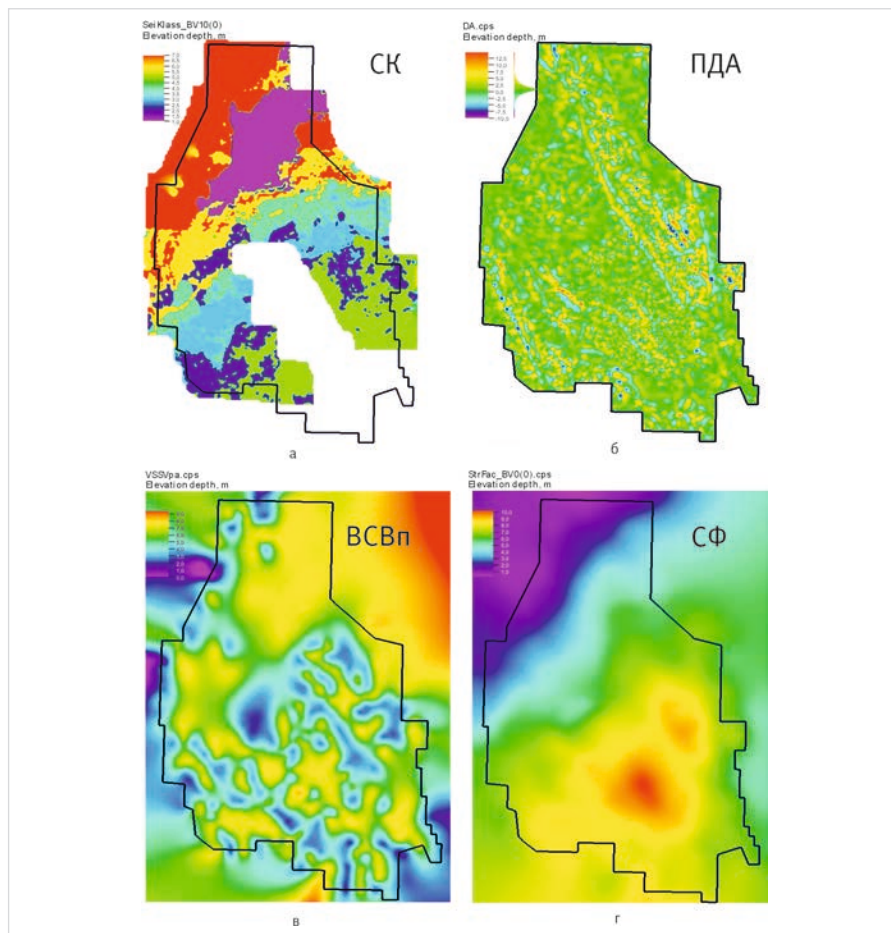


Рис. 2. Пласт БВ10(0). Карта сейсмклассов — а, карта параметра динамической активности — б, карта параметра «вершина-склон-впадина» — в, структурный фактор — г
Fig. 2. BV10(0) formation. Seismic class map, SC — а, dynamic activity parameter map — б, peak-slope-trough parameter (PST) map — в, structural factor, SF — г

(склон) и фондоформы (ачимовские отложения). На северо-западе месторождения пласты БВ10 представлены песчано-алевритовыми отложениями, аналогичными ачимовским.

Ачимовская толща нижнего мела на Самотлорском месторождении представлена тонким и очень сложным переслаиванием песчано-алевролитовых и глинистых пород.

Пласт БВ21-22 непосредственно залегает на отложениях баженовской свиты. Наблюдается закономерное уменьшение толщин в субширотном направлении с востока на запад и выклинивание пласта на северо-западе площади. Для остальных пластов БВ16-22 соблюдается та же тенденция. Песчаные тела пласта БВ16 локальные и расположены в юго-западной части месторождения. Они представлены фашиями ундаформы в подножии склона клиноформы, наступающей с юго-востока, и генетически связаны с отложениями пласта БВ17-18.

Пласт БВ19 условно делится на два пласта: БВ19(1) и БВ19(2). Деление условное из-за разного насыщения.

Расчленение разреза видно по геолого-статистическим разрезам (ГСР) изменения песчаности по скважинам (рис. 1).

Авторами предлагается использование карт частотной фильтрации при создании полипараметрических прогнозных зависимостей геолого-геофизических полей. Методика основана на выявлении особенностей строения осадочного чехла с помощью технологии разложения изучаемых структурных поверхностей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами: низкочастотную (трендовую), среднечастотную и высокочастотную. Карты частотной фильтрации служат для выявления особенностей строения осадочного чехла и создаются в процессе разложения изучаемых структурных поверхностей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами: низкочастотную (трендовую), среднечастотную и высокочастотную.

Количество частотных карт зависит от решаемых задач и масштаба исследований и подбирается опытным путем. Каждая частотная карта, как показала практика, может быть соотнесена с масштабом изучаемых структурно-тектонических элементов осадочного чехла. Так, трендовая карта (структурный фактор, СФ) соответствует структурным элементам I порядка и надпорядковым элементам осадочного чехла, среднечастотная составляющая (параметр вершина-склон-впадина, ПВСв) — элементам II порядка, высокочастотная (поле динамической активности, ДА) — элементам III и IV порядка. В данной статье предлагается построение прогнозных карт песчаности и карт эффективных толщин на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических полей.

Исходные данные

Исходными данными при проведении анализа послужили:

- карты параметров: структурный фактор (СФ), параметр вершина-склон-впадина (ПВСв), параметр динамической активности (ПДА) временного поля ТО. Эти параметры рассчитываются по методике выявления особенностей строения осадочного чехла по технологии разложения изучаемых структурных полей на частотные составляющие методом сглаживания в окне с весами: нормированную низкочастотную (СФ),

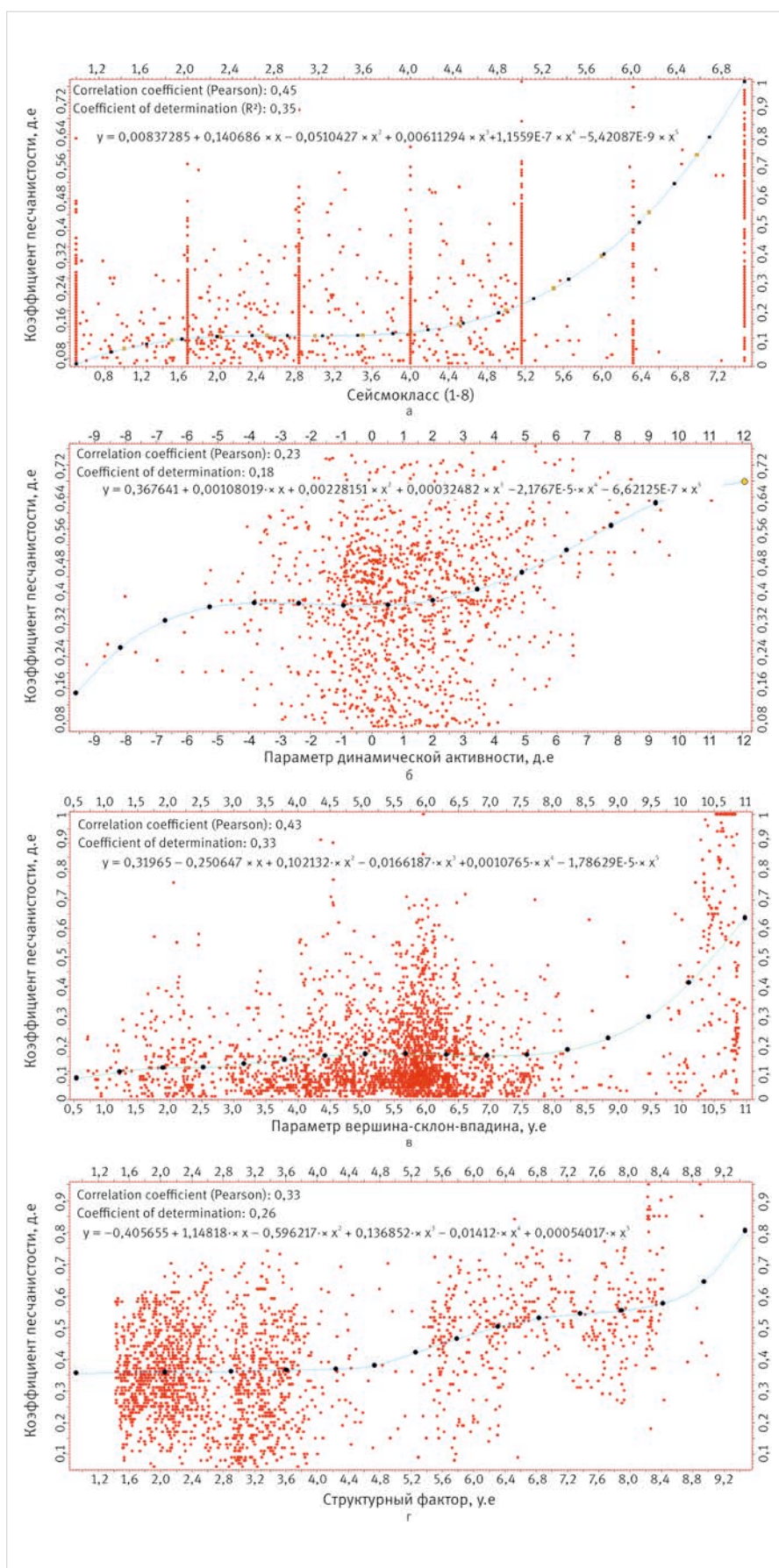


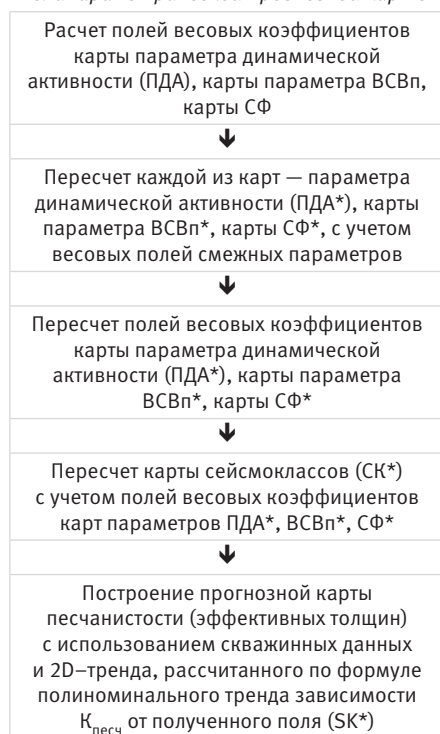
Рис. 3. Пласт БВ10(0). Диаграмма зависимости коэффициента песчаности от: а — сейсмического класса, коэффициент корреляции 0,45; б — параметра динамической активности, коэффициент корреляции 0,23; в — параметра «вершина-склон-впадина», коэффициент корреляции 0,43; г — структурного фактора, коэффициент корреляции 0,33
Fig. 3. BV10(0) formation. Diagram of the dependence of the coefficient of sandiness on: а — seismic class, correlation coefficient 0,45; б — dynamic activity parameter, correlation coefficient 0,23; в — the "peak-slope-trough" parameter, the correlation coefficient is 0,43; г — structural factor, correlation coefficient 0,33

нормированную среднечастотную (ПВСв) и нормированную высокочастотную (ПДА); карта сейсмочлассов (нейронные сети) (рис. 2–3);

- коэффициенты песчаности по скважинным данным (база данных), выборка из 28 500 скважин.

Построение полипараметрического поля

Блок-схема алгоритма построения полипараметрической прогнозной карты



Построение полипараметрического поля (сейсмочласс + структурный фактор + параметр динамической активности) в качестве прогнозной карты песчаности в предлагаемом авторами алгоритме начинается с анализа исходных данных (составление зависимостей $K_{\text{песч}} = f(\text{ПДА}; \text{ВСВп}; \text{СФ}; \text{СК})$:

- карты сейсмочлассов (СК) [1–8 кл.] (рис. 2а);
- карта параметра динамической активности (ДА): [-9,5 – +11,8 у.е.] — для объекта БВ10(0) (рис. 2б);
- карта параметра «вершина-склон-впадина» (ВСВп): [0–9,1 у.е.] (рис. 2в);
- карты структурного фактора (СФ): [1–10,0 у.е.] (рис. 2г);
- карты сейсмочлассов (СК) [1–8 кл.] (Рис. 2а).

По полученным диаграммам зависимостей коэффициента песчаности (по скважинным данным базы данных) от вышеназванных полей, приняты полиномиальные тренды этих зависимостей с формулами:

1. параметр ПДА для объекта БВ10(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,37 + 0,0014 \cdot (\text{ПДА}) + 0,0021 \cdot (\text{ПДА})^2 + 0,00032 \cdot (\text{ПДА})^3 - 2,18 \cdot (\text{ПДА})^4 - 6,62 \cdot (\text{ПДА})^5;$$
2. параметр ВСВп для объекта БВ10(0):

$$K_{\text{песч}} = 0,32 - 0,25 \cdot (\text{ВСВп}) + 0,1 \cdot (\text{ВСВп})^2 - 0,0166187 \cdot (\text{ВСВп})^3 + 0,001 \cdot (\text{ВСВп})^4 - 1,79 \cdot (\text{ВСВп})^5;$$
3. параметр СФ для объекта БВ10(0):

$$K_{\text{песч}} = -0,41 + 1,15 \cdot (\text{СФ}) - 0,59 \cdot (\text{СФ})^2 + 0,14 \cdot (\text{СФ})^3 - 0,01 \cdot (\text{СФ})^4 + 0,0005 \cdot (\text{СФ})^5;$$

По формулам трендов рассчитаны значения $K_{\text{песч}}$ в каждой точке скважинных

данных — $K_{\text{песч}}^{\text{ТРЕНД}}$. Определены средние значения поля каждого из параметров, каждого объекта. Вес параметра определялся как значение $K_{\text{песч}}^{\text{ТРЕНД}}$ в данной точке, деленное на среднее значение по гистограмме. По полученным весовым значениям в каждой точке скважинных данных строились карты (поля) весовых коэффициентов каждого параметра, каждого объекта (рис. 4).

Далее, исходная карта параметра ПДА была последовательно поделена на полученные карты весовых коэффициентов (СФ), (ВСВп), (СК) для каждого объекта, т.е. ПДА преобразована в ПДА* (с целью «нивелировать» влияние структурного фактора, параметра ВСВп и сейсмочласса на зависимость коэффициента песчаности от поля параметра динамической активности), с дальнейшим

расчетом окончательного поля весовых коэффициентов параметра (ПДА*). Аналогичная процедура проведена для параметра СФ (СФ преобразована в СФ*) (деление на карты весовых коэффициентов ПДА, ВСВп и СК — с целью «нивелировать» влияние динамической активности и сейсмочласса на зависимость коэффициента песчаности от поля структурного фактора), для параметра ВСВп (ВСВп преобразован в ВСВ*). Проведен расчет итоговых полей весовых коэффициентов параметров ПДА*, ВСВп*, СФ*.

В заключение, исходная карта сейсмочлассов была скорректирована делением на окончательные весовые поля параметров (ПДА*), (ВСВп*), (СФ*), таким образом, карта сейсмочлассов «нивелирована» от влияния полей динамической активности, поля

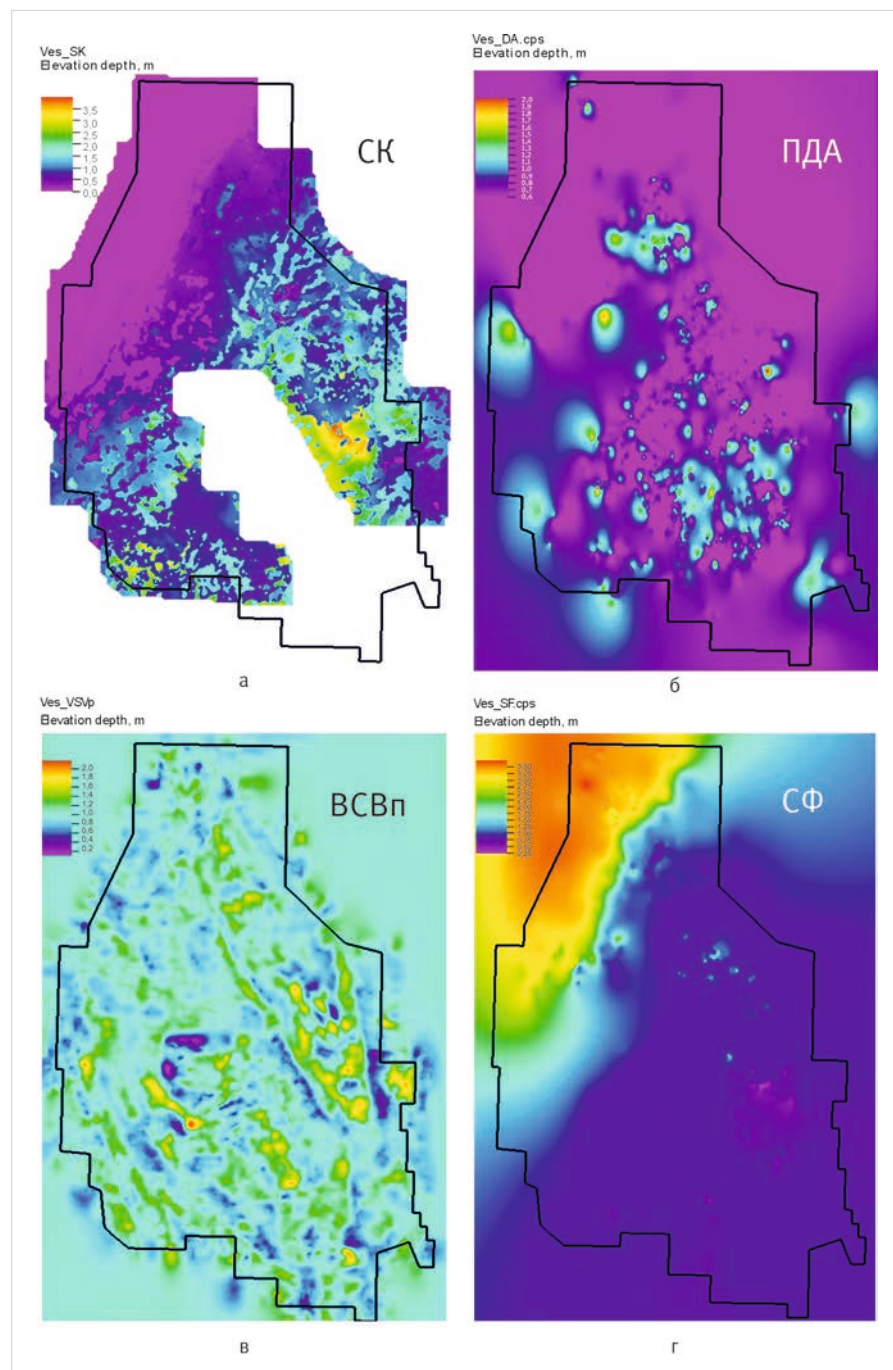


Рис. 4. Пласт БВ10(0). Поля весовых коэффициентов карты сейсмочлассов — а, карты параметра динамической активности — б, карты параметра «вершина-склон-впадина» — в, структурного фактора — г
 Fig. 4. Layer BV10(0). Seismic class weight coefficient map — а, dynamic activity parameter map — б, “peak-slope-trough” parameter map — в, structural factor map — г

«вершина-склон-впадина» и структурного фактора. Составлена диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным от скорректированной карты сеймоклассов (рис. 5). Коэффициент корреляции составил 0,76 для объекта БВ10(0).

Аналогичная процедура обработки исходных данных была проведена по объектам БВ10(1), БВ16, БВ19(1), БВ19(2), БВ20, БВ21-22 (рис. 6, 7).

Построены прогнозные карты песчаности (эффективных толщин) объектов БВ10(1), БВ16, БВ19(1), БВ19(2), БВ20, БВ21-22 (рис. 8), рассчитанные по формуле полиномиального тренда зависимости $K_{\text{песч}}$ от полученного поля (SK^*).

Итоги

Итогом проведенных исследований следует назвать практический опыт опробования применения алгоритма анализа косвенных геофизических параметров и последующего прогноза распределения параметров коллекторских свойств, с целью повышения эффективности разработки месторождения и максимального отбора УВ.

Опробованный в данной работе алгоритм анализа и обработки исходных данных позволит обоснованно повысить точность, информативность построения геологических цифровых моделей на других перспективных объектах разработки месторождений углеводородов. Привлечение в предлагаемый алгоритм анализа карт фациальной обстановки и других, имеющих поля (гравитационные, тектонические карты) безусловно приведет к повышению коэффициентов корреляции (до 77–82 %), что было предварительно опробовано авторами на отдельных участках исследуемой площади. Выборка скважинных данных в этих случаях значительно сокращается, кроме того, предлагаемый алгоритм нацелен на прогнозирование коллекторских свойств именно малоразбуренных зон. В данной работе авторами целенаправленно выбраны именно четыре типа исходных полей, с полученным в итоге коэффициентом корреляции ~0,77, с сохранением максимальной выборки скважинных данных (около 25 тыс.).

Выводы

При использовании предлагаемого алгоритма на других площадях необходимо каждый раз целенаправленно подбирать количество исходных геофизических полей, соизмеряя с целями проведения анализа, а не только с величиной итогового коэффициента корреляции. В частности, в данной работе карты фациальной обстановки не были использованы сознательно, т.к. основной целью исследования был прогноз коллекторских свойств неразбуренной части площади, где достоверность карт фациальной обстановки не вызывает доверия. Цели достичь максимального коэффициента со скважинными данными на разбуренной части не ставилось.

Литература

1. Казенков В.А. Сырьевая база углеводородов и региональные особенности распространения залежей в тюменской свите и ее аналогах в Западной Сибири // Бурение и нефть. 2016. № 3. С. 3–11.
2. Генераленко О.С., Зверев К.В., Кудаманов А.И. и др. Фациальная модель по пластам группы АВ Самотлорского месторождения. Тюмень: ООО «ТННЦ». 2013.

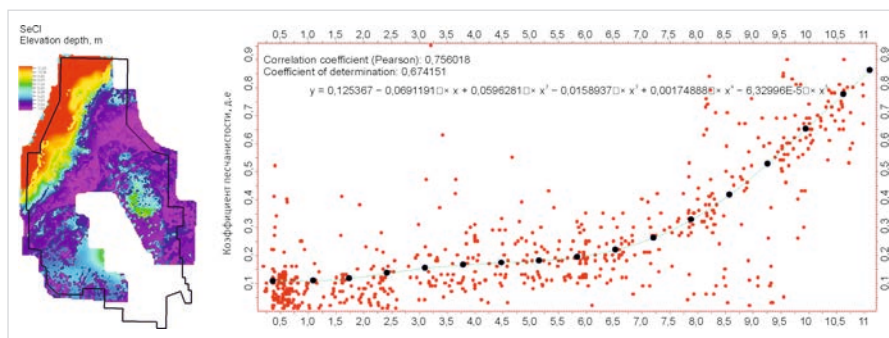


Рис. 5. Скорректированная карта сеймоклассов. Диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным от скорректированной карты сеймоклассов. Коэффициент корреляции 0,756

Fig. 5. Corrected seismic class map. A diagram showing the relationship between K_{sand} from well data and the corrected seismic class map. Correlation coefficient: 0,756

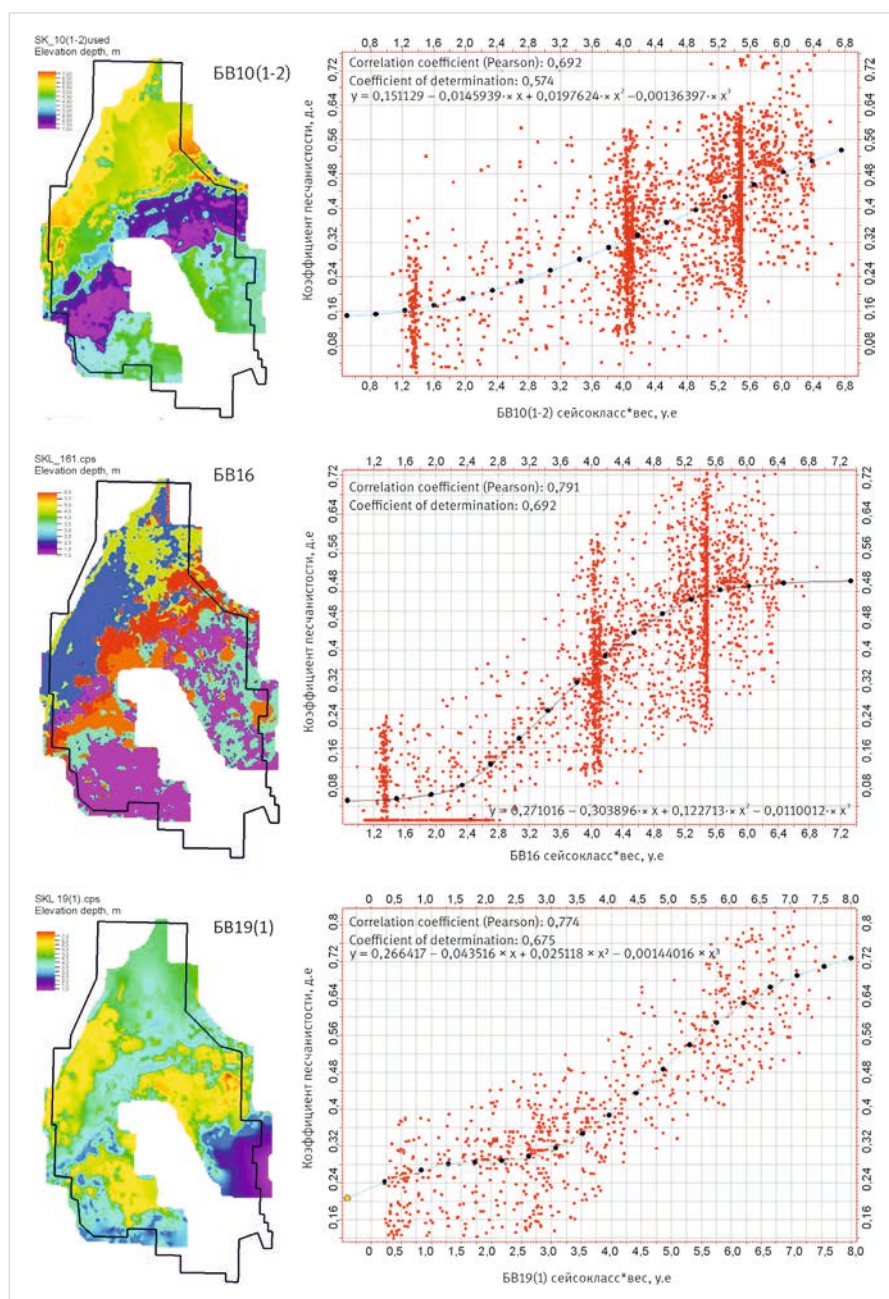


Рис. 6. Скорректированная карта сеймоклассов пластов БВ10(1-2), БВ16, БВ19(1).

Диаграмма зависимости $K_{\text{песч}}$ по скважинным данным от скорректированной карты сеймоклассов. Коэффициент корреляции, соответственно: 0,69; 0,79; 0,77

Fig. 6. Corrected seismic facies map for formations BV10(1-2), BV16, BV19(1). Diagram showing the dependence of core-derived K_{sand} on the corrected seismic facies map. Correlation coefficients are 0,69, 0,79, and 0,77, respectively

3. Генераленко О.С., Кудаманов А.И. и др. Создание фациальной модели по пластам группы БВ8 Самотлорского месторождения. Тюмень: ООО «ТННЦ». 2013.
4. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 38–43.

5. Смирнова Е.В., Нассонова Н.В., Буякина И.В., Песков М.А. Подсчет запасов углеводородов пластов Самотлорского месторождения. Тюмень: ООО «ТННЦ», 2017. Книга 1. С. 171–172, 183.
6. Смирнов О.А., Лурье М.Б., Зайцев А.Н. Технологические особенности создания компьютерной структурно-тектонической модели сложнопостроенного месторождения // Геофизика. 2004.

7. Бембель М.Р., Толстолыткин Д.В. Прогнозирование коллекторских свойств пластов группы АВ, БВ Самотлорского месторождения на основе полипараметрических зависимостей геолого-геофизических параметров // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 34–40.

ENGLISH

Results

Outcome of the conducted research should be called a practical experience of testing application of an algorithm for analyzing indirect geophysical parameters and subsequent prediction of distribution of parameters of reservoir properties, in order to increase field development efficiency and maximum hydrocarbon extraction.

The algorithm of analysis and processing of the initial data tested in this work will allow to reasonably increase the accuracy and informativeness of the construction of geological and hydrodynamic digital models on other promising objects of the development of hydrocarbon deposits. The involvement of facies maps and other available fields (gravitational, tectonic maps) in the proposed algorithm of analysis will certainly lead to an increase in correlation coefficients (up to 77–82 %), which was previously tested by the authors in certain areas of the studied area. The sampling of borehole data in these cases is significantly reduced, in addition, the proposed algorithm is aimed at predicting the reservoir properties of precisely poorly drilled zones. In this work, the authors purposefully selected exactly four types of initial fields, with the resulting correlation coefficient of ~0,77, while maintaining the maximum sample of well data (about 25 thousand).

Conclusions

When using the proposed algorithm on other areas, it is necessary to purposefully select the number of initial geophysical fields each time, commensurate with the objectives of the analysis, and not only with the value of the final correlation coefficient. In particular, in this work, the maps of the facies situation were not used consciously, because the main purpose of the study was to predict the reservoir properties of the undeveloped part of the area, where the reliability of the maps of the facies situation is not credible. The goal to achieve the maximum coefficient with borehole data on the drilled part was not set.

References

1. Kazenkov V.A. The raw material base of hydrocarbons and regional features of distribution of deposits in the Tyumen suite and its analogues in Western Siberia. Drilling and oil, 2016, issue 3, P. 3–11. (In Russ).
2. Generalenko O.S., Zverev K.V., Kudamanov A.I., et al. Facies model for the layers of the AB group of the Samotlor deposit. "TNSC" LLC, Tyumen, 2013. (In Russ).
3. Generalenko O.S., Kudamanov A.I. et al. Creation of a facies model for the

- formations of the BV8 group of the Samotlor deposit. "TNSC" LLC, Tyumen, 2013. (In Russ).
4. Alexandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatкова S.G., Sonich V.P. Petrophysical basis and assessment of the influence of argillaceous rock of formation and sieves on the formation development parameters. Oil Industry, issue 2, 2016, P. 38–43. (In Russ).
5. Smirnova E.V., Nassonova N.V., Buyakina I.V., Peskov M.A. Calculation of hydrocarbon reserves of the Samotlorskoye field. "TNSC" LLC Report,

- 2017, Book 1, P. 171–172, 183. (In Russ).
6. Smirnov O.A., Lurie M.B., Zaitsev A.N. Technological peculiarities of creating a computer structural-tectonic model of a complexly structured deposit. Geophysics, 2004, Special issue, P. 37–40. (In Russ).
7. Bembel M.R., Tolstolytkin D.V. Prediction of reservoir properties of layers of the AB, BV group of the Samotlor deposit on the basis of polyparametric dependencies of geological and geophysical parameters. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 34–40. (In Russ).

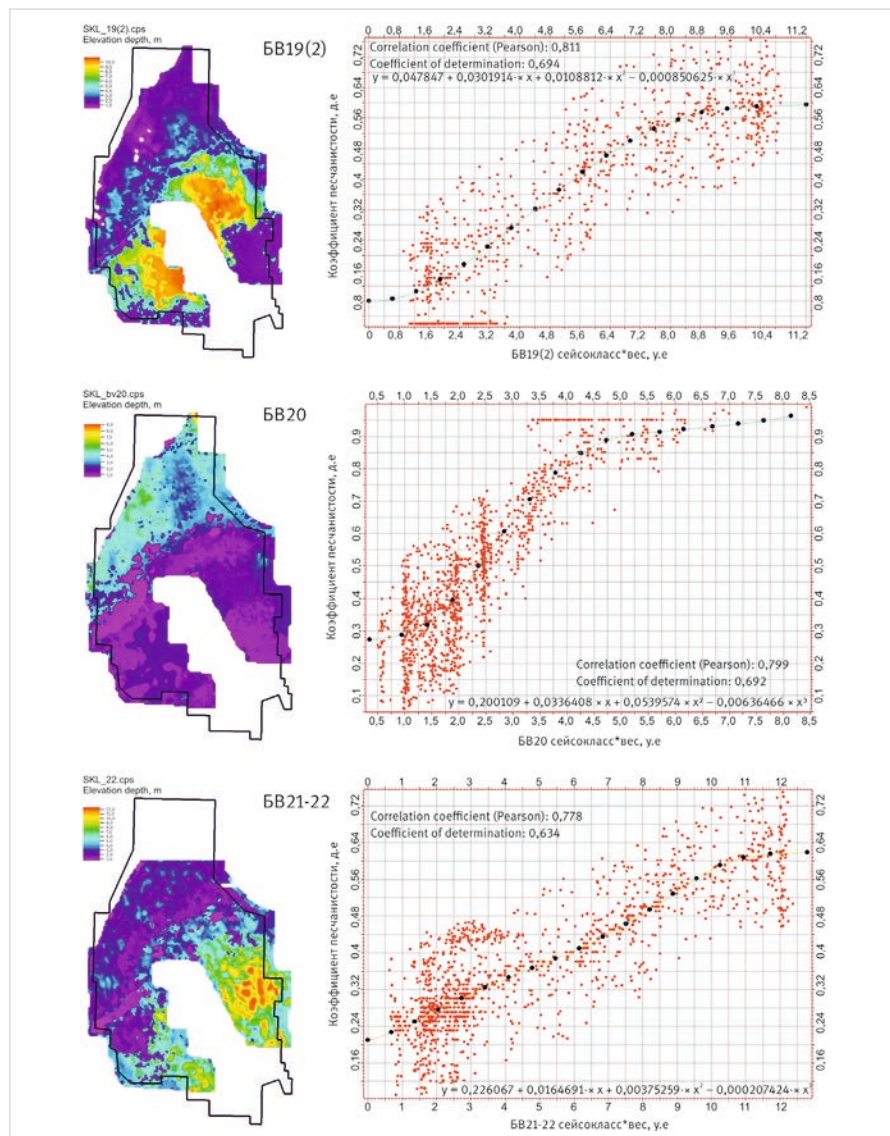


Рис. 7. Скорректированная карта сейсмочлагов пластов БВ19(2), БВ20, БВ21-22. Диаграмма зависимости $K_{песч}$ по скважинным данным от скорректированной карты сейсмочлагов. Коэффициент корреляции соответственно: 0,69, 0,79, 0,77
Fig. 7. Corrected seismic facies map for formations BV19(2), BV20, BV21-22. Diagram showing the dependence of core-derived K_{sand} on the corrected seismic facies map. Correlation coefficients are 0,69, 0,79, and 0,77, respectively

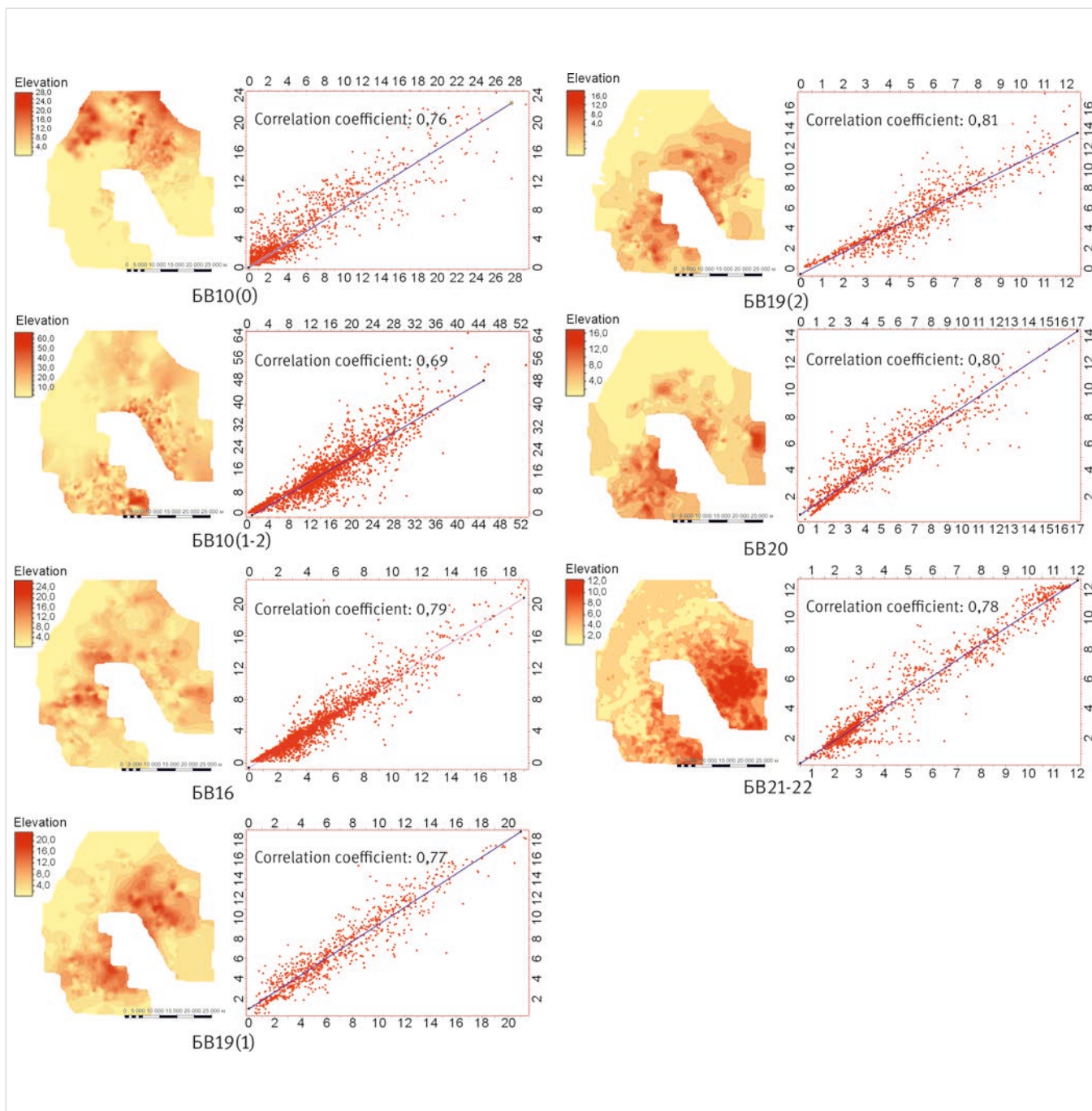


Рис. 8. Карты эффективных толщин, рассчитанные по формуле политренда зависимости $K_{\text{песч}}$ от полученного поля (SK^*), коэффициенты корреляции со скважинными данными: БВ10(0) – 0,76; БВ10(1-2) – 0,69; БВ16 – 0,79; БВ19(1) – 0,77; БВ19(2) – 0,81; БВ20 – 0,8; БВ21-22 – 0,78

Fig. 8. Effective thickness maps calculated using the trend formula for the dependence of K_{sand} on the obtained field (SK), correlation coefficients with well data: BV10(0) – 0,76; BV10(1-2) – 0,69; BV16 – 0,79; BV19(1) – 0,77; BV19(2) – 0,81; BV20 – 0,8; BV21-22 – 0,78

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бембель Михаил Робертович, главный специалист Управления по ГРМ «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия, Тюмень, Россия
Для контактов: mrmbembel@rn-gir.rosneft.ru

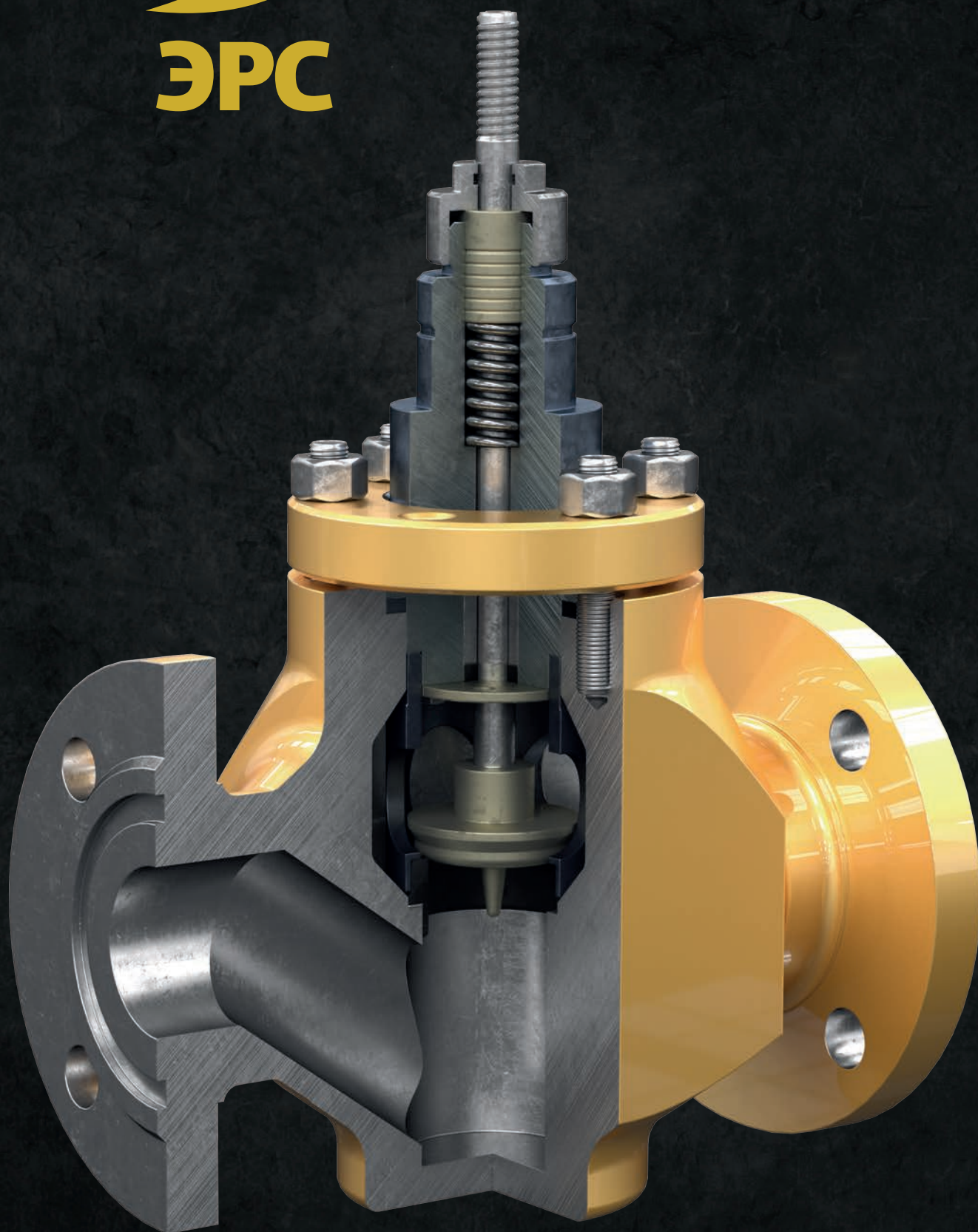
Толстолыткин Дмитрий Витальевич, эксперт по гидродинамическому моделированию Управления по ГРМ «Самотлорнефтегаз», ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: dvtolstolitkin@rn-gir.rosneft.ru

Bembel Mikhail Robertovich, head of the department for timing “Samotlorneftegaz”, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mrmbembel@rn-gir.rosneft.ru

Tolstolitkin Dmitrii Vitalievich, hydrodynamic modeling expert of the department for timing “Samotlorneftegaz”, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dvtolstolitkin@rn-gir.rosneft.ru



ЗАПОРНО- РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА



Виды исполнения



МАРКИ
СТАЛИ

Ст20, 09Г2С,
12Х18Н10Т, 20ЮЧ,
13ХФА, 10Х17Н13М2Т
и другие марки стали



ДЛЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ
РАБОЧЕЙ
СРЕДЫ

от -200 до +650 °С



ДЛЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ
ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ

от -60 до +70 °С



ПРОПУСКНЫЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

Ключевые определения надежности клапанов

РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, действующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравнивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон).

УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х.

БЫСТРОСЪЕМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода.

АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путем снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана).

Остальные технические характеристики

Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV — по ГОСТ 54808-2011 В, А — по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое

Актуальные подходы к геологическому моделированию и оценке запасов ачимовских залежей для задач опытно-промышленной разработки

Деньгина Ю.А., Жилин Е.Н., Смирнова Е.В.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Статья посвящена вопросам геологического моделирования ачимовских залежей нефти в случае отсутствия уверенного уровня водонефтяного контакта и выявления высоких переходных зон насыщения. Описаны варианты получения подсчетных параметров из модели и оценки запасов по залежи. На практическом примере показаны слабые стороны моделирования ачимовской залежи общепринятым методом для традиционных коллекторов. Рекомендован подход, оптимальный с точки зрения проектирования и реализации опытно-промышленных работ на начальной стадии изученности объекта в условиях низкой и неравномерной разбуренности. В предложенном варианте перспективы распространения нефтеносности не ограничиваются эффективными толщами, зажатыми между поверхностями кровли коллектора и ВНК. Подход позволяет на начальной стадии разбуренности избежать условного дробления пласта на пакки для воспроизведения неоднородного насыщения по разрезу, выполнить оценку ресурсов с учетом максимального объема петрофизических и геолого-геофизических данных и сохранения структуры насыщения, характерной для ачимовки. Использование полученных результатов для проектирования ОПР дает больше возможностей для проработки вариантов, подбора технологий, повышает достоверность расчета входных и накопленных технологических показателей.

Материалы и методы

После предварительного анализа методов моделирования и консолидации всей имеющейся геологической информации с помощью специализированного программного обеспечения построен куб характера насыщения ачимовских отложений с применением интерполяционных методов интерполяции

моделирования без учета ЗЧВ, но с возможным заданием других выявленных зависимостей и трендов.

Ключевые слова

ачимовская толща, литологическая неоднородность, геологическое моделирование, зеркало чистой воды, ТРИЗ

Для цитирования

Деньгина Ю.А., Жилин Е.Н., Смирнова Е.В. Актуальные подходы к геологическому моделированию и оценке запасов ачимовских залежей для задач опытно-промышленной разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 22–26. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-22-26

Поступила в редакцию: 24.07.2026

GEOLOGY

UDC 550.8 | Original Paper

Current approaches to geological modeling and reserve estimation of Achimov deposits for pilot-scale development purposes

Dengina Y.A., Zhilin E.N., Smirnova E.V.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

This article addresses the geological modeling of Achimov oil reservoirs characterized by the absence of a reliable oil-water contact level and the presence of extensive transition zones. It describes methods for deriving volumetric parameters from the model and estimating reservoir reserves. A practical example illustrates the limitations of modeling Achimov reservoirs using standard techniques designed for conventional reservoirs. The study recommends an approach optimized for the design and execution of pilot-scale operations during the early stages of field appraisal, particularly under conditions of sparse and uneven well coverage. In the proposed approach, the potential extent of oil-bearing zones is not limited to the net pay thickness confined between the reservoir top and the oil-water contact (OWC). At the initial stage of field development, this method avoids the arbitrary subdivision of the formation into discrete units to represent vertical saturation heterogeneity; instead, it enables resource assessment that incorporates the full range of petrophysical and geological-geophysical data while preserving the saturation structure characteristic of the Achimov deposits. Using the obtained results to design pilot development projects offers greater scope for evaluating options and selecting technologies, while also enhancing the reliability of calculations regarding input and cumulative technological indicators.

Materials and methods

Following a preliminary analysis of modeling methods and the consolidation of all available geological data using specialized software, a saturation-character cube for the Achimov deposits was constructed; this process employed interpolation-based modeling methods that excluded the oil-water contact (OWC) zone but allowed for the incorporation of other identified dependencies and trends.

Keywords

object modeling, geological modeling, seismic survey, Achimov deposits, facies, channels, fanes

For citation

Dengina Y.A., Zhilin E.N., Smirnova E.V. Current approaches to geological modeling and reserve estimation of Achimov deposits for pilot-scale development purposes. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 22–26. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-22-26

Received: 24.07.2026

Актуальность

На протяжении нескольких десятков лет популярным инструментом для оценки запасов, проектирования разработки месторождений является трехмерная геологическая модель продуктивного пласта. Прогностические свойства модели напрямую зависят от качества и детальности изученности продуктивного пласта геолого-геофизическими и промысловыми методами, количества пробуренных скважин, достоверности принятой концептуальной модели. Также важную роль в создании геологической модели играет алгоритм моделирования. При высокой плотности скважинных материалов в совокупности с высокоточными сейсморазведочными данными выбор алгоритма моделирования будет влиять минимально, достаточно придерживаться общепринятых рекомендаций и контроля качества. При низкой плотности скважин и «редкой» сети сейсморазведочных работ (СРР) воспроизвести литологическую неоднородность сложнопостроенных коллекторов традиционными методами практически невозможно, а значит, разница при моделировании разными методами на основе одних и тех же данных будет существенной. Это касается как континентальных отложений, так отложений подводных конусов выноса, когда уже на начальной стадии разведки есть понимание, что распространение коллектора будет подчиняться закономерностям и особенностям осадконакопления конкретной исследуемой территории и связано с деятельностью русловых потоков [1, 2].

В таких ситуациях на помощь приходят методы стохастического моделирования геологических объектов. При этом важно, чтобы усложнение подходов и алгоритмов моделирования не повлекло за собой увеличения времени счета и ограничений в актуализации модели при появлении новых данных. Выбор оптимального алгоритма моделирования позволяет учесть материалы скважин, воспроизвести литологическую неоднородность, снизить погрешность результата.

Задача данной работы показать на примере разведываемого участка изменение подхода к моделированию в связи с получением новых данных СРР, описать алгоритм расчета и показать повышение прогнозных качеств модели.

Введение

Достоверность определения средних петрофизических параметров и запасов залежи — важная часть успешного и эффективного планирования разработки, оценки экономических показателей проекта. Ачимовские отложения входят в список наиболее проблемных с геологической точки зрения из-за сложности прогнозирования нефтенасыщенности и гидродинамической связанности коллекторов [3]. Модели ачимовских залежей, построенные по классическим подходам с обоснованием ВНК на основе результатов испытаний, зачастую не отражают истинную структуру запасов как внутри оконтуренной залежи, так и в толще коллекторов, расположенных ниже принимаемого ВНК, где остаются пропущенные нефтенасыщенные интервалы. На данный момент не существует методики, которая позволила бы воспроизвести геологическую модель залежи в ачимовских отложениях с учетом всего имеющегося комплекса геолого-геофизической информации без исключения части данных по коллектору в области определения насыщения и характера притока.

Причины заключаются в том что большинство известных залежей углеводородов, расположенные в ачимовской толще, характеризуются наличием ряда особенностей:

- ФЕС коллекторов имеют широкий диапазон проницаемости — 0,01–100 мД с преобладанием проницаемости менее 2 мД, что влечет неопределенности при испытании скважин без гидроразрыва пласта;
- залежи представлены литологически экранированными залежами с условным оконтуриванием по данным сейсмики;
- ачимовские отложения имеют низкую результативность стандартных методов геофизических исследований скважин, приводящую к сложности в оценке эффективных толщин, коэффициента нефтенасыщенности;
- на начальное насыщение оказывает значительное влияние макро и микро неоднородность, вторичные преобразования в поровом пространстве.
- отмечаются высокие переходные зоны насыщения, моделирование которых осложняется неоднозначностью определения зеркал чистой воды и уровней водо-нефтяного контакта.

Все вышеперечисленное оказывает значительное влияние на определение параметров залежи (ННТ, Кн) и величины запасов. Тем не менее, запасы в отложениях ачимовской толщи оцениваются объемным методом с осреднением параметров по жестко, но условно геометризированной залежи.

Основная часть

На данный момент существует не так много методик для оценки запасов ачимовских отложений, а именно: классический объемный метод [2], методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта [4], методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях [5]. Каждая из методик характеризуется своими плюсами и минусами. Распространенный, понятный и регламентированный классический метод приводит к упрощению модели залежи или к излишней субъективной детализации ГМ.

Новые методики для оценки ТРИЗ начали разрабатывать с 2013 г.

Таким образом, действующие в настоящее время подходы к моделированию приводят к следующим проблемам:

1. Идеализация строения залежи;
2. Неучет линзовидности, слоистости отложений;
3. Неучет изменчивости Кпр в разрезе;
4. Неучет неоднородности насыщения в разрезе при высокой изменчивости проницаемости;
5. Значительное завышение насыщения по капиллярной модели в условиях неопределенности ЗЧВ в неразбуренных участках, наиболее приподнятых по гипсометрии.

Ачимовские отложения представляют собой глубоководные конуса выноса осадков — комплексы лопастей. Лопasti состоят из пяти структурообразующих элементов: слой, элемент лопасти, лопасть и комплекс лопастей, разделенных глинистыми перемычками (рис. 1). По опубликованным материалам выдержанные прослои алевролитов глинистых и аргиллитов мощностью более 20 см могут являться гидродинамическими барьерами. В отложениях ряда пластов встречаются песчаники с карбонатным цементом мощностью до 2 м, которые также

Табл. 1. Сопоставление методик оценки запасов
Tab. 1. Comparison of reserve estimation methods

Метод оценки запасов с подходами к геометризации		Плюсы	Минусы
Классика	Объемный метод	Распространенный, понятный. Регламентированный.	Упрощение модели залежи или необходимость излишней (субъективной) детализации ГМ
Баженов	Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (01.01.2022 г)	Применяются условные «не геологические» элементы для ограничения залежей	Не применим к ачимовке
Доманик	Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях (17.11.2023 г)	Объектами подсчета запасов в доманиковых продуктивных отложениях являются интервалы, в которых нефть находится в рассеянном состоянии и петрофизические свойства которых позволяют получать промышленные притоки нефти, в основном, после проведения гидроразрыва или других методов стимуляции притока	В доманиковых продуктивных отложениях при подсчете запасов выделяется только чисто нефтяная зона

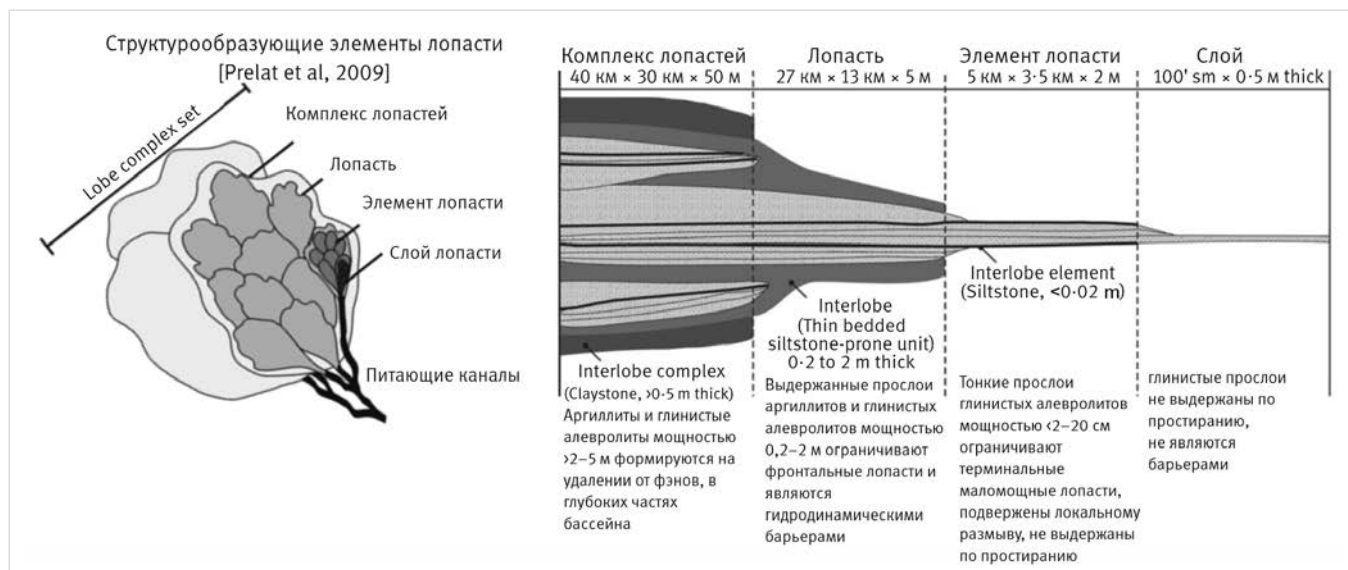


Рис. 1. Структура ачимовских отложений
Fig. 1. Structure of the Achimov deposits

будут служить флюидопорами при выдержанности латерального распространения. Интервал коллектора, кажущийся монолитным, представляет собой комплекс слоев с разной проницаемостью. Разница обусловлена не только самим процессом осадконакопления, но и дальнейшим уплотнением осадка, вторичным преобразованием.

Следует заметить, что несмотря на общие понятия, на каждой территории есть свои нюансы строения ачимовской толщи, связанные с особенностями палеорельефа, частотой и амплитудой колебаний уровня моря, расстоянием до источников сноса, строением шельфовой и береговой зоны, и прочими факторами [6, 7]. Таким образом, процесс осадконакопления определяет высокую неоднородность изучаемых отложений и изменчивость фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в разрезе и по площади. Решение задачи изучения и прогнозирования литологической неоднородности становится в данном случае ключевым процессом. Но уже на уровне изучения лопастей геолог сталкивается с ограничением разрешающей способности основного вида исследований — сейсморазведки. В какой-то части проблему помогает решать комплексирование видов исследований: СРР, ГИС, керн, тем не менее при моделировании межскважинного пространства на этом этапе начинает влиять субъективизм и ощущается нехватка проработанных методик по петрофизическому и геологическому моделированию ачимовских коллекторов с ТРИЗ.

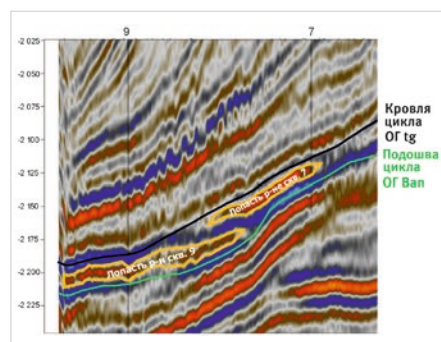


Рис. 2. Временной сейсмический разрез
Fig. 2. Seismic time section

Объект и методы исследования

При работе с сейсмическим материалом используются общепринятые методики и процедуры, позволяющие решить задачи интерпретации отложений фонда формы, к которым относится ачимовская толща [8]. На примере одного из месторождений Западной Сибири показано, что на основе 3d СРР прослежены все уверенные ОГ, приуроченные к крупным комплексам: урьевский, тагринский, лобазный. Кроме того в полуавтоматическом режиме прослежено несколько дополнительных горизонтов внутри комплекса. На временных разрезах видна внутренняя неоднородность

выделенных объектов (рис. 2), но проследить более детально локальные горизонты невозможно из-за прерывистости фаз, связанной с разрушением слоев осадка врезанием транспортировочных каналов. Поскольку ручное прослеживание локальных горизонтов вносит дополнительную неопределенность, детализация линз далее не выполнялась.

Выделение линз в полуавтоматическом режиме обоснованно материалами ГИС и керна. По разрезу пласта наблюдается изменение УЭС коллекторов и Кн. По керну отмечается слоистое и неравномерное свечение коллектора, связанное с

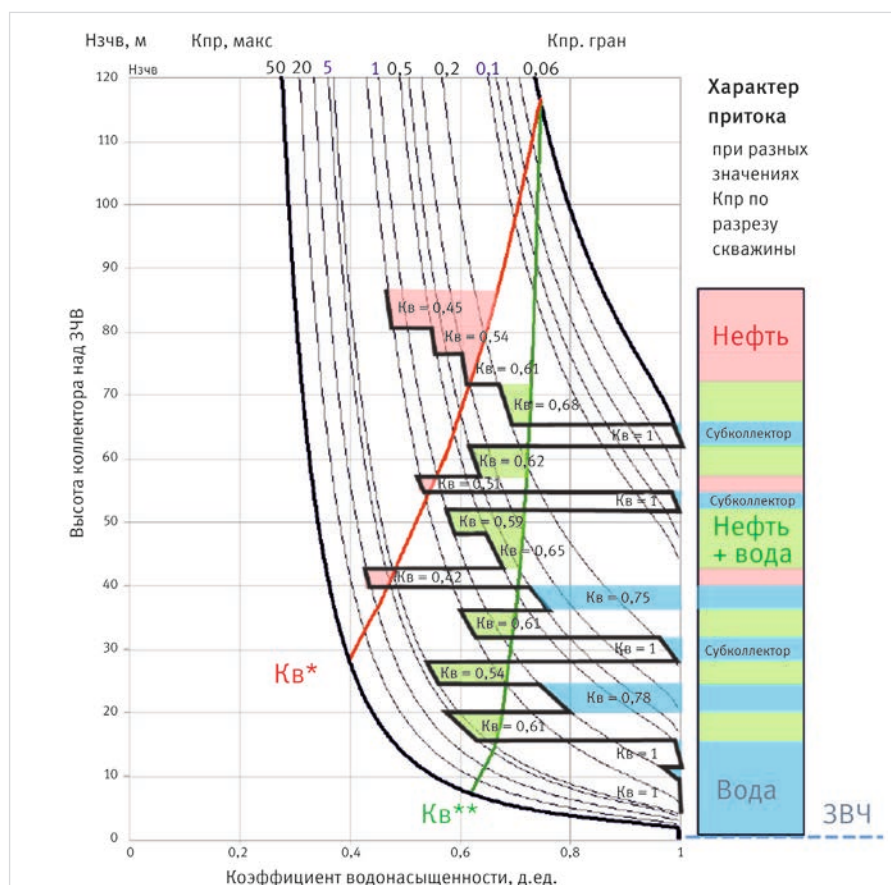


Рис. 3. Зависимость Кв от уровня над ЗЧВ и ФЕС [9]
Fig. 3 Dependence of Sw on the level above the FWL and FES [9]

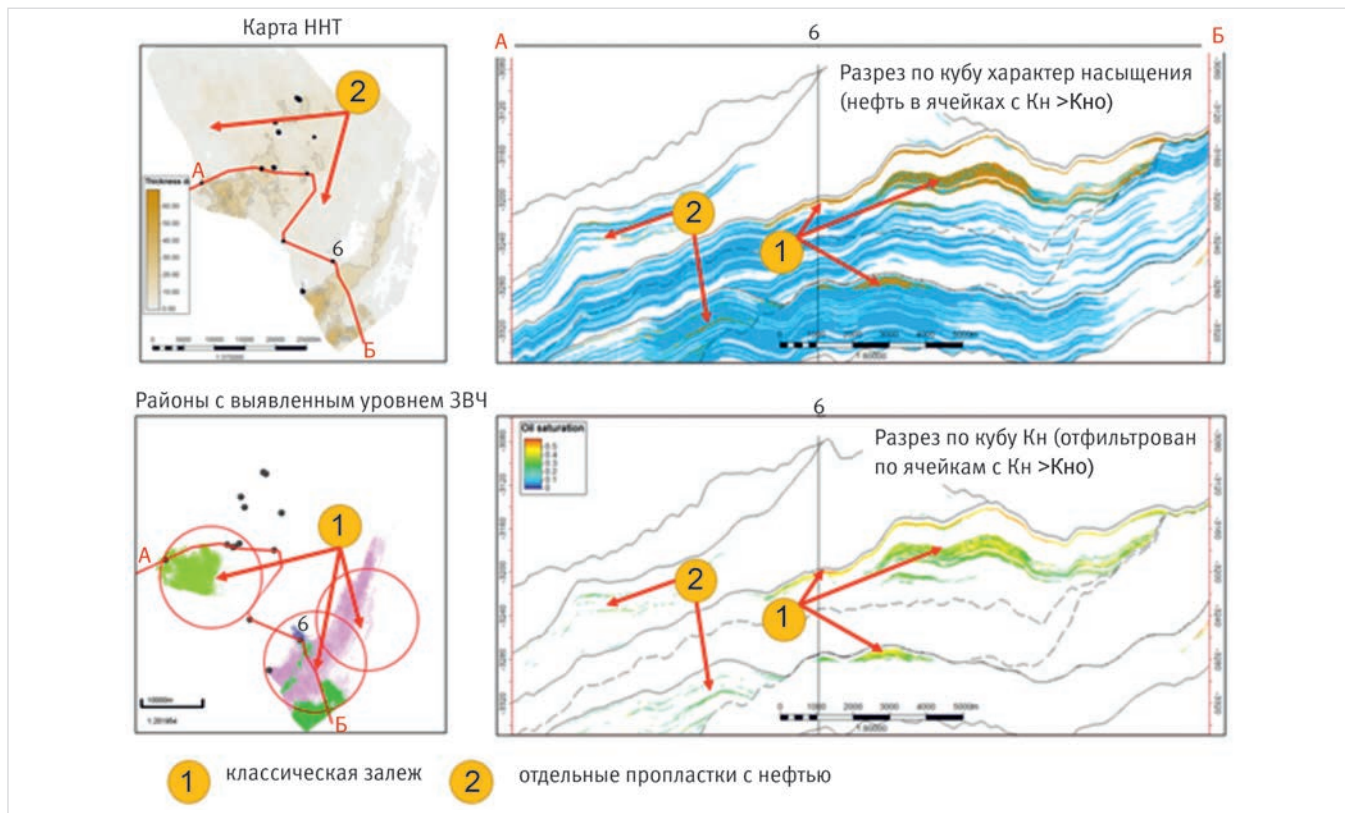


Рис. 4. Варианты моделирования насыщенности и оценки запасов в 3D геологической модели
Fig. 4. Approaches to saturation modeling and reserve estimation in a 3D geological model

изменением ФЕС. Свечение хорошо согласуется с результатами ОПК, поэтому считаем, что оно отражает истинное насыщение слоев коллектора.

При анализе капиллярных исследований в отложениях изучаемой толщи установлено, что:

1. В разрезе пласта, вскрытом скважиной, могут чередоваться пропластки с подвижной и неподвижной нефтью над ЗЧВ (рис. 3);
2. Залежь может полностью представлять собой переходную зону с недонасыщенным коллектором;
3. Недонасыщенный коллектор обеспечивает двухфазный приток нефти с водой или приток воды.

В этой связи возникает необходимость построения кубов K_v/K_n по капиллярной функции от ЗЧВ без задания условной поверхности ВНК.

Однако не всегда изменение в разрезе УЭС, K_n , насыщения по керну описывается капиллярной моделью. Причиной этого может служить наличие дополнительных несвязанных пачек в разрезе. Соответственно нет возможности достоверно установить единый уровень ЗЧВ, а для подбора разных зеркал требуется ввести условные границы подобъектов (пачек). Но поскольку прогноз распространения границ этих пачек по площади находится за пределами разрешающей способности СРР, то построения принимают условный статус.

В такой ситуации альтернативным решением является отказ от условных границ и применение интерполяционных методов моделирования без учета ЗЧВ, но с возможным заданием других выявленных зависимостей и трендов.

Неопределенность в моделировании и оценке объемов останется и будет

результатом математического моделирования на имеющихся данных по скважинам, без влияния человеческого фактора.

Обсуждение

В использованном подходе основные неопределенности — это принимаемое значение остаточной нефтенасыщенности, площадной тренд насыщения, зависящий от $K_p/K_{пр}$.

Остаточная нефтенасыщенность определяется капиллярными силами. Чем меньше радиус капилляра (проницаемость), тем выше остаточная нефтенасыщенность.

Однако при использовании газовых МУН, снижение межфазного натяжения в зоне смешения при закачке газа позволяет достигнуть коэффициента вытеснения более 80 %. При классическом же подходе к оценке запасов вносятся технические ограничения, «программируются» перспективы разработки, что оказывает негативное влияние на оценку объемов ТРИЗ в районах, где не определены технологии добычи.

Поэтому авторы рекомендуют считать геологические запасы в объеме коллекторов с $K_n > 0$. Соответственно параметры также должны осредняться на этот объем. Достоинство трехмерных геолого-гидродинамических моделей относительно двухмерных — это неограниченные возможности в подходах к оценке подвижных запасов и параметров с фильрами по разным условиям.

Помимо этого существует неопределенность электрической модели насыщения, связанная с латеральным и вертикальным изменением минерализации пластовой воды и локализацией зон одинаковых значений минерализации.

Решение вышеперечисленных задач будет способствовать повышению достоверности оценки геологических запасов, их структуры, а также пониманию объемов подвижных

запасов в зависимости от применяемых технологий. Благодаря этому появится возможность выбора наиболее эффективных технологий разработки ачимовских залежей, в том числе низкопроницаемых и недонасыщенных коллекторов.

Итоги

Комплексный анализ материалов исследуемого объекта позволил выделить несколько зон коллекторов, приуроченных к кровельным частям комплексов, имеющих связь насыщения с гипсометрией и ФЕС. В районах, ограниченных по СРР линз пластов с установленными ЗЧВ, куб K_n смоделирован по капиллярной функции. В остальных районах куб K_n смоделирован интерполяционным методом с применением в качестве тренда куба $K_{пр}$ (рис. 4). Карты толщин строились после фильтрации ячеек по значению $K_n > K_{но}$.

Благодаря учету капиллярного тренда в модели сохранились интервалы с низкой насыщенностью, залегающие в кровле залежей, которые впоследствии будут определять обводненность продукции.

В то же время интерполяция параметра K_n в зонах неопределенности показывает возможность выявления или распространения продуктивных пропластков аналогичных вскрытым в скважинах.

Выводы

В ходе работы получены следующие выводы:

- Для изучения залежей ТРИЗ необходимо комплексировать и использовать всю имеющуюся геологическую информацию;
- В условиях недонасыщенного коллектора или слоистого насыщения достоверное выделение поверхности ВНК не представляется возможным;
- Моделирование K_n от ЗЧВ и оценка запасов с отсекацией ячеек с $K_n < K_{но}$ для

разных вариантов Кно позволит точнее оценить запасы нефти в разрезе;

- В результате применения предложенного метода в разрезе сохраняются водонасыщенные маломощные коллектора, вовлечение которых в разработку после ГРП неизбежно. Оценка стартовой обводненности представляется более достоверной;
- Разным технологиям будут соответствовать разные подвижные запасы (Кно);
- Описанный подход позволяет методически верно проводить оценку запасов.

Литература

1. Prelat A., Covault J.A., Hodson D.M., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes. *Sedimentary Geology*, 2010, Vol. 232, issue 1-2, P. 66–76. (In Eng).
2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа

объемным методом. М.: ФБУ «ГКЗ», 2025. 644 с.

3. Махмутов И.Р., Туренко С.К. Изучение закономерностей распределения нефте- и водонасыщенных коллекторов в разрезе ачимовской толщи // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2025. Т. 16. № 2. С. 204–220.
4. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М.: ФБУ «ГКЗ», 2021. 19 с.
5. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях. М.: ФБУ «ГКЗ», 2023. 20 с.
6. Храмцова А.В., Лошаченко Ю.А., Литтау О.А. и др. Особенности строения глубоководных конусов выноса Арктических регионов Западной Сибири // *Новые идеи в геологии нефти*

и газа – 2023. 2023. С. 351–355.

7. Розбаева Г.Л., Маринов В.А., Храмцова А.В. и др. Новые данные по стратиграфии и седиментологии пограничных юрско-меловых отложений северо-западной части Енисей-Хатангского прогиба // *Литосфера*. 2022. Т. 22. № 3. С. 361–375.
8. Шешукова А.М., Смирнова Е.В., Васянина С.В. Опыт применения сейсмофациального анализа на этапе поисковых и разведочных работ. *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. 2024. № 3. С. 58–72.
9. Родивиллов Д.Б., Кантемиров Ю.Д., Махмутов И.Р., Акиншин А.В. Практическое руководство по петрофизическому моделированию нефтенасыщенности: монография; ООО «Тюменский нефтяной научный центр». Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2023. 144с.

ENGLISH

Results

A comprehensive analysis of data from the study object enabled the identification of several reservoir zones associated with the upper sections of the complexes, where fluid saturation correlates with structural elevation and petrophysical properties. In areas defined by the spatial distribution of reservoir lenses with established oil-water contacts (OWC), the oil saturation cube was modeled using a capillary pressure function. In the remaining areas, the cube was modeled via interpolation, using the permeability cube as a trend (fig. 4). Thickness maps were generated after filtering cells based on the condition $So > So_{irr}$.

Accounting for the capillary trend in the model preserved low-saturation intervals at the top of the reservoirs—intervals that will subsequently determine the water cut of the produced fluids.

At the same time, interpolating the water saturation parameter (So) in zones of uncertainty reveals the potential to identify or extend productive interlayers similar to those encountered in the wells.

Conclusions

Based on the results of this work, the following conclusions were reached:

- Studying hard-to-recover oil deposits requires integrating and utilizing all available geological information;
- Reliable identification of the oil-water contact (OWC) surface is not possible in cases of undersaturated reservoirs or stratified saturation;
- Modeling oil saturation as a function of height above the OWC and estimating reserves by excluding cells where $So < So_{irr}$ will allow for a more accurate assessment of oil reserves within the section;
- The application of the proposed method preserves thin, water-saturated reservoir intervals in the profile—intervals that will inevitably be brought into production following hydraulic fracturing. The estimate of initial water cut is more reliable;
- Different technologies will correspond to different volumes of mobile reserves (So_{irr});
- The described approach enables a methodologically sound assessment of reserves.

References

1. Prelat A., Covault J.A., Hodson D.M., Flint S.S. Intrinsic controls on the range of volumes, morphologies, and dimensions of submarine lobes. *Sedimentary Geology*, 2010, Vol. 232, issue 1-2, P. 66–76. (In Eng).
2. Guidelines for the estimation of geological oil and gas reserves using the volumetric method. Moscow: FBU “GKZ”, 2025, 644 p. (In Russ).
3. Makhmutov I.R., Turenko S.K. Study of distribution patterns of oil and water-saturated reservoirs in a section of the Achimov formation. *Actual problems of oil and gas*, 2025, Vol. 15, issue 1, P. 204–220. (In Russ).

4. Methodological recommendations for calculating oil reserves in the deposits of the Bazhenov horizon of the West Siberian oil and gas province. Moscow: FBU “GKZ”, 2021, 19 p. (In Russ).
5. Methodological recommendations for calculating oil reserves in domanic productive deposits. Moscow: FBU “GKZ”, 2023, 20 p. (In Russ).
6. Khrantsova A.V., Loshachenko Yu.A., Littau O.A. et al. Characteristics of the formation of deep-water fans in the Arctic regions of Siberia. *New ideas in oil and gas geology* – 2023, 2023, P. 351–355. (In Russ).
7. Rozbaeva G.L., Marinov V.A., Khrantsova A.V. et al. New data on the

- stratigraphy and depositional environment of the jurassic-cretaceous boundary sediments of the northwestern part of the yenisei-khatanga trough. *Lithosphere*, 2022, Vol. 22, issue 3, P. 361–375. (In Russ).
8. Sheshukova A.M., Smirnova E.V., Vasyanina S.V. Experience in seismic facies analysis application during prospecting and exploration. *Oil and Gas Studies*, 2024, issue 3, P. 58–72.
 9. Rodivilov D.B., Kantemirov Yu.D., Makhmutov I.R., Akinshin A.V. Practical guide to petrophysical modeling of oil saturation: monograph; Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen: CPI Express, 2023, 144 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Деньгина Юлия Александровна, ведущий специалист
Управления по геологии и разработке месторождений Ямал,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Жилин Евгений Николаевич, старший менеджер Управления по
геологии и разработке месторождений Восточной Сибири,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Смирнова Елена Витальевна, главный инженер проекта
Управления по геологии и разработке месторождений Ямал,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Denigina Yulia Alexandrovna, lead specialist of the department
of geology and field development of Yamal,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Zhilin Evgeny Nikolaevich, senior manager of the department of
geology and field development of East Siberia,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: enzhilin@rn-gir.rosneft.ru

Smirnova Elena Vitalievna, chief project engineer of the
department of geology and field development of Yamal,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Методика оценки вероятности геологического успеха для нетрадиционных газоносных объектов и ранжирование структур по газоперспективности

Калабин А.А., Дистанова Л.Р.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
lrdistanova@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлена комплексная методика оценки вероятности геологического успеха для газоносных объектов, расположенных в верхнемеловых отложениях Западной Сибири, включающих резервуары биохемогенного генезиса, где важную роль в фильтрационных свойствах резервуара играют тип порового пространства и степень трещиноватости. Полученные вероятности используются в системе ранжирования перспективных структур.

Применение методик по оценке вероятности геологического успеха и районированию территории с учетом данных о степени изученности и ранжирования объектов по приоритетности освоения позволяет выделять зоны перспектив.

Материалы и методы

В работе использованы данные 2D- и 3D-сейсморазведочных работ, геофизических исследований скважин, результаты анализа кернового материала, результаты опробований и испытаний. Для оценки потенциала целевого интервала разреза определяющее значение имеют исследование и прогноз структуры порового

пространства, анализ интенсивности естественной трещиноватости и фазового состояния углеводородов.

Ключевые слова

геологические риски, ранжирование территории, верхнемеловые отложения, Западная Сибирь, поровое пространство, трещиноватые коллекторы

Для цитирования

Калабин А.А., Дистанова Л.Р. Методика оценки вероятности геологического успеха для нетрадиционных газоносных объектов и ранжирование структур по газоперспективности // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 27–31. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-27-31

Поступила в редакцию: 11.08.2026

GEOLOGY

UDC 553.981 | Original Paper

Methodology for estimating the probability of geological success for unconventional gas-bearing objects and structure ranking by gas prospectivity

Kalabin A.A., Distanova L.R.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
lrdistanova@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article presents a comprehensive methodology for estimating the probability of geological success for gas-bearing objects located in the Upper Cretaceous deposits of Western Siberia, including reservoirs of bio-chemogenic origin, where the pore space type and the degree of fracturing play a crucial role in the filtration properties of the reservoir. The obtained probabilities are utilized in a ranking system for prospective structures. The application of methodologies for assessing the probability of geological success and regionalizing the territory – taking into account data on the degree of study and the ranking of objects by development priority – makes it possible to identify prospect zones.

Materials and methods

The study utilizes 2D and 3D seismic data, well logging results, core analysis, as well as data from sampling and well tests. For the evaluation of the target interval's potential, the study and prediction of pore space structure, as well as the analysis of natural fracture intensity and the phase state of hydrocarbons, are of decisive importance.

Keywords

geological risks, area ranking, upper cretaceous deposits, Western Siberia, pore space, fractured reservoirs

For citation

Kalabin A.A., Distanova L.R. Methodology for estimating the probability of geological success for unconventional gas-bearing objects and structure ranking by gas prospectivity. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 27–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-27-31

Received: 11.08.2026

Введение

На поисково-оценочной и разведочной стадиях геологоразведочных работ (ГРП) для оценки ресурсного потенциала продуктивных интервалов осадочного чехла, обоснования поисково-разведочного бурения, расчета экономических показателей, приоритизации и оптимизации портфеля проектов, как правило, используют:

- оценку геологических рисков;
- ранжирование потенциальных объектов по очередности освоения;
- районирование территории по перспективности.

Существующие методические рекомендации [1–3] разработаны для применения на объектах в широком диапазоне регионов с различными геологическими условиями

(например, терригенные или карбонатные породы коллекторы, экранирование ловушки солевыми диапирами или биогенные постройки с фациальным замещением, и др.). При этом подразумевается выбор параметров для применения на одном конкретном объекте с однозначным вариантом из геологического разнообразия. Аналогичный подход применяется и к оценке полноты и достоверности

имеющихся данных. Наряду с выбором одного варианта из геологических условий для каждого $P(n)$, необходимо выбрать одну из степеней наличия и достоверности данных, и, таким образом, на пересечении получить интервал возможных вероятностей для каждого $P(n)$.

В региональных проектах, где наличие и достоверность данных значительно меняется по площади, а геологические условия имеют не только общие региональные характеристики, но и локальные, необходимо оценить множество объектов единым системным методом, в едином нормированном для всех объектов интервале вероятностей.

Как показала практика ГРП на территории Западно-Сибирского бассейна, применение общепринятых методик оценки геологического успеха к нетрадиционным резервуарам биохемогенного генезиса верхнего мела, содержащих газовые залежи, требует их существенной адаптации, учитывая специфическое строение коллекторов. Цель настоящей статьи - показать, как существующие подходы к оценке геологических рисков и ранжированию, можно адаптировать и применить к подобным объектам.

Общепринятая методика оценки вероятности геологического успеха

Риск — это вероятность наступления неблагоприятного события. Геологический риск при ГРП — это вероятность неподтверждения открытия новых залежей углеводородов (УВ), является обратной величиной вероятности геологического успеха: $R = 1 - P_g$. Вероятность геологического успеха — это вероятность открытия залежей или получения притока УВ в результате поискового и разведочного бурения. Этот комплексный параметр зависит от многих геологических факторов, влияющих на образование и сохранность залежи, характеристики которых должны обеспечить получение УВ. Геологический успех не оценивает размеры запасов открываемой залежи, технологические возможности и экономическую целесообразность разработки. Это оценивается экономическим риском (успехом), который в настоящей статье не рассматривается.

Вероятность геологического успеха зависит от положительного исхода перечисленных ниже факторов:

- наличия пород-коллекторов;
- наличия ловушки УВ;
- заполнения ловушки УВ;
- сохранности залежи УВ.

Вероятность совместного наступления нескольких событий определяется произведением их вероятностей: $P_g = P1 \times P2 \times P3 \times P4$. В реальных условиях факторы часто коррелируют, результат каждого фактора имеет многовариантный характер за счет погрешности измерений и построений.

Применяемые в России и за рубежом подходы, детализирующие оценку вероятности геологического успеха, используют методику, которая основана на принципе анализа семи элементов, входящих в состав четырехкомпонентной УВ-системы, $P_g = P1a \times P1b \times P2a \times P2b \times P3a \times P3b \times P4$ (рис. 1).

Первые три фактора четырехкомпонентной системы разделяются на два критерия каждый.

$P1 = P1a \times P1b$ — вероятность существования пород-коллекторов:

- $P1a$ — вероятность наличия фаций, обладающих фильтрационно-емкостным потенциалом;

- $P1b$ — вероятность сохранности потенциала фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в результате постседиментационных преобразований.

$P2 = P2a \times P2b$ — вероятность существования ловушки УВ:

- $P2a$ — вероятность существования замкнутого контура ловушки УВ;
- $P2b$ — вероятность существования флюидоупора.

$P3 = P3a \times P3b$ — вероятность заполнения ловушки УВ:

- $P3a$ — вероятность существования и достаточной зрелости нефтегазоматеринских пород (НГМТ);
- $P3b$ — вероятность оптимального времени реализации нефтегазоматеринского потенциала и наличия путей миграции УВ.

$P4$ — вероятность сохранности залежи УВ. Для каждого геологического фактора ($P1$, $P2$, $P3$, $P4$) выбирается подходящий вариант критериев и соответствующий интервал вероятностей, учитывающий особенности объекта.

Авторский вариант методики оценки геологического успеха для нетрадиционных резервуаров верхнего мела Западной Сибири

В таблице 1 приведена матрица вероятностей геологического успеха, адаптированная для нетрадиционных резервуаров верхнего мела Западной Сибири.

Объекты с вероятностью успеха около 0,5 считаются средними по всем параметрам и часто характеризуются неоднозначными перспективами. Объекты с вероятностью успеха близкой к 1,0 соответствуют хорошо изученным месторождениям, ресурсы которых подтверждены на основе успешных исследований и испытаний. В данной работе нижний порог итоговой вероятности установлен на уровне 0,2; объекты с показателем ниже этого значения признаны бесперспективными и были исключены из дальнейшего анализа.

Вероятность существования пород-коллекторов ($P1$)

Изучаемые отложения представлены глинисто-кремнистыми породами биохемогенного генезиса (опоками, глинистыми опоками), сформированными в относительно глубоководной части шельфа, осадки откладывались на месте (автохтонно). Кремнистый состав отложений обуславливает их хрупкость, что является ключевым фактором развития естественной трещиноватости и формирования специфической структуры порового пространства.

Данные породы образуют коллекторы порово-трещинного типа и представляют собой нетрадиционные резервуары для газовых залежей Западно-Сибирского бассейна. Особенность таких коллекторов заключается в сочетании высокой общей пористости с низкой проницаемостью и значительным содержанием глинистых минералов (10–20%), что обусловлено особенностями строения порового пространства.

В пределах изучаемого региона пласт распространен повсеместно, следовательно, вероятность его наличия (критерий $P1a$) принимается равной единице. Однако из-за низких фильтрационных свойств матрицы получение промышленных дебитов газа обеспечивается благодаря наличию естественной трещиноватости [4]. Потенциальная успешность разработки пласта зависит

от корректного картирования высокопродуктивных зон с развитой системой природной трещиноватости и понимания структуры порового пространства пород [5].

Вероятность $P1b$ (качество коллектора) для данных отложений оценивалась с учетом типов порового пространства (с учетом содержания доли опала, кварца, глин, коэффициента пористости) и удельной интенсивности трещиноватости. По карте «Типы порового пространства» определяется вероятность от 0,8 до 1,0 — от пор, характеризующихся минимальными объемами, к порам, демонстрирующим максимальный объем. По карте «Удельная интенсивность трещиноватости» — аналогично, трещиноватость изменяется от 5 до более 20 уд.ед. После чего две вероятности перемножаются и формируется вероятность с интервалом от 0,6 до 1,0.

Вероятность существования ловушки УВ ($P2$)

Вероятность существования структуры ($P2a$), как и ее геометрия, определяются по данным сейсморазведки и бурения, зависят от плотности профилей, сети скважин и амплитуды структуры.

Для структур, которые являются унаследованными, высокоамплитудными, хорошо разбуренными, изученными сейсморазведочными работами, также в которых открыты и разрабатываются залежи газа в нижележащих отложениях сеномана, и амплитуда которых более 30 м, определено значение вероятности = 1, т.е. существование структуры считается доказанным. Для структур с амплитудами 20–30 м присвоена вероятность 0,9. Остальные ловушки с амплитудой менее 20 м были исключены из расчетов, как бесперспективные, в связи с неуспешными испытаниями на месторождениях, где оконтурены малоамплитудные ловушки (18 м).

Существование флюидоупора ($P2b$) определяется качеством покрышки по толщине и глинистости (карты «Толщина, Глинистость покрышки»), проверка на «ложность покрышки» проводится в связи с тем, что вышележащие породы обладают некоторыми фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), не препятствующими вертикальной миграции углеводородов из коллектора.



Рис. 1. Схема оценки вероятности геологического успеха [1–2]
Fig. 1. Scheme for evaluating the probability of geological success [1–2]

Покрышкам толщиной меньше 5 м с глинистостью меньше 0,25 — присваивается вероятность 0,8, толщиной меньше 10 м и глинистостью 0,35 — вероятность 0,9, более качественным — вероятность 1,0.

Проверка на «ложность» покрышки: если превышение амплитуды ловушки над мощностью покрышки менее 15 м — вероятность 0,8; если превышение амплитуды ловушки над мощностью покрышки варьирует в диапазоне значений 15–30 м, вероятность 0,9; если превышение амплитуды ловушки над мощностью покрышки более 30 м, вероятность 1,0.

После того как определены две вероятности, их произведение дает интервал от 0,6 до 1,0.

Вероятность заполнения ловушки УВ (РЗ)

Вероятность заполнения ловушки УВ оценивается по наличию и зрелости НГМТ (РЗa) и вероятности наличия путей миграции УВ в ловушку (РЗb).

По данным пиролиза значения водородного индекса (генерационного потенциала) рассеянного органического вещества изучаемого объекта характеризуют породы разреза как «бедные» для собственной генерации УВ [6]. Следовательно, перспективы газонасыщенности обусловлены на 90–96 % миграцией термогенного газа из более глубоких горизонтов.

При определении вероятностей для РЗ выделяются области развития подстилающих газовых залежей,

а также литолого-стратиграфические особенности, в том числе зоны распространения горизонтов.

В областях над зонами развития газовых залежей в подстилающих отложениях в высокоперспективной зоне вероятность принята за 1,0; объектам вне этой зоны, в низкоперспективной зоне, присвоена вероятность = 0,8.

Вероятность сохранности залежи УВ (Р4)

Сохранение залежей до настоящего времени подтверждается положительными результатами проведенных исследований (испытаниями, опробованиями, оценкой коэффициента газонасыщенности Кг по данным геофизических исследований скважин), а также косвенно амплитудными аномалиями по данным 3D-сейсморазведки.

При наличии испытаний вероятность для Р4 принимается таким образом, чтобы итоговый Рg был близок к следующим значениям: при $Q_g > 10$ тыс. м³/сут, Рg = 1,0; при $Q_g = 1–10$ тыс. м³/сут, Рg = 0,8; если $Q_g < 1$ тыс. м³/сут, Рg < 0,8; если нет испытаний, Рg = 0,8; при испытаниях = сухо (объект предполагает ГПП), газ+вода Рg = 0,6; если в результате получена вода, Рg = 0.

На объектах с отсутствием испытаний или опробований для определения вероятностей применяется коэффициент газонасыщенности, определенный по данным РИГИС: для Кг = 0,1–0,2 вероятность принимается минимальной 0,8, при Кг = 0,2–0,3 — нормируется в интервале вероятностей 0,9–1,0, при Кг более 0,3 — вероятность 1,0.

Таким образом, после перемножения всех Р(n) получены вероятности геологического успеха (Рg = 1–Риск) для каждой структуры, выделенной по поисковым критериям, отдельно по всем трем пластам. Впоследствии эти вероятности используются при расчете ресурсов с учетом риска.

Ранжирование объектов

Критерии и методика ранжирования определяются согласно Методическим указаниям [1] с учетом особенностей оценки ресурсного потенциала нетрадиционного объекта с ресурсами газа.

Общепринятый подход ранжирования потенциально перспективных структур выполняется на основе: степени геолого-геофизической изученности территорий, объема ресурсного потенциала, оценки вероятности геологического успеха с учетом приуроченности структур к зонам разной перспективности. В таблице 2 представлены варианты

Табл. 1 Матрица расчета вероятности геологического успеха
Tab. 1. Geological success probability matrix

Площадь	Вероятности факторов успеха					
	Наличие пород-коллекторов (P1)		Наличие ловушки УВ (P2)		Заполнение ловушки УВ (P3)	Сохранность залежи УВ (P4)
	Фация (P1a)	Качество коллектора (P1b)	Замкнутость ловушки (P2a)	Экранирующие свойства (P2b)	Наличие источника УВ (P3a) + пути миграции (P3b)	
	Карта «Тип порового пространства» и «Удельная интенсивность трещиноватости»		Амплитуда ловушек	Карта «Толщина, глинистость покрышки»	Карта «Перспектив»	Испытания, ОПК/ГДК, Кг по РИГИС
Интервал вероятностей	[0,6–1,0]		[0,8–1,0]	[0,6–1,0]	[0,8–1,0]	[0,2–1]

Табл. 2 Пример таблицы ранжирования нескольких площадей
Tab. 2. Example of a ranking table for several areas

Площадь/структура	Потенциал (карта зон перспектив)		Вероятность геологического успеха (Рg)		Геологическая изученность (карта изученности)		Сумм. балл, $\Sigma(\text{балл} \cdot \text{вес})$	Ресурсы газа Σ по пласту	Состояние флюида	Ранг
	Если = 1,0 то = 2 Если = 0,8 то = 1		Если >0,8 то = 3 Если >0,65 то = 2 Иначе = 1		Если = 0,8 то = 1 Если = 0,9 то = 2 Если = 1,0 то = 3 Иначе = 0,5					Если >1,5 то = 1 Если >1,0 то = 2 Иначе = 3
	д. ед.	балл	д. ед.	балл	д. ед.	балл		млн м ³		
	25 %		25 %		25 %					
К	0,8	1	0,5	1	0,9	2	1,0	75 632	Газ	3
L	1,0	2	0,8	2	0,9	2	1,5	123 954	Газ	2
M	1,0	2	0,9	3	1,0	3	2,0	54 343	Газ	1
P	1,0	2	0,7	2	0,9	1	1,3	7 850	Газогидрат	3

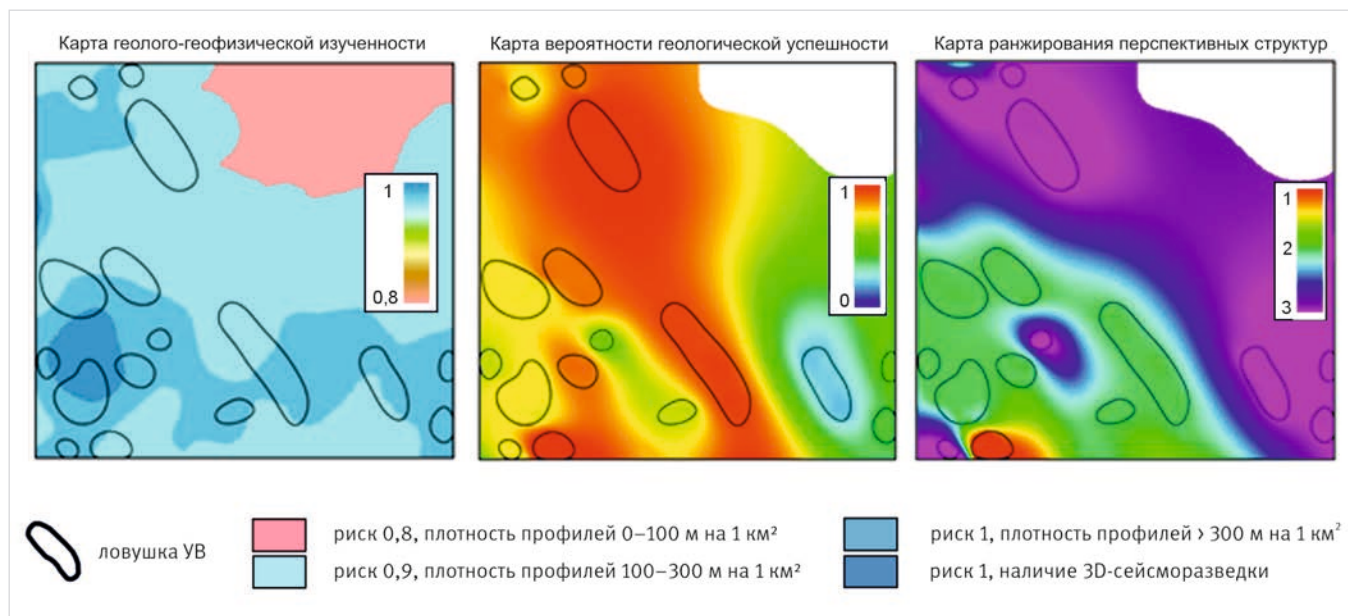


Рис. 2. Карты комплексирования для районирования
Fig. 2. Integration maps for zoning

критериев и получаемые ранги. В системе рангов, чем численно меньше ранг, тем выше приоритет объекта.

Критериям, измеряемым в долях условных единиц, присваиваются баллы согласно выбранному интервалу их изменчивости (чем выше значение, тем больше баллов), которые суммируются с одинаковым весом, и определяется результирующий ранг (чем больше баллов, тем выше приоритет). Объектам, попадающим в зону стабильности газогидратов и с принятым состоянием флюида как газогидрат, или объектам с объемом ресурсов газа меньше 10 млн м³, вводится понижающий коэффициент ранга (численно для рангов — «+1»).

Ранжирование проводится для структур в целом, включая все пласты с наличием ресурсов газа.

В результате ранжирования перспективных структур, каждой структуре присвоен один из трех рангов. Высокий приоритет (ранг 1) характеризуется высокой вероятностью геологического успеха, лучшей геологической изученностью, значительными ресурсами газа, отсутствием гидратообразования.

Районирование территории

Районирование территории по степени изученности и перспективам газоносности отложений проводится на основе комплексирования карт:

- Карта геолого-геофизической изученности;
- Карта вероятности геологической успешности;
- Карта ранжирования перспективных структур.

Карта геолого-геофизической изученности строится на основе плотности профилей 2D-сейсморазведки, плотности стратиграфических разбровок скважин и наличия 3D-сейсморазведки. Карта состоит из значений вероятности в долях единиц: при плотности 2D-профилей сейсморазведки до 100 м/км² вероятность равняется 0,8; при плотности 2D-профилей сейсморазведки 100–300 м/км² вероятность равна 0,9; при плотности 2D-профилей сейсморазведки >300 м/км²

вероятность равна 1,0. Наличие 3D-сейсморазведки на участке — вероятность 1,0.

Карта вероятности геологической успешности получается путем интерполяции значений уровня риска, определенного для каждой перспективной структуры. Шкала значений соответствует вероятности геологического риска, где 0 соответствует максимальному риску (табл. 1).

Карта ранжирования перспективных структур строится на основе интерполяции рангов структур (1, 2, 3; табл. 2). Для обеспечения сопоставимости данных при дальнейшем анализе значения данной карты были нормированы в диапазоне от 0 до 1, где 1 соответствует наиболее перспективной структуре.

Итоговая карта районирования территории по степени изученности и перспективам газоносности отложений получена как произведение карт геолого-геофизической изученности, карты вероятности геологической успешности и карты ранжирования перспективных структур. На рисунках 2 и 3 представлены карты-схемы, созданные с целью демонстрации методики районирования.

На основании итоговой карты и комплексного анализа геологических особенностей отложений разработана результирующая карта районирования территории Западно-Сибирского бассейна в пределах рассматриваемого стратиграфического интервала. На рисунке 3 приведен пример зонирования одной из областей северного региона на четыре района по степени их перспективности:

- Район высоких перспектив с высокой степенью геолого-геофизической изученности.
- Район высоких перспектив, с риском газогидратного состояния УВ и средней степенью геолого-геофизической изученности.
- Район низких перспектив и низкой степени геолого-геофизической изученности.
- Район — краевые области отсутствия перспектив газоносности отложений свиты.

В результате районирования определено количество структур и объем ресурсов, приходящихся на каждый из выделенных районов.

Итоги

В статье представлена комплексная методика оценки вероятности геологического успеха и ранжирования перспективных объектов для нетрадиционных газоносных резервуаров биохемогенного генезиса верхнего мела Западно-Сибирского бассейна.

Установлено, что общепринятые подходы к оценке вероятности геологического успеха требуют корректировки применительно к нетрадиционным коллекторам. В частности, фактором успеха для данных объектов является сочетание определенного типа порового пространства и интенсивности естественной трещиноватости, что было отражено в параметре P1b.

Разработанная матрица вероятностей позволила количественно оценить влияние основных компонентов УВ-системы (наличие коллектора, ловушки, заполнения и сохранности залежи). Использование значений вероятностей в зависимости от амплитуды структур, качества покрышки и данных РИГИС обеспечило более высокую достоверность оценки геологического успеха.

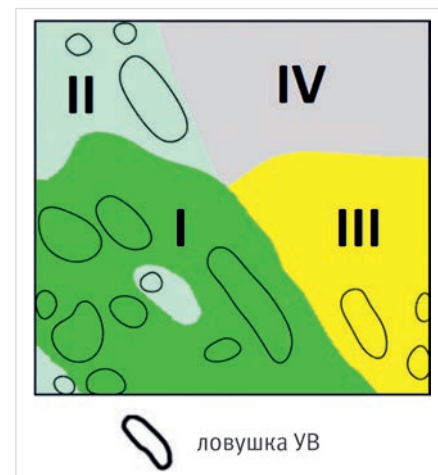


Рис. 3. Результат районирования территории
Fig. 3. Result of the territory zoning

Предложенная система ранжирования объектов по приоритетности (от 1-го до 3-го ранга) обеспечивает учет ресурсного потенциала, степени изученности и рисков. Введение понижающего коэффициента для объектов, находящихся в зоне стабильности газогидратов, позволяет определять технико-экономическую целесообразность их освоения. Комплексирование карт геолого-геофизической изученности, вероятности успеха и ранжирования структур позволило выделить четыре зоны перспективности.

Выводы

Таким образом, применение предложенного инструментария расширяет существующие представления о методах оценки геологического успеха, адаптировав их под особенности коллекторов биохомогенного генезиса верхнего мела Западной Сибири. Внедрение предложенной методики в практику разведки позволит снизить геологические риски и повысить эффективность освоения газовых залежей в нетрадиционных резервуарах.

Литература

1. Оценка ресурсного потенциала, вероятности геологического успеха и расчет ожидаемой стоимости геологоразведочного проекта с учетом рисков // Открытый ЛНД, Москва: Методические указания компании № П1-01.02 М-0033, «НК «Роснефть», 2023.
2. Поляков А.А. Системный подход к анализу и снижению риска при поисках и разведке месторождений нефти газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. № 1. 5 с. URL: https://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf (дата обращения: 05.07.2026).
3. Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 4. 8 с. URL: https://ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (дата обращения: 05.07.2026).
4. 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.
5. Кудаманов А.И., Карих Т.М., Агалаков С.Е., Павлуткин И.Г. Неравномерная трансформация осадочного кремнезема Западной Сибири (на примере сантонских опок хэяхинской пачки) // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024. № 4. С. 64–83.
6. Рязанова Т.А., Павлуткин И.Г., Марков В.В., Кудаманов А.И. Морфологическое разнообразие планктона и битуминозного вещества в верхнемеловых породах березовской и ганькинской свит юга Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Нефтяная провинция. 2020. № 4. С. 21–45.

ENGLISH

Results

The article presents a comprehensive methodology for estimating the probability of geological success and ranking prospective targets for unconventional gas-bearing reservoirs of bio-chemogenic origin in the Upper Cretaceous of the West Siberian basin.

It was established that commonly accepted approaches to estimating the probability of geological success require adjustment when applied to unconventional reservoirs. Specifically, the success factor for these objects is the combination of a specific pore space type and the intensity of natural fracturing, which was reflected in parameter P1b.

The developed probability matrix allowed for the quantitative assessment of the influence of the main hydrocarbon system components (presence of reservoir, trap, charge, and seal/preservation). Utilizing probability values based on structural amplitude, seal quality, and RIGIS data ensured higher reliability in the assessment of geological success.

The proposed priority ranking system (from 1st to 3rd rank) ensures that

resource potential, the degree of study, and risks are taken into account. The introduction of a reduction factor for objects located within the gas hydrate stability zone allows for the determination of the technical and economic feasibility of their development.

The integration of maps of geological and geophysical exploration, success probability, and structural ranking enabled the delineation of four prospect zones.

Conclusions

Thus, the application of the proposed toolkit expands existing understanding of geological success assessment methods by adapting them to the specifics of bio-chemogenic reservoirs of the Upper Cretaceous in Western Siberia.

The implementation of the proposed methodology into exploration practice will reduce geological risks and increase the efficiency of developing gas deposits in unconventional reservoirs.

References

1. Assessment of resource potential, probability of geological success, and calculation of the expected value of an exploration project accounting for risks. Open LND, Moscow: Company Guidelines № П1-01.02 М-0033, NK Rosneft, 2023. (In Russ).
2. Polyakov A. A. Systematic approach to the risk reduction analysis during prospecting and exploration activity of oil and gas fields. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2016, Vol. 11, issue 1, 5 p. URL: https://www.ngtp.ru/rub/3/3_2016.pdf (accessed: 05.07.2026). (In Russ).
3. Polyakov A.A., Murzin Sh.M. International experience in geological risk analysis. *Neftgazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2012, Vol. 7, issue 4, 8 p. (In Russ). URL: https://ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (accessed: 05.07.2026). (In Russ).
4. Nasonova 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).
5. Kudamanov A.I., Karikh T.M., Agalakov S.E., Pavlutkin I.G. Uneven transformation of sedimentary silica in Western Siberia (a case study of the Santonian gaizes of the Hayakha formation). *Oil and Gas Studies*, 2024, issue 4, P. 64–83. (In Russ).
6. Ryzanova T. A., Pavlutkin I. G., Markov V. V., Kudamanov A. I. Morphological diversity of plankton and bituminous matter in the Upper Cretaceous Berезовian and Gankinskian formations in the south of West-Siberian basin. *Neftyanaya Provintsiya*, 2020, issue 4, P. 21–45. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Калабин Артемий Александрович, начальник отдела, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Дистанова Лилия Робертовна, к.г.-м.н., главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Для контактов: lrtdistanova@rn-gir.rosneft.ru

Kalabin Artemiy Alexandrovich, head of department, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Distanova Lilia Robertovna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, chief specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: lrtdistanova@rn-gir.rosneft.ru

Приращение ресурсов углеводородов за счет выявления и картирования «пропущенных залежей» на примере месторождения Западной Сибири

Горбунов П.А., Степаненко А.С., Чебыкина В.В., Макарова К.С., Соколовская О.А., Архипов А.В., Афлятонова А.Р.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

pagorbunov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Статья посвящена результатам выделения перспективных нефтегазоносных объектов, охарактеризованных как «пропущенные залежи» на примере одного из месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО). «Пропущенные залежи» — это залежи, ранее вскрытые скважинами поисково-оценочного, разведочного и эксплуатационного фонда, но не выявленные ввиду неоднозначной интерпретации данных ГИС и отсутствия испытаний. Авторами статьи на основе анализа данных ГИС, сейсмики и результатов опробований в скважинах разработаны критерии выделения «пропущенных залежей» и методика их ранжирования по степени достоверности.

Материалы и методы

Материалы: амплитудный сейсмический куб, данные ГИС.
Методы: структурный и динамический анализ амплитудного куба, интерпретация данных ГИС и количественный анализ рассчитанных фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Ключевые слова

Западная Сибирь, углеводороды, пропущенные залежи, сейсморазведка, динамический анализ, ГИС, ресурсы

Для цитирования

Горбунов П.А., Степаненко А.С., Чебыкина В.В., Макарова К.С., Соколовская О.А., Архипов А.В., Афлятонова А.Р. Приращение ресурсов углеводородов за счет выявления и картирования «пропущенных залежей» на примере месторождения Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 32–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-32-36

Поступила в редакцию: 29.06.2026

GEOLOGY

UDC 553.981, 553.982 | Original Paper

Increase of hydrocarbon resources by identifying and mapping “missed deposits” on the example of Western Siberia oil and gas field

Gorbunov P.A., Stepanenko A.S., Chebykina V.V., Makarova K.S., Sokolovskaya O.A., Arhipov A.V., Aflytonova A.R.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

pagorbunov@rn-gir.rosneft.ru

Abstracts

This article is about the results of identifying oil and gas perspective objects, characterized as “missed deposits” on the example of one of oil and gas condensate field in the Yamalo-Nenets Autonomous District. “Missed deposits” are deposits that were previously penetrated by exploration and production wells, but were not identified due to unclear interpretation of well logging data and the lack of well testing.

The authors of the article, according on the analysis of well log data, seismic and results of testing in production wells, developed criteria for identifying “missed deposits” and a method for ranking them by degree of reliability. The results of performed research are several dozen of objects that identified as “missed deposits” within field with a total resource potential comparable to an average gas field.

Materials and methods

Materials: 3D seismic data, well logs data.
Methods: structural and dynamic analysis of the 3D seismic data, interpretation of well logs data and quantitative analysis of the calculated reservoir properties.

Keywords

Western Siberia, hydrocarbons, missed deposits, seismic exploration, dynamic analysis, well logging, resources

For citation

Gorbunov P.A., Stepanenko A.S., Chebykina V.V., Makarova K.S., Sokolovskaya O.A., Arhipov A.V., Aflytonova A.R. Increase of hydrocarbon resources by identifying and mapping “missed deposits” on the example of Western Siberia oil and gas field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 32–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-32-36

Received: 29.06.2026

Введение

Одной из основных задач, стоящих перед недропользователями, является задача выявления новых залежей в пределах уже действующих месторождений. Новые открытия на действующих месторождениях (в которые уже были вложены значительные капитальные затраты на создание объектов

инфраструктуры) позволяют продлить срок их промышленной эксплуатации и в конечном счете увеличить финансовую эффективность промыслов.

В данной статье на примере одного из месторождений Западной Сибири описаны подходы к выделению перспективных продуктивных объектов, охарактеризованных как

«пропущенные залежи», с целью их дальнейшего опробования, постановки на баланс предприятия и вовлечения в дальнейшую разработку.

Исследуемое месторождение в административном отношении расположено Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области. С точки зрения нефтегеологического

районирования участок расположен в юго-западной части Тазовского нефтегазоносного района (НГР) Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) [5]. Нефтегазоносность на месторождении установлена в широком стратиграфическом интервале от верхнего мела (K_2s , пласт ПК1) до средней юры (J_2bt , пласт ЮГ4). Этаж нефтегазоносности соответствует глубинам от 1 200 до 3 800 м.

Опыт бурения пилотных эксплуатационных скважин и проведения в них опробований в открытом стволе (ОПК) выявил существование в разрезе месторождения «пропущенных залежей» — залежей, которые ранее были вскрыты скважинами поисково-оценочного, разведочного и эксплуатационного фонда, но не были выявлены ввиду неоднозначной интерпретации данных ГИС и отсутствия испытаний.

Данные открытия послужили основанием для выполнения работ по дальнейшему выявлению и картированию потенциальных «пропущенных залежей» на исследуемой площади, результаты которых представлены в данной статье.

Объектом исследования данной работы является весь разрез месторождения, охарактеризованный данными бурения. Конечная цель проводимой работы — выявление «пропущенных залежей» для апробации и дальнейшего вовлечения в разработку.

Достижение поставленной цели осуществлялось через последовательное решение следующих геологических задач:

- разработка критерия выделения пропущенных объектов;
- уточнение интерпретации данных ГИС, выделение и ранжирование наиболее перспективных с точки зрения локализации «пропущенных залежей» интервалов разреза в существующем фонде скважин;
- уточнение корреляции/дополнительная стратификация разреза;
- построение моделей перспективных пропущенных объектов, их сейсморазведочный анализ и оценка ресурсного потенциала;
- формирование программы ГРП для освоения пропущенных объектов.

Новизна данной работы состоит в применении системного подхода к выделению и ранжированию «пропущенных залежей» по степени достоверности с применением всего доступного комплекса геолого-геофизических материалов (ГИС, испытания, сейсмика).

Методика работ

Одним из основных инструментов для выделения залежей углеводородов являются геофизические исследования скважин (ГИС). Опыт выделения «пропущенных залежей» на основе результатов ОПК стал основанием для проведения детального анализа ГИС всего фонда скважин с целью разработки критерия их выделения.

В ходе анализа данных было установлено два основных направления, которые, с точки зрения авторов, должны были привести к выявлению и формализации критерия определения «пропущенных залежей».

Первое направление — это уточнение критерия определения характера насыщения. Как известно, основным критерием при определении характера насыщенности по данным ГИС являются критические удельные электрические сопротивления (УЭСкр) пластов, значения которых устанавливаются по данным испытаний и опробований.

Поэтому в рамках этого направления выполнялась оценка соответствия результатов опробования (ОПК) новых скважин принятым значениям УЭСкр. В результате проведенного анализа было установлено, что результаты ОПК укладываются в принятые петрофизические зависимости, т.е. притоки по новым скважинам получены при УЭС выше принятых критических значений (рис. 1). Данный вывод обусловил дальнейшее выполнение работ по второму направлению.

Второе направление разработки критерия выделения пропущенных залежей основывается на том факте, что в контур доказанных «пропущенных залежей» входят скважины старого фонда, в которых выделялись пропластки с «неясным» характером насыщения по ГИС и проинтерпретированные после появления результатов опробования в новых скважинах как «продуктивные». Данный факт создает предпосылки для тщательного анализа пропластков с «неясным» характером насыщения по ГИС.

Перед проведением подобного анализа авторами была выполнена работа по проверке отсчетов УЭС по всем выделенным в скважинах прослоям коллекторов, в результате чего методика определения УЭС была приведена к единообразию, а полученные значения были лишены субъективного завышения или занижения.

На следующем этапе авторами решалась задача ранжирования перспективных пропластков с «неясным» насыщением. Так как пропластки с «неясным» насыщением характеризуются УЭС на уровне и (или) выше УЭСкр, то все они могут рассматриваться как «продуктивные», что не совсем корректно. Проанализировав имеющиеся данные ГИС по всему фонду скважин, в т.ч. по тем скважинам, где были выделены пропластки коллекторов с «неясными» насыщениями, которые потом были отнесены

к «продуктивным» на основании проведенных ОПК в соседних эксплуатационных скважинах, авторы выделили два ранга перспективных с точки зрения насыщения коллекторов по ГИС.

Коллекторы 1-го ранга являются более перспективными с точки зрения установления возможной продуктивности. Они характеризуются следующими свойствами:

- уверенно выделяющийся коллектор;
- УЭС выше принятых критических значений;
- не наблюдается влияния на УЭС искажающих факторов (наличие высокоомных вмещающих пород (плотные породы, угли), значительные углы наклона ствола скважины, неопределенности в оценке параметров зоны проникновения);
- могут быть признаки газонасыщения по нейтронному, акустическому, плотностному каротажам и другим методам ГИС.

Продуктивность коллекторов 2-го ранга оцениваются как менее вероятная. Они характеризуются следующими свойствами:

- уверенно выделяющийся коллектор;
- УЭС выше критических значений, но есть неопределенности в определении УЭС из-за влияния на УЭС искажающих факторов;
- есть неопределенности в определении УЭС по причине сокращенного комплекса ГИС;
- УЭС не определяется напрямую, но на качественном уровне отмечается как повышенное.

Пример выделения коллекторов первого и второго ранга представлен на рисунке 2.

В ходе дальнейшей работы анализировалось расположение выделенных перспективных прослоев в плане и разрезе месторождения. Особенное внимание уделялось перспективным коллекторам первого ранга. Параллельно решалась задача дополнительной стратификации разреза, т.к. было

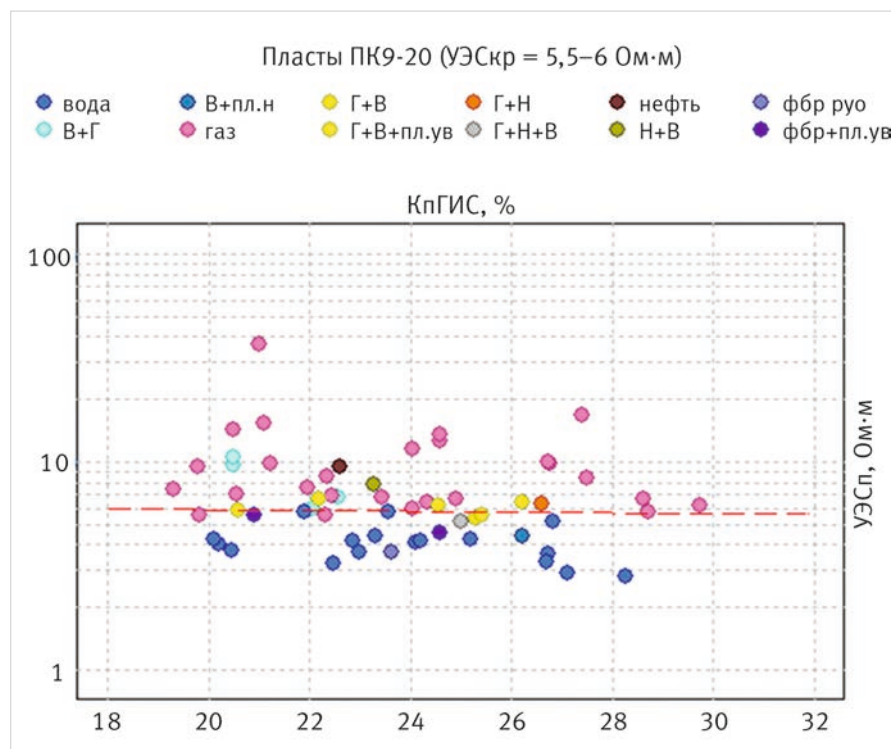


Рис. 1. График сопоставления результатов ОПК по пилотным эксплуатационным скважинам с принятыми УЭСкр для отложений нижней и средней части покурской свиты
Fig. 1. Spreadsheet of the well test results in the pilot production wells compared with production level of resistivity of the lower and middle parts of the Pokur formation

установлено, что некоторые перспективные прослои не относятся к ранее выделенным на площади пластам.

Далее было установлено, что значительная часть выделяемых перспективных объектов, рассматриваемых как «пропущенные залежи», не контролируется структурными планами, а являются структурно-литологическими или литологическими объектами. Данное наблюдение объяснимо с точки зрения

геологии, т.к. большая часть выделенных перспективных прослоев 1-го ранга приурочена к континентальным отложениям покурской, ереямской и заполярной свит [4].

Выделение и картирование неструктурных перспективных объектов стало возможным благодаря широкому применению сейсмики, в т.ч. результатов инверсионных преобразований, которые позволили выделять перспективные объекты

на основании аномальных значений V_p/V_s и P -импеданса [1, 6].

Далее приведен пример выделения, картирования и оценки ресурсов одной из выявленных авторами перспективных «пропущенных залежей».

В стратиграфическом отношении выделенный по данным ГИС в скважине №1Р перспективный пропласток первого ранга относится к пласту ПК15. Исходя из анализа данных ГИС соседних скважин, а также структурного плана, сделан вывод о структурно-литологической природе перспективного объекта.

Сейсмодинамический анализ подтвердил наличие в плане самостоятельного геологического объекта. Объект закартирован на основе комплексирования сейсмического атрибута RMS-амплитуд (рис. 3а), а также среднего значения P -импеданса (рис. 3б), рассчитанного в окне пласта ПК15. На карте средних значений P -импеданса отмечается пониженная акустическая жесткость, что характеризует выделенный объект как возможно газонасыщенный. Модель перспективной «пропущенной залежи» приведена на рисунке 4.

Таким образом, в результате комплексного анализа сейсмических данных, данных ГИС и опробований на исследуемом месторождении было выявлено несколько десятков объектов, которые могут быть охарактеризованы как «пропущенные залежи». На рисунке 5 приведены гистограммы распределения выявленных объектов по пластам с учетом ранжирования. Большая часть объектов выделена в интервале покурской свиты, характеризующейся сложным геологическим строением [2, 3].

С целью подтверждения выявленных перспективных «пропущенных залежей» разработана программа ГРП, включающая в себя испытания скважин старого фонда, а также проведение ОПК в проектных пилотных эксплуатационных скважинах, вскрывающих закартированные объекты транзитом.

Итоги

- Авторами разработана методика ранжирования объектов, выделяемых по ГИС по степени достоверности. Сформированы и формализованы критерии «выделения» пропущенных залежей.
- Расширен ресурсный потенциал исследуемого месторождения за счет выделения нескольких десятков перспективных «пропущенных залежей».
- Представленный авторами подход может использоваться для других месторождений, охарактеризованных высокой степенью разбуренности для выделения перспективных объектов.

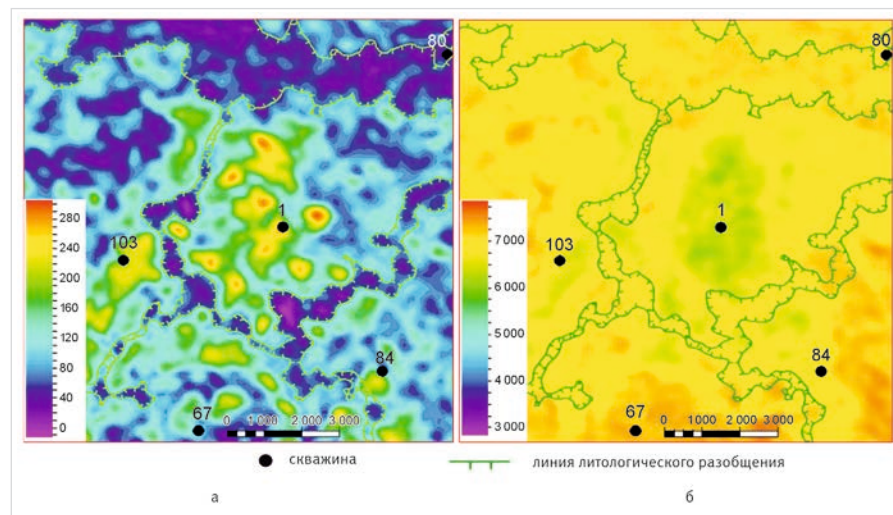


Рис. 3. Фрагмент карты RMS-амплитуд — а и фрагмент карты P -импеданса (MEAN) — б
Fig. 3. Fragment of the RMS amplitude map — а and a fragment of the P -impedance map (MEAN) — б

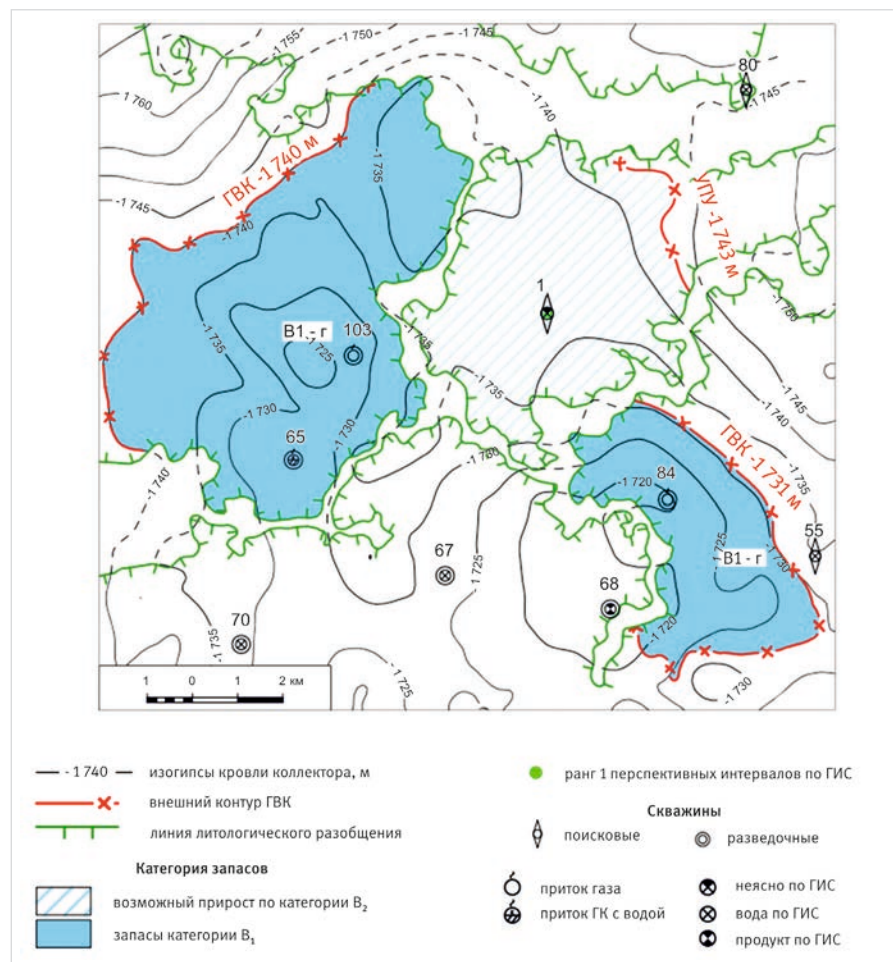


Рис. 4. Модель перспективной «пропущенной залежи» пласта ПК15
Fig. 4. Model of the perspective “missed deposit” of the PK15 layer

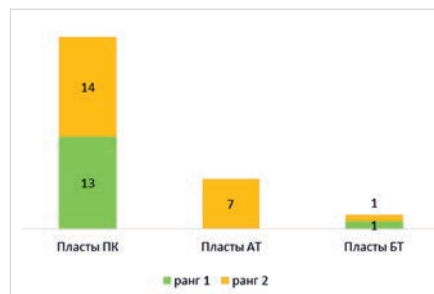


Рис. 5. Количественный результат выделения «пропущенных залежей»
Fig. 5. Quantity results of identification of “missed deposits”

Выводы

Результаты выполненной работы позволяют утверждать, что в пределах зрелых месторождений возможно выделение пропущенных залежей, которые в перспективе могут поддержать профиль добычи на участке недр. Ключевой задачей при выделении пропущенных объектов является определение степени их достоверности, что становится возможным при применении представленной авторской методики.

Литература

1. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений

для поисков и разведки залежей углеводородов. Учебное пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа, 2001. 68 с.

2. Жемчугова В.А. Практическое применение резервной седиментологии при моделировании углеводородных систем: учебное пособие. М.: РГУ нефти и газа, 2014. 344 с.
3. Жемчугова В.А. Седиментационная модель отложений покурской свиты как основа прогноза фильтрационно-емкостных свойств (верхний мел Западной Сибири) // Литология и полезные ископаемые. 2018. № 2. С. 142–151.

4. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004, 114 с.
5. Схема нефтегеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Тюмень: НАЦ РН им. В.И. Шпилемана. 2010.
6. Ødegaard E., Avseth P. Well log and seismic data analysis using rock physics templates. First Break, 2004, Vol. 22, issue 10, P. 37–43. (In Eng).

ENGLISH

Results

- The authors developed a methodology that allow to rank objects identified by well logging based by their reliability. Authors developed and formalized criteria for identifying missed deposits.
- The resource potential of the studied hydrocarbon field was expanded with several dozen perspective “missed deposits”.
- The approach presented by the authors can be used for other hydrocarbon fields that characterized big amount of wells to identify promising objects.

Conclusions

The results of this study shows that it is possible to identify “missed deposits” within brownfields that could potentially support the oil and gas production. A key objective in identifying “missed deposits” is determination of their reliability, which can be made with methodology represented by the authors.

References

1. Voskresensky Yu.N. Study of seismic reflection amplitude changes for the search and exploration of hydrocarbon deposits. Textbook for universities. Moscow: Russian State University of Oil and Gas, 2001, 68 p. (In Russ).
2. Zhemchugova V.A. Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Textbook for universities. Moscow: Russian State

- University of Oil and Gas, 2014, 344 p. (In Russ).
3. Zhemchugova V.A. Sedimentation model of rocks of the pokur formation: basis for the prediction of filtration-volumetric characteristics (upper cretaceous, West Siberia). Lithology and minerals resources, 2018, issue 2, P. 142–151. (In Russ).
4. Decision of the 6th interdepartmental stratigraphic meeting on the consideration and adoption of updated stratigraphic schemes of mesozoic deposits of Western

- Siberia. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2003, 114 p. (In Russ).
5. Scheme of Petroleum Geological Zoning of the West Siberian Petroleum Province. Tyumen: V.I. Shpilman research and analytical centre for the rational use of the subsoil. 2010. (In Russ).
6. Ødegaard E., Avseth P. Well log and seismic data analysis using rock physics templates. First Break, 2004, Vol. 22, issue 10, P. 37–43. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Горбунов Павел Александрович, к.г.-м.н., старший менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Для контактов: pagorbunov@rn-gir.rosneft.ru

Степаненко Анна Сергеевна, заведующий сектором, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Чебыкина Валерия Викторовна, ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Макарова Ксения Сергеевна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Соколовская Олеся Анатольевна, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Архипов Андрей Викторович, менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Афлятонова Альбина Рафисовна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Gorbunov Pavel Aleksandrovich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, chief manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Stepanenko Anna Sergeevna, sector head, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Chebykina Valeria Victorovna, lead specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Makarova Ksenia Sergeevna, chief specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Sokolovskaya Olesya Anatolievna, manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Arkhipov Andrey Viktorovich, manager, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Aflyatonova Albina Rafisovna, chief specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia



АТЭК
МЫ КОМАНДА

Результат внедрения технологии отбора газа из затрубного пространства добывающих скважин — прирост от 7 тонн в сутки и более дополнительной добычи.

Совокупный эффект более 2,5 млн тонн нефти за 5 лет.

ASFEC.RU



МОСКВА



СЕРВИСНЫЕ УСЛУГИ НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПАНИЯМ

**СДЕЛАНО
В
РОССИИ
100%**

ОТБОР ГАЗА ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА

добывающих скважин с целью увеличения производительности скважин

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

методом разнонаправленного воздействия

ОГРАНИЧЕНИЕ ВОДОПРИТОКА В ПЗП

добывающего фонда и выравнивание профиля приемистости на нагнетательном фоне

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

протекторной трибоэлектрической антикоррозионной защиты стальных трубопроводов

Особенности формирования и коллекторские свойства плотных карбонатизированных песчаников группы пластов БВ на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Ахметшина (Ширязданова) Ю.Ф., Файзова И.М., Халиуллина Л.А., Жумагалиев Р.З., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю.

Филиал ООО «РН-Гир» в г. Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

fayzovaim@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Как правило, плотные карбонатизированные песчаники не рассматриваются как продуктивные коллекторы из-за низкой пористости таких пород. Однако комплексная оценка петрографическими, рентгеноструктурными и геофизическими исследованиями скважин (ГИС), на примере пласта БВ6 изучаемого месторождения показала, что даже при снижении пористости, наличие природной трещиноватости способно компенсировать негативный эффект и сохранить высокие показатели продуктивности. Карбонатизация песчаников может существенно изменять их физико-геологические свойства, повышая проницаемость и емкость, что делает такие породы интересными для разработки и продлевает срок эксплуатации месторождений. Полученные результаты подтверждают необходимость пересмотра стандартных подходов к интерпретации коллекторов и открывают дополнительный ресурсный потенциал, который важен для увеличения ресурсной базы месторождений.

Материалы и методы

В статье описана методология выявления и оценки плотных потенциально продуктивных коллекторов, которые по традиционным методам ГИС могут ошибочно считаться неперспективными. Использованы данные ГИС, керновый материал, лабораторные данные и данные эксплуатации скважин.

Ключевые слова

плотный карбонатизированный песчаник, карбонатизация, методы ГИС, сопротивление, боковой каротаж, трещиноватость

Для цитирования

Ахметшина (Ширязданова) Ю.Ф., Файзова И.М., Халиуллина Л.А., Жумагалиев Р.З., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю. Особенности формирования и коллекторские свойства плотных карбонатизированных песчаников группы пластов БВ на нефтяных месторождениях Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 38–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-38-43

Поступила в редакцию 04.09.2026

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Features of formation and reservoir properties of tight carbonatized sandstones of the BV reservoir group in oil fields of Western Siberia

Akhmetshina (Shiriyazdanova) Yu.F., Fayzova I.M., Khaliullina L.A., Zhumagaliyev R.Z., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Yu.

Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

fayzovaim@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

As a rule, dense carbonatized sandstones are not considered as productive reservoirs due to the low porosity of such rocks. However, a comprehensive assessment by petrographic, X-ray and geophysical studies of wells (GIS), using the example of a formation BV6 the field under study, showed that even with a decrease in porosity, the presence of natural fracturing can compensate for the negative effect and maintain high productivity indicators. Carbonatization of sandstones can significantly change their physical and geological properties, increasing permeability and capacity, which makes such rocks interesting for development and prolongs the life of deposits. The results confirm the need to revise standard approaches to reservoir interpretation and open up additional resource potential, which is important for increasing the resource base of fields.

Materials and methods

The article describes a methodology for identifying and evaluating tight, potentially productive reservoirs that may be mistakenly classified as non-prospective using classical well logging interpretation techniques. Well logging data, core material, laboratory analyses, and well performance data were used.

Keywords

tight carbonatized sandstone, carbonatization, well logging methods, resistivity, laterolog, fracturing

For citation

Akhmetshina (Shiriyazdanova) Yu.F., Fayzova I.M., Khaliullina L.A., Zhumagaliyev R.Z., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Yu. Features of formation and reservoir properties of tight carbonatized sandstones of the BV reservoir group in oil fields of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 38–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-38-43

Received 04.09.2026

Введение

Продуктивные горизонты исследуемого нефтегазоконденсатного месторождения представлены терригенными коллекторами юрского и мелового возраста,

отличающимися высокой неоднородностью строения и сложностью условий эксплуатации. Начиная с конца 90-х годов, отмечается стабильная тенденция снижения объемов добычи углеводородов. По сравнению с пиковыми

значениями, зафиксированными в 2005 году, к 2018 году добыча уменьшилась более чем на 90 %.

Значительный объем невыработанных запасов углеводородов сосредоточен в так

называемых «пропущенных объектах», к которым относятся линзовидные пласты, низкопроницаемые коллекторы и карбонатизированные песчаники. Последние представляют особый интерес ввиду их сложного геологического строения и нетрадиционных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Терригенные пласты часто характеризуются гетерогенным распределением осадочных материалов, что существенно влияет на продуктивность коллектора. Плотные карбонатизированные песчаники, образующиеся в результате диагенетического цементирования и гидротермальных процессов, могут негативно сказываться на первичной пористости, однако наличие трещиноватости компенсирует их влияние. Такие песчаники часто остаются вне внимания при традиционном поиске и оценке резервуаров углеводородов, что обуславливает необходимость подробного изучения их геологических свойств и потенциала как объектов для добычи [1].

В связи с устойчивым трендом сокращения объемов добываемого сырья, приоритетным направлением является изучение и внедрение новых объектов освоения, таких как карбонатизированные песчаники, обладающие высоким потенциалом прироста извлекаемых запасов и способные компенсировать снижение добычи традиционных горизонтов.

В данной статье проанализированы следующие аспекты: механизмы осаждения карбонатного цемента в терригенном песчанике, влияние карбонатизации на поровые и фильтрационные характеристики коллектора, возможности разработки данного типа пластов с использованием современных технологий. Для изучаемого месторождения Западной Сибири впервые проведен детальный анализ интервала, где карбонатизация составляет 25–40 % от объема породы, а также доказана промышленная ценность данного интервала.

Анализ исследований керна пласта БВ6

Изучение рассматриваемого района проводилось посредством отбора керновых образцов из трех скважин (рис. 1).

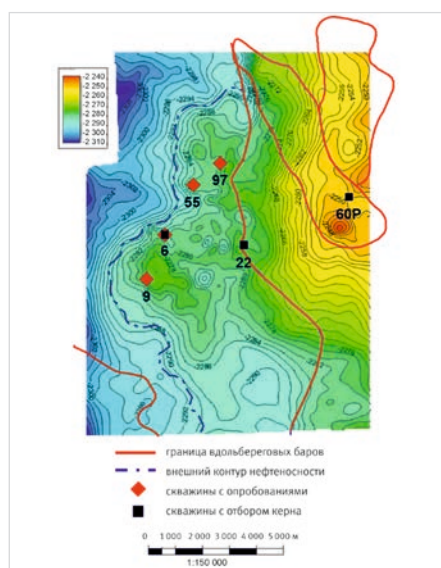


Рис. 1. Расположение скважин с кернам и отпробованиями на изучаемой площади. Структурная карта кровли пласта БВ6
Fig. 1. Location of wells with core samples and tests in the study area. Structural map of the top of zone BV6

Детализированный анализ керна направлен на получение максимально полной информации о литологическом строении, структурно-текстурных особенностях и петрофизических параметрах пласта БВ6.

Петрографический анализ

Результаты анализа керна свидетельствуют о том, что исследуемые песчаники в целом обладают схожими литологическими признаками: светло-серой окраской, тонко- и мелкозернистым составом, алевритово-известковой природой. Вместе с тем выявлены различия в структурно-текстурных особенностях и степени карбонатизации. Для песчаников скв. 6 установлена массивная структура с отдельными участками косой слоистости и повышенная карбонатность (39,7 %). В песчаниках скв. 22, напротив, отмечается косо-волнистая слоистость, локальные признаки слабой биотурбации, деформационные нарушения и сравнительно низкая карбонатность (29 %) (рис. 2).

Описание песчаников указывает на их формирование в условиях прибрежно-морской или дельтовой обстановки осадконакопления с участием как терригенного, так и карбонатного материала.

Рентгенодифракция (XRD)

Интересующие интервалы, выделенные по данным геофизических исследований скважин (ГИС) и интерпретируемые как карбонатизированные песчаники, согласно результатам рентгенофазового анализа, представлены кварцем, полевыми шпатами, глинистыми минералами и кальцитом (рис. 3).

Кварц и полевые шпаты формируют основу терригенной компоненты породы, тогда как глинистые минералы определяют её структурно-текстурные особенности и влияют на ФЕС. Присутствие кальцита в породе отражает процессы вторичной карбонатизации, которые приводят к цементации порового пространства и изменению коллекторских характеристик песчаника [2]. Такой минеральный набор отражает характерный состав осадочных образований данного типа.

Генезис и типовые особенности карбонатизированных песчаников

На стадии диагенеза процесс карбонатизации осуществляется за счет циркуляции углекислых растворов, вызывающих

осаждение карбонатного цемента в межзерновом пространстве кварцевых песчаников. Равномерное распределение цемента фиксирует преимущественное проявление ранне-диагенетических процессов [3–4].

В условиях катагенеза, при возрастании температуры и давления, происходит перекристаллизация карбонатного цемента, сопровождающаяся повышением хрупкости породного матрикса. В результате развиваются локальные зоны трещиноватости, которые существенно изменяют ФЕС коллекторов. Трещины формируют каналы повышенной фильтрации, обеспечивая формирование вторичной пористости и проницаемости, которые частично компенсируют снижение емкости вследствие цементации [5–7]. Такие зоны обладают промышленным значением, так как именно они определяют продуктивность плотных карбонатизированных песчаников и могут эффективно вовлекаться в разработку с использованием стимуляционных технологий.

Однако сопоставление данных ГИС с лабораторными исследованиями приводит к заниженной оценке продуктивности, так как не учитывает влияние трещиноватости. Дополнительные методы — ультразвуковая спектроскопия и петрофизическое моделирование — позволяют выявить скрытые признаки коллекторских свойств. Важно, что продуктивные зоны фиксируются в интервалах, которые ранее классифицировались как «неперспективные».

Выделенные по данным ГИС и интерпретируемые как карбонатизированные песчаники, согласно результатам рентгенофазового анализа, представлены кварцем, полевыми шпатами, глинистыми минералами и кальцитом. Степень карбонатизации песчаников меняется в пределах 25–40 % (согласно данным комплексного исследования керна). Формирование зон трещиноватости дает возможность для миграции и накопления углеводородов.

Сочетание геофизических, петрофизических и геологических данных позволяет объективно оценить потенциал плотных песчаников. Это подтверждает необходимость корректировки поисковых моделей и расширения классификационных признаков коллекторов.

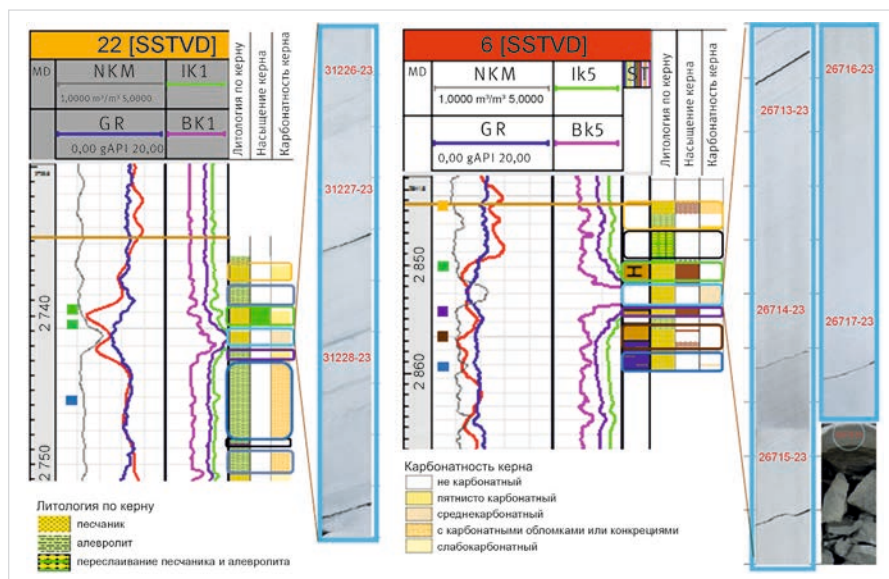


Рис. 2. Колонки керна и литологическая характеристика скважин 22 и 6
Fig. 2. Core columns and lithology of wells 22 and 6

Геолого-петрофизическая характеристика разреза

Отложения пласта БВ6 приурочены к меловым горизонтам в пределах ванденской свиты и залегают над баженовской и ачимовской толщами. Пласт вскрыт в интервале абсолютных глубин от -2 238 до -2 333 м в пределах рассматриваемой площади работ. Мощность отложений изменяется в пределах 6–14 м, что отражает особенности седиментационной обстановки формирования пласта (согласно данным комплексного исследования керна).

Плотные карбонатизированные песчаники представляют собой особый литотип внутри терригенного разреза пласта БВ6, образовавшийся в результате процессов вторичной цементации и диагенетической трансформации осадочного материала. Комплекс признаков, позволяющих надежно идентифицировать данный тип пород, включает литологические, минералогические, петрофизические, геофизические и технологические показатели, которые в совокупности отражают генезис, физические свойства и продуктивный потенциал этих отложений (согласно данным комплексного исследования керна).

Литологические особенности. Литологически плотные карбонатизированные песчаники характеризуются высокой степенью сцементированности терригенного материала, обусловленной выпадением карбонатного цемента в межзерновом пространстве. Межзерновой карбонатный цемент представлен преимущественно мелко- и микрокристаллическим кальцитом, доломитом либо сидеритом, что проявляется в светлой или буровато-коричневой окраске цементирующего вещества.

Минералогические особенности. Минералогическая специфика этих песчаников определяется широким развитием карбонатных минералов в межзерновых интервалах. Присутствие кальцита и доломита подтверждается характерной реакцией на соляную кислоту различной интенсивности, в то время как сидерит может демонстрировать слабые или запаздывающие проявления растворимости. В ряде случаев отмечаются признаки диагенетической перекристаллизации, приводящие к формированию спаритового цемента и уплотнённых агрегатов (согласно данным комплексного исследования керна).

Петрофизические особенности. Плотные карбонатизированные песчаники характеризуются существенным снижением емкостных и фильтрационных свойств. По данным кернового материала пористость изученного интервала варьирует от 2 до 6 %, что отражает заполнение порового пространства карбонатным цементом. При этом проницаемость составляет $8,88 \times 10^{-18}$ – $1,178 \times 10^{-15}$ м², что подтверждает крайне низкую фильтрационную способность пород (согласно комплексному исследованию керна).

Геофизические особенности. По данным каротажных кривых плотные карбонатизированные песчаники выделяются по совокупности диагностических признаков. Для них характерны пониженные значения гамма-каротажа (ГК), что обусловлено низким содержанием глинистого материала и преобладанием кварцево-карбонатной матрицы. Показания нейтронного гамма-каротажа (НГК) свидетельствуют о заниженных значениях кажущейся пористости, что связано с плотной цементацией. Плотностной каротаж (ГКп) и акустические измерения (ДТ) показывают соответственно повышенные и сниженные значения, что согласуется с увеличенной плотностью и повышенными скоростями распространения упругих волн. Электрическое сопротивление (БК) характеризуется повышенными значениями, связанными с низкой насыщенностью порового пространства флюидами и слабой связностью порового объема (рис. 4). Количественная интерпретация ГИС подтверждает эти признаки: средняя плотность пропластка составляет 2,6 г/см³, интервальное время продольной волны — около 182 мкс/м, среднее удельное сопротивление — порядка 140 Ом·м.

Оценка продуктивности карбонатных плотных интервалов пласта БВ6

Полученные результаты комплексного геолого-петрофизического анализа, представленные в предыдущих разделах статьи, позволили последовательно сузить область неопределённости и выделить в разрезе пласта БВ6 литотипы, обладающие нетрадиционными, но потенциально высокопродуктивными фильтрационно-емкостными характеристиками.

Данные кернового изучения показали значительный диапазон карбонатизации и наличие зон локальной трещиноватости. Петрографические исследования подтвердили типовую природу цементации (преобладание кальцита и доломита), а рентгенофазовый анализ зафиксировал устойчивый минеральный состав, указывающий на длительное и многостадийное воздействие диагенетических процессов.

Дополнительно сопоставление этих результатов с геофизическими кривыми (ГК, НГК, ГКп, БК, ДТ) позволило выделить интервалы, где сочетание пониженных значений гамма-каротажа, высокой плотности, повышенного сопротивления и пониженного акустического интервала времени свидетельствовало не о плотной, «бесперспективной» породе, а о карбонатизированной, трещиноватой матрице, обладающей скрытыми путями фильтрации.

На исследуемом месторождении отмечается тенденция снижения добычи углеводородов, за период с 2006 по 2018 год объемы снизились почти втрое относительно предыдущих периодов (рис. 5).

Основной причиной такого снижения являются следующие факторы: естественное

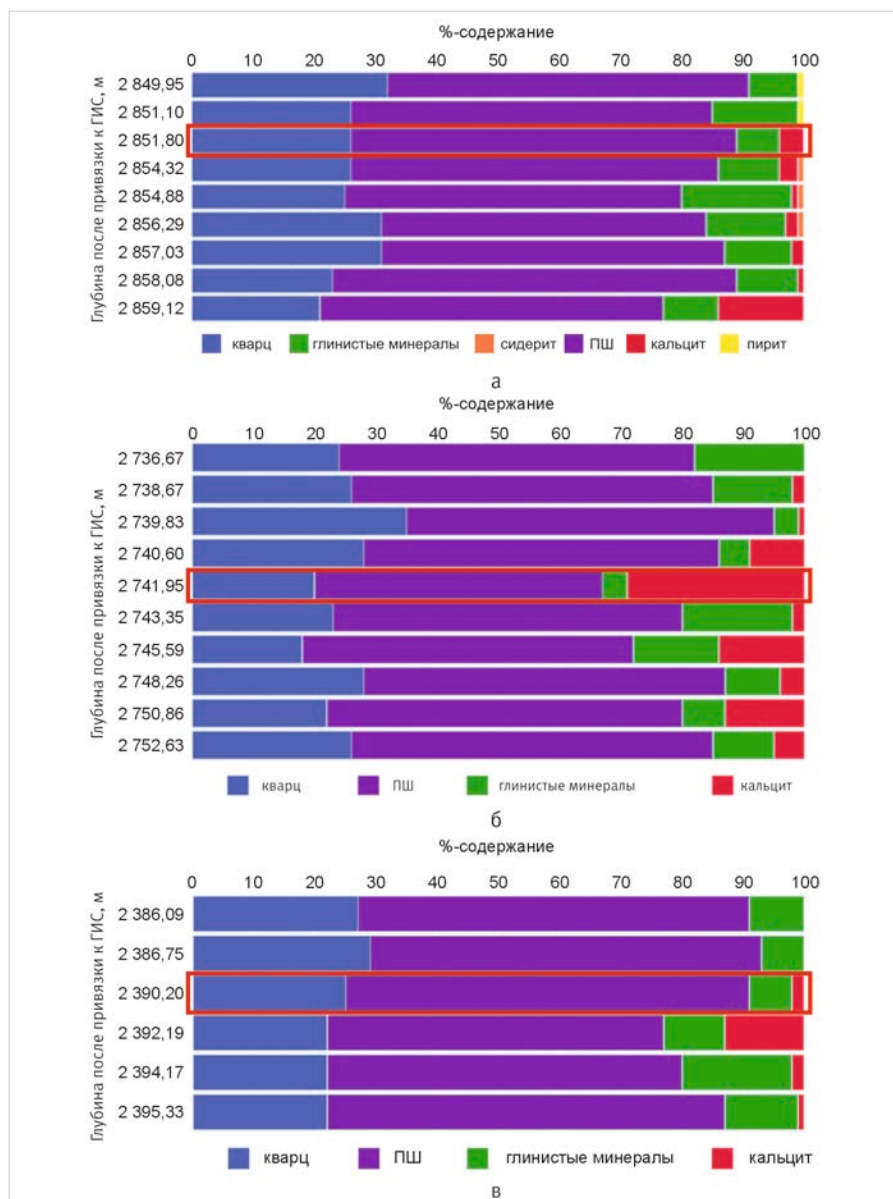


Рис. 3. Изменение вещественного состава пород с глубиной (привязка по ГИС) для пласта БВ6 по данным рентгенофазового анализа: а — скв. 6; б — скв. 22; в — скв. 60R

Fig. 3. Change in rock composition with depth (log correlation) for zone BV6 based on X-ray phase analysis: а — well 6; б — well 22; в — well 60R

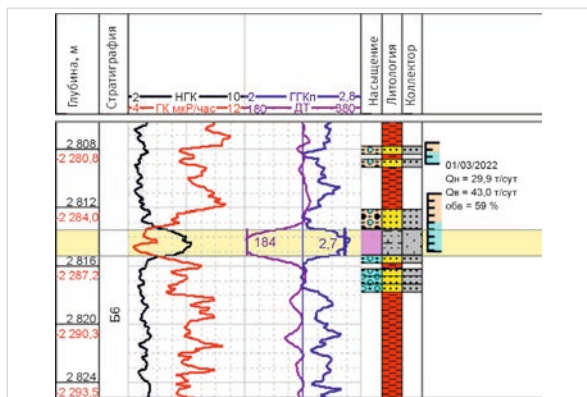


Рис. 4. Планшет ГИС по скважине 55. Пласт БВ6
Fig. 4. Log plate for well 55. Zone BV6

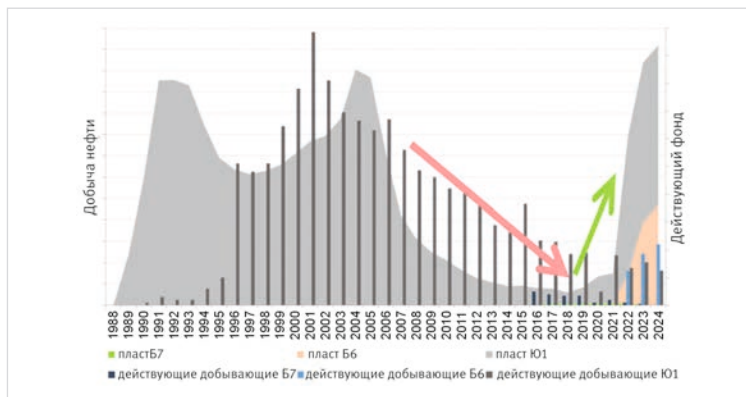


Рис. 5. Динамика добычи нефти на изучаемом месторождении
Fig. 5. Oil production profile of the field under study

истощение запасов месторождения, сложность поддержания высоких темпов отбора вследствие специфики коллекторов, ограниченные возможности технологий интенсификации притоков.

Отличительной особенностью целевого интервала пласта БВ6 является наличие плотной породы, которая сильно завышает показатели геофизических методов определения сопротивлений для интерпретации насыщения и границ песчаного тела.

Например, в скважине 9 (рис. 6) при первичной интерпретации целевой интервала пласта характеризовался насыщением «вода» и не был испытан ранее, однако в последующем, при бурении района на пласт ЮВ1, с данного интервала получен приток нефти с дебитом 47 т/сут (рис. 7).

Наибольший интерес вызывает вероятность продуктивности плотных пород, поскольку ее подтверждение позволит открыть новые районы для исследований и увеличить ресурсную базу предприятий, но в тоже время стоит обратить внимание на тонкие песчаные тела в районах плотных пород на предмет завышенных сопротивлений с интерпретацией «вода».

Один из показательных разрезов был получен в скважине № 97 (рис. 8), изначально интерпретируемый как плотная порода, однако по результатам испытаний получен приток нефти 28 т/сут. Мощность пропластка составила 2,4 м при пористости 18,4 %

Для сравнения в скважине 96 испытания пропластка в разрезе пласта БВ6 мощностью 2,3 м и пористостью 20 % продемонстрировали промышленный приток нефти с дебитом 38,2 т/сут (рис. 9).

Несмотря на значительную разницу в строении разреза, при схожих мощностях и пористости в скважинах 96 и 97 достигнуты высокие дебиты нефти. Примечательно, что в скважине 97 на долю чистого песчаника приходится лишь 0,4 м, что в 5 раз меньше, чем в скважине 96, а преобладает плотный карбонатизированный песчаник. Данный факт дает основание предполагать продуктивность плотной породы.

В данный момент разработка пласта БВ6 находится в активной фазе: по состоянию на 01.01.2025 суммарная накопленная добыча по трем сопровождаемым кустовым площадкам составила 860 тыс. т. [8]

Итоги

Ключевые результаты исследований и опытно-промышленных работ на месторождении, следующие:

- в скважине 97 зафиксирован промышленный приток нефти с дебитом 28,2 т/сут.;

- начиная с 2022 года суммарная накопленная добыча по пласту БВ6 превысила показатели всего предшествующего периода разработки месторождения.

- Найденный объект позволил прирастить среднесуточный дебит в добывающем обществе на более чем 5 % и дать «вторую» жизнь месторождению.

Полученные данные подтверждают значительный промышленный потенциал плотных карбонатизированных песчаников в группе пластов БВ.

Исходя из опыта работ на изучаемом объекте, можно сформировать практическую методологию, которая может применяться в других нефтегазоносных провинциях с подобной геологической структурой.

Искать следует участки разреза, где фиксируется сочетание низких значений ГК с отсутствием выраженной пористости по НГК. Также внимания заслуживают случаи повышенного сопротивления по БК при отсутствии насыщения в классической модели. К числу значимых признаков также относятся высокая плотность по ГГКп, пониженный акустический интервал времени.

Необходимо отбирать керн из плотных зон, проводить тонкослойное петрографическое изучение для выявления трещиноватости, а также выполнять рентгенофазовый анализ, позволяющий оценить степень карбонатизации и характер цемента.

На этой основе прогнозируются хрупкие участки и затем проводятся испытания и опытно-промышленные работы. Завершающим

этапом выполняется корректировка модели и тиражирование выводов.

Выводы

По результатам работ выяснилось, что плотные карбонатизированные песчаники пласта БВ6 являются перспективным объектом для дальнейших геолого-геофизических и петрофизических исследований. Их изучение с применением интегрированных методов позволяет создавать более точные геологические модели, необходимые для оптимизации бурения и технологий разработки.

Установленная высокая пространственная гетерогенность коллекторов БВ6 требует применения сейсмофациального анализа для их прогнозирования и указывает на необходимость применения детализированного моделирования для повышения точности прогноза их продуктивности. Карбонатизация песчаников в пределах пласта БВ6 обусловлена комплексом геохимических процессов, включающих дигенетическое преобразование терригенного материала, поступление карбонатных компонентов из вмещающих пород, а также циркуляцией углекислых растворов, вызывающих осаждение карбонатного цемента в межзерновом пространстве кварцевых песчаников.

Формирование карбонатных цемента (кальцита, доломита, сидерита) приводит к существенному снижению пористости до 8–10 %, что значительно осложняет разработку залежей. В то же время плотные карбонатизированные песчаники оказывают неоднозначное

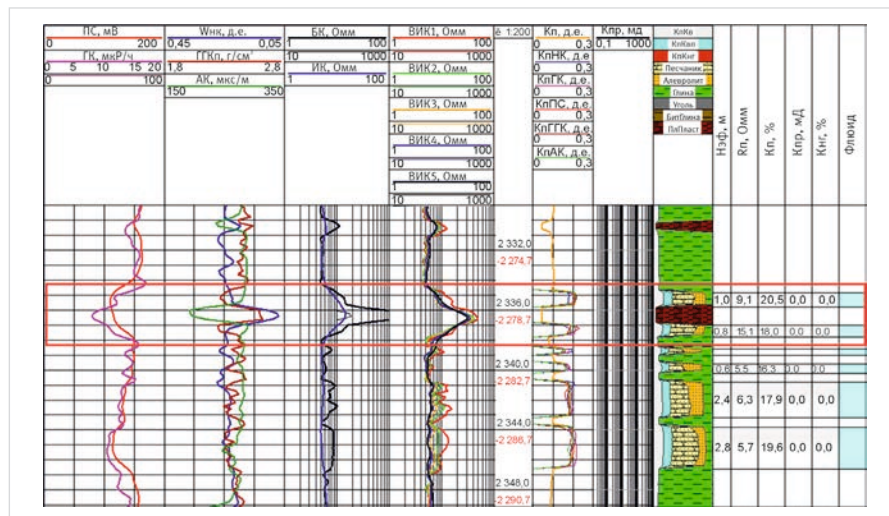


Рис. 6. Планшет ГИС по скважине 9. Пласт БВ6
Fig. 6. Log plate for well 9. Zone BV6

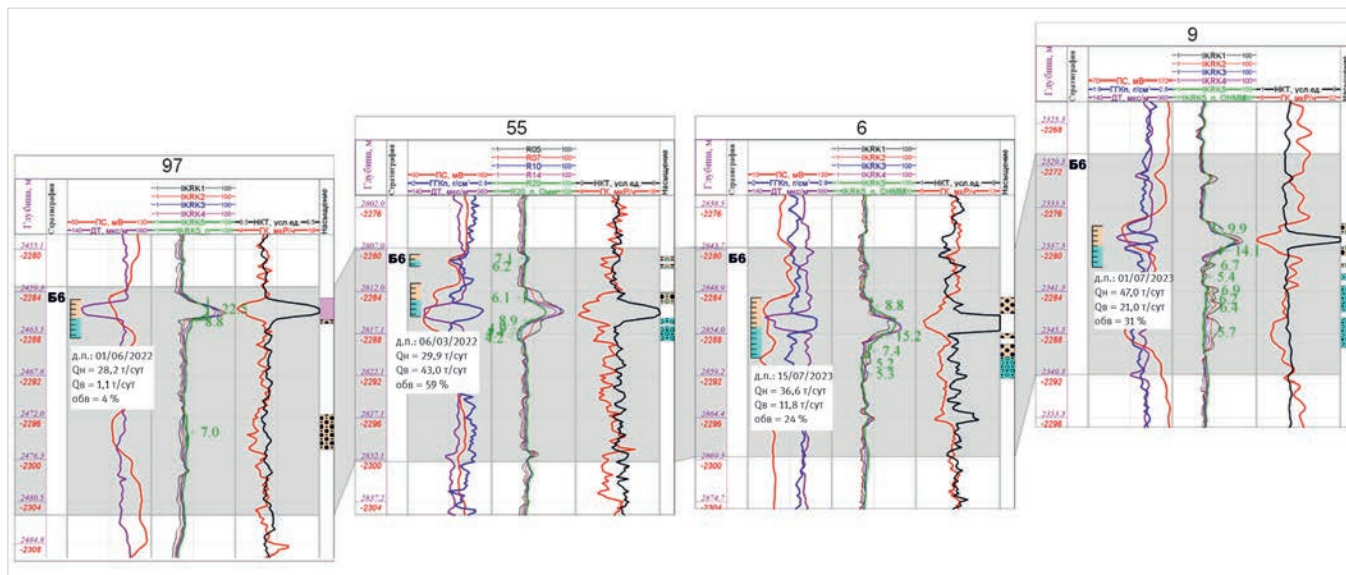


Рис. 7. Корреляционная схема по линии скважин 97 – 55 – 6 – 9. Плат БВ6
Fig. 7. Correlation diagram for wells 97 – 55 – 6 – 9. Zone BV6

влияние на коллекторские свойства: снижение базовой пористости частично компенсируется развитием локальной трещиноватости, повышающей фильтрационные свойства пластов.

Практическое значение данного исследования состоит в том, что сформированная методология поиска и оценки плотных карбонизированных песчаников может быть применена для аналогичных объектов в других нефтегазоносных провинциях. Совместная интерпретация керновых данных, петрографических шлифов, результатов XRD и данных ГИС, позволяет достоверно выделять интервалы плотных пород, обладающих высокими фильтрационно-емкостными характеристиками.

Опыт, полученный на изучаемом месторождении, подтверждает: подобные интервалы имеют значительный промышленный потенциал.

Литература

1. Лопатина Е.С., Бембель С.Р., Хисматуллин Р.М. Карбонатизация терригенных коллекторов покурской свиты сеноманского яруса севера Западной Сибири: факторы образования и характер распространения // Вестник геонаук. 2025. № 4. С. 3–13.
2. Касьянов И.В., Нежданов А.А. Роль процессов карбонатизации пород в формировании залежей углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2020. № 1. С. 69–79.
3. Walderhaug O., Bjorkum P.A. Calcite cement in shallow marine sandstones: growth mechanisms and geometry. Carbonate Cementation in Sandstones. Ed. S.Morad. Oxford: UK Blackwell Publishing, 1998, P. 179–192. (In Eng).
4. Рыкус М.В. Карбонатная цементация в песчаных породах-коллекторах: обзор представлений // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 5. С. 15–26.
5. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 260 с.
6. Поднебесных А. В., Кузнецов С. В., Овчинников В. П. Основные типы вторичных изменений пород-коллекторов на территории Западно-Сибирской плиты // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2015. № 2. С. 26–30.
7. Паняк С.Г., Иванова И.В. Учет влияния процессов карбонатизации на фильтрационно-емкостные свойства пласта ЮВ1 Бахилковского месторождения при создании модели литологии // Известия УГУ. 2021. № 3. С. 68–79.

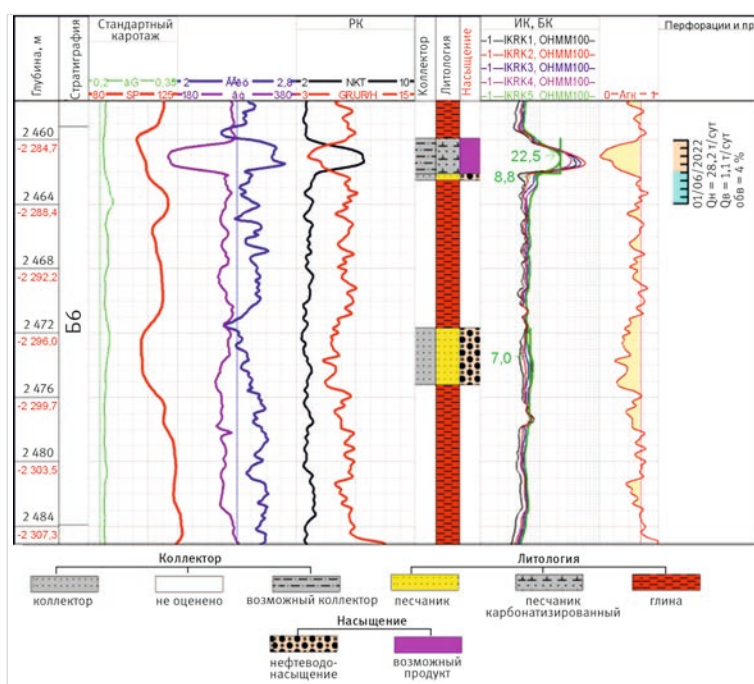


Рис. 8. Планшет ГИС по скважине 97. Плат БВ6
Fig. 8. Log plate for well 97. Zone BV6

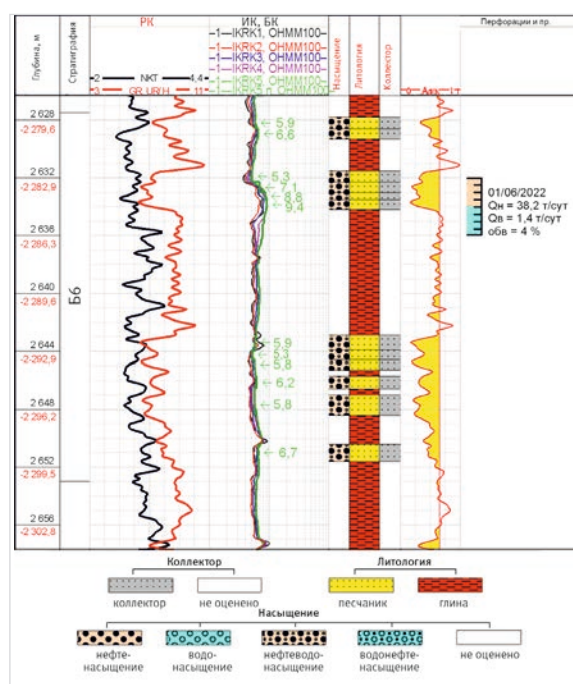


Рис. 9. Планшет ГИС по скважине 96. Плат БВ6
Fig. 9. Log plate for well 96. Zone BV6

Results

The key results of research and pilot industrial operations at the field are as follows:

- In well 97, a commercial oil inflow was recorded with a flow rate of 28,2 t/day;
- Since 2022, the total cumulative production from the BV6 formation has exceeded the figures for the entire previous period of field development.
- The identified target made it possible to increase the average daily production rate in the producing company by more than 5 % and gave the field a “second life.”

The data obtained confirm the significant commercial potential of tight carbonated sandstones in the BV group of formations.

Based on the experience gained at the studied target, a practical methodology can be developed that can be applied in other oil-and-gas provinces with a similar geological structure.

One should look for intervals in the section where a combination of low gamma-ray (GR) values and the absence of pronounced porosity according to neutron gamma-ray logging is recorded. Cases of elevated laterolog (BK) resistivity in the absence of saturation in the classical model also deserve attention. Significant indicators also include high density according to gamma-gamma density logging (GGKp) and reduced acoustic interval transit time.

Core should be taken from tight zones, thin-section petrographic studies should be conducted to identify fracturing, and X-ray phase analysis should be performed to assess the degree of carbonatization and the nature of the cement.

On this basis, brittle intervals are predicted, and then testing and pilot industrial operations are carried out. The final stage involves adjusting the model and replicating the conclusions.

Conclusions

Based on the results of the work, it turned out that dense carbonated sandstones of zone BV6 are a promising target for further geological, geophysical and petrophysical studies. By studying them using integrated methods, it is possible to create more accurate geological models necessary for optimizing drilling and development technologies.

The established high spatial heterogeneity of BV6 reservoirs requires the use of seismic facies analysis for their forecasting and indicates the need for the use of detailed modeling to improve the accuracy of their productivity forecast. Carbonatization of sandstones within the BV zone is caused by a complex of geochemical processes, including the diagenetic transformation of terrigenous material, the influx of carbonate components from the host rocks, as well as the circulation of carbon dioxide solutions that cause the deposition of carbonate cement in the intergranular space of quartz sandstones.

The formation of carbonate cements (calcite, dolomite, siderite) leads to a significant decrease in porosity to 8–10 %, which significantly complicates the development of deposits. At the same time, dense carbonated sandstones have an ambiguous effect on reservoir properties: the decrease in basic porosity is partially compensated by the development of local fracturing, which increases the filtration properties of the formations. The practical significance of this study is that the established methodology for the search and evaluation of dense carbonated sandstones can be applied to similar targets in other oil and gas provinces. Combined interpretation of core data, petrographic thin sections, XRD results, and well log data allows reliable identification of intervals of dense rocks with high reservoir properties.

The experience gained at the field under study confirms that such intervals have significant industrial potential.

References

1. Lopatina E.S., Bembel S.R., Khismatullin R.M. Carbonatization of terrigenous reservoirs of the pokur formation of senomanian stage in the northern West-Siberian region: factors of occurrence and nature of distribution. *Vestnik of Geosciences*, 2025, issue 4, P. 3–13. (In Russ).
2. Kasyanov I.V., Nezhdanov A.A. Role of rock carbonation in formation of hydrocarbon deposits in Western Siberia. *Oil and Gas Geology*, 2020, issue 1, P. 69–79. (In Russ).
3. Walderhaug O., Bjorkum P.A. Calcite cement in shallow marine sandstones: growth mechanisms and geometry. *Carbonate Cementation in Sandstones*. Ed. S.Morad. Oxford: UK Blackwell Publishing, 1998, P. 179–192. (In Eng).
4. Rykus M.V. Carbonate cementation in sandstone reservoirs: an overview of views. *Petroleum engineering*, 18, issue 5, 2020, P. 15–76. (In Russ).
5. Sakhibgareev R.S. Secondary changes in rock reservoirs in the process of formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 1989, 260 p. (In Russ).
6. Podnebesnykh A.V., Kuznetsov S.V., Ovchinnikov V.P. The basic types of secondary changes in reservoir rocks in the territory of the West Siberia plate. *Oil and Gas Studies*, 2015, issue 2, P. 26–30. (In Russ).
7. Panyak S.G., Ivanova I.V. Accounting for the influence of carbonatization processes on the reservoir properties of the YuV1 formation of the Bakhilovsky deposit when creating a lithological model. *News of the Ural State Mining University*, 2021, issue 3, P. 68–79. (In Russ).
8. Shiryazdanova Yu.F., Shafikova O.E., Maksyutov M.I., Maksyutova R.K., Zhmagaliyev R.Z. Missed objects as a reserve for replenishing oil reserves: methodology and practical implementation. *Actual problems of science and technology–2025*, 2025, P. 66–68. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ахметшина (Ширязданова) Юлия Фаниловна, специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС (СН-МНГ), Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия

Файзова Ильмира Маратовна, главный специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС (Арланское месторождение), Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия
Для контактов: fayzovaim@rn-gir.rosneft.ru

Халиуллина Лиана Азатовна, главный специалист отдела геологического сопровождения, Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия

Жумагалиев Руфат Зулхарнаевич, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС (СН-МНГ), Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия

Жданов Ленар Маратович, начальник управления по разработке месторождений СН-МНГ, Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия

Никитенко Владимир Юрьевич, заместитель начальника управления по разработке месторождений СН-МНГ, Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия.

Akhmetshina (Shiryazdanova) Yulia Fanilovna, specialist of the department for drilling support and sidetracking (SN-MNG), Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

Fayzova Ilmira Maratovna, chief specialist of the department for drilling support and sidetracking (Arlan oil field), Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia
Corresponding author: fayzovaim@rn-gir.rosneft.ru

Khaliullina Liana Azatovna, chief specialist of the department for geological support, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

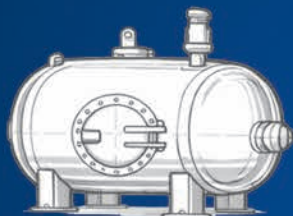
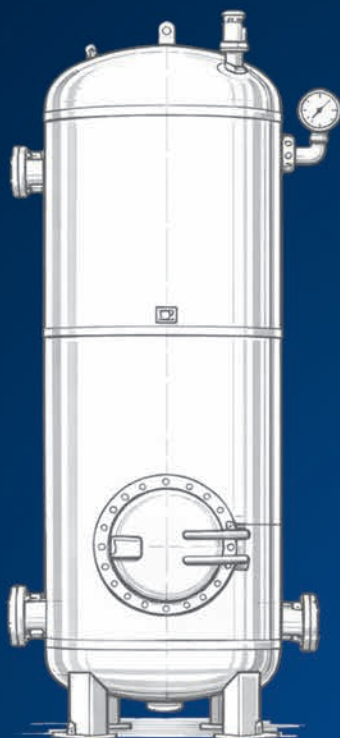
Zhumagaliev Rufat Zulkharnayevich, head of the department for drilling support and sidetracking (SN-MNG), Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

Zhdanov Lenar Maratovich, head of department for development of SN-MNG fields, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

Nikitenko Vladimir Yurievich, deputy head of department for development of SN-MNG fields, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia



ВОЗДУХОСБОРНИКИ И СОСУДЫ ПОД ДАВЛЕНИЕМ ДО **20** м³



Объем до 20 м³
Рабочее давление до 2,5 Мпа
Группа рабочих сред1, 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

Седиментационная модель формирования терригенной толщи непской свиты Верхнечонского месторождения

Неделько О.В.¹, Калина Р.И.¹, Валеев Р.Р.², Локшин Д.А.²

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²АО «Верхнечонскнефтегаз», Институт Земной коры СО РАН, Иркутск, Россия
ovnedelko@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое в 1978 году, является одним из крупнейших, в промышленной эксплуатации оно находится с 2008 года. Терригенные отложения непской свиты являются основным объектом разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Изучаемый верхнечонский пласт характеризуется сложным неоднородным строением, обусловленным стратиграфическими особенностями разреза, фациальной изменчивостью отложений по разрезу продуктивных пластов и по площади, а также неравномерным развитием вторичной минерализации [В.С. Воробьев, 2023; Т.И. Гурова, 1988; А.В. Постников, 2019]. Зачастую определение интенсивности развития постседиментационных преобразований, закономерностей их распределения, а также оценка влияния этих процессов на коллекторские свойства пород являются одними из ключевых факторов при построении геологической модели месторождения.

Материалы и методы

Основной вклад в существующие представления о палеогеографии региона осадконакопления внесли Н.В. Мельников и Г.Г. Шемин [4, 6]. Фациальными исследованиями непских терригенных отложений Непского свода в разное время занимались М.В. Лебедев, К.В. Зверев, В.С. Воробьев, О.В. Постникова, Т.И. Гурова и др. [1–3, 5]. Изучением фациального строения непской свиты Верхнечонского месторождения в рамках тематических исследований занимались К.В. Зверев, Н.В. Янкова (ООО «ТННЦ», 2010 г.), Е.Е. Карнышина (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011 г.), О.В. Боброва, А.П. Вилесов

(ООО «ТННЦ», 2013 г.). Работы основывались на незначительном количестве имеющегося ядерного материала, сосредоточенного преимущественно в центральной части территории. Построенные модели носили концептуальный характер и не были учтены в существующей геологической модели.

Ключевые слова

Верхнечонское месторождение, непская свита, фациальное строение, вторичное минералообразование

Авторы выражают искреннюю благодарность Е.В. Мартынюк за значительный вклад в работу — проведение и анализ петрографических исследований.

Для цитирования

Неделько О.В., Калина Р.И., Валеев Р.Р., Локшин Д.А. Седиментационная модель формирования терригенной толщи непской свиты Верхнечонского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 45–50. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-45-50

Поступила в редакцию: 24.07.2026

LITHOLOGY

UDC 001.53 | Original Paper

Sedimentation model of the formation of the terrigenous strata of the Nepskaya formation of the Verkhnechonskoye field

Nedelko O.V.¹, Kalina R.I.¹, Valeev R.R.², Lokshin D.A.²

¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²“Verkhnechonskneftegaz” JSC, Institute of the Earth’s Crust SB RAS, Irkutsk, Russia
ovnedelko@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The Verkhnechonskoye oil and gas condensate field was discovered in 1978, is one of the largest, and has been in commercial operation since 2008. Terrigenous deposits of the Nepskaya formation are the main object of development of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field. The Verkhnechonsky formation under study is characterized by a complex heterogeneous structure due to the stratigraphic features of the section structure, the facies variability of sediments along the section of productive strata and in area, as well as the uneven development of secondary mineralization [Vorobyov, 2023, Gurova, 1988, Postnikov, 2019]. Often, determining the intensity of the development of postsedimentation transformations, the patterns of their distribution, as well as assessing the impact on the reservoir properties of rocks are one of the key factors in constructing a geological model of a deposit.

Materials and methods

The main contribution to the existing understanding of the paleogeography of the sedimentation region was made by N.V. Melnikov and G.G. Shemin [4, 6]. M.V. Lebedev, K.V. Zverev, V.S. Vorobyov, O.V. Postnikova, T.I. Gurova [1–3, 5], and others have been engaged in facies studies of the Nepean terrigenous deposits of the Nepean arch at various times [Vorobyov, 2017; Gurova, 1988; Zverev, 2012; Postnikova, 2008]. K.V. Zverev, N.V. Yankova (TNSC, 2010), E.E. Kamyushina (RSU, 2011), O.V. Bobrova, A.P. Vilesov (TNSC, 2013) studied the facies structure of the Nepskaya formation of the Verkhnechonskoye deposit in

the framework of case studies. The work was based on a small amount of available core material, concentrated mainly in the central part of the territory. The constructed models were conceptual in nature and were not taken into account in the existing geological model.

Keywords

Verkhnechonskoye field, nepskaya formation, facies structure, secondary mineral formation

For citation

Nedelko O.V., Kalina R.I., Valeev R.R., Lokshin D.A. Sedimentation model of the formation of the terrigenous strata of the Nepskaya formation of the Verkhnechonskoye field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 45–50. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-45-50

Received: 24.07.2026

Месторождение расположено в Канганском районе северной части Иркутской области, входит в состав Непско-Ботубинской нефтегазоносной области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. Приурочено к Непскому своду Непско-Ботубинской антеклизы, осложнено многочисленными разломами и имеет блоковое строение. Рассматриваемые терригенные отложения непсковой свиты относятся к непскому горизонту вендской системы, залегают на кристаллических и измененных породах фундамента, представленных гранитами, гранитогнейсами, гранодиоритами и кристаллическими сланцами архей-протерозойского возраста. По керновым данным мощность свиты на территории исследований изменяется от 58,43 м в юго-восточной части месторождения до 16,72 м в северо-западной, что связано как с существующим к началу непского времени палеорельефом, так и с эрозиями накопленных осадков в периоды перерывов в осадконакоплении. На месторождении выделяется три продуктивных пласта: B13 и B11 — в рамках нижнепесчаной подсвиты, B10 — верхнепесчаной.

При проведении седиментологических исследований учитывались такие факторы как минеральный состав пород, их структурные особенности, в частности гранулометрический состав, сортировка, окатанность зерен, а также текстурные характеристики. Как известно, в докембрийских отложениях отсутствуют следы жизнедеятельности ископаемых организмов и органические остатки, часто помогающие в генетической диагностике, а ряд фаций может обладать схожим литологическим строением, поэтому для окончательного определения фациальной приуроченности пород много внимания уделялось выбору подходящей концептуальной модели седиментации и парагенезам фаций.

В рамках седиментологических, петрографических, минералогических и петрофизических исследований керна материала по 41 скважине (более 1 350 м керна) по продуктивным пластам Верхнечонского месторождения были определены основные фации, являющиеся потенциальными коллекторами и установлено два трансгрессивных цикла развития территории, соответствующих разрезам ниже- и верхнепесчаной подсвит.

На каждом цикле наблюдается смена континентальных фаций прибрежно-морскими и морскими. Снос обломочного материала в непское время происходил с северо-западной приподнятой части территории в южном и юго-восточном направлении.

Отложения нижнепесчаной подсвиты в северо-западной части территории отсутствуют, в центральной и юго-восточной части со стратиграфическим несогласием залегают на породах фундамента и представлены тремя циклами седиментации. На начальном этапе осадконакопления непского времени в юго-восточной части месторождения формировались отложения аллювиальных фэнов (рис. 1а). На втором этапе в результате постепенного затопления происходит смещение фациальной зоны аллювиальных фэнов

в центральную часть площади, а на юго-востоке происходит формирование отложений приливно-отливных равнин (рис. 1а). Завершающий этап раннепесчаного времени соответствует максимальной трансгрессии и характеризуется в разрезе отложениями комплекса приливно-отливных равнин и комплекса заливов и лагун, в различной степени размытыми на этапе предпозднепесчаного перерыва осадконакопления (до полного отсутствия в северо-западной части территории) (рис. 1в).

На следующем этапе, соответствующем разрезу пласта B11, происходит обмеление бассейна седиментации. Разрез юго-восточной части сложен комплексом фаций барьерного побережья.

На большей части территории отмечается отсутствие отложений, что связывается также с предверхнепесчаным перерывом в осадконакоплении (рис. 1г).

Осадки верхнепесчаной подсвиты в пределах Верхнечонского месторождения встречаются повсеместно, на северо-западе со стратиграфическим несогласием залегают на породах фундамента, на остальной части территории с эрозийным контактом перекрывают породы нижнепесчаной подсвиты. Отложения пласта B10 формировались в три этапа. На первом этапе накапливались песчаные и гравийно-песчаные отложения флювиальных каналов с переплетающимся типом русел, слагающие большую часть разреза пласта B10 (рис. 1д).

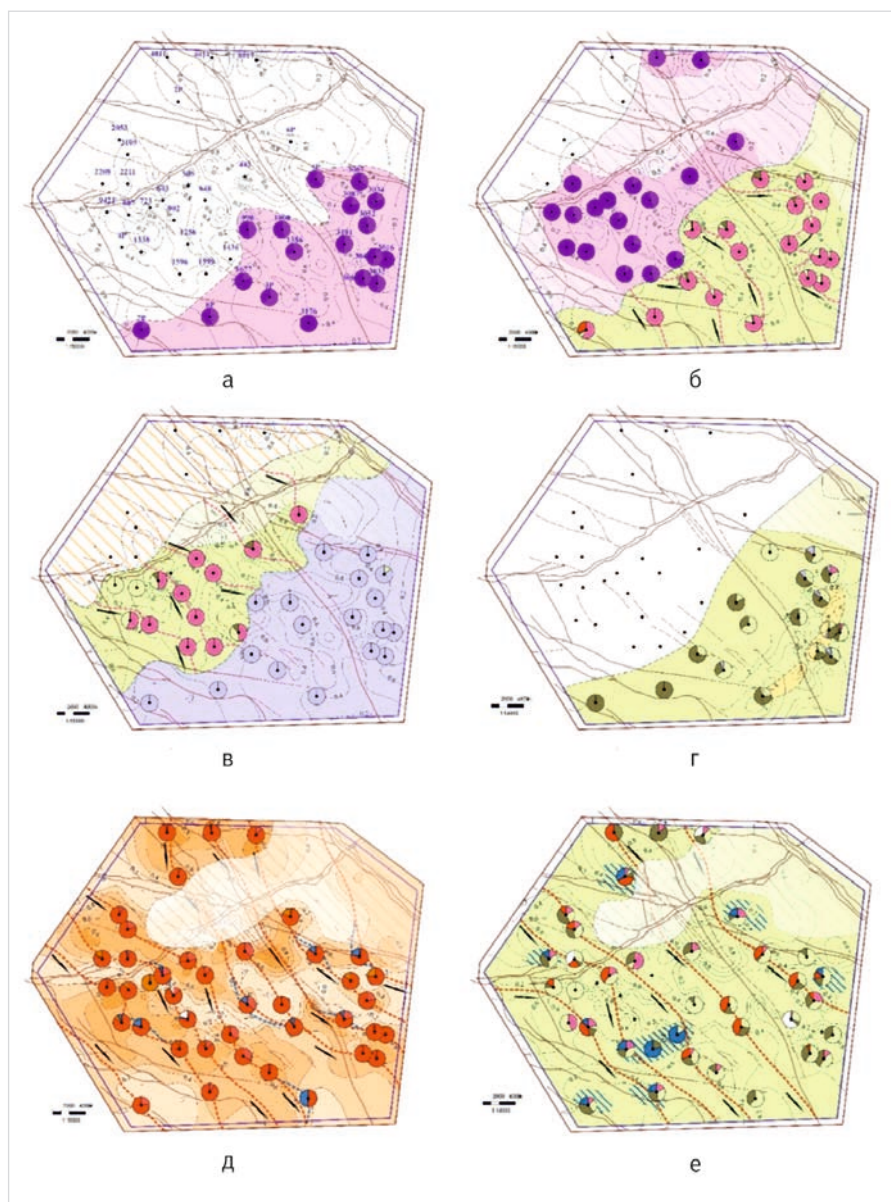


Рис. 1. Этапы формирования пластов B10-13 по данным керна: а — пласт B13. Этап I; б — пласт B13. Этап II; в — пласт B13. Этап III; г — пласт B11; д — пласт B10. Этап I; е — пласт B10. Этап II

Fig. 1. Stages of formation of B10-13 layers according to core data: а – B13 layer. Stage I; б – B13 layer. Stage II; в – B13 layer. Stage III; г – B11 layer; д – B10 layer. Stage I; е – B10 layer. Stage II

На них эрозионно ложатся фации приливно-отливных равнин. Верхняя часть пласта В10 имеет расчлененное тонкослоистое строение. Разрез сложен преимущественно песчано-алевритовыми отложениями приливно-отливных равнин с маломощными прослоями песчаников флювиальных каналов с приливно-отливным влиянием и приливно-отливных ручьев (рис. 1е).

На последнем этапе, отвечающему максимуму затопления территории непского времени в целом, происходило накопление лагунных и шельфовых фаций, соответствующими региональному реперу М2.

Таким образом, непская свита в пределах Верхнечонского месторождения характеризуется различной стратиграфической полнотой разреза, что обусловлено как существовавшим к началу непского времени палеорельефом, так и перерывами осадконакопления. Эрозионные контакты, сопоставляемые с крупными стратиграфическими перерывами, зафиксированы в керне на границе пород фундамента и отложений непской свиты, на границе отложений нижне- и верхненепской подсвит, а также на границе континентальных и прибрежно-континентальных фаций верхненепской подсвиты.

Ниже приведена краткая характеристика основных параметров фаций, слагающих продуктивные пласты, и соответствующие им петрофизические показатели для разных пород, не подвергшихся вторичным изменениям.

Фациальный комплекс аллювиальных фэнов включает в себя образования проксимальной, медиальной и дистальной частей аллювиальных фэнов (АФмп) сложены преимущественно песчаниками разнозернистыми гравистыми и гравийными, реже гравелитами, неяснослоистой и однородной текстуры (рис. 2а), редко слоистыми за счет распределения минералов тяжелой фракции — циркон, монацит, ильменит (толщина фации — до 9,0 м). По минеральному составу (по В.Д. Шутову, 1967) породы классифицируются как аркозы (содержание полевого шпата, далее ПШ, варьирует от 26,0 до 42,0 %), редко полевошпат-кварцевые (ПШ — 8,4–24,0 %) и граувакковые аркозы (ПШ — 35–40,0 %). Зерна имеют угловатую до окатанной форму, прямолинейные и точечные зерновые контакты, плохую и очень плохую, реже среднюю сортировку. Для фаций характерно присутствие седиментогенного глинистого цемента порового, реже пленочного типа с содержанием не выше 5,0 %, имеющего неравномерное распределение. Пустотное пространство представлено часто несвязанными межзерновыми и, в меньшей степени, внутризерновыми (результат частичного растворения полевошпатовых зерен и каркасных обломков пород) порами от тонкой до каверновой размерности (с преобладанием от 0,01 до 0,5 мм), в основном неравномерного (пятнистого) распределения. Фльтрационно-емкостные характеристики: $K_p = 8,7\text{--}23,2\%$, $K_{пр} = \text{от } 0,583\text{--}8572,930\text{ мД}$.

Фации дистальной части фэнов (АФд) сложены чередованием алевролитов мелко-крупнозернистых песчаных глинистых и различных литологических типов песчаников (толщина фации — до 9,0 м). По набору литологических типов пород и их структурно-текстурным характеристикам фэны относятся к типу «аллювиальных с мелкими ветвящимися руслами» (по Stanistreet and McCarthy, 1993). Сформировавшиеся

в пределах распределительных каналов песчаники в основном разнозернистые гравистые/гравийные и средне-грубо-крупнозернистые, с пологонаклонной, пологоволнистой, реже крупной косой слоистостью. По минеральному составу породы классифицируются как полевошпат-кварцевые (ПШ — 9,7–23,6 %) и аркозы (ПШ — 25,1–37,0 %). Обломки от угловатых до окатанных с разнообразным типом зерновых контактов (от точечных до выгнуто-вогнутых). Сортировка пород плохая, реже средняя. Отмечается редкий глинистый цемент пленочного и порового типа. Поры несвязанные между собой, реже связанные, межзерновые и редкие внутризерновые, от тонкой до крупной размерности, с редкими кавернами, от относительно равномерного до неравномерного (пятнистого) распределения. Фльтрационно-емкостные характеристики: $K_p = 5,6\text{--}22,8\%$, $K_{пр} = 0,203\text{--}6273,381\text{ мД}$.

Фации флювиального канала (ФК) со сплетающимся типом русел — это преимущественно песчаники разнозернистые с преобладанием зерен средней, крупной и грубой размерности, с различным содержанием гравийного материала (до гравистых) (толщина фации — до 9,48 м). Среди текстур преобладают крупная косая, пологонаклонная и субгоризонтальная слоистость (рис. 2е). По минеральному составу породы классифицируются как полевошпат-кварцевые (ПШ — 6,9–24,8 %), редко аркозы (ПШ — 26,1–33,0 %). Породы сложены зернами от угловатых до окатанных форм, с прямолинейными и точечными, реже выпукло-вогнутыми типами контактов, от плохой до хорошей степени сортировки, что обусловлено как характером слагающих их частиц, так и особенностями седиментации. Встречаются как связанные, так и несвязанные поры межзернового, иногда внутризернового типа, от микро- до каверновой размерности, относительно равномерно распределенные по породе. Фльтрационно-емкостные характеристики: $K_p = 6,3\text{--}27,2\%$ с преобладанием от 15,0 %, $K_{пр} = 0,212\text{--}4289,900\text{ мД}$ с преобладанием от 100,000 мД.

В подошвенной части флювиальных каналов часто встречаются маломощные (до 3,8 м) песчано-гравийные отложения (ФКгр), обладающие отличными литологическими характеристиками, — гравелиты и песчаники разнозернистые гравистые и гравийные, неяснослоистые и пологонаклонно-слоистые. По минеральному составу породы классифицируются как полевошпат-кварцевые (ПШ — 8,7–18,2 %), реже аркозы (ПШ — 26,6–31,0 %). Зерна от угловатой до окатанной формы, с точечными и прямолинейными, редко выпукло-вогнутыми контактами, плохой и средней степени сортировки. Поры связанные и несвязанные, межзерновые и редкие внутризерновые, от микро- до каверновой размерности. Фльтрационно-емкостные характеристики: $K_p = 5,7\text{--}22,5\%$, $K_{пр} = 0,563\text{--}2577,196\text{ мД}$.

В комплекс внерусловых отложений входят фации отмирания флювиальных каналов, старичного озера и поймы. Фация отмирания флювиальных каналов (ФКо) представлена неравномерным переслаиванием хорошо сортированных песчаников тонко-мелкозернистых, средне-мелкозернистых и алевролитов крупно-мелкозернистых глинистых (толщина фации — до 0,93 м). Породы пологоволнистой и пологонаклонной слоистостью, отмечается также мелкая косая слоистость. Фльтрационно-емкостные характеристики:

$K_p = 5,1\text{--}24,6\%$, $K_{пр} = 0,183\text{--}1245,812\text{ мД}$. Значительно меньшую роль играют песчано-алевритовые отложения старичных озер и глинисто-алевритовые образования пойм, что объясняется особенностями формирования и распределения осадков аллювиальных равнин со сплетающимся типом русел.

К переходной группе отнесены фации флювиальных каналов с приливно-отливным влиянием, приливно-отливных каналов/ручьев, отмирания приливно-отливных каналов, глинистых, смешанных и песчаных приливно-отливных отмелей.

Фация флювиальных каналов с приливно-отливным влиянием (ФКпо) представлена песчаниками с преобладанием зерен крупной, средней и мелкой размерности (в различных комбинациях) (рис. 2ж). Породы с хорошей и средней сортировкой, с пологоволнистой и пологонаклонной слоистостью, реже наблюдается крупная и мелкая косая слоистость (мощностью до 7,28 м). Фльтрационно-емкостные характеристики: $K_p = 0,3\text{--}27,6\%$, $K_{пр} = 0,010\text{--}2914,810\text{ мД}$.

Фациальный комплекс приливно-отливных равнин представлен преимущественно фациями приливно-отливных каналов и ручьев. Песчаные отложения приливно-отливных каналов (ПОК) состоят преимущественно из зерен средней, мелкой и тонкой псаммитовой размерности, иногда наблюдается значительное содержание крупнопсаммитовой фракции (толщина фации — до 9,37 м). Слоистость пород — пологонаклонная, пологоволнистая, мелкая и крупная косая, часто подчеркнута микрослойками глинисто-алевритового материала. Достаточно часто отмечается присутствие глинистых интраклавов (рис. 2б). По минеральному составу породы классифицируются как полевошпат-кварцевые (ПШ — 4,9–24,3 %), редко аркозы (ПШ — 26,7–32,0 %). Окатанность зерен определяется составом породообразующих компонентов и изменяется от слабой до хорошей. Характерно наличие выпукло-вогнутых и прямолинейных, реже точечных структур межзерновых контактов. Сортировка хорошая, реже средняя. Поры часто несвязанные между собой, межзерновые, редко внутризерновые, по размерности — тонкие и мелкие, относительно равномерно распределены по породе. Фльтрационно-емкостные характеристики: $K_p = 5,0\text{--}25,1\%$, $K_{пр} = 0,216\text{--}4289,900\text{ мД}$.

Фации отмирания приливно-отливного канала (ПОКо) представлена песчаниками (мощностью до 1,16 м) преимущественно тонко-мелкозернистыми и мелко-среднезернистыми с тонкими прослоями алевролитов. Породы преимущественно с хорошей сортировкой, с тонкой пологоволнистой слоистостью. В песчаниках наблюдаются двойные глинистые слои.

Отложения приливно-отливных отмелей отмечаются в подчиненном количестве, что, вероятно, объясняется достаточно расчлененным палеорельефом. Глинистые отмели сложены алевритами крупно-мелкозернистыми глинистыми, редко мелко-крупнозернистыми песчанистами, с пологоволнистой и линзовидно-волнистой микрослоистостью, реже с текстурами пластических деформаций, с трещинками синерезиса. Смешанные отмели — неравномерное переслаивание песчаников мелко-тонкозернистых неравномерно алевритистых, в меньшей степени средне-мелкозернистых и алевролитов крупно-мелкозернистых глинистых. Для пород характерны пологоволнисто-слоистые,

линзовидно-волнистослоистые и деформационные текстуры, присутствие трещинок синерезиса (рис. 2в). Фация песчаных приливо-отливных отмелей представлена песчаниками разнотонко- и мелко-тонкозернистыми. Породы преимущественно с хорошей и средней сортировкой, с пологоволнистой слоистостью, с трещинками синерезиса.

Фация приморского озера (ОПр) представлена алевритами крупно-мелкозернистыми и мелкозернистыми глинистыми, реже алевритами мелко-крупнозернистыми песчанистыми. Породы преимущественно с хорошей сортировкой, с пологоволнистой и субгоризонтальной микрослоистостью. В породах наблюдаются редкие трещинки синерезиса, прожилки ЧОВ, мелкие стяжения и рассеянные кристаллы пирита. Фация прибрежной части приморского озера (ОПрп) представлена песчаниками средне-мелкозернистыми и разнотонко- и мелко-тонкозернистыми, в меньшей степени алевритами крупно-мелкозернистыми глинистыми. Породы преимущественно с хорошей и средней сортировкой, в основном с пологоволнистой слоистостью. Толщины озерных фаций переходных обстановок — 1,16–1,44 м.

Фациальный комплекс заливов и лагун включает в себя осадки заливов (З), лагун (Л) и песчаной косы (Кп). В результате постепенного затопления территории исследований отложения комплекса приливо-отливных отмелей сменяются вверх по разрезу комплексом фаций заливо-лагуночного побережья.

Фации песчаной косы (Кп) встречаются в единичных скважинах юго-восточной части территории и имеют незначительные толщины (до 4,5 м). Представлены песчаниками мелко-тонко- и тонко-мелкозернистыми алевритистыми и алевритовыми, с мелкой косой слоистостью или однородной текстурой (рис. 2д). По минеральному составу породы классифицируются как полевошпат-кварцевые (ПШ — 10,1–16,0 %). Зерна имеют слабо- и плохо-, реже окатанную форму, что объясняется минеральным составом породообразующих компонентов (высокое содержание пластичных обломков пород, присутствие слюдяного материала и ПШ — в совокупном содержании до 50 % породы). Для пород характерны прямолинейные и выпукло-вогнутые структуры зерновых контактов, хорошая сортировка. Из седиментационных цементов отмечается глинистый материал пленочного и порового типа. Пустотное пространство представлено преимущественно несвязанными межзерновыми порами тонкого и мелкого размера, равномерно распределенными по породе. Филтрационно-емкостные характеристики: Кп = 8,5–12,9 %, Кпр = 0,112–10,277 мД.

Фация залива (З) представлена аргиллитами, алевритами мелкозернистыми глинистыми и крупно-мелкозернистыми глинистыми (рис. 2г). Мощность фации до 5,45 м. Породы микро- и тонкослоистые, с субгоризонтальной и пологоволнистой слоистостью, реже отмечается неясная слоистость и текстуры пластических деформаций. Отмечаются прожилки черного органического вещества, кристаллы и мелкие стяжения пирита.

Фация лагуны (Л), толщиной до 1,66 м, представлена алевритами мелко- и крупно-мелкозернистыми глинистыми, песчаниками тонкозернистыми алевритовыми глинистыми, мелко- и разнотонко- и мелко-тонкозернистыми, доломитами разнотонко- и тонкокристаллическими, известняками микро- и тонкокристаллическими (рис. 2з).

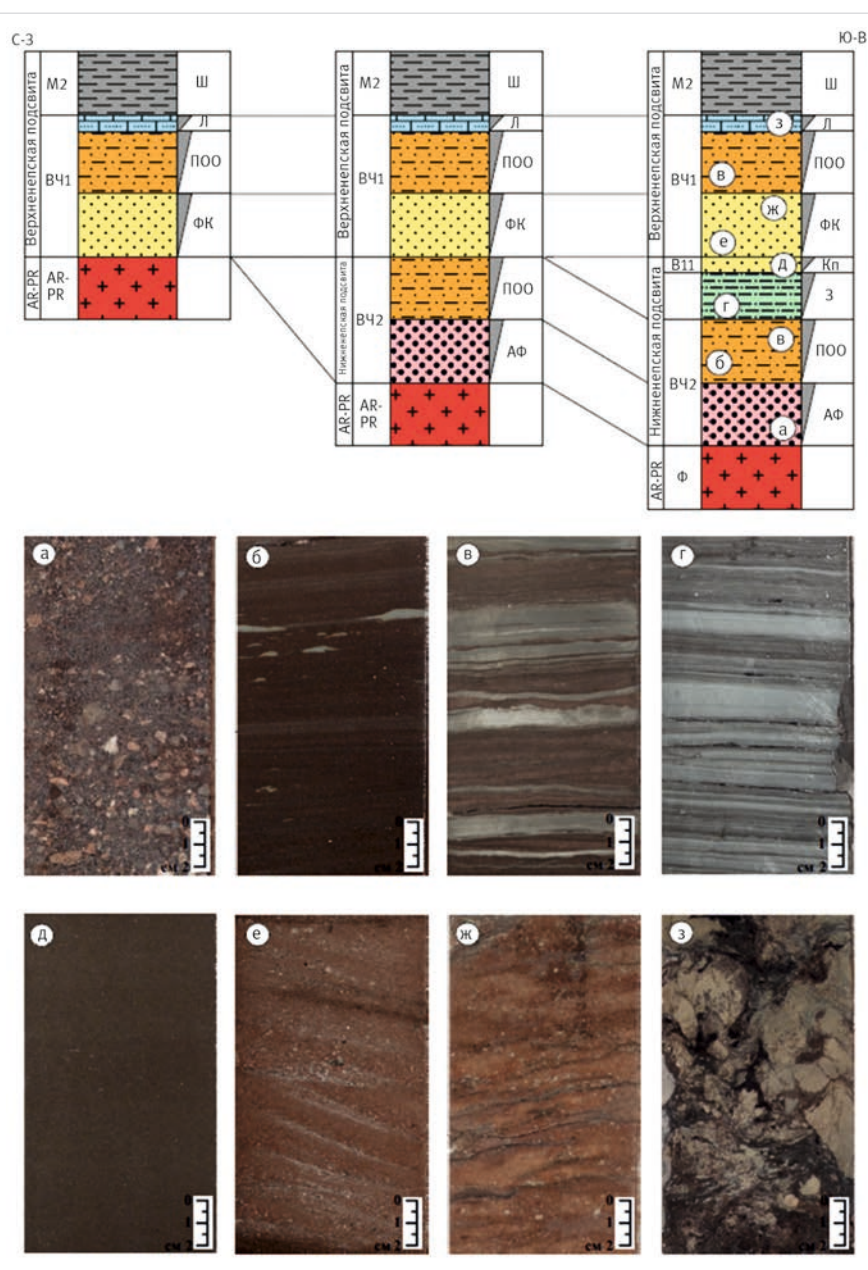


Рис. 2. Схематичный разрез непской свиты Верхнечонского месторождения с фотоиллюстрациями основных фаций: а — гравийно-песчаные отложения аллювиальных фэнов; б — песчаные отложения приливо-отливных каналов; в — глинисто-алевро-песчаные отложения приливо-отливных отмелей; г — глинистые отложения заливов; д — песчаные отложения песчаной косы; е — песчаные отложения флювиальных каналов; ж — песчаные отложения флювиальных каналов с приливо-отливным влиянием; з — терригенно-карбонатные отложения лагуны

Fig. 2. Schematic section of the Nepskaya formation of the Verkhnechonskoye field with photo illustrations of the main facies: а — gravel-sand deposits of alluvial fans; б — sand deposits of tidal channels; в — clay-silt-sand deposits of tidal shoals; г — clay deposits of bays; д — sand deposits of a sand spit; е — sandy deposits of fluvial channels; ж — sandy deposits of fluvial channels with tidal influence; з — terrigenous-carbonate deposits of the lagoon

Породы неясно- и пологоволнистослоистые, отмечаются также текстуры пластических деформаций. Для терригенных разностей характерен обильный (часто базальный) карбонатный цемент. Терригенно-карбонатные породы неравномерно сульфатизированные, с кристаллами и стяжениями пирита.

Шельфовые фации завершают разрез непской свиты, достаточно выдержаны по мощности (до 10,15 м) и соответствуют региональному реперу М2. Аргиллиты, реже алевриты мелкозернистые глинистые, субгоризонтально-микрослоистые, участками с пологоволнистой, линзовидно-волнистой

микрослоистостью и текстурами пластических деформаций, с прожилками ЧОВ, со стяжениями и кристаллами пирита.

Под поставленные задачи петрографических исследований была проведена выборка шлифов, включившая в себя 210 образцов по 33 скважинам. Подборка производилась по нескольким основным факторам: наличие комплекса минералогических и петрофизических исследований (РСА, РФА, РЭМ, результаты обессоливания), максимальный охват отложений различных литогенетических типов пород с приоритетом в пользу потенциальных пород-коллекторов,

равномерность распределения точек отбора по площади месторождения и по разрезу. Наиболее охарактеризован пласт В10, что связано в первую очередь с его повсеместным распространением.

По минеральному составу все породы классифицируются как полевошпат-кварцевые, реже полевошпат-кварцевые граувакки и аркозы. Породообразующими минералами являются кварц, реже полевые шпаты, обломки пород. Полевые шпаты представлены преимущественно калиевыми разновидностями (ортоклаз и микроклин), редко — плагиоклазами. Среди обломков пород отмечаются каркасные (микрокварциты, слюдисто-кварцевые микросланцы, кислые эффузивы) и пластичные (слюдистые, глинистые микросланцы, хлоритовые зерна) разновидности. В глинисто-алевритовых разновидностях отложений присутствует незначительное количество слюдистого материала — слабогидратированные, деформированные пластинки биотита, реже мусковита.

Сортировка пород, их окатанность, степень уплотнения и, соответственно, типы зерновых контактов различны в зависимости от генетической принадлежности.

По территории и разрезу отмечается различная степень цементации терригенных пород аутигенного генезиса. Также встречается глинистый цемент преимущественно гидрослюдистого состава. Характер вторичной цементации по равномерности заполнения во многом определяется степенью сортировки породы и меняется от точечного, пятнистого (очень плохая и плохая сортировка) до сплошного (хорошая), нацело залечивающего межзерновое пространство.

Как и в предыдущих исследованиях терригенных отложений непской свиты, в породах была зафиксирована отчетливо проявленная последовательность аутигенного минералообразования: регенерация кварца и полевого шпата → карбонатизация → сульфатизация → хлоридизация (рис. 3а–г) [Постников, 2019].

Регенерация кварцевых и полевошпатовых зерен проявила себя в образовании прерывистых и сплошных каемок толщиной до 0,15 мм, а также в восстановлении кристаллографических граней и формировании угловатых шиповидных наростов высотой до 0,25 мм (рис. 3д–е). Между каемками регенерации и зернами нередко наблюдаются чешуйки глинистого вещества, отчетливо диагностируемые под микроскопом.

Процессы карбонатизации (рис. 3ж–з) встречаются повсеместно, вне зависимости от фациальной приуроченности пород и представлены минералами кальцита, доломита, сидерита и их различными сочетаниями. Карбонатный материал активно корродирует кромки зерен, частично их замещает, а также минерализует межзерновое пространство. В ходе работы была установлена «зональность» распределения карбонатных минералов в пределах изучаемой площади. Сидерит сосредоточен в южной и юго-восточной части месторождения, доломит — в центральной, кальцит — в северной и северо-западной. Такая зональность может быть обусловлена существующим структурными планами и минералогической плотностью карбонатных минералов.

Сульфаты (ангидрит, реже гипс) преимущественно агрегатного строения, редко образуют отдельные удлинённые призматические

кристаллы (пойкилитовый тип цементации), частично или полностью выполняют поры, а также замещают обломки. Их содержание варьирует от первых % (пятнистый тип) до образования практически полных псевдоморфоз (базальный тип) (рис. 3и–к). В керне был зафиксирован неравномерный характер распределения сульфатного цемента (пятнистый, линзовидный, послойный), приуроченного к крупно-, грубопсаммитовому и гравийному материалу. Интенсивные процессы сульфатизации пород непской свиты характерны для южной и юго-восточной части месторождения. Также в верхней части пласта В10 отмечаются редкие линзы и стяжения сульфатов, сформированных на ранних стадиях диагенеза в результате просачивания из перенасыщенных вод лагуны. Терригенно-сульфатно-карбонатные отложения встречаются в кровле пласта.

Хлориды представлены галитом (по данным рентгеноструктурного анализа), который в изучаемых породах имеет агрегатное строение в виде «пластичной» массы и залечивает пустотное пространство, оставшееся после карбонатов и сульфатов (рис. 3л–м). Уменьшение степени галитизации происходит вниз по разрезу, что связано с вертикальной миграцией рассолов из вышележащих галогенных толщ. По площади месторождения галитизация выделяется в виде линейных зон, приуроченных к определённым разломам северо-западного простирания.

Установлено, что сульфатизация и хлоридизация являются ключевыми постседиментационными процессами, оказывающими значительное влияние на первичную структуру палеоколлектора и объём порового пространства пород, определяющими

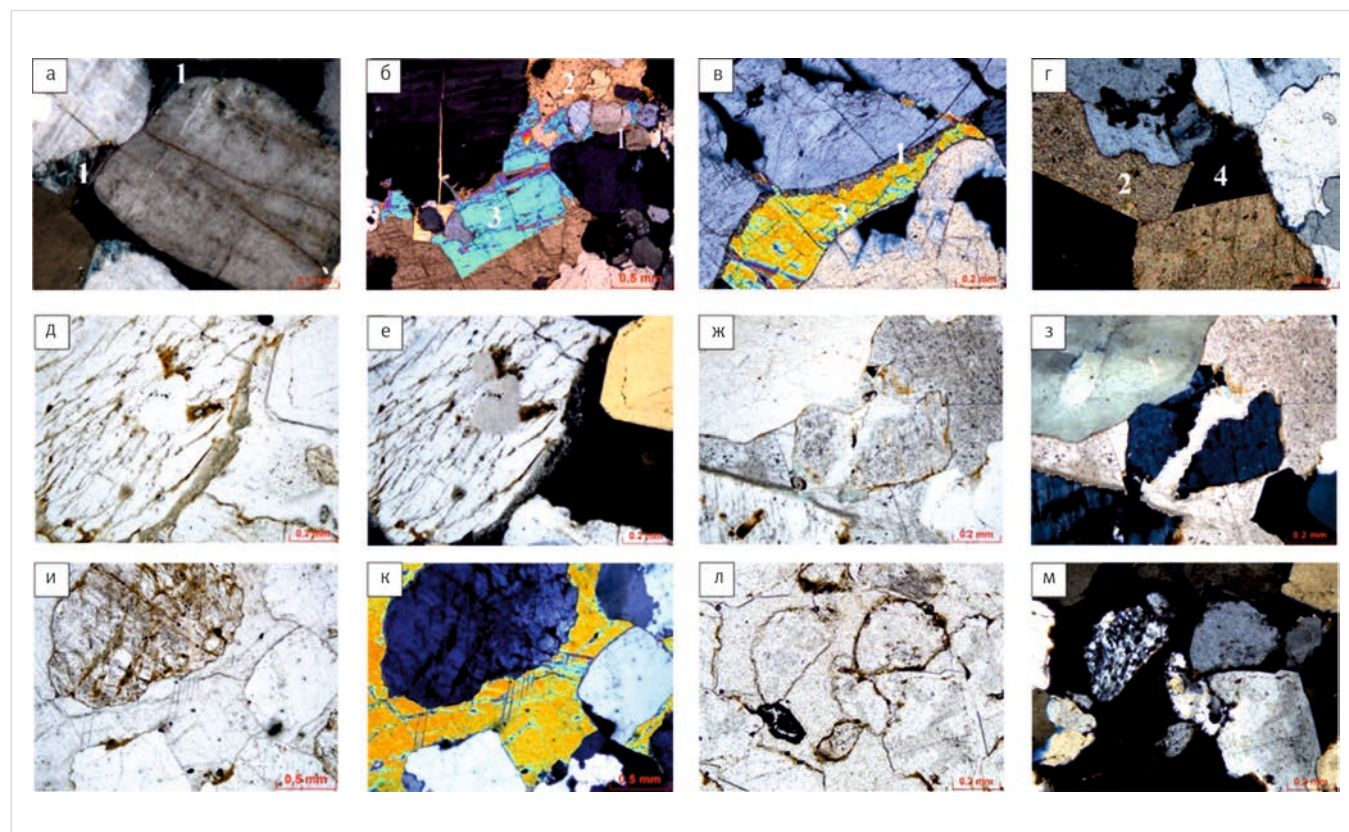


Рис. 3. Вторичные процессы минералообразования: а–г — последовательность (1 — регенерация, 2 — карбонатизация, 3 — сульфатизация, 4 — хлоридизация), д, е — регенерация кварца и полевого шпата, ж, з — карбонатизация, и, к — сульфатизация (ангидрит), л, м — хлоридизация (галит)

Fig. 3. Secondary mineral formation processes: а–г — sequence (1 — regeneration, 2 — carbonatization, 3 — sulfatization, 4 — chloridization), д, е — quartz and feldspar regeneration, ж, з — carbonatization, и, к — sulfatization (anhydrite), л, м — chloridization (halite)

в значительной степени величину эффективных толщин пластов и продуктивность скважин. Развитие данных процессов связано, предположительно, со стадиями катагенеза и тяготеет преимущественно к палеоколлекторам (фации аллювиальных фэнов, флювиальных и приливно-отливных каналов), то есть породам с изначально высокими фильтрационно-емкостными характеристиками. В целом, вторичная минерализация терригенных отложений непской свиты является многостадийной и закономерной, что также отмечают многие исследователи [Букаты, 1981; Коновальцева, 2010; Постников, 2019].

Вторичная минерализация продуктивных пластов, предположительно, осуществлялась неоднократно в разные этапы геологического развития территории и определялась периодами тектонической активизации платформы — трапповый магматизм на рубеже пермско-триасового времени, система надвиговых дислокаций раннего палеозоя со стороны Предплатформского прогиба.

Таким образом, вторичная минерализация отложений непской свиты Верхне-чонского месторождения определяется как первичными структурно-текстурными особенностями пород, так и локализацией поступления высокоминерализованных рассолов

в результате совокупности тектонических движений и процессов.

Итоги

По результатам проведенных седиментологических исследований были выделены основные этапы развития территории Верхнечонского месторождения в непское время и выбраны концептуальные модели седиментации.

Выводы

При прогнозе распространения пород-коллекторов непской свиты учитывались два основных фактора — фациальное строение продуктивных пластов и особенности проявления вторичной минерализации пород. Полученные в ходе работ результаты были использованы при последующем построении геологической модели и помогли оценить риски в потенциальных зонах бурения.

Литература

1. Воробьев В.С., Чеканов И.В., Клинов Я.С. Модель распространения терригенных коллекторов и засоленных песчано-гравелитистых отложений в пределах месторождений центральной части непского свода // Геология нефти и газа. 2017. № 3. С. 47–60.

2. Гурова Т.И., Чернова Л.С. и др. Литология и условия формирования резервуаров нефти и газа Сибирской платформы. М.: Недра, 1988. 251 с.
3. Зверев К.В., Лебедев М.В., Хохлов Г.А. Принципиальная фациально-стратиграфическая модель терригенных отложений венда Верхнечонского месторождения (сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 9. С. 31–42.
4. Мельников Н.В. Венд-кембрийский соленосный бассейн Сибирской платформы. (Стратиграфия, история развития). Новосибирск: СНИИГиМС, 2018. 177 с.
5. Постникова О.В. Эволюция рифей-венд-кембрийского осадочного бассейна юга Сибирской платформы и его нефтегазоносность: Автореф. дисс. д.г.-м.н. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. 40 с.
6. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботубинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). Новосибирск: СО РАН, 2007. 467 с.

ENGLISH

Results

Based on the results of the sedimentological studies, the main stages of the development of the Verkhnechonskoye deposit during the Nepa period were identified, and conceptual models of sedimentation were selected.

Conclusions

When predicting the distribution of reservoir rocks in the Nepa Formation, two main factors were taken into account: the facies structure of the productive layers and the characteristics of secondary mineralization in the rocks.

The results obtained during the work were used in the subsequent construction of the geological model and helped to assess the risks in potential drilling areas.

References

1. Vorobyev V.S., Chekanov I.V., Klinovaya Ya.S. The distribution model of terrigenous reservoirs and saline sand-gravelite deposits within the fields of the central part of the Nepal arch. Oil and Gas Geology, 2017, issue 3, P. 47–60. (In Russ).
2. Gurova T.I., Chernova L.S., et al. Lithology and formation conditions of oil and gas reservoirs of the Siberian Platform. Moscow: Nedra, 1988, 251 p. (In Russ).
3. Zverev K.V., Lebedev M.V., Khokhlov G.A. Principal facies-stratigraphic model of vendian terrigenous deposits of Verkhnechonsky field (siberian platform). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2012, issue 9, P. 31–42. (In Russ).
4. Melnikov N.V. The Vendian–Cambrian Salt-Bearing Basin of the Siberian Platform (Stratigraphy, Evolutionary History). Novosibirsk: SNIIGiMS, 2018, 177 p. (In Russ).
5. Postnikova O.V. Evolution of the Riphean-Vendian-Cambrian sedimentary basin of the south of the Siberian platform and its oil and gas potential: abstract of dr. geol.-min. sci. diss. M.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2008, 40 p. (In Russ).
6. Shemin G.G. Geology and prospects of oil and gas potential of the vendian and lower cambrian of the central regions of the Siberian platform (Nepsko-Botuobinskaya, Baikitskaya Antecises, and Katangskaya Saddle). Novosibirsk: SB RAS, 2007, 467 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Неделько Ольга Валерьевна, заведующей лабораторией, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ovnedelko@rn-gir.rosneft.ru

Калина Руфина Илдусовна, ведущий специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Локшин Денис Александрович, начальник отдела геолого-гидродинамического моделирования, АО «Верхнечонскнефтегаз», Институт Земной коры СО РАН, Иркутск, Россия

Валеев Рушан Рушанович, к.г.-м.н., начальник управления по разработке месторождений, АО «Верхнечонскнефтегаз», Институт Земной коры СО РАН, Иркутск, Россия

Nedelko Olga Valerievna, head of the laboratory, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ovnedelko@rn-gir.rosneft.ru

Kalina Rufina Ildusovna, leading specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

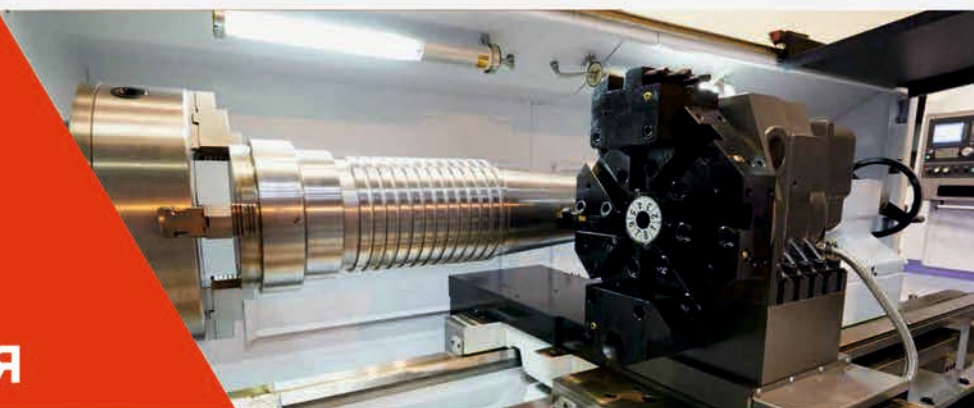
Lokshin Denis Aleksandrovich, head of the department of geological and hydrodynamic modeling, “Verkhnechonskneftegaz” JSC, Institute of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk, Russia

Valeev Rushan Rushanovich, candidate of geology-mineralogical sciences, head of the field development department, “Verkhnechonskneftegaz” JSC, Institute of the Earth's Crust SB RAS, Irkutsk, Russia



info@sk-navigator.ru, www.sk-navigator.ru ●●●●

**РАЗРАБОТКА,
ИЗГОТОВЛЕНИЕ
И ВНЕДРЕНИЕ
СОВРЕМЕННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ
И ОБОРУДОВАНИЯ**



ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И РЕМОНТА СКВАЖИН:

- технологии изоляции нарушений эксплуатационных колонн
- технологии откачки газа из затрубного пространства скважин
- пакерно-якорное оборудование
- оборудование для проведения КРС

Опыт работ
более **15** лет

Команда профессионалов
более **100** человек

Отремонтировано
более **10 000** скважин

Успешность проведения работ
с первого подхода **97 %**

На связи
24 часа



Наши партнеры:



628456, Ханты-Мансийский
автономный округ –
Югра, Сургутский район,
пгт. Федоровский, ул. Ленина, д. 31
+7 (3462) 41-64-34

461040, Оренбургская обл..
г.Бузулук, ул.Техническая, д.10
8 (35342)77964

К вопросу о корреляции между минеральным составом глин и их способностью к катионному обмену

Акелян Н.С., Пискунова А.А., Саркисян К.А.

Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть (Обособленное подразделение в г. Краснодаре), Краснодар, Россия
akelyanns@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Исследована корреляция минерального состава глин с емкостью катионного обмена (ЕКО). Показано, что ЕКО определяется не общей глинистостью, а долей смешаннослойных минералов (ССМ) и их типом, а также значительное влияние оказывает характер распределения глин в породе. Высокая ЕКО при умеренной глинистости связана с неравномерным распределением обменных центров; низкая ЕКО при высокой глинистости — с преобладанием минералов с малой обменной способностью, либо уплотнением породы. Полученные данные и корреляции предложено применять для выделения зон с повышенным риском неблагоприятных последствий при проведении геолого-технологических мероприятий на объектах нефтедобычи, такими как набухание глин, диспергирование частиц, как следствие коагуляция пор и снижение приемистости при закачке, а также несовместимость с буровыми растворами и изменение смачиваемости.

Материалы и методы

С целью определения емкости катионного обмена применялся метод десорбции обменных катионов, минералогического состава — метод рентгеновской дифракции, изучение порового распределения глин проводилось на растровом электронном микроскопе.

Ключевые слова

емкость катионного обмена, глинистые минералы, смешаннослойные минералы, смектит, характер распределения глин, зоны риска

Для цитирования

Акелян Н.С., Пискунова А.А., Саркисян К.А. К вопросу о корреляции между минеральным составом глин и их способностью к катионному обмену // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 52–57. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-52-57

Поступила в редакцию: 23.09.2026

GEOCHEMISTRY

UDC 552.52:544.723 | Original Paper

Correlations between clay mineralogy and cation exchange capacity

Akelyan N.S., Piskunova A.A., Sarkisyan K.A.

Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, (Separate Subdivision in Krasnodar), Krasnodar, Russia
akelyanns@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The correlation between the mineral composition of clays and their cation exchange capacity (CEC) was investigated. It was demonstrated that CEC is determined not by the total clay content, but by the proportion of mixed layer minerals and their type, and also significantly influenced by the distribution pattern of clays within the rock. High CEC at moderate clay content is associated with an uneven distribution of exchange sites; low CEC at high clay content results from the predominance of minerals with low exchange capacity or from rock compaction. The data and correlations obtained are proposed to be used to identify zones with an increased risk of adverse consequences when carrying out geological and technological measures at oil production facilities.

Materials and methods

For the purpose of determining the cation exchange capacity was applied the method of desorption of exchangeable cations. The mineralogical composition was assessed using X-ray diffraction, and the study of the pore distribution in clays was carried out using a scanning electron microscope.

Keywords

cation exchange capacity, clay minerals, mixed layer minerals, smectite, distribution pattern of clays, risk areas

For citation

Akelyan N.S., Piskunova A.A., Sarkisyan K.A. Correlations between clay mineralogy and cation exchange capacity. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 52–57. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-52-57

Received: 23.09.2026

Введение

Одной из актуальных задач современной нефтегазодобывающей отрасли является изучение нетрадиционных коллекторов глинистого типа, в том числе и продуктивных нефтематеринских толщ, обладающих огромным потенциалом для разработки. Для повышения эффективности нефтеотдачи таких коллекторов требуется их детальное комплексное геологическое, петрофизическое и физико-химическое исследование,

в частности, подробное изучение глинистой составляющей породы, оказывающей ключевое влияние на фильтрационно-емкостные свойства породы [1].

Глинистые коллекторы — сложные природные системы, представленные породообразующими и акцессорными минералами, органическим веществом и поровыми флюидами. Коллекторский потенциал этих пород формируется в результате взаимодействия составляющих их компонентов друг с другом

в процессе литогенеза. Глинистые минералы участвуют в процессах формирования залежей нефти путем каталитического воздействия на органическое вещество. В литературе показано [2, 3], что основным механизмом взаимодействия органического вещества с минералами осадочных пород является сорбция органических радикалов поверхностью глинистых частиц, имеющей дефицит положительных зарядов. Поэтому, косвенным показателем способности глинистых минералов

к сорбции, а значит и преобразованию органического вещества, является показатель их обменной емкости, то есть общее количество катионов, способных к обмену на катионы взаимодействующего с ними раствора.

Величина емкости катионного обмена (ЕКО) зависит от ряда параметров: минерального состава породы и, в первую очередь, от содержания глинистых и органических веществ, а также от удельной поверхности породообразующих минералов и их кристаллохимических особенностей, величины рН, термобарических условий в пласте и др.

Глины являются сложными многокомпонентными высокодисперсными системами. Входящие в их состав глинистые минералы представляют собой слоистые и слоисто-цепочечные алюмосиликаты. В зависимости от характера элементарных структурных слоев, представленных алюмоокислородными октаэдрами и кремнекислородными тетраэдрами, глинистые минералы подразделяются на группы [4, 13].

Согласно литературным данным [4], среди глинистых минералов максимальными значениями ЕКО обладают минералы смектитовой группы, имеющие подвижную кристаллическую решетку, большое количество некомпенсированных зарядов и, соответственно, повышенную способность к набуханию и обмену катионов; минимальными — минералы каолиновой и хлоритовой группы, они не набухают при взаимодействии с водой, так как обладают жесткой кристаллической решеткой с небольшим межслоевым расстоянием, что препятствует проникновению гидратированных катионов в их межслоевое пространство и участию в ионном обмене. Минералы группы иллита обладают промежуточными значениями ЕКО между минералами смектитовой и каолиновой групп и практически не набухают в воде.

Кроме того, в отложениях повсеместно представлены смешаннослойные образования иллит-смектитового типа, причем соотношения между набухающими и ненабухающими фрагментами изменяются в них в широких пределах, в связи с чем ЕКО в этой группе крайне изменчива. Считается, что их образование связано с трансформацией неустойчивого при повышенных давлениях и температурах смектита по мере увеличения глубины залегания с конечным переходом в иллит. Иллитизация на больших глубинах характерна также и для каолинита [5–7].

При исследовании природных образцов, зачастую приходится сталкиваться с отсутствием или неясной выраженностью зависимости ЕКО от содержания глинистой фракции и ее минерального состава, что, напрямую указывает на наличие ряда других важных факторов, оказывающих еще большее влияние на протекающие процессы.

В статье приведен детальный анализ лабораторных данных кернового материала для выявления зависимости показателя ЕКО от различных факторов, таких как минеральный состав глин, закономерности их пространственного распределения по разрезу, литологические и петрофизические особенности отложений.

Материалы и методы исследования

Для исследования была отобрана коллекция из 180 образцов кернового материала, полученного из скважины Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в диапазоне глубин 1629–2687 м.

Месторождение расположено в пределах Губкинского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области и приурочено к терригенным отложениям мелового возраста, к покурской свите (сеноманский ярус).

Были вскрыты горизонты в разрезе нижнемеловых отложений, относящиеся к пластам ПК, АП и БП, в целом, представленные неравномерно переслаивающимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами, сформированными в условиях прибрежно-морской и дельтовой обстановки. Данные пласты расположены ниже основного продуктивного разрабатываемого пласта ПК 1 и представляют собой перспективные объекты для доработки, относятся к коллекторам сложного строения и, таким образом, к трудноизвлекаемым запасам.

Пласты ПК 12–ПК 19 являются горизонтами средней и нижней части покурской свиты, состоят из множества прослоев светло-серых средне- и мелкозернистых песчаников и алевролитов с неравномерным распределением глинистых минералов. Толщина прослоев может меняться от нескольких сантиметров до 1–3 метров. Диапазон значений пористости по данным пластам составляет от 6,2 до 32,8 %, проницаемость варьируется от одной сотой миллидарси в сильноглинистых алевролитах до нескольких сотен миллидарси в песчаниках, и в среднем составляет 50–400 мД. (рис. 1)

Относящиеся к ачимовской толще пласты АП и подстилающие их пласты БП, также

неоднородны по своей литологии и характеризуются тонким переслаиванием мелкозернистых, часто плохо отсортированных, с примесью алевролитового материала песчаников и алевролитов и глин, которые формируют тонкие прослои, линзы и глинистые перемишки, обуславливая высокую микroneоднородность. Имеют выраженное клиноформное залегание. Диапазон значений пористости по данным пластам составляет от 7,6 до 15,0, проницаемость также снижается, имеет менее выраженный разброс по разрезу и составляет в среднем от 3 до 90 мД для более чистых песчаных разностей (рис. 1)

Существует ряд методов для определения ЕКО, в большинстве случаев они основаны на насыщении породы катионами металлов, вытеснении их каким-либо реагентом и последующим определении их концентрации с применением титрования, фотометрических методов или атомно-абсорбционной спектроскопии. К наиболее распространенным методам следует отнести ацетатно-аммонийный метод, метод насыщения хлоридом бария, метод вытеснения гексамин кобальтом трихлоридом, адсорбционное титрование метиленовым синим и др. [8, 9]. Нами был выбран наиболее оптимальный и технически простой метод «десорбции обменных катионов», заключающийся в насыщении породы буферным раствором хлорида бария с рН = 6,5 с последующей десорбцией ионов бария 0,05 моль/дм³ серной кислотой и связыванию их в виде нерастворимого осадка сульфата бария. Предварительно навеска

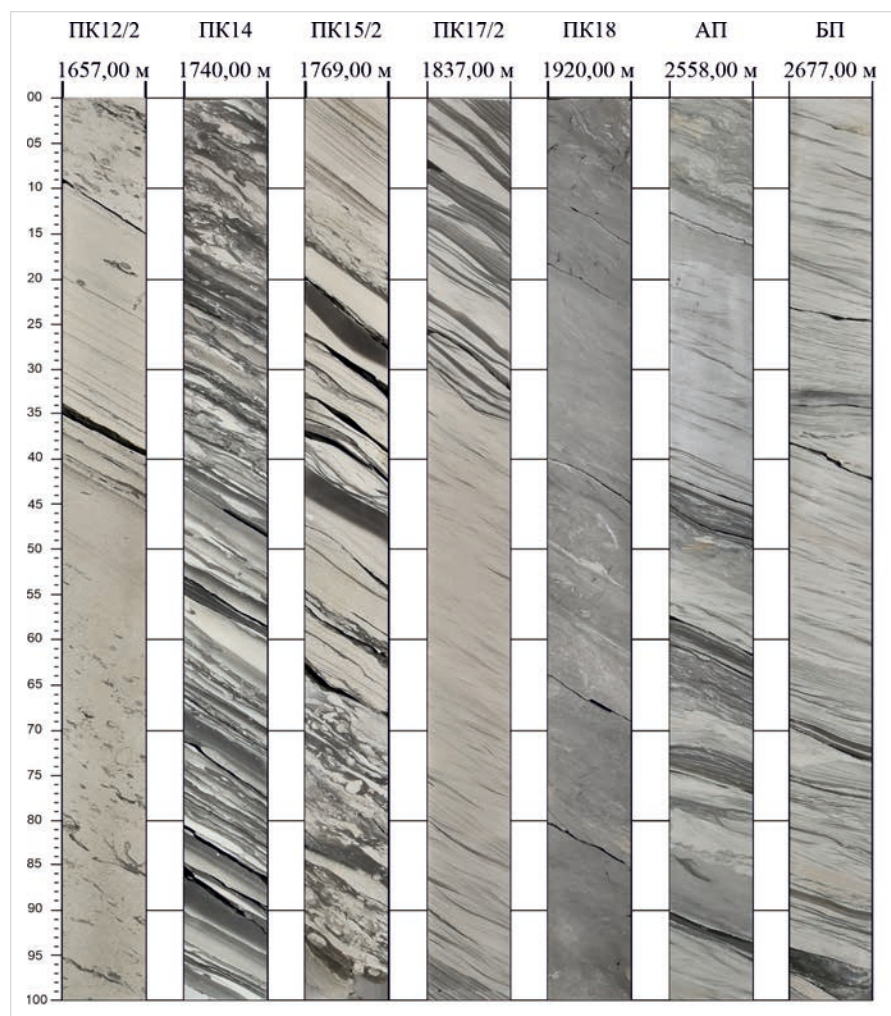


Рис. 1. Фотографии ядра из пластов ПК, АП и БП
Fig. 1. Core photos from the PK, AP, and BP layers

породы подвергается обработке 1 %-м раствором соляной кислоты для удаления карбонатов, гипса и легкорастворимых солей. Насыщение породы продолжается до тех пор, пока pH фильтрата не будет соответствовать pH буферного раствора. Аликвоту фильтрата титруют раствором 0,1 моль/дм³ гидроксида натрия в присутствии фенолфталеина.

Все методы для определения ЕКО предполагают использование измельченной породы с диаметром частиц не более 0,5 мм, что увеличивает удельную поверхность образца и приводит к максимальному извлечению катионов обменного комплекса. Однако, они позволяют определить коэффициенты набухания глин только с нарушением естественной структуры этих пород и связи между их частицами. Для получения более информативного результата, приближенного к реальным показателям коллектора и учитывающего пространственное расположение глинистых минералов в терригенной матрице, были взяты навески пород с размером частиц 1–3 мм [8]. В результате были получены и проанализированы эффективные значения ЕКО, которые имеют значительные отличия по исследуемым пластам. Так, только пласты ПК 13, ПК 14, ПК 15/2 и ПК 17/2 обладают высокими значениями емкости катионного обмена в диапазоне 30–59 мг-экв/100 г, для всех остальных пластов ПК, а также пластов групп АП и БП значение показателя снижается в среднем до 5 мг-экв/100 г.

По всем образцам керна был проведен анализ минерального состава обломочной части и цемента методом рентгеноструктурного анализа (РСА) на порошковых неориентированных препаратах с использованием рентгеновского дифрактометра Ultima IV фирмы Rigaku (съемка проводилась с применением рентгеновской трубки с Cu-анодом, с напряжением 40 кВ, током 30 мА, углы съемки 2 θ от 2° до 90°, скорость съемки 2 °/мин). Экстрагированную породу измельчают в вибрационном истирателе до размера фракции 0,05 мм. Измельченная проба засыпается в кювету, после чего поверхность выравнивается с помощью предметного стекла.

Кювета с образцом горной породы помещается в рентгеновский дифрактометр.

По минеральному составу породы полимиктовые, сложены преимущественно кварцем, калиевыми и натриевыми полевыми шпатами, с незначительным ожелезнением отдельных образцов. Образцы глинистые и сильноглинистые, распределение глин по разрезу неравномерное и составляет от 8 до 55 % (рис. 5).

Для диагностики глинистых минералов применяется съемка ориентированных препаратов определенной толщины, полученных путем осаждения глинистой суспензии на предметное стекло. Препарат высушивается при комнатной температуре в защищенном от сквозняков и пыли месте. Оптимальная толщина препарата, при которой достигается хорошая текстурированность глинистых частиц, составляет около 0,1 мм.

Дополнительно, для отделения смешаннослойных глин (например, монтмориллонит), приготовленный препарат насыщается парами этиленгликоля или глицерина при температуре 60 оС в течение 8–12 часов, что увеличивает размер межслоевого промежутка. При необходимости препарат прокалывают, чтобы удалить межслоевую воду и тем самым уменьшить размер межслоевого промежутка.

Детальное изучение пелитовой фракции показало, что основными глинистыми минералами в породе являются иллитовые и ССО, каолинит и хлорит. Содержание каолинита преобладает по всем пластам, в пластах ПК его содержание в среднем в два раза больше, чем содержание суммы иллитовых и ССО. Хлорит в верху разреза присутствует в незначительном количестве, но с глубиной его содержание увеличивается. По мере увеличения глубины залегания содержание каолинита снижается, наблюдается постепенная иллитизация глинистых минералов, причем доля смешаннослойных минералов уменьшается (рис. 2). Таким образом, наиболее характерными для больших глубин становятся минералы группы иллита и хлорита. Данная закономерность находит подтверждение в литературных источниках [5–7].

Обсуждение результатов

Анализ полученных данных показал, что распределение ЕКО по разрезу скважины имеет существенный разброс, тем не менее прослеживается некоторая общая закономерность (рис. 5). Так, пласты группы ПК обладают средними и высокими значениями емкости катионного обмена, причем из них пласт ПК 12/1 имеет самое низкое значение ЕКО 8,7 мг-экв/100 г. Вниз по стволу ЕКО постепенно увеличивается и достигает самых высоких значений в пластах ПК 13, ПК 14, ПК 15/2 и ПК 17/2 до 59,0 мг-экв/100 г, затем происходит снижение показателя. Для всех пластов групп АП и БП характерны низкие значения ЕКО 4,7–8,8 мг-экв/100 г породы, потенциал к обмену катионами у данных пластов практически идентичен.

Изучение смешаннослойных минералов представляет собой нетривиальную задачу [10], поэтому для диагностики и уточнения их состава пробы предварительно насыщаются глицерином, что приводит к разбуханию пакетов и сдвигу базальных отражений [11]. Согласно результатам проведенных исследований пелитовой фракции, ССО представлены преимущественно иллит-смектитовой и хлорит-смектитовой группами, их содержание по разрезу скважины составляет до 60 %.

Согласно литературным данным, между показателем ЕКО и содержанием глинистых минералов в породе существует зависимость [4], которая в исследуемой выборке оказалась невыраженной. Построен график, отражающий тенденцию изменения показателя ЕКО в зависимости от содержания набухающих глин в пластах. Для рассматриваемого объекта это смешаннослойные глины типа иллит-смектит, а также хлорит-смектит (рис. 3).

На графике видно, что потенциал к обмену катионами уменьшается вниз по разрезу и для пластов группы АП и БП значительно ниже (практически на 60 %), чем у пластов группы ПК, что объясняется изменением количества и состава смешаннослойных минералов с глубиной залегания, а именно уменьшением содержания набухающих слоев в составе ССО.

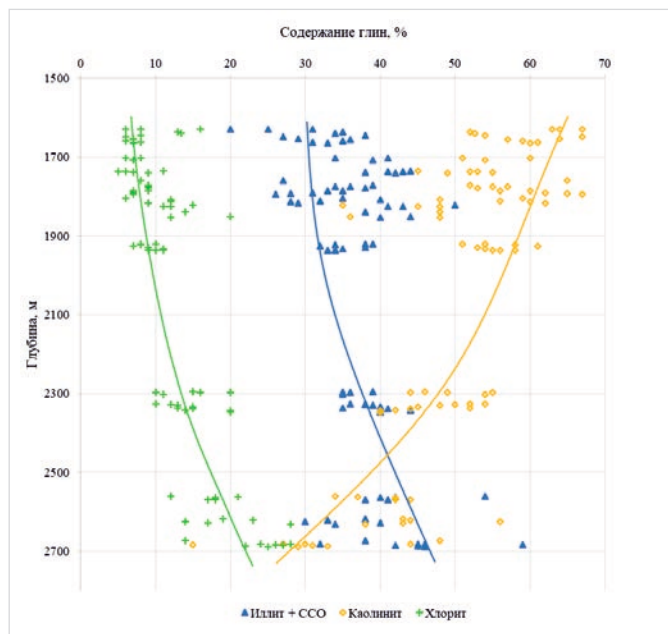


Рис. 2. Изменение с глубиной состава пелитовой фракции пластов ПК, АП и БП Западной Сибири
Fig. 2. Changes in the composition of the pelite fraction of the PK, AP, and BP formations in Western Siberia with increasing depth

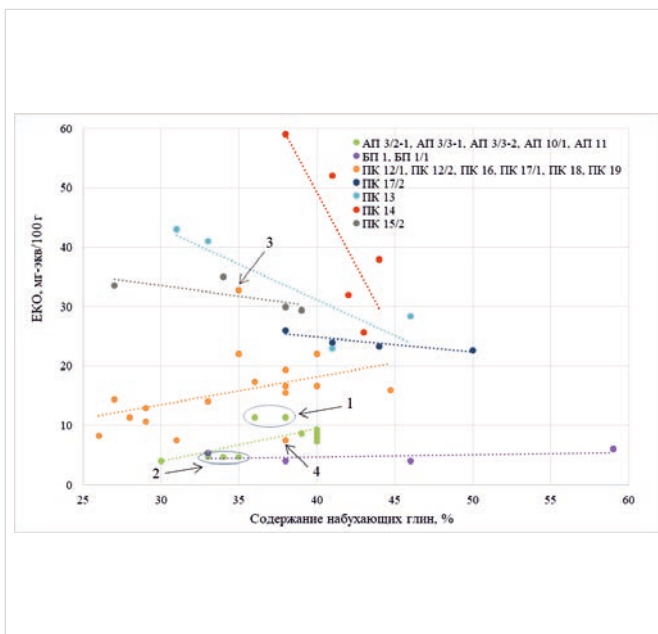


Рис. 3. Тенденция изменения ЕКО от содержания глинистых минералов, способных к набуханию, для пластов групп ПК, АП и БП
Fig. 3. The dependence of the CEC indicator on the content of clay minerals prone to swelling for layers of PK, AP and BP groups

По данным рентгеноструктурного анализа наибольшее количество смешанно-слоистых глин выявлено в пластах ПК13, ПК14, ПК15/2 и ПК17/2. Соотношение иллита к смешаннослоистым в данных пластах максимальное до 2:1, по некоторым образцам доходит до 1:1. По остальным пластам данное соотношение составляет от 6:1 до 3:1, причем с увеличением глубины доля иллита постепенно возрастает, что говорит об активном процессе иллитизации смектита.

По разрезу скважины меняется и профиль — рисунок дифрактограммы исследуемых образцов. Дифрактограмма смешанно-слоистых глинистых минералов в значительной степени меняется от количества смектитовой группы, а также от степени беспорядочности и чередования слоев разных типов. Так, если слои чередуются строго периодически, то профиль пика будет более симметричным, если же чередование хаотичное — появляется «разрыв пика», левое крыло растягивается, и на нём могут проступать отдельные «всплески», так называемые дополнительные максимумы, соответствующие разным возможным комбинациям пакетов.

При рассмотрении профиля дифрактограммы для пластов ПК 13, ПК 14 — с самым высоким значением ЕКО — наблюдается следующая картина: очень широкое, сильно асимметричное левое крыло с целой серией мелких «всплесков» пиков — признак того, что в смешаннослоистом минерале много смектитовых пакетов, чередующихся хаотично.

ПК 15/2 — со средним значением ЕКО — крыло тоже будет заметно растянуто, но, менее хаотично, чем у ПК 13 и 14, «всплески» также присутствуют, но менее выраженные.

Пласты с умеренным ЕКО — ПК17/2, ПК18 и ПК12/2. На дифрактограмме левое крыло будет заметно шире правого, но с более сглаженной картиной «всплесков» из пиков. Смешаннослоистые минералы есть, но они не доминируют так, как в пластах ПК 13 и ПК 14.

Пласты с низкой ЕКО БП 1/1, АП 10/1, АП 11, ПК 12/1, ПК 17/1, ПК 17 — здесь профиль дифрактограммы с симметричным или слабо растянутым пиком, смешаннослоистых минералов мало.

Пласты с высокой глинистостью, но низкой ЕКО АП 3/2-1, АП 3/3-1, АП 3/3-2 и БП 1, ПК19/1. Несмотря на большое содержание глины, пик довольно симметричный, без сильного «размытия» влево, смешаннослоистых минералов мало.

Для пластов группы БП в соответствии с полученными результатами можно сделать следующий вывод: поскольку корреляции между значением ЕКО и процентным содержанием иллита+смешаннослоистых минералов практически нет, это говорит о том, что содержание смектитовых пакетов для этих пластов низкое и примерно одинаковое вниз по разрезу, что также свидетельствует о завершении процесса иллитизации смектита.

В соответствии с этим, можно предположить, что некоторые образцы из пласта АП по своему составу и свойствам ближе к пластам ПК (на рис. 3 группа точек 1), некоторые к пластам БП (на рис. 3 группа точек 2), также часть образцов из пласта ПК12, находящихся на границе раздела, ближе по составу к пласту ПК 15/2 (на Рис. 3 точка 3), некоторые близки к пласту АП (на рис. 3 точка 4). Таким образом, показатель ЕКО может косвенно служить маркером при выделении в геологическом

разрезе отдельных слоев и установлении их возраста.

Для образцов пластов АП, ПК 12/1, ПК 12/2, ПК 16, ПК 17/1, ПК 18 и ПК 19/1 подтверждается классическая зависимость показателя ЕКО от содержания ССО — с увеличением содержания набухающих глин, способность породы к ионному обмену возрастает.

В то же время в пластах ПК 13, ПК 14, ПК 15 и ПК 17/2 наблюдается обратная картина, зависимость приобретает противоположный характер, что говорит о наличии факторов, оказывающих значительное влияние на способность породы к обмену, нарушая классическую зависимость, вплоть до обратной.

Можно предположить, что к таким факторам относится характер распределения глинистых минералов внутри поровой структуры и между частицами матрицы [12]. Даже при одинаковом общем содержании глины, форма и расположение ее частиц в поровом пространстве меняют доступность обменных центров. Так, в одном случае глина может образовывать тонкие плёнки на зернах, делая почти все свои обменные центры доступными, что приводит к высоким значениям ЕКО, а в другом — формировать плотные агрегаты или заполнять поры более массивно, «запирая» часть поверхности внутри агрегатов и уменьшая доступность обменных центров, ЕКО при том же количестве глины будет гораздо ниже. Прослой и линзы глин — дают локальные зоны с высокой ЕКО.

Такая неравномерность способна оказывать влияние на способность глинистых минералов к обмену, вследствие чего, при

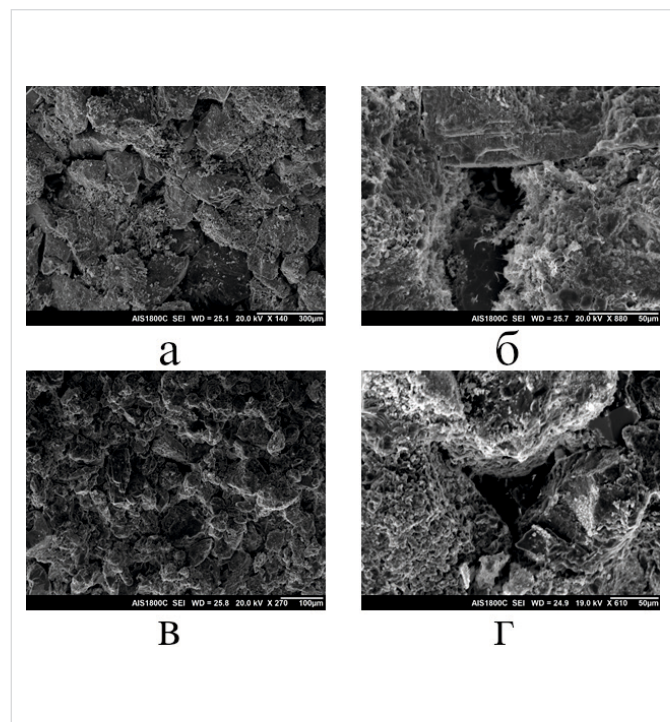


Рис. 4. Электронно-микроскопические снимки: а, б — неравномерное распределение глинистого цемента для пластов с обратной зависимостью показателя ЕКО от содержания ССО; в, з — равномерное распределение глинистого цемента для пластов с классической зависимостью показателя ЕКО от содержания ССО
Fig. 4. Electron microscopic images: а, б — uneven distribution of clay cement for formations with inverse dependence of the CEC indicator on the content of mixed layer minerals; в, з — uniform distribution of clay cement for formations with a classical dependence of the CEC indicator on the content of mixed layer minerals

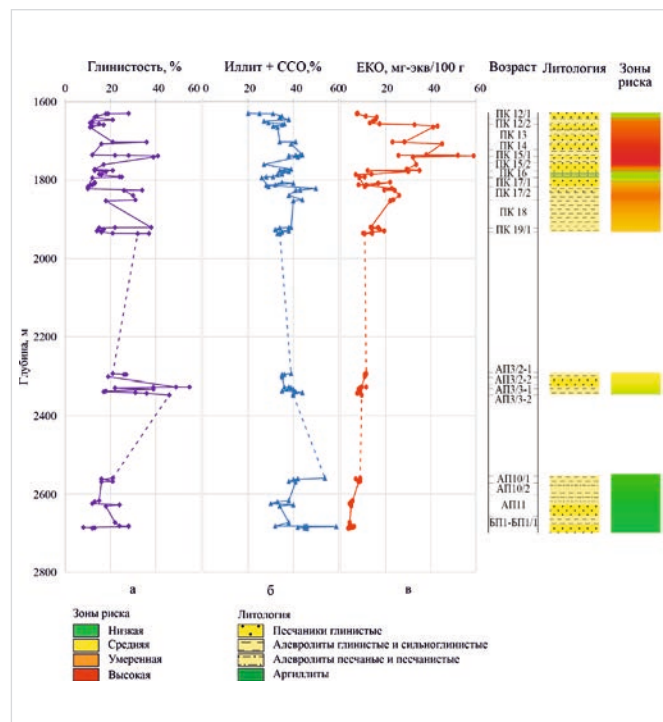


Рис. 5. Распределение зон риска в разрезе скважины по комплексу лабораторных данных
Fig. 5. Distribution of risk zones at the well site based on a set of laboratory data and correlation relationships

одинаковом процентном содержании глинистых минералов, ЕКО может значительно отличаться.

Для подтверждения данного предположения образцы пород были изучены на растровом электронном микроскопе (РЭМ), который позволяет проводить исследование поверхности образцов с высоким разрешением. Для получения изображения поверхности образцов с целью изучения морфологических особенностей, структуры порового пространства и характера распределения цемента использовался растровый электронный микроскоп SERON AIS1800C с комбинированной системой рентгеновского энергодисперсионного микроанализа Quantax EDS «XFlash 610 Mini» фирмы Bruker (ускоряющее напряжение 20 кВ, ток зонда 1,08 нА, $t = 10$ сек.).

На полученных изображениях (рис. 4) выявлено существенное различие в типах распределения глинистых минералов в породе. Так, для образцов, проявляющих классическую корреляцию показателя ЕКО от содержания ССО, глинистые минералы распределены в виде сплошных и прерывистых тонких пленок по поверхностям зерен и внутри межзернового пространства, развиваются в виде микроагрегатов, средний размер которых 10–15 мкм, в крупных порах, не уменьшая их радиус (рис. 4 в, г). Для пластов групп АП и БП особенно четко видно нарастание аутигенных пленок хлорита с незначительным содержанием каолинита по контурам зерен, отмечаются редкие контакты со спутанно-волокнистыми агрегатами гидрослюд и ССО. Глинистый цемент по отношению к обломочным зернам преимущественно пленочный и порово-пленочный.

В то же время в образцах, которые показали обратную зависимость прослеживается существенная неоднородность распределения глин, имеются бесцементные участки, либо присутствуют микрочешуйчатые агрегаты большего размера, до 40 мкм, которые практически полностью заполняют пустотное пространство и усложняют его структуру (рис. 4 а, б). Глинистый цемент порового, порово-пленочного и пленочного-порового типа.

Степень агрегирования глинистого цемента зависит от ряда факторов — состав ионообменного комплекса, минерализация и pH пластовых флюидов, температура, давление, а также механические воздействия в процессе формирования залежи. Таким образом, принимая во внимание вышеописанные закономерности, можно судить о геологической обстановке в тот или иной период времени и проследить изменения в условиях осадконакопления [13]. Например, в спокойной глубокой воде накопление тонкодисперсных частиц происходит равномерно, агрегаты либо не образуются, либо разрушаются при оседании, в очень динамичных водных потоках агрегирование также затруднено; напротив, в зонах с умеренной турбулентностью и переменным гидродинамическим режимом (приливо отливные равнины, дельтовые фронты) частицы сталкиваются и формируют плотные агрегаты. Присутствие таких компонентов, как оксиды железа, карбонатные минералы, кремнеземы, высокая минерализация воды способны усиливать агрегацию. Все это приведет к тому, что в разрезе появятся зоны с высокой фациальной неоднородностью и, как следствие, с локальными особенностями показателя ЕКО.

На основании полученного комплекса лабораторных данных предложено в разрезе

скважины выделять зоны риска (рис. 5). К факторам, относящим участок к той или иной зоне риска, следует отнести: повышенную ЕКО при умеренной глинистости породы, а также характер распределения глинистого цемента в породе, анализируя которые можно спрогнозировать поведение породы по стволу скважины и точно скорректировать режимы работы при бурении и разработке и проведении МУН.

Так, на примере изучаемой скважины, в зонах максимального риска оказываются пласты ПК13 и ПК14, как наиболее неоднородные, а также пласты ПК 15/2 и ПК 17/2 с чуть менее выраженной неоднородностью, в соответствии с чем им необходимо уделить особое внимание при прогнозировании реакционной способности породы при взаимодействии с буровыми растворами или закачиваемыми агентами.

Итоги

В ходе исследований образцов керны Западной Сибири был получен ряд интересных результатов относительно связи показателя ЕКО и минерального состава породы. Были определены основные закономерности изменения показателя ЕКО от состава глинистой фракции, содержания смешаннослойных минералов, их распределения в поровом пространстве породы, а также показана важность совместного использования метода рентгеноструктурного анализа и растрового электронного микроскопа для их комплексного изучения.

Кроме того, было выявлено изменение состава глинистых минералов с глубиной залегания: уменьшение количества смешаннослойных фаз и каолинита с одновременным увеличением содержания иллита и хлорита, что может говорить о трансформации глинистых минералов и их свойств на разных стадиях литогенеза.

Анализ значений ёмкости катионного обмена в комплексе с иными параметрами позволяет выявить особенности геологической обстановки в различные периоды осадконакопления и проследить эволюцию седиментационных процессов. В частности, характер неоднородности распределения глинистых минералов и ЕКО (при сопоставлении с литолого-стратиграфическими и минералогическими данными), может служить одним из индикаторов смены условий осадкообразования и дифференциации пласта на отдельные седиментационные циклы.

Показатель ёмкости катионного обмена может служить косвенным маркером при оценке относительного возраста слоев, поскольку отражает минералогические трансформации глинистой фракции, а именно процесс иллитизации смектитов — постепенное преобразование смектита в иллит через формирование промежуточных смешаннослойных иллит смектитовых пакетов. Это дает возможность уточнять границы между слоями, сформированными на разных стадиях диагенеза, и обосновывать их относительный возраст на основе степени преобразованности глинистых минералов.

Описанный выше комплекс зависимостей и закономерностей может быть использован для уточнения геологических моделей и дальнейшего подсчета запасов. На основании полученного массива лабораторных данных предложено выделять зоны с повышенным риском для моделирования и прогнозирования поведения породы в зависимости от

минералогического состава и неоднородности распределения глинистых минералов, обуславливающих различие свойств внутри пласта.

Выводы

В ходе исследования керны Западной Сибири установлена связь показателя ёмкости катионного обмена с минеральным составом глинистой фракции и её распределением в породе.

Было показано, что с ростом глубины снижается доля смешаннослойных фаз и каолинита, увеличивается содержание иллита и хлорита, что отражает минералогические изменения на стадиях литогенеза. ЕКО коррелирует с процессом иллитизации смектитов и может служить косвенным маркером относительного возраста слоев и критерием выделения седиментационных циклов.

Выявленные закономерности позволяют повысить достоверность геологических моделей за счет выделения зон с повышенным риском для прогноза фильтрационно-ёмкостных свойств пласта и, в дальнейшем, учитывать их при подсчёте запасов углеводородов.

Литература

1. Акелян Н.С., Вайнгардт А.А., Пискунова А.А., Леонов Я.А. Возможность применения ингибирующих реагентов с целью предотвращения набухаемости глинистых минералов при разработке продуктивных пластов ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2025. № 6. С. 30–34.
2. Клубова Т.Т. Глинистые коллекторы нефти и газа. М.: Недра, 1988. 157 с.
3. Saidian M., Godínez L.J., Prasad M. et al. Effect of clay and organic matter on nitrogen adsorption specific surface area and cation exchange capacity in shales (mudrocks). Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, Vol. 33, P. 1095–1106. (In Engl.).
4. Казак Е.С., Богданович Н.Н., Плотников В.В. Ёмкость катионного обмена пород доманиковой свиты как параметр для интерпретации материалов ГИС // Труды Международной геолого-геофизической конференции «ГеоЕвразия 2018. Современные методы изучения и освоения недр Евразии». Тверь: ООО «ПолиПРЕСС», 2018. С. 393–397.
5. Прошляков Б.К., Гальянова Т.И., Пименов Ю.Г. Коллекторские свойства осадочных пород на больших глубинах. М.: Недра, 1987. 200 с.
6. Зхус И.Д., Саркисян С.Г., Макарова Л.Н., Власова Л.В. Глинистые минералы терригенных отложений. М.: Наука, 1977. 114 с.
7. Попов В.П., Абдрахманов Р.Ф. Введение в обменно-адсорбционную концепцию формирования подземных вод; структура и ионообменные свойства глинистых минералов, кинетика процессов // Геологический сборник. 2014. № 11. С. 233–242.
8. Белоусов П.Е., Покидько Б.В., Закусин С.В., Крупская В.В. Количественные методы определения содержания монтмориллонита в бентонитовых глинах. Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 38–47.
9. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г., Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород.

- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
10. Акелян Н.С., Вайнгарт А.А., Пискунова А.А., Чурков А.В. Влияние изоморфизма карбонатных минералов на деформационно-прочностные свойства горных пород // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 6. С. 28–34.
11. Рентгеновские методы изучения и структура глинистых минералов / под ред. Г. Брауна. М.: Мир, 1965. 599 с.
12. Кривова Н.Р., Леонтьев С.А. Влияние набухания глинистых минералов на выработку запасов // Недропользование. 2024. Т. 24. № 2. С. 86–92.
13. Карпова Г.В., Глинистые минералы и их эволюция в терригенных отложениях. М.: Недра, 1972. 175 с.

ENGLISH

Results

During the study of core samples from Western Siberia, a number of interesting results were obtained regarding the relationship between the EKO index and the mineral composition of the rock. The main patterns of change in the EKO index depending on the composition of the clay fraction, the content of mixed layer minerals, and their distribution in the pore space of the rock were identified, and the importance of combining X ray structural analysis with a scanning electron microscope for their comprehensive study was demonstrated. Furthermore, a change in the composition of clay minerals with depth was identified: a decrease in the amount of mixed layer phases and kaolinite, accompanied by an increase in the content of illite and chlorite, which may indicate the transformation of clay minerals and their properties at different stages of lithogenesis. Analysis of the values of cation exchange capacity (CEC) in combination with other parameters makes it possible to identify the characteristics of the geological setting during various periods of sedimentation and to trace the evolution of sedimentation processes. In particular, the nature of the heterogeneity in the distribution of clay minerals and CEC serves as an important indicator of changes in sedimentation conditions and the differentiation of the stratum into separate sedimentation cycles. The cation exchange capacity indicator can serve as an indirect marker when assessing the relative age of layers, as it reflects the mineralogical transformations of the clay fraction. Changes in the CEC reflect the process of illitization of smectites — the gradual transformation of smectite into illite through the formation of intermediate mixed layer illite smectite packages.

This makes it possible to refine the boundaries between layers formed at different stages of diagenesis and to substantiate their relative age based on the degree of transformation of clay minerals. The complex of dependencies and patterns described above can be used to refine geological models and further calculate reserves. Based on the obtained array of laboratory data and correlations, it is proposed to identify zones with increased risk for modeling and predicting the behavior of the rock, depending on the mineral composition and the heterogeneity of clay mineral distribution, which cause differences in properties within the formation.

Conclusions

During the study of core samples from Western Siberia, a relationship was established between the cation exchange capacity and the mineral composition of the clay fraction and its distribution in the rock. It was shown that as depth increases, the proportion of mixed layer phases and kaolinite decreases, while the content of illite and chlorite increases, which reflects mineralogical changes at the stages of lithogenesis. CEC correlates with the illitization process of smectites and can serve as an indirect marker of the relative age of the layers and a criterion for identifying sedimentary cycles. The identified patterns make it possible to increase the reliability of geological models by identifying zones with an increased risk for predicting the reservoir's filtration and storage properties, and subsequently to take them into account when calculating hydrocarbon reserves.

References

1. Akelyan N.S., Weingardt A.A., Piskunova A.A., Leonov Y.A. The possibility of using inhibitory reagents to prevent the swelling of clay minerals during the development of productive layers in the Achimov deposits. Exposition Oil Gas, 2025, issue 6, P. 60–64. (In Russ).
2. Klubova T.T. Clayey oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1988, 157 p. (In Russ).
3. Saidian M., Godinez L.J., Prasad M. et al. Effect of clay and organic matter on nitrogen adsorption specific surface area and cation exchange capacity in shales (mudrocks). Journal of Natural Gas Science and Engineering, 2016, Vol. 33, P. 1095–1106. (In Eng).
4. Kazak E.S., Bogdanovich N.N., Plotnikov V.V. Cation exchange capacity of rocks of the domanik formation as a parameter for interpreting well logging data. Proceedings of the international geological and geophysical conference “GeoEurasia 2018”. Modern methods of study and development of the subsurface of Eurasia. Tver: “PolyPRESS” LLC, 2018, P. 393–397. (In Russ).
5. Proshlyakov B.K., Galyanova T.I., Pimenov Yu.G. Reservoir properties of sedimentary rocks at great depths. Moscow: Nedra, 1987, 200 p. (In Russ).
6. Zkhus I.D., Sarkisyan S.G., Makarova L.N., Vlasova L.V. Clay minerals of terrigenous deposits. Moscow: Nauka, 1977, 114 p. (In Russ).
7. Popov V.G., Abdrakhmanov R.F. Introduction to the concept of exchange-adsorption of groundwater formation: structure and ion exchange properties of clay minerals, the kinetics of the process. Geologicheskii Vestnik, 2014, issue 11, P. 233–242. (In Russ).
8. Belousov P.E., Pokidko B.V., Zakusin S.V., Krupskaya V.V. Quantitative methods for quantification of montmorillonite content in bentonite clays. Georesources, 2020, Vol. 22, issue 3, P. 38–47. (In Russ).
9. Gudok N.S., Bogdanovich N.N., Martynov V.G. Determination of physical properties of oil-and-water-bearing rocks. Moscow: Nedra-Businesscenter LLC, 2007, 592 p. (In Russ).
10. Akelyan N.S., Weingardt A.A., Piskunova A.A., Churkov A.V. The effect of isomorphism of carbonate minerals on the deformation and strength properties of rocks. Exposition Oil Gas, 2024, issue 6, P. 28–34. (In Russ).
11. X-ray Methods of Study and the Structure of Clay Minerals / ed. by G. Brown. Moscow: Mir, 1965, 599 p. (In Russ).
12. Krivova N.R., Leontyev S.A. The influence of clay minerals swelling on reserve production. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering, 2024, Vol. 24, issue 2, P.86–92. (In Russ).
13. Karpova G.V. Clay Minerals and their evolution in terrigenous deposits. Moscow: Nedra, 1972, 175 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Акелян Нушик Самадовна, главный специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть (Обособленное подразделение в г. Краснодаре), Краснодар, Россия
Для контактов: akelyanns@rn-gir.rosneft.ru

Пискунова Анна Алексеевна, ведущий специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть (Обособленное подразделение в г. Краснодаре), Краснодар, Россия

Саркисян Карина Аршаковна, ведущий специалист, филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть (Обособленное подразделение в г. Краснодаре), Краснодар, Россия

Akelyan Nushik Samadovna, chief specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, (Separate Subdivision in Krasnodar), Krasnodar, Russia
For contacts: akelyanns@rn-gir.rosneft.ru

Piskunova Anna Alekseevna, leading specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, (Separate Subdivision in Krasnodar), Krasnodar, Russia

Sarkisyan Karina Arshakovna, leading specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, (Separate Subdivision in Krasnodar), Krasnodar, Russia

Исследование представительности и неоднородности фильтрационно-емкостных свойств горной породы с использованием технологии «Цифровой керн»

Загоровский М.А.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматриваются вопросы представительности емкостных и фильтрационных свойств пористой среды, а также анализ микронеоднородности структуры порового пространства терригенной породы одного из месторождений Западной Сибири. Получены зависимости коэффициента пористости, компонент тензора абсолютной проницаемости и относительных фазовых проницаемостей от рассматриваемого объема пористой среды. Показано, что, несмотря на морфологическую однородность породы, проницаемость ее представительных подобъемов демонстрирует неоднородное распределение, свидетельствующее о неоднородности структуры порового пространства на микроуровне. Описанные в работе методы исследования и полученные результаты могут быть использованы для создания представительного цифрового двойника керна для последующего тестирования различных способов увеличения нефтеотдачи пласта.

Материалы и методы

Численное моделирование течения на поровом уровне выполнено с использованием порово-сетевого метода и прямого метода в программном комплексе «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН».

Ключевые слова

гидродинамическое моделирование, многофазное течение, пористая среда, цифровой керн, представительность, неоднородность

Для цитирования

Загоровский М.А. Исследование представительности и неоднородности фильтрационно-емкостных свойств горной породы с использованием технологии «Цифровой керн» // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 58–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-58-64

Поступила в редакцию: 29.06.2026

HYDROMECHANICS

UDC 550.822.3 | Original Paper

Study of the representativeness and heterogeneity of rock filtration-capacitance properties using Digital Core technology

Zagorovskiy M.A.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the question of the representativeness of the capacitance and filtration properties of a porous medium, the analysis of the microuniform structure of the pore space of a terrigenous rock of one of the deposits of Western Siberia. The dependences of the porosity coefficient, the components of the absolute permeability tensor, and the relative phase permeability on the volume of the porous medium under consideration are obtained. It is shown that, despite the morphological uniformity of the rock, the permeability of its representative sub-volumes demonstrates an inhomogeneous distribution, indicating the heterogeneity of the structure of the pore space at the micro level. The research methods described in the paper and the results obtained can be used to create a representative digital twin of the core for subsequent testing of various ways to increase oil recovery.

Materials and methods

Numerical simulation of the flow at the pore level performed using the pore-network method and the direct method in the “RN-DIGITAL CORE” software package.

Keywords

hydrodynamic modeling, multiphase flow, porous medium, digital core, representativeness, heterogeneity

For citation

Zagorovskiy M.A. Study of the representativeness and heterogeneity of rock filtration-capacitance properties using Digital Core technology. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 58–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-58-64

Received: 29.06.2026

Введение

Повышение информативности изучения сложных типов пород-коллекторов нефти и газа для улучшения качества данных о свойствах пласта трудно представить без развития современных методов исследования керна и внедрения Технологии Цифрового анализа керна (ЦАК), уровень развития которой в настоящее время позволяет решать практические задачи нефтегазовой индустрии. Данная Технология включает в себя этапы построения трехмерной модели породы и пустотного пространства — цифровой модели керна (ЦМК) средствами компьютерной томографии (КТ) или другими высокоразрешающими методами, построение цифровых моделей флюидов и расчет фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) изучаемой породы посредством численного моделирования соответствующих процессов фильтрации флюидов на поровом уровне. Расчетные свойства горной породы могут быть использованы при построении геологических и гидродинамических моделей месторождений углеводородного сырья и дополнять результаты лабораторных исследований керна, объем и представительность которых бывают недостаточными в силу различных обстоятельств.

Преимущества цифровых исследований керна заключаются в возможности многократного проведения неразрушающих вычислительных экспериментов на одном и том же цифровом образце для исследования различных методов увеличения нефтеотдачи [1], в возможности определять представительные свойства коллектора, вплоть до масштаба метрового интервала керна [2] и литофаций [3], включая определение компонент тензора абсолютной и фазовой проницаемости. Последнее обстоятельство имеет принципиальное значение при изучении сложнопостроенных терригенных и карбонатных формаций, для которых анизотропия и проявление масштабного эффекта зачастую не позволяют получать представительные свойства в лабораторных условиях [4, 5]. Использование ЦАК позволяет решить эту проблему путем анализа однородности, расчета ФЕС выделенных литотипов породы в ортогональных направлениях фильтрации и их ремасштабирования с учетом пространственной конфигурации однородных зон. Применительно к задаче определения петрофизических свойств коллектора «Цифровой керн» позволяет сократить сроки реализации и стоимость программы по исследованию керна [6], в том числе позволяет определять ФЕС в разрушенных интервалах его выноса из скважины, для которых невозможно изготовление стандартных образцов для проведения лабораторных исследований.

На результаты расчета фильтрационно-емкостных свойств с использованием ЦАК в различной степени влияют качество томографической съемки, корректность выполнения сегментации порового пространства, граничные условия, идентификация поля смачиваемости. Одним из ключевых факторов, определяющих состоятельность результатов моделирования, является понимание представительности цифрового двойника породы ввиду того, что изучаемый фрагмент должен одновременно позволять выполнять гидродинамический расчет течения за приемлемое время и отражать структурные особенности породы. Высокая ресурсоемкость методов моделирования фильтрации накладывает технические ограничения на размеры

исследуемого объема, в особенности для прямых методов на основе численного решения уравнений Навье-Стокса. В этой связи необходимой составляющей ЦАК является анализ представительности и однородности порового пространства для выделения подобъема, содержащего меньшее количество расчетных ячеек, но при этом репрезентативного с точки зрения фильтрационно-емкостных свойств — пористости, абсолютной проницаемости и кривых относительных фазовых проницаемостей.

Представительность определяется по наличию элементарного представительного объема REV (от англ. Representative Elementary Volume) [7] как наименьшего объема породы, при увеличении которого вариации характеристик породы становятся незначительными, а определяемое свойство выходит на стационарное значение. Главным аспектом при определении REV является выбор метрик анализа. Для оценки степени неоднородности трехмерных структур на основе томографических изображений могут использоваться пространственные корреляционные функции [8]. Такой подход не требует больших вычислительных ресурсов и может применяться при анализе данных КТ различной степени детальности, например для выделения однородных зон в образце полноразмерного керна. Тем не менее, REV на основе корреляционных функций не соответствует REV для фильтрационных свойств [9]. Так, согласно расчетам [10], представительный объем для коэффициента абсолютной проницаемости в 2 раза превышает оценку на основе коэффициента пористости и удельной поверхности.

Настоящая работа посвящена изучению представительности емкостных, однофазных и двухфазных фильтрационных свойств горной породы и анализу микронеоднородности структуры порового пространства посредством гидродинамического моделирования фильтрации на поровом уровне. Проведена оценка сходимости результатов расчета ФЕС, ККД и ОФП, полученных для

представительной цифровой модели керна терригенной породы одного из месторождений Западной Сибири, с результатами лабораторных исследований керна. Операции с томографическими данными и вычислительные эксперименты выполнены в программном комплексе «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН» [11] (Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ №2023680850 от 05.10.2023 г.).

Материалы и методы

В качестве объекта исследования рассматривается терригенная порода Яковлевской свиты одного из нефтегазоконденсатных месторождений Западной Сибири. Отобранный образец керна представлен средне-мелкозернистым алевритистым песчанником. По результатам лабораторных исследований пористость и абсолютная проницаемость породы составляют 0,297 д. ед. и 302 мД соответственно. Для численной оценки неоднородности свойств породы и исследования представительности на основе данных рентгеновской компьютерной микротомографии образца стандартного размера диаметром 30 мм и мини-образца керна диаметром 8 мм создана цифровая модель коллектора.

Для анализа типа и структуры порового пространства, оценки однородности породы по минералогическому составу, отсутствия техногенных трещин и других дефектов использованы результаты сканирования стандартного образца с разрешением 18,7 мкм. Установлено, что исследуемый коллектор относится к поровому типу и характеризуется однородным строением. Ввиду того, что на таком масштабе исследования разрешение томографии не обеспечивает связности порового пространства в реконструированных проекциях, выделена целевая область интереса, которая изучена с разрешением 3,5 мкм. На рисунке 1 показаны соответствующие результаты сканирования. Реконструированное трехмерное изображение представляет собой картину распределения зерен породы различного минерального состава и связанных пустот — оно является основой для создания цифровой модели керна.

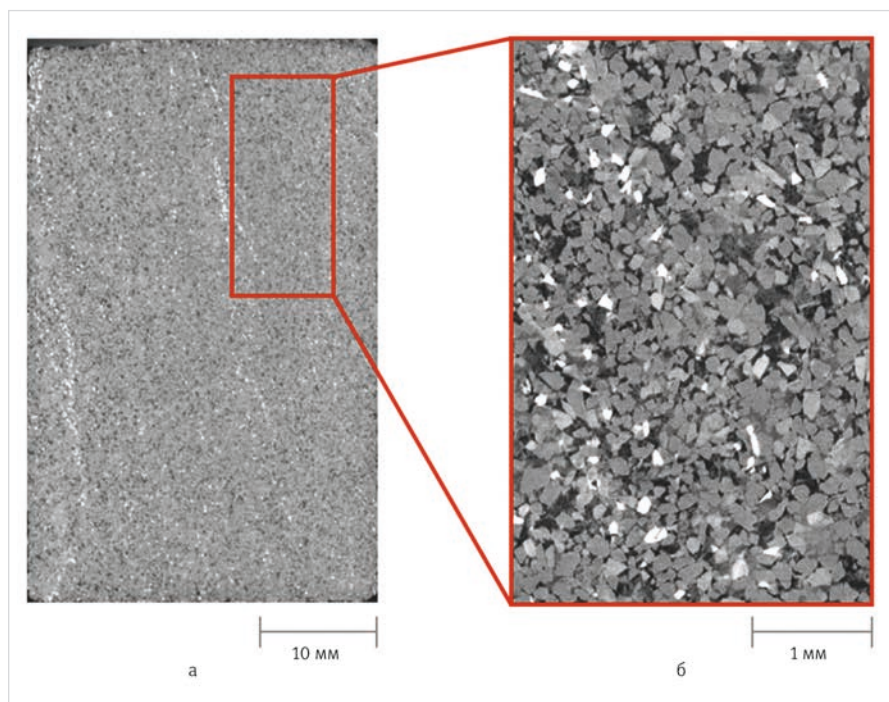


Рис. 1. Результаты микротомографии стандартного — а и мини-образца керна — б
Fig. 1. Results of microtomography of the standard — a and mini-core samples — b

Сегментация результатов микротомографии выполнена с использованием алгоритма сходящихся контуров [12]. Обоснование порогов сегментации и оценка ее качества выполнялись с нескольких позиций: при разделении зерен породы оценивалось соответствие объемных долей минералов в цифровой модели результатам рентгено-структурного анализа навески породы. При выделении порового пространства применялся подход, основанный на сопоставлении границ, раздела фаз на ортогональных проекциях в поле оттенков серого и сегментированных данных. Несмотря на то, что такой метод является субъективным и требователен к опыту оператора, при хорошем качестве исходных данных микро-КТ его применение для высокопроницаемых пород позволяет рассчитывать проницаемость и пористость образцов с относительным отклонением до 10 % [11]. Для исследуемого образца результаты микро-КТ позволяют утверждать об однородности структуры порового пространства на мезомасштабе, а основные фильтрующие поры разрешены съемкой мини-образца, поэтому в дополнение к вышеописанной процедуре выполнено уточнение границ порового пространства путем сопоставления величины абсолютной проницаемости по данным лабораторных исследований и результатам численного моделирования в соответствующем направлении фильтрации.

Вычислительные эксперименты по однофазной и двухфазной фильтрации на цифровой модели зерна выполнялись в соответствии с методологией, используемой для аналогичных лабораторных экспериментов. При определении абсолютной проницаемости 4 боковые границы цифровой модели зерна закрывались непроницаемыми стенками, через 2 противоположные границы задавался фиксированный перепад давления, обеспечивающий течение флюида по поровому пространству. Использован порово-сетевой метод моделирования, в рамках которого геометрия пустотного пространства представляется в виде совокупности пор и каналов круглого, треугольного и прямоугольного сечения (модель C-T-S) [13]. Поток между порами описывается аналитическими решениями, в зависимости от геометрии канала [14] и перепада давления. Исходя из взаимосвязи поля давления и расхода в поровой сети, по закону Дарси определялся коэффициент проницаемости. Аналогичные

граничные условия и методика расчета проницаемостей для каждой из фаз использованы при двухфазном моделировании. Моделирование производилось по принципу invasion percolation с учетом основных механизмов вытеснения одного флюида другим [13].

Результаты

По результатам моделирования однофазной фильтрации на цифровой модели мини-зерна размером $1\ 350 \times 1\ 350 \times 2\ 000$ вокселей расчетная проницаемость составила 296 мД, разрешенная пористость 0,18 д. ед. Наблюдаемое различие между пористостью модели мини-зерна и стандартного образца связано с неразрешением субмикронных пор, доля которых в данном образце составляет порядка 38 % объема порового пространства. Тем не менее, абсолютная проницаемость ЦМК достаточно близко соответствует газопроницаемости стандартного зерна — это говорит о том, что цифровая модель мини-зерна качественно описывает основной поровый кластер, определяющий фильтрационные свойства породы. В результате анализа шлифов породы под электронным микроскопом с 300-х кратным увеличением (разрешение 0,1 мкм/пикс.) установлено, что пустоты неразрешенные томографией приурочены к равномерно распределенным в объеме глинам (каолинит). Пористость по результатам интерпретации растровой электронной микроскопии (РЭМ) составляет 0,291 д. ед. Расчетная проницаемость трехмерной модели субмикронного порового кластера, реконструированной по двумерным данным РЭМ, составляет 0,3 мД, что пренебрежимо мало в сравнении с проницаемостью основных межзерновых фильтрующих пустот и обуславливает хорошее соответствие расчетной проницаемости цифровой модели мини-образца зерна данным экспериментальных измерений проницаемости стандартного зерна.

Анализ представительности ФЕС и ОФП, и однородности структуры порового пространства горной породы на микромасштабе выполнен в соответствии со следующим разработанным алгоритмом. На первом шаге для произвольно выбранной области в объеме мини-образца выполнялись расчеты пористости, абсолютной и фазовых проницаемостей. Далее выполнялась фрагментация выбранной области на подобъемы путем последовательного уменьшения линейного

размера области, вычислялись свойства полученных подобъемов. В результате анализа изменения ФЕС и ОФП в зависимости от объема цифровой модели определялась величина REV. Однородность изучалась путем сопоставления результатов расчета ФЕС по нескольким представительным подобъемам образца между собой и с расчетными свойствами мини-образца. Отметим, что такая последовательность изучения обусловлена тем, что в случае анализа однородности образца без понимания величины его представительного объема, поровое пространство может быть ошибочно признано однородным на основании непредставительных свойств подобъемов. Например, для низкопроницаемых пород подобъемы много меньше REV могут вообще не включать связанное поровое пространство и тем самым образец может быть признан однородным и непроницаемым. Использование предлагаемого подхода позволяет учесть фактор представительности и нивелировать его влияние на заключение об однородности порового пространства на микромасштабе.

На рисунке 2а представлена полученная зависимость расчетных значений коэффициентов проницаемости и пористости от объема цифровой модели. Как видно, с увеличением объема модели порового пространства флуктуации расчетных значений ФЕС уменьшаются. Цифровые модели уже достаточно близки друг к другу по свойствам, начиная с объема порядка 5 мм^3 (500^3 вокс.). Для оценки достижения REV на микроуровне использован следующий критерий: $|f_{v+\Delta V} - f_v| \leq \varepsilon f_v$. Данное условие накладывает ограничение на относительное изменение расчетной характеристики порового пространства f при увеличении объема модели V на величину ΔV . Согласно расчетам, при $\varepsilon = 0,05$ для коэффициента пористости $REV \geq 1\text{ мм}^3$ (300^3 вокс.), для коэффициента абсолютной проницаемости $REV \geq 5\text{ мм}^3$ (500^3 вокс.). При моделировании двухфазной фильтрации исследовалась представительность концевых точек ОФП и формы кривых в области совместной фильтрации. На рисунке 2б представлены результаты расчета функций ОФП в процессе вытеснения нефти водой. Сплошные линии соответствуют нефти, пунктирные линии — воде. Для каждой ЦМК предварительно осуществлялось моделирование процесса создания начальной предельной нефтенасыщенности. По результатам расчетов, представительность параметров двухфазной фильтрации достигается при $REV \geq 21\text{ мм}^3$ (800^3 вокс.).

Наблюдаемую закономерность увеличения представительного объема для двухфазных свойств породы (относительно однофазных свойств) можно связать с усложнением протекающих процессов на поровом уровне. Так, представительность коэффициента пористости обеспечивается присутствием порового пространства в объеме породы, безотносительно его пространственной связности. Представительность коэффициента абсолютной проницаемости определяется не только наличием пустот, но и их топологией. При течи нескольких флюидов фактор структуры порового пространства проявляется более сложным образом — определяет формирование как неподвижных объемов фаз, так и различных режимов течений.

Известно, что переход от струйного течения фаз в четочное (slug-flow) или капельное течение (droplet-flow) реализуется за счет разных факторов, связанных со смачиваемостью минерального скелета породы,

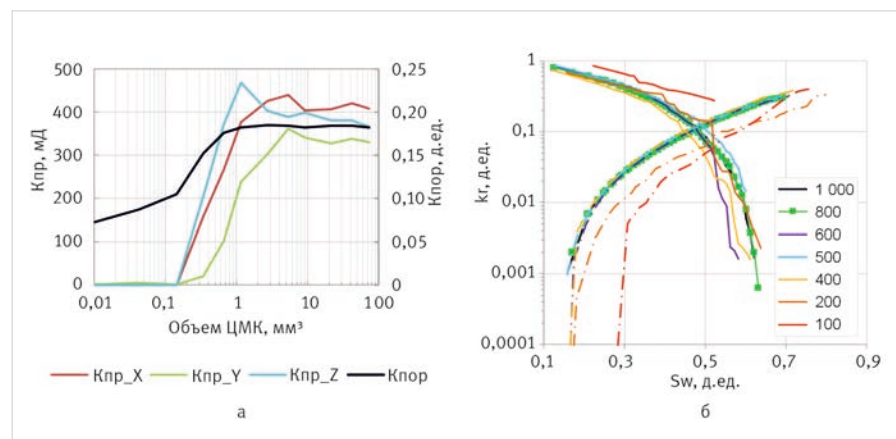


Рис. 2. Зависимость расчетных коэффициентов проницаемости, пористости — а и ОФП — б от объема ЦМК

Fig. 2. The dependence of the calculated permeability, porosity coefficients — а and relative phase permeability — б on the volume of the digital model

возникновением эффекта «защелки» при изменения сечения поровых каналов [15, 16], а также их сообщаемости [17, 18]. На рисунке 3 приведены результаты прямого моделирования фильтрации нефти и воды в поровом пространстве — распределение фаз в некоторые последовательные моменты времени, демонстрирующие одну из возможных реализаций трансформации режимов течения. Серый цвет соответствует нефти, голубой цвет — воде. Более темные оттенки соответствуют контакту флюида с зернами породы, сами зерна песчаника прозрачны. Область интереса и направления микротечений схематично обозначены красными линиями и стрелками. Смачиваемость породы гидрофильная.

Как видно из рисунка 3, соединение струйного потока воды из канала «2» и нефти в магистральном канале «1» (рис. 3а) приводит к разрыву струйки нефти и возникновению четочного течения (рис. 3б), т.е. движения чередующихся объемов нефти и воды, поперечный размер которых сопоставим с диаметром канала. Продвижение четок нефти по каналам «1» и «3» (рис. 3в) приводит к их столкновению в магистральном канале и движению по направлению к выходу из рассматриваемой области (рис. 3г). Образующиеся по такому механизму четки и капли далее могут «подпитывать» струйные потоки, а также, блокируя поровые каналы, формировать капиллярно-удерживаемую часть остаточной нефтенасыщенности. Несмотря на то, что используемый при анализе представительности метод порово-сетевого моделирования напрямую не разрешает динамику заполнения порового пространства во времени, факт того, что расчетные значения фазовых проницаемостей и остаточных насыщенных зависят от объема образца до достижения REV отражает попадание большего количества пор и соединений пор каналами в рассматриваемый объем породы и изменение распределения заполнения элементов модели поровой сети. В полной динамической постановке наблюдаемый результат может являться следствием изменения характера течения.

Для анализа однородности структуры порового пространства в объеме мини-образца выделено 6 представительных подобъемов. Их расположение в двух поперечных сечениях модели мини-образца приведены на рисунке 4. На рисунке 5 приведены гистограммы распределения коэффициентов пористости и абсолютной проницаемости

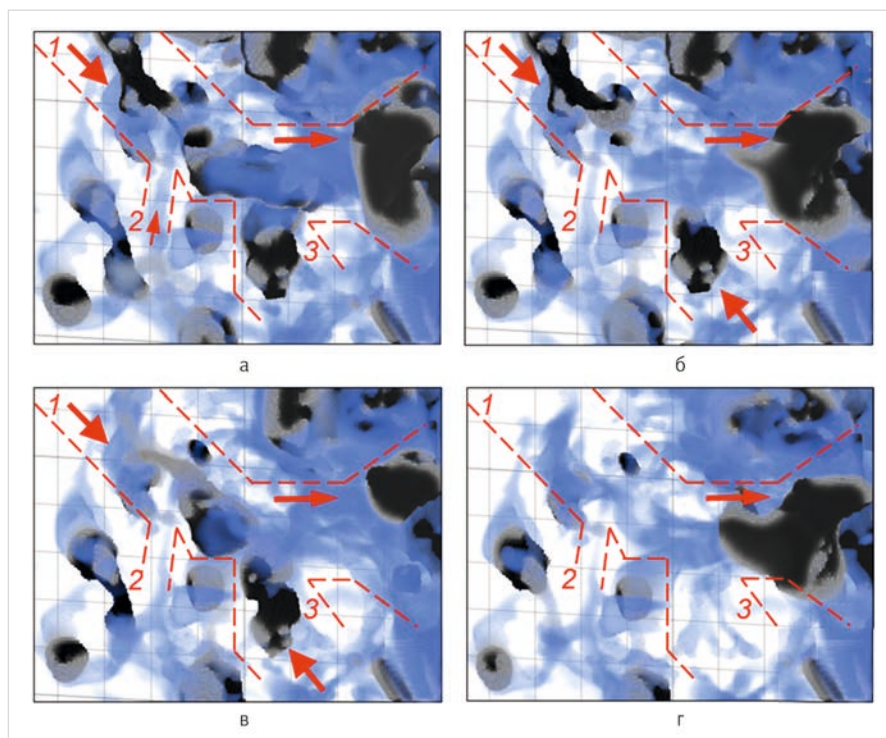


Рис. 3. Результаты моделирования течения нефти и воды в поровом пространстве, демонстрирующие формирование четочного течения
Fig. 3. The results of simulation of oil and water flow in the pore space, demonstrating the formation of a train-flow

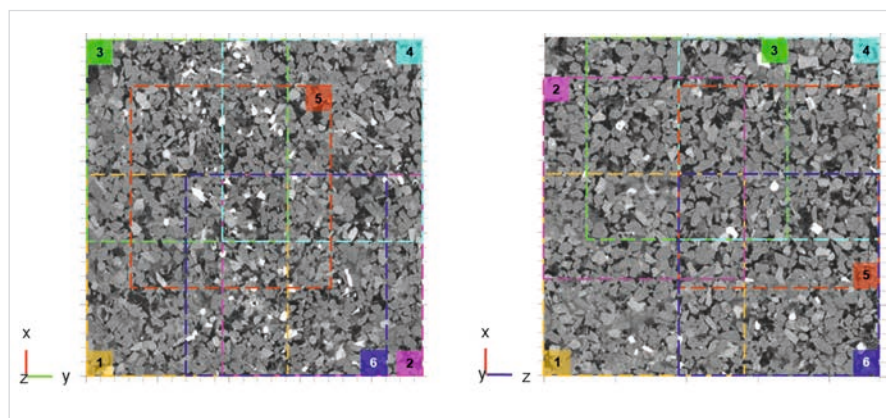


Рис. 4. Границы анализируемых представительных подобъемов в сечениях мини-образца
Fig. 4. The boundaries of analyzed representative sub-volumes in sections of mini-sample

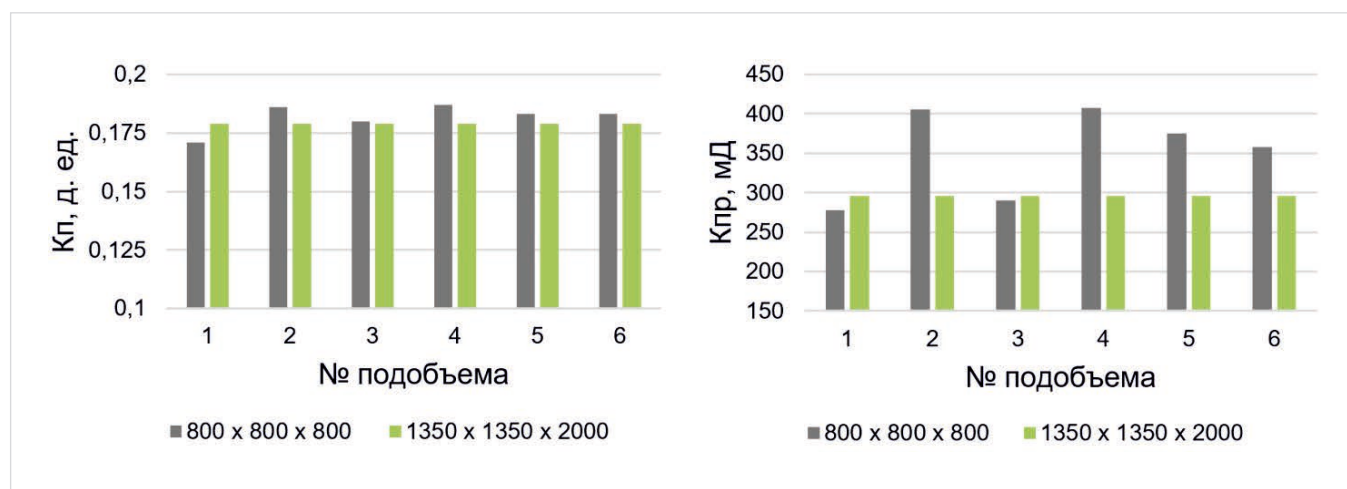


Рис. 5. Гистограммы распределения расчетных коэффициентов пористости и проницаемости представительных подобъемов
Fig. 5. Histograms of the distribution of calculated porosity and permeability coefficients for representative sub-volumes

анализируемых ЦМК 800³ вокс. в сравнении с расчетными свойствами ЦМК мини-образца 1 350×1 350×2 000 вокс. По результатам моделирования установлено, что разброс локальных значений проницаемости по выделенным объемам составляет от -6 до +38 % относительно расчетных свойств модели мини-образца. При этом расчетная величина коэффициента пористости демонстрирует существенно меньшую дисперсию — до ±5 %. Это означает, что, несмотря на морфологическую однородность породы, ее структура пустотного пространства, определяющая фильтрационные свойства, является неоднородной. Среди выделенных областей подобьем № 3 по своим ФЕС наиболее близок к модели мини-образца 8 мм и в рамках относительного отклонения 5 % соответствует проницаемости стандартного образца керна.

Сопоставление результатов лабораторных и вычислительных экспериментов по определению ККД и ОФП

Для верификации результатов расчета ККД и ОФП по технологии «Цифровой керн» использована представительная цифровая модель подобья № 3 размером 800³ вокс.

(физический размер 2,83 мм), представленная на рисунке 6. Цветом с индексом 1 обозначено поровое пространство, цветами с индексами 2–5 различные порообразующие минералы: 2 — каолинит, 3 — кварц, 4 — полевые шпаты, 5 — хлорит. Справа на рисунке 6 показано поровое пространство. Его распределение в представительном объеме является визуально однородным, что характерно для порового типа коллектора.

Гидродинамические расчеты течения нефти и воды выполнены с использованием модификации порово-сетевого метода, в которой учитывается неоднородность смачиваемости минеральных компонент породы за счет параметризации посредством прямого моделирования на основе модели типа фазового поля [19]. Процедура вычислительных экспериментов включала два последовательных этапа. Первым этапом являлось создание начальной нефтенасыщенности и получение распределения остаточной воды в виде воды в тупиковых и изолированных порах, а также воды, удерживаемой капиллярными силами. Для этого выполнено моделирование процесса вытеснения воды нефтью из полностью насыщенной водой цифровой модели керна.

Данный этап необходим для расчета кривой капиллярного давления, соответствующей процессу формирования нефтяной залежи. Полученное распределение флюидов в поровом пространстве рассматривалось как начальное на этапе моделирования вытеснения нефти водой — определения значения остаточной нефтенасыщенности и кривых ОФП для данного процесса.

Исследуемая порода характеризуется преимущественно гидрофильной смачиваемостью. В первом приближении принята гипотеза о гомогенной гидрофильной смачиваемости породы с распределением краевого угла в диапазоне (10–70°). Расчетное значение остаточной водонасыщенности составило 6 % при экспериментальной величине в диапазоне 15–25 %. Такое различие объясняется главным образом наличием неразрешенной микро-КТ пористости, которая в гидрофильной породе заполнена водой. Это гипотеза подтверждается тем, что разница между лабораторным и расчетным по ЦМК значением остаточной водонасыщенности соответствует аналогичной разнице в пористости. Для определения поправки на дополнительную водонасыщенность за счет субмикронной пористости и корректировки поля смачиваемости были использованы имеющиеся результаты экспериментов по определению ККД и ОФП, проведенные для нескольких стандартных образцов породы этого же пласта Яковлевской свиты с близкими значениями ФЕС.

В результате нескольких итераций калибровки скорректированы диапазоны краевых углов смачивания порообразующих минералов в ЦМК. Установленное распределение контактных углов характерно для породы с промежуточной гидрофильной смачиваемостью: 2 — (0–5°), 3 — (40–100°), 4 — (30–90°), 5 — (5–10°). Принято, что дополнительная водонасыщенность в области неразрешенного порового пространства составляет 17 %. Уменьшение фазовой проницаемости нефти при начальной нефтенасыщенности породы относительно газопроницаемости реализовано в цифровой модели как за счет блокировки части разрешенного порового пространства капиллярно-удерживаемой водой, распределение которой сформировано на этапе дренажа, так и за счет увеличения объема глинистой компоненты на 20 % относительно объема в «сухом» состоянии при взаимодействии с водой.

На рисунке 7 приведены результаты лабораторных и вычислительных экспериментов по определению ККД и ОФП. Точками на графиках обозначены лабораторные данные для трех «родственных» образцов изучаемого пласта. Несмотря на близкие значения пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности, результаты трех лабораторных экспериментов на керне имеют некоторую степень неопределенности (обозначена полупрозрачной заливкой), что может быть связано с макroneоднородностью данных образцов. Линиями показаны результаты расчетов, отличные друг от друга только объемом ЦМК и выполненные при прочих равных условиях. Нормировка экспериментальных и расчетных данных по фазовым проницаемостям выполнена на значение абсолютной проницаемости.

Как видно из рисунка 7, для представительной цифровой модели керна имеет место хороший уровень соответствия расчетных и лабораторных кривых капиллярного давления и ОФП. Использование ЦМК

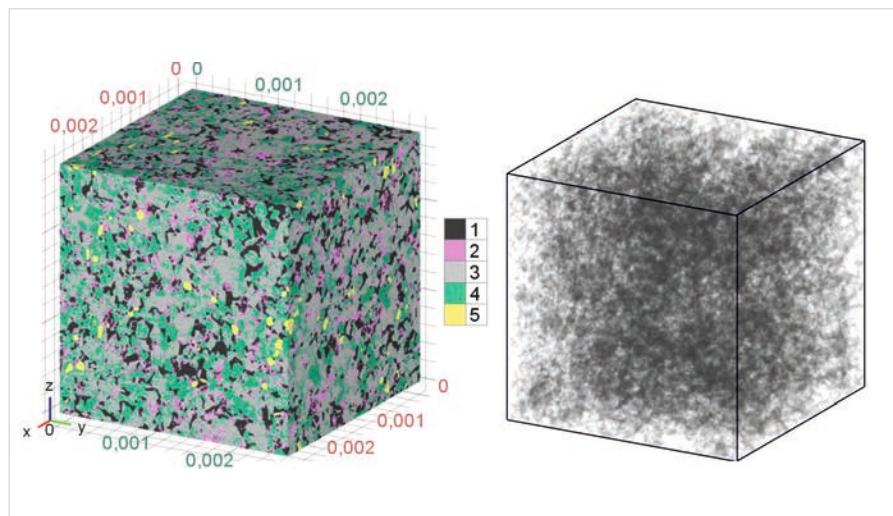


Рис. 6. Трехмерный вид цифровой воксельной модели керна — а и поровое пространство в породе — б

Fig. 6. Three-dimensional view of the digital rock voxel model — а and the pore space in the rock — б

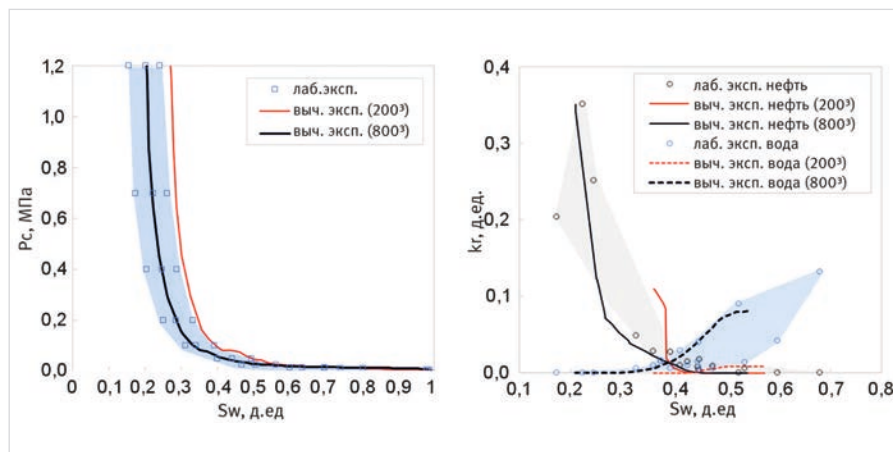


Рис. 7. Сопоставление результатов лабораторных и вычислительных экспериментов по определению ККД и ОФП с использованием технологии «Цифровой керн»

Fig. 7. Comparison of the results of laboratory and simulated capillary pressure and relative permeability using the Digital Core technolog

объемом 200^3 вокс. позволяет в 68 раз сократить время вычислительного эксперимента, но приводит к существенно отличающимся результатам моделирования в части начальной и остаточной нефтенасыщенности, фазовых проницаемостей в концевых точках и формы кривых ОФП. Различие между представительными и непредставительными результатами расчета концевых точек составляет 32, 7, 69 и 89 % соответственно. Таким образом, анализ представительности и однородности позволил создать репрезентативную цифровую модель ядра, с приемлемым отклонением воспроизводящую результаты лабораторных измерений ФЕС, ККД и ОФП, которая может быть в последующем использована для сравнительного анализа различных агентов вытеснения и условий закачки в постоянных условиях структуры пор.

Можно предположить, что точность моделирования капиллярных и фильтрационных свойств для представительной ЦМК может быть увеличена путем наполнения воксельной модели субмикронной пористостью по данным нано-КТ или изучения породы системами ФИП/РЭМ. В проведенных расчетах принималось, что вода, заполняющая неразрешенную микро-КТ пористость, является неподвижной и не влияет на фильтрацию в разрешенных порах ЦМК. Это достаточно серьезное допущение, поскольку при совместной фильтрации нефти и воды отсутствующие в ЦМК поровые каналы могут играть роль генераторов капель или четок смачивающей фазы и приводить к усилению или ослаблению межфазного взаимодействия при двухфазном течении в разрешенных фильтрующих каналах. Согласно расчетам с использованием полумпирической модели ядра [20], такое увеличение интенсивности четочного течения приводит к уменьшению фазовых проницаемостей. С другой стороны, формирование четочного режима течения в сложной конфигурации поровых каналов приводит к возникновению сопротивления потоку за счет эффекта Замана вплоть до возможного «запирания» канала. В этом случае перераспределение потоков может происходить по каналам существенно меньшего диаметра, поток флюидов по которым до «запирания» пренебрежимо мал. Такое изменение конфигурации потока при совместной фильтрации может оказывать сложно прогнозируемое влияние на проницаемость двухфазной системы. Для решения проблемы детализации целесообразно использовать многомасштабное моделирование, а также другие методы, основанные на совмещении многомасштабных данных.

Итоги

- Установлено, что для исследуемой терригенной породы Яковлевской свиты величина элементарного представительного объема параметров двухфазной фильтрации составляет 800^3 вокселей при размерах вокселя 3,493 мкм. Результаты численного моделирования, полученные на цифровых моделях ядра меньшего объема, не являются представительными.
- Несмотря на морфологическую однородность по величине коэффициента пористости, коэффициент абсолютной проницаемости представительных подбъемов исследуемой породы демонстрирует неоднородное распределение в диапазоне отклонений до 38 % относительно расчетных свойств объема мини-образца, что свидетельствует о неоднородности

структуры порового пространства на микроуровне.

- Анализ представительности и однородности позволяет построить репрезентативную цифровую модель ядра, с приемлемым отклонением воспроизводящую результаты лабораторных измерений кривых капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей. Наблюдаемые отклонения возможно минимизировать путем учета неразрешенной томографией пористости за счет комплексирования результатов разномасштабных исследований порового пространства методами нано-КТ, ФИП/РЭМ и использования многомасштабных цифровых моделей.

Выводы

Представительная цифровая модель ядра, созданная по описанному в работе подходу, в дальнейшем может быть использована для сравнительного анализа различных агентов вытеснения нефти. Возможность проведения неограниченного количества вычислительных экспериментов в идентичных условиях структуры порового пространства позволяет существенно уменьшить неопределенность в оценке эффекта от применения методов увеличения нефтеотдачи и способствует повышению качества проектирования и сопровождения разработки месторождений углеводородов.

Литература

- Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D. et al. Digital core analysis – innovative approach for EOR agent screening at pore-scale for Achimov rocks. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, Paper Number: SPE-202015-MS. (In Eng).
- Якимчук И.В., Коробков Д.А., Плетнева В.Ю. и др. Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород туронских отложений с помощью цифрового анализа ядра // SPE по российским нефтетехнологиям, октябрь 2021 г. Номер статьи: SPE-206584-RU.
- Степанов С.В., Лопатина Е.С., Загоровский М.А., Зубарева И.А. Многомасштабное моделирование добычи высоковязкой нефти при закачке воды и раствора // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2024. № 7. С. 51–60.
- Гурбатова И.П., Еникеев Б.Н., Михайлов Н.Н. Элементарный представительный объем в физике пласта. Часть 2. Масштабные эффекты и петрофизические связи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 7. С. 65–72.
- Комисаренко А.С., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Кузнецов Е.Г., Федорцов И.В. Проблема обоснования коэффициента вытеснения нефти водой из кавернозно-трещиноватых карбонатных коллекторов // Геология нефти и газа. 2021. № 4. С. 51–57.
- Морозов В.В., Мельников С.И., Идрисова С.А. и др. Опыт применения технологии «Цифровой анализ ядра» на месторождении «Саркала» // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2020. № 3. С. 65–70.
- Bear J. Dynamics of fluids in porous media.

- New York: Elsevier, 1972, 764 p. (In Eng).
- Yeong C.L., Torquato S. Reconstructing random media. Physical Review E, 1998, Vol. 57, issue 1, P. 495–506. (In Eng).
- Gerke K.M., Karsanina M.V., Katsman R. Calculation of tensorial flow properties on pore level: Exploring the influence of boundary conditions on the permeability of three-dimensional stochastic reconstructions. Physical Review E, 2019, Vol. 100, issue 5, 053312, P. 1–16. (In Eng).
- Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on Micro-CT images. Mathematical Geosciences, 2013, Vol. 45, issue 1, P. 103–125. (In Eng).
- Степанов С.В., Лапин К.Г., Загоровский М.А. и др. Программный комплекс «РН-ЦИФРОВОЙ КЕРН»: особенности реализации и опыт применения // Нефтяное хозяйство. 2024. № 11. С. 32–38.
- Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. Physica A: Statistical mechanics and its applications, 2024, Vol. 339, issue 1-2, P. 145–151. (In Eng).
- Valvatne P.H., Blunt M.J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. Water resources research, 2004, Vol. 40, issue 7, P. 1–21. (In Eng).
- Patzek T.W., Silin D.B. Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries. Journal of Colloid and Interface Science, 2001, Vol. 236, issue 2, P. 295–304. (In Eng).
- Tian J., Kang Y., Xi Z., Jia N., You L., Luo P. Real-time visualization and investigation of dynamic gas snap-off mechanisms in 2-D micro channels. Fuel, 2020, Vol. 279, Article: 118232, 9 p. (In Eng).
- Загоровский М.А. Математическое моделирование течения нефти и воды в поровом канале переменного сечения // Многофазные системы. 2026. Т. 21. № 1. С. 11–17.
- Lei L., Zhao Y., Chen W., Li H., Wang X., Zhang J. Experimental studies of droplet formation process and length for liquid-liquid two-phase flows in a microchannel. Energies, 2021, Vol. 14, issue 5, 1–17 p. (In Eng).
- Chakraborty I., Ricouvier J., Yazhgur P., Tabeling P., Leshansky A. M. Droplet generation at Hele-Shaw microfluidic T-junction. Physics of Fluids, 2019, Vol. 31, issue 2, Article: 022010, 2–12 p. (In Eng).
- Zubov A.S., Karsanina M.V., Balashov V., Savenkov E., Khlyupin A.N., Gerke K.M. Exploring global and local minima for fluid distributions within porous media: more robust and faster computations using combined simulated annealing and phase-field models. Journal of Colloid and Interphase Science, 2026, Vol. 706, Article: 139584. (In Eng).
- Zagorovskiy M.A., Stepanov S.V., Shabarov A.B. An improved semi-empirical model of multiphase filtration of oil and water for obtaining functions of relative phase permeability at different temperatures. Thermophysics and Aeromechanics. 2024, Vol. 31, issue 4, P. 755–767. (In Eng).

Results

It was found that for the studied terrigenous formation, the elementary representative volume of the two-phase filtration parameters is 800^3 voxels with a voxel size of 3,493 microns. The numerical simulation results obtained on digital core models of a smaller volume are not representative. Despite the morphological uniformity in terms of the porosity coefficient, the absolute permeability coefficient of representative sub-volumes of the rock under study demonstrates an inhomogeneous distribution in the range of deviations up to 38 % relative to the calculated properties of the volume of the mini-sample, which indicates the heterogeneity of the structure of the pore space at the micro level. The analysis of representativeness and uniformity allows us to build a representative digital model of the core, reproducing the results of laboratory measurements of capillary pressure curves and relative phase permeability with an acceptable deviation. The

observed deviations can be minimized by taking into account the porosity unresolved by tomography by combining the results of multi-scale studies of the pore space using nano-CT, FIB/SEM methods and the use of multi-scale digital models.

Conclusions

A representative digital core model created according to the approach described in the paper can be used for comparative analysis of various oil displacement agents. The possibility of conducting an unlimited number of computational experiments under identical conditions of the pore space structure significantly reduces the uncertainty in assessing the effect of using methods to increase oil recovery and improves the quality of design and maintenance of the development of hydrocarbon deposits.

References

1. Yakimchuk I., Evseev N., Korobkov D. et al. Digital core analysis – innovative approach for EOR agent screening at pore-scale for Achimov rocks. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, Paper Number: SPE-202015-MS. (In Eng).
2. Yakimchuk I., Korobkov D., Pletneva V. et al. Study of Reservoir Properties of Turonian Formation Using Digital Core Analysis. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2021, Paper Number: SPE-206584-RU. (Russ).
3. Stepanov S.V., Lopatina E.S., Zagorovskiy M.A., Zubareva I.A. Multi-scale modeling of high viscous oil production when injecting water and polymer solution. Automation and informatization of the fuel and energy complex, 2024, issue 7, P. 51–60. (In Russ).
4. Gurbatova I.P., Enikeev B.N., Mikhailov N.N. Elementary representative volume in the physics of a reservoir. Part 2. Scale effects and petrophysical relations. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2018, issue 7, P. 65–72. (In Russ).
5. Komisarenko A.S., Kochetov A.V., Zagorovskii A.A., Kuznetsov E.G., Fedortsova V. Cavernous-fractured carbonate reservoir: problem of water-oil displacement ratio substantiation. Oil and gas geology, 2021, issue 4, P. 51–57. (In Russ).
6. Morozov V.V., Melnikov S.I., Idrisova S.A. et al. Digital core technology application at Sarqala field. PROneft. Professionally about Oil, 2020, issue 3, P. 65–70. (In Russ).
7. Bear J. Dynamics of fluids in porous media. New York: Elsevier, 1972, 764 p. (In Eng).
8. Yeong C.L., Torquato S. Reconstructing random media. Physical Review E, 1998, Vol. 57, issue 1, P. 495–506. (In Eng).
9. Gerke K.M., Karsanina M.V., Katsman R. Calculation of tensorial flow properties on pore level: Exploring the influence of boundary conditions on the permeability of three-dimensional stochastic reconstructions. Physical Review E, 2019, Vol. 100, issue 5, 053312, P. 1–16. (In Eng).
10. Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on Micro-CT images. Mathematical Geosciences, 2013, Vol. 45, issue 1, P. 103–125. (In Eng).
11. Stepanov S.V., Lapin K.G., Zagorovskiy M.A. et al. The “RN-DIGITAL CORE” software package: implementation features and application experience. Oil Industry, 2024, issue 11, P. 32–37. (In Russ).
12. Sheppard A.P., Sok R.M., Averdunk H. Techniques for image enhancement and segmentation of tomographic images of porous materials. Physica A: Statistical mechanics and its applications, 2024, Vol. 339, issue 1-2, P. 145–151. (In Eng).
13. Valvatne P.H., Blunt M.J. Predictive pore-scale modeling of two-phase flow in mixed wet media. Water resources research, 2004, Vol. 40, issue 7, P. 1–21. (In Eng).
14. Patzek T.W., Silin D.B. Shape factor and hydraulic conductance in noncircular capillaries. Journal of Colloid and Interface Science, 2001, Vol. 236, issue 2, P. 295–304. (In Eng).
15. Tian J., Kang Y., Xi Z., Jia N., You L., Luo P. Real-time visualization and investigation of dynamic gas snap-off mechanisms in 2-D micro channels. Fuel, 2020, Vol. 279, Article: 118232, 9 p. (In Eng).
16. Zagorovskii M. A. Mathematical modelling of oil and water flow in a porous channel with variable cross section. Multiphase Systems, 2026, Vol. 21, issue 1, P. 11–17. (In Russ).
17. Lei L., Zhao Y., Chen W., Li H., Wang X., Zhang J. Experimental studies of droplet formation process and length for liquid–liquid two-phase flows in a microchannel. Energies, 2021, Vol. 14, issue 5, 1–17 p. (In Eng).
18. Chakraborty I., Ricouvier J., Yazhgur P., Tabeling P., Leshansky A. M. Droplet generation at Hele-Shaw microfluidic T-junction. Physics of Fluids, 2019, Vol. 31, issue 2, Article: 022010, P. 2–12. (In Eng).
19. Zubov A.S., Karsanina M.V., Balashov V., Savenkov E., Khlyupin A.N., Gerke K.M. Exploring global and local minima for fluid distributions within porous media: more robust and faster computations using combined simulated annealing and phase-field models. Journal of Colloid and Interphase Science, 2026, Vol. 706, Article: 139584. (In Eng).
20. Zagorovskiy M.A., Stepanov S.V., Shabarov A.B. An improved semi-empirical model of multiphase filtration of oil and water for obtaining functions of relative phase permeability at different temperatures. Thermophysics and Aeromechanics, 2024, Vol. 31, issue 4, P. 755–767. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Загоровский Михаил Алексеевич, к.т.н., главный специалист, управление научно-технического развития, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Zagorovsky Mikhail Alekseevich, ph.d. of engineering sciences, chief specialist, science and technology development department, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: mazagorovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Методология лабораторного сопровождения проектов 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

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
oamorozyk@gmail.com

Аннотация

В работе представлена авторская методология, регламентирующая необходимый порядок, этапность, перечень и объем лабораторных исследований технологии ПАВ-полимерного заводнения в рамках научного сопровождения проектов химических МУН.

Основная цель предпроектных, научно-исследовательских работ (НИР) — оценить технико-экономическую эффективность и применимость технологии в условиях потенциального объекта внедрения. Авторская методология исследований технологии ПАВ-полимерного заводнения включает в себя следующие основные этапы работ: входной контроль химических реагентов (ХР), отобранных для исследований; оценка физико-химических и технологических свойств образцов полимеров и ПАВ; ранжирование химических реагентов по технологической эффективности; выбор наиболее эффективных образцов для формирования ПАВ-полимерных композиций; исследование ключевых свойств ПАВ-полимерных композиций.

Материалы и методы

Методология сформирована на основе накопленного опыта авторов и системного анализа научно-технической литературы. Оценка технологической эффективности технологии ПАВ-полимерного заводнения выполняется на основе физико-математического моделирования с использованием специализированных лабораторных комплексов, кернового материала и пластовых

флюидов изучаемого объекта, специализированного программного обеспечения.

Ключевые слова

методология лабораторных исследований МУН, экспериментальные исследования, ПАВ-полимерное заводнение, свойства ПАВ и полимеров, фильтрационные исследования на керне, ранжирование химических реагентов

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. Методология лабораторного сопровождения проектов ПАВ-полимерного заводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 65–71.
DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-65-71

Поступила в редакцию: 12.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Methodology for laboratory support of Surfactant-Polymer flooding projects

Morozuk 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; ²Industrial 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

Morozuk 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. 65–71. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-65-71

Received: 12.07.2026

Введение

Для увеличения степени выработки запасов на действующих месторождениях применяются различные технологии увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов, часть из которых направлена на повышение вытесняющей и отмывающей способности воды за счет добавления в нее различных химических реагентов [1–5]. К таким технологиям относится ПАВ-полимерное заводнение, которое в последнее время получило наибольшее распространение среди химических МУН [5–7].

Промысловая реализация ПАВ-полимерного заводнения требует предварительной оценки эффективности и применимости технологии в условиях потенциального объекта внедрения, подбора эффективных химических реагентов и определения оптимального дизайна для проведения ОПР (в т.ч. конфигурации оторочек реагентов, длительности закачек, целевых преимуществ, требований к оборудованию и др.). Для решения этих вопросов на этапе предпроектной проработки проекта выполняют научные исследования, ключевым этапом которых являются комплексные лабораторные испытания технологий [6–7].

Методология лабораторных исследований

В ООО «РН-ГРП» на системной основе ведется работа по развитию научных подходов к сопровождению проектов МУН [8–11], в том числе особое внимание уделяется формированию методологии лабораторного сопровождения МУН: обоснованию необходимых этапов, видов и объемов исследований, последовательности их выполнения, разработке лабораторно-методической базы для

проведения исследований и др. Регламентация и унификация подходов к лабораторным исследованиям МУН позволяют выполнять качественную оценку эффективности той или иной технологии в условиях изучаемого объекта, подбирать наиболее эффективные реагенты для закачки в пласт, а также получать необходимые экспериментальные данные для создания ГДМ и корректной оценки эффективности МУН в масштабе промышленного участка/объекта внедрения [10–12].

На основе накопленного опыта [10–14], системного анализа научно-технической литературы [4, 6–7, 15–18] и имеющихся компетенций в области МУН сформированы методология и программа лабораторных исследований технологии ПАВ-полимерного заводнения. Основные этапы, виды и цели исследований представлены в таблице 1. Ниже будут представлены краткая характеристика и ожидаемый результат для каждого этапа работ.

Подготовка

До начала проведения исследований составляется подробная программа лабораторных исследований, в которой описывается геолого-физическая характеристика объекта исследований, в том числе смачиваемость, параметры и условия проведения испытаний, используемые материалы (пробы пластовых флюидов, керновый материал, химические реагенты), перечень и объем планируемых экспериментов, методики проведения испытаний. Предварительная оценка доступности необходимого объема керна является важным фактором успешной реализации дальнейших работ.

В ООО «РН-ГРП» имеется полный набор компетенций как по работе с историческим керном, так и новым керном, в том числе комплекс работ по изучению изолированного керна с оценкой исходной смачиваемости и подбором технологий восстановления смачиваемости для негидрофильных коллекторов.

На первом этапе работ осуществляется подготовка устьевых проб флюидов (нефти, воды), которая включает в себя обезвоживание и дегазирование нефти, очистку флюидов от механических примесей. Определяются свойства флюидов: плотность, вязкость, состав нефти и молярная масса нефти, химический состав воды и другие параметры. В дальнейших исследованиях используются подготовленные устьевые пробы флюидов или их модели (в т.ч. рекомбинированные пробы нефти), соответствующие параметрам пластовых флюидов.

Для фильтрационных исследований используют составные колонки образцов керна. Изготовление и подготовка образцов проводятся в соответствии с отраслевым стандартом [19]. Образцы керна (архивные и/или изготовленные) проходят компьютерную томографию, по результатам которой выбирают представительную коллекцию образцов для изучаемого объекта. Далее определяют абсолютную проницаемость и пористость образцов по газу. Рекомендуется также провести анализ структуры порового пространства (капилляриметрия и (или) ЯМР) и оценить смачиваемость горной породы. Для проведения исследований выбирают коллекцию образцов с необходимыми фильтрационно-емкостными свойствами. Коллекцию образцов

Табл. 1. Алгоритм лабораторных исследований
Tab. 1. Laboratory research algorithm

Этап	Вид работ/исследований	Цель работ/исследований
Подготовка	1. Подготовка программы лабораторных исследований (ЛИ) 2. Подготовка керна и пластовых флюидов 3. Входной контроль химических реагентов (ХР)	Формирование алгоритма и методик проведения ЛИ, представительной выборки керна образцов с необходимыми свойствами, подготовка проб/моделей пластовых флюидов, проверка соответствия свойств ХР техническим условиям (ТУ).
	Исследования ФХС и технологических свойств ПАА	Определение свойств различных марок ПАА в условиях объекта исследований.
	Экспресс-тесты на кернах	Определение ключевых технологических параметров ПАА в ТБУ объекта исследований.
Исследования полимеров	Ранжирование ПАА по эффективности	Выбор «лучшего» ПАА на основе физико-математического моделирования с учетом влияния параметров ПАА на КИН.
	Исследования ФХС и технологических свойств ПАВ	Определение свойств различных марок ПАВ в условиях объекта исследований.
	Экспресс-тесты на кернах	Экспресс-оценка вытесняющей способности различных марок ПАВ в ТБУ объекта, выбор «лучшего» ПАВ.
Исследования ПАВ-полимерных композиций	Исследования ФХС и технологических свойств ПАВ+ПАА композиций	Определение свойств композиции в условиях объекта исследований, оценка совместимости ПАВ и ПАА.
	Оценка устойчивости водонефтяных эмульсий	Оценка влияния ПАВ+ПАА на подготовку нефти, подбор дозировок деэмульгатора.
	Фильтрационные исследования на кернах	Оценка эффективности композиции и ключевых параметров для ГДМ.

Табл. 2. Основные свойства полимеров, методы и критерии их оценки
Tab. 2. The main properties of polymers, as well as the methods and criteria for their assessment

Параметр	Метод оценки	Целевое значение / Критерии
Степень гидролиза	Титриметрический	5–30 %
Молекулярная масса	Вискозиметрический	$6-20 \cdot 10^{-6}$ Да
Время растворения	Ротационная вискозиметрия	Для минерализованных вод не более 240 минут
Динамическая вязкость	Ротационная вискозиметрия	Целевая вязкость для объекта
Термостабильность (не менее 30 сут, $T_{\text{пласт}}$)	Ротационная вискозиметрия	Снижение вязкости не более 30 %

вакуумируют и насыщают пластовой водой (или ее моделью). На водонасыщенном образце определяются пористость и объем пор. Водонасыщенные образцы помещают в индивидуальный или групповой капилляриметр, где создается неснижаемая (остаточная) водонасыщенность. Возможно использование ультрацентрифуги для создания остаточной водонасыщенности образцов. Образцы с остаточной водонасыщенностью помещают в термобарические условия (ТБУ), насыщают нефтью и выдерживают в ТБУ (не менее 3 суток) для восстановления смачиваемости.

Также на подготовительном этапе выполняется входной контроль образцов ХР (ПАВ, полиакриламида (ПАА)), включающий оценку внешнего вида, содержания активного вещества, массовой доли хлорорганических соединений, температуры застывания и других физико-химических свойств. По результатам этих работ оценивается соответствие свойств

параметрам, указанным в паспорте химического реагента (соответствие ТУ производителя), и принимается решение о допуске ХР к дальнейшим исследованиям.

Исследования полимеров

На первом этапе выполняется оценка технологических свойств полимеров в «свободном объеме». В таблице 2 представлены основные свойства и методы их определения.

Важным свойством полимеров, отвечающим за сохранение их вязкости в термобарических условиях пласта, является термическая стабильность. Она оценивается путем выдержки полимерного раствора в анаэробных условиях при пластовой температуре (не менее 30 суток) с периодическим замером его вязкости с определенным шагом (1–7 суток). Количественная оценка термодеструкции (коэффициент стойкости) полимера выполняется путем расчета

отношения значения конечной вязкости полимера после термостатирования к исходной вязкости в начальный период времени.

По результатам исследований в «свободных объемах» определяются свойства всех образцов полимеров и формируются критерии (табл. 2), которым должны соответствовать их свойства; выполняется оценка соответствия свойств критериям и допуск образцов полимеров к дальнейшим исследованиям.

На следующем этапе выполняются фильтрационные экспресс-тесты на керновых моделях пласта с целью оценки ключевых технологических параметров полимеров и дальнейшего их ранжирования по эффективности. В первой серии экспериментов определяются фактор сопротивления, фактор остаточного сопротивления и коэффициент довытеснения нефти полимером на нефтенасыщенных образцах керна. Во второй

Табл. 3. Пример оценки влияния ключевых параметров ПАА на коэффициент извлечения нефти (по результатам ГДМ)
Tab. 3. An example of assessing the impact of key parameters of PAA on 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 ΔQ_n , %
		1 вар	2 вар	3 вар	4 вар	5 вар	
Вязкость, мПа·с		18	12	6	–	–	30
Добыча нефти, тыс. м ³	50	60	55	45	–	–	
Добыча нефти, % от базов. вар.		20	10	-10	–	–	
Адсорбция, мг/г		0,6	0,8	1	–	–	12
Добыча нефти, тыс. м ³	50	58	55	52	–	–	
Добыча нефти, % от базов. вар.		16	10	4	–	–	
ФОС, ед.		50	40	25	10	1	8
Добыча нефти, тыс. м ³	50	56	–	54	–	52	
Добыча нефти, % от базов. вар.		12	–	8	–	4	

Табл. 4. Пример оценки весовых коэффициентов параметров ПАА для ранжирования (на основе ГДМ)
Tab. 4. Example of assessing the weighting coefficients of PAA parameters for ranking (based on GDM)

Параметр	Вязкость (Vis)	ФОС (RRF)	Адсорбция (Ads)
Влияние параметра на КИН, %	30	8	12
Коэффициент вклада (вес), д.ед.	0,6	0,16	0,24

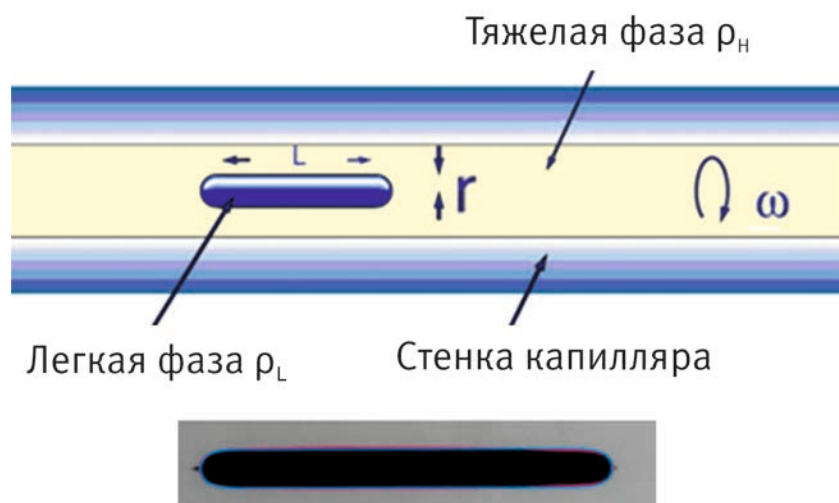
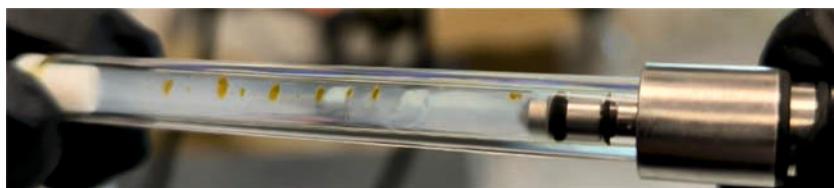


Рис. 1. Пример инструментального определения межфазного натяжения
Fig. 1. An example of instrumental determination of interfacial tension

серии определяются динамическая адсорбция и вязкость полимера (до/после фильтрации) на водонасыщенных образцах керна. Экспресс-тесты выполняются в условиях максимальной идентичности параметров моделирования (ФЕС и насыщенность керновых моделей, температура, давление, объемный расход фильтрации) на составных образцах керна (не менее 3 образцов) с использованием пластовых флюидов объекта. Эксперименты выполняют при одной концентрации полимера, соответствующей целевой вязкости.

На основе результатов экспресс-тестов выполняется ранжирование образцов полимеров по технологической эффективности. Ранжирование выполняется по авторской методике, которая состоит в следующем:

1. оценка и анализ физико-химических и технологических свойств полимеров по результатам исследований в «свободных объемах», первичный «отсев» образцов ПАА, не соответствующих критериям;
2. оценка технологических параметров образцов ПАА по результатам экспресс-тестов на керне;

3. оценка влияния технологических параметров ПАА на эффективность полимерного заводнения на основе 3D-гидродинамического моделирования (модель участка ОПР). Анализ чувствительности и количественная оценка влияния (веса) параметров ПАА на коэффициент извлечения нефти (КИН) участка ОПР (табл. 3–4);

4. ранжирование образцов полимеров с учетом влияния (веса) ключевых технологических параметров ПАА, полученных по результатам лабораторных исследований.

По результатам экспресс-тестов на керне и с учетом весовых коэффициентов (табл. 4) по формуле 1 определяется «Rang» для каждой марки ПАА и составляется итоговый рейтинг ПАА по технологической эффективности. Чем выше значение «Rang», тем выше рейтинг ПАА.

$$«Rang» = 0,6Vis + 0,16RRF - 0,24Ads. (1)$$

По результатам исследований определяется «лучший» образец полимера для условий изучаемого объекта, который в дальнейшем используется для формирования ПАВ-полимерной композиции. Также в рамках данного этапа для выбранного образца ПАА рекомендуется выполнить детальные фильтрационные эксперименты на керне с целью получения зависимости параметров ПАА (ФОС, Квт., адсорбция) от концентрации и возможности дальнейшего сопоставления эффектов от полимерного и ПАВ-полимерного заводнения.

Исследования ПАВ

До начала проведения лабораторных исследований формируются технические требования на разработку образцов ПАВ для ПАВ-полимерного заводнения в условиях изучаемого объекта. В техническом задании указываются требования к величине межфазного натяжения (МФН) на границе «раствор ПАВ-пластовая нефть», фазовому поведению (образование микроэмульсии), термостабильности, температуре замерзания и доле активного вещества в товарной форме. Для разработки образцов ПАВ производителям предоставляются образцы нефти, воды и характеристики объекта исследований. Разработанные образцы подвергаются лабораторному тестированию.

Исследования образцов ПАВ в «свободном объеме» начинают с оценки растворимости и длительной термостабильности (не менее 30 суток) в пластовой и закачиваемой воде при пластовой температуре. По результатам исследований визуально оценивается наличие осадка, помутнение и расслоение растворов на фоне белого листа в проходящем свете. Допускается незначительное помутнение/опалесценция растворов ПАВ при условии возможности визуальной оценки наличия осадка/расслоения в проходящем свете.

Ключевым этапом исследований является оценка величины межфазного натяжения в системе «раствор ПАВ-нефть». Измерение МФН выполняют на тензиометрах, как правило методом «вращающейся капли» (сверхнизкие МФН). Метод заключается в следующем: капля легкой фазы (образец нефти) вводится с помощью капилляра в толщу тяжелой фазы (вода затворения). При вращении капилляра вдоль своей оси с определенной частотой, капля жидкости деформируется в вытянутую форму до тех пор, пока межфазное натяжение и центробежные силы не уравниваются (рис. 1). Зная разность плотностей тяжелой и легкой фазы, радиус вращения капли и частоту вращения определяют межфазное натяжение. МФН определяется

Табл. 5. Основные свойства ПАВ, методы и критерии их оценки
Tab. 5. The main properties of surfactants, methods and criteria for their assessment

Параметр	Метод оценки	Целевое значение / Критерии
Активная основа	Гравиметрический	Не менее 50 %
Растворимость	Визуальный	Отсутствие осадков/ расслоения/ геля
Термостабильность (не менее 30 сут, $T_{\text{пласт}}$)	Визуальный	Отсутствие осадков/ расслоения/ геля
Межфазное натяжение (в т.ч. ККМ)	Метод «вращающейся капли»	$> 10^{-2}$ мН/м
Фазовое поведение	Визуальный	эмульсия типа Винзор III

Табл. 6. Основные свойства ПАВ-полимерных композиций, методы и критерии их оценки
Tab. 6. The main properties of surfactant-polymer compositions, as well as the methods and criteria for their evaluation

Параметр	Метод оценки	Целевое значение / Критерии
Растворимость	Ротационная вискозиметрия, визуальный	Для минерализованных вод не более 240 минут, + отсутствие осадков/ расслоения/ геля
Динамическая вязкость	Ротационная вискозиметрия	Целевая вязкость для объекта
Термостабильность (не менее 30 сут, $T_{\text{пласт}}$)	Ротационная вискозиметрия, визуальный	Отсутствие снижения вязкости с/без ПАВ, + отсутствие осадков/ расслоения/ геля
Фазовое поведение	Визуальный	эмульсия типа Винзор III
Скорость отделения воды из водонефтяной эмульсии с/без ПАВ+ПАА	Метод статического отстоя	Отсутствие влияния ПАВ+ПАА композиции на процесс подготовки нефти
Содержание остаточной воды с/без ПАВ+ПАА в водонефтяной эмульсии		

при пластовой температуре объекта при разных концентрациях ПАВ в растворе (в том числе для оценки критической концентрации мицеллообразования — ККМ). Также, рекомендуется выполнить оценку влияния температуры и минерализации воды на МФН [4].

Одним из важных параметров при выборе ПАВ является его способность образовывать микроэмульсию типа III по Винзору [15, 20–21] на границе «нефть-раствор ПАВ». Тип эмульсии определяют визуально по характеру распределения и соотношению объема фаз. Эмульсионная фаза должна иметь низкую вязкость и быть устойчивой в течение длительного времени. Формирование микроэмульсии указывает на то, что образец ПАВ обладает высокой солюбилизирующей активностью по отношению к нефти, и величина МФН на границе раздела фаз достигает ультранизких значений [22].

По результатам исследований в «свободных объемах» определяют свойства образцов ПАВ и формируют критерии (табл. 5), которым должны соответствовать свойства ПАВ, выполняется оценка соответствия свойств критериям и допуск образцов к дальнейшим исследованиям.

На следующем этапе, для отобранных на этапе «свободных объемов» образцов ПАВ выполняются фильтрационные экспресс-тесты на керне с целью оценки их вытесняющей способности и выбора наиболее эффективных образцов ПАВ для формирования ПАВ-полимерных композиций. Экспресс-тесты выполняют на составных образцах керна (не менее трех образцов) с использованием пластовых флюидов объекта исследований, в условиях максимальной идентичности параметров моделирования. Эксперименты выполняют при одной концентрации ПАВ, соответствующей критической концентрации мицеллообразования (ККМ).

По результатам комплексных исследований выбирают «лучший» и альтернативные образцы ПАВ для дальнейших исследований.

Исследования ПАВ-полимерных композиций

Из подобранных образцов полимера и ПАВ формируют основную и минимум две альтернативные ПАВ-полимерные композиции с целью оценки их свойств и совместимости образцов ПАВ и ПАА.

Определяется растворимость ХРв воде, термостабильность, динамическая вязкость и фазовое поведение композиции, выполняется оценка влияния композиции на процесс подготовки нефти (табл. 6).

Оценка растворимости и термостабильности композиций основана на периодическом замере вязкости через определенные интервалы времени. Растворимость считается удовлетворительной если вязкость композиции достигается и стабилизируется на уровне целевого значения менее чем за 240 минут. Термостабильность композиции оценивается путем сравнения потерь вязкости полимерного раствора с/без добавки ПАВ. Дополнительно, в экспериментах выполняется визуальная оценка наличия осадков/ помутнений/расслоений в течение всего времени растворения и термостатирования.

Фазовое поведение ПАВ-полимерных композиций оценивается визуально, после перемешивания с пробой нефти и ее выдержки при пластовой температуре в течение семи суток. Тип сформировавшейся эмульсии определяют по характеру распределения и соотношению объемов фаз в различных временных интервалах (1, 3 и 7 суток). Оптимальным является состав, при котором в формировании эмульсионной фазы вовлекаются максимально равные объемы нефтяной и водной фаз.

В лабораторных условиях, влияние композиции на процесс подготовки нефти оценивается по скорости отделения воды из водонефтяной эмульсии и содержанию остаточной воды в водонефтяной эмульсии в присутствии и без ПАВ-полимерной композиции. Количественная оценка параметров проводится путем сравнения времени разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий без/с добавкой композиции (при не менее 3-х дозировках) с использованием промысловых деэмульгаторов. Деэмульсация проводится по методу статического отстоя («бутылочная» проба). Добавка композиции не должна оказывать существенного влияния на процесс подготовки нефти.

Рекомендуется

По результатам анализа физико-химических и технологических свойств ПАВ-полимерных композиций, составленных из «лучших» образцов ПАВ и ПАА, определяют одну

композицию для финальных фильтрационных исследований.

На завершающем этапе исследований выполняется серия фильтрационных экспериментов на керновом материале с целью оценки эффективности ПАВ-полимерной композиции в условиях изучаемого объекта, получения экспериментальных параметров для создания/настройки ГДМ и дальнейшего моделирования ПАВ-полимерного заводнения в масштабе участка/объекта внедрения.

Программа фильтрационных исследований состоит из трех серий экспериментов. В первой серии, определяют фильтрационные параметры и коэффициенты вытеснения нефти (остаточной нефтенасыщенности) ПАВ-полимерной композицией в зависимости от концентрации ПАВ и ПАА (при необходимости). Выполняют не менее пяти экспериментов на нефтенасыщенных керновых моделях (рекомендуемая длина не менее 15 см) с близкими ФЕС, в термобарических условиях объекта исследований. В результате, получают зависимость коэффициента вытеснения нефти, фактора сопротивления и остаточного сопротивления от концентрации ХР.

Во второй серии, определяют относительные фазовые проницаемости/подвижности (ОФП) при стационарной двухфазной фильтрации в системах «нефть-вода» (базовый вариант) и «нефть-ПАВ-полимерная композиция». Метод определения ОФП при стационарной фильтрации основан на том, что в модель пласта одновременно подаются две жидкости с заданным соотношением фиксированных объемных скоростей фильтрации. Измерение ОФП при двухфазной фильтрации выполняется при не менее трех соотношениях доли жидкостей в потоке. Кривые ОФП используются в дальнейшем для создания/настройки ГДМ (в том числе для расчета базового заводнения).

В третьей серии, оценивается адсорбция/десорбция ПАВ/ПАА и вязкость ПАВ-полимерного раствора после фильтрации в зависимости от концентрации ПАВ и ПАА (при необходимости). Выполняют не менее пяти экспериментов на водонасыщенных керновых моделях (рекомендуемая длина не менее 15 см) с близкими ФЕС, в термобарических условиях объекта исследований. Адсорбция/десорбция ПАВ/ПАА рассчитывается исходя

из известного объема прокачки раствора, концентрации раствора на входе и выходе из модели пласта, а также характеристик кривой модели (масса, пористость). Определение концентрации ПАА в отобранных пробах раствора выполняется фотометрическим методом, концентрация ПАВ — двухфазным титрованием. Оценка концентрации ПАА/ПАВ в растворе также может выполняться хроматографическим методом.

Итоги

Предложенный алгоритм исследований обеспечивает подбор эффективных химических композиций для ПАВ-полимерного заводнения и оценку/сбор необходимых экспериментальных данных для ГДМ и ТЭО проектов ПАВ-полимерного заводнения.

Выводы

- Сформирована методология лабораторного изучения технологии ПАВ-полимерного заводнения, регламентирующая этапность, виды и объем необходимых исследований, последовательность их выполнения, методики проведения экспериментов, и перечень необходимых экспериментальных параметров для ГДМ.
- На основе физико-математического моделирования предложен научно-обоснованный подход к оценке весовых коэффициентов параметров ХР и ранжированию химических реагентов по технологической эффективности.
- На основе предложенной методологии выполнены лабораторные исследования технологии ПАВ-полимерного заводнения для условий одного из месторождений Западной Сибири. По результатам исследований подобрана наиболее эффективная ПАВ-полимерная композиция, определены физико-химические и технологические свойства композиции, получены экспериментальные параметры, необходимые для ГДМ и выполнения ТЭО проекта.

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. Ленченко 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., Минихайров 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., Кобышев 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., Кобышев 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 CO₂ 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 Телкова А.П. и Лапердина А.Н. 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., Погова Т.С., Макашкин 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. Минихайров 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, and 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., Бахитов Ю.Ю. и др. Химические методы в процессах добычи нефти. М.: Наука, 1987. 239 с.

ENGLISH

Results

The proposed research algorithm ensures the selection of effective chemical compositions for surfactant-polymer flooding and the assessment/collection of the necessary experimental data for the GDM and feasibility studies of surfactant-polymer flooding projects.

Conclusions

- A methodology for laboratory study of surfactant-polymer flooding technology has been developed, which regulates the stages, types and scope of the necessary studies, the sequence of their implementation, the methods for conducting experiments, and the list of required experimental parameters for GDM.

- Based on physical and mathematical modeling, a scientifically grounded approach has been proposed for assessing the weight coefficients of the parameters of the treatment regime and ranking chemical reagents according to their technological efficiency.
- Based on the proposed methodology, laboratory studies of surfactant-polymer flooding technology have been carried out for the conditions of one of the fields in Western Siberia. Based on the research results, the most effective surfactant-polymer composition was selected; the physicochemical and technological properties of the composition were determined; and the experimental parameters required for the GDM and the project feasibility study were obtained.

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., Kobayashv 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. Morozuk O.A., Afonin D.G., Kobayashv 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. Morozuk 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. Morozuk O.A., Zanochev S.A., Polyakov A.V. et al. Laboratory support of a project on CO₂ injection into a low-permeability reservoir. Oil Industry, 2024, issue 10, P. 103–109. (In Russ).
13. Bondarenko A.V., Morozuk 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, and 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).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / 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

Некlesa 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

Стратегия планирования опытно-промышленных работ по вовлечению в разработку пластов с высоковязкой нефтью нефтегазоконденсатного месторождения

Широков А.С.¹, Пупков Н.В.¹, Зубов И.Н.¹, Молоков Р.А.¹, Титенкова К.В.¹, Хаерзаманов Т.М.², Кочнев В.А.²

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

При реализации сложных проектов в области геологии и разработки месторождений возникает необходимость выбора стратегии разработки в условиях недостатка исходных данных. В связи с отсутствием точных данных по геологическому строению и физико-химическим свойствам флюидов реализация проекта была разделена на два этапа. По результатам исследований оптимальной технологией признана циклическая закачка нагретого раствора полиакриламида. Выбрана система заканчивания скважин — проволочные фильтры 200 мкм с автоматическими устройствами контроля притока.

Материалы и методы

Представлен опыт выполнения работ по вовлечению в разработку пласта с высоковязкой нефтью. Приведены и проанализированы возможные риски при разработке, приведены возможные пути решения. Выбрана технология для получения максимальной нефтеотдачи пласта.

Ключевые слова

высоковязкая нефть, слабоконсолидированный коллектор, стратегия разработки, термополимерное заводнение

Для цитирования

Широков А.С., Пупков Н.В., Зубов И.Н., Молоков Р.А., Титенкова К.В., Хаерзаманов Т.М., Кочнев В.А. Стратегия планирования опытно-промышленных работ по вовлечению в разработку пластов с высоковязкой нефтью нефтегазоконденсатного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 72–76. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-72-76

Поступила в редакцию: 24.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 608, 622.276.2, 622.276.23 | Original Paper

The strategy of planning pilot production operations to involve in the development of a reservoir with high-viscosity oil for an oil and gas condensate field

Shirokov A.S.¹, Pupkov N.V.¹, Zubov I.N.¹, Molokov R.A.¹, Titenkova K.V.¹, Khaerzamanov T.M.², Kochnev V.A.²

¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²“RN-Vankor” LCC, Krasnoyarsk, Russia

ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

When implementing complex projects in the field of geology and field development, it becomes necessary to choose a development strategy in conditions of a lack of initial data. Due to the lack of accurate data on the geological structure and physico-chemical properties of fluids, the project was divided into two stages. According to the research results, cyclic injection of a heated polyacrylamide solution has been recognized as the optimal technology. A well completion system was selected – 200 microns wire filters with automatic flow control devices.

Materials and methods

The experience of work involving the development of a reservoir with high-viscosity oil is presented. Possible risks during development are presented and analyzed, and possible solutions are provided. A technology has been selected to achieve maximum oil recovery.

Keywords

high-viscosity oil, poorly consolidated reservoir, development strategy, thermopolymer flooding

For citation

Shirokov A.S., Pupkov N.V., Zubov I.N., Molokov R.A., Titenkova K.V., Khaerzamanov T.M., Kochnev V.A. The strategy of planning pilot production operations to involve in the development of a reservoir with high-viscosity oil for an oil and gas condensate field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 72–76. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-72-76

Received: 24.07.2026

Введение

Настоящая работа направлена на обоснование выбора оптимальной стратегии разработки залежей с высоковязкой нефтью (ВВН) на примере терригенного слабоконсолидированного пласта крупного месторождения [1–3]. На долю основного пласта с ВВН приходится около 40 % геологических запасов нефти всего месторождения.

На этапе бурения первых скважин наблюдалась высокая степень неопределённости в отношении величины вязкости нефти в пластовых условиях, темпов падения дебитов жидкости, значений нефтенасыщенности, а также фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта. Определение указанных параметров является необходимым условием для выполнения оценки экономической эффективности проекта.

На основании анализа разработки пластов-аналогов были выявлены типовые факторы, оказывающие влияние на эффективность добычи: вынос механических примесей, добыча нецелевых флюидов и скин-фактор (загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) или фильтра, сокращение работающей длины скважины). Для снижения геологических рисков и доизучения пласта были запланированы опытно-промышленные работы (ОПР) и лабораторные исследования.

На момент начала реализации проекта исследуемый пласт характеризовался следующими параметрами:

- глубина залегания — 1 100 м;
- общая мощность — до 25 м;
- фациальная обстановка осадконакопления — прибрежно-морская;
- тип коллектора — слабоконсолидиро-

ванный песчаник с невыдержанными пропластками;

- отдельные участки залежи имеют различные уровни водонефтяных (ВНК) и газонефтяных (ГНК) контактов;
- вязкость нефти — 200 сП;
- абсолютная проницаемость — 700 мД.

Выбор системы разработки на начальном этапе

Для выбора системы разработки пласта с ВВН были рассмотрены месторождения-аналоги. В результате анализа установлено, что единого подхода к выбору системы разработки и технологии заканчивания скважин в рассматриваемых геологических условиях не существует (табл. 1). Для равномерного дренирования была выбрана рядная система расположения горизонтальных скважин (ГС), обеспечивающая более контролируемую выработку по сравнению с площадной или очаговой системой. Согласно первоначальному представлению о минеральном составе пласта было принято решение об оборудовании ГС хвостовиком с проволочным фильтром (зазор 300 мкм).

В процессе бурения скважин на месторождении из данного пласта был отобран керновый материал для определения ФЕС и гранулометрического состава горных пород, а также глубинные пробы нефти для уточнения физико-химических свойств насыщающих флюидов.

Результаты бурения и эксплуатации первых скважин

В 2018 году на рассматриваемом пласте были пробурены первые эксплуатационные

скважины с горизонтальным стволом 500 м. Эффективность проводки горизонтального ствола по коллектору составила 80 % (20 % — неколлектор). Снижение эффективности проводки, вероятно, связано с фациальной изменчивостью пласта, что характерно для слабоконсолидированных терригенных коллекторов.

Отработка скважин осуществлялась в режиме истощения. Показатели эксплуатации скважин приведены в таблице 2.

В ходе эксплуатации этих скважин подтвердились прогнозируемые риски. Зафиксирован прорыв нецелевых флюидов (приток воды и газа подтвержден данными промыслово-геофизических исследований), а также интенсивный вынос механических примесей (до 5 000 мг/л).

Результаты эксплуатации первых скважин позволили уточнить начальное насыщение пласта и ФЕС. Одновременно с этим были выявлены следующие негативные факторы, оказывающие влияние на эффективность разработки:

- ограниченность допустимого коридора проводки горизонтального ствола вследствие неопределенности отметок ГНК и ВНК в различных участках пласта и наличия коллектора;
- образование естественных конусов воды или газа в процессе снижения забойного давления;
- некорректно подобранный типоразмер фильтра, способствующий образованию «червоточин» — участков пласта с высокой техногенной проницаемостью вследствие выноса механических примесей, по которым опережающе фильтруется нецелевой флюид.

Табл. 1. Краткая информация по пластам — аналогам
Tab. 1. Brief information on analog formations

Месторождение	Сетка скважин	Длина ГС, м	Расстояние между рядами	Типы заканчивания	Применяемые технологии	Эффективность применяемой технологии разработки	Плановые ОПР
1	Однорядная с ГС	2 000	200	Проволочные фильтры, АУКП (RCP и AICV)	Закачка воды	Временное решение для ППД	Полимерное заводнение
					Пароциклическая обработка скв.	Неуспешно	
2	Однорядная с ГС	1 000	300	Проволочные фильтры, премиальные сетчатые фильтры, перфорированная труба, АУКП (RCP)	Закачка воды, полимерное заводнение	Успешно	—
3	Однорядная с ГС	500	200	Фильтры с гравийной набивкой	Закачка воды	Временное решение для ППД	—
4	Однорядная с ГС/МЗС	500, 1 000, МЗС до 2 000	150	Проволочные фильтры, сетчатые фильтры	Закачка воды	Успешно	Полимерное заводнение
					Исследования на керне — закачка пара	Неуспешно	

Табл. 2. Запускные и остановочные параметры скважин
Tab. 2. Starting and stopping parameters of wells

Параметры	Запускные показатели				Остановочные показатели				Накопленные показатели			
Скважина	Qж	Qн	Обв	ГФ	Qж	Qн	Обв	ГФ	Нефть	Жидкость	ПНГ	Время
	м³/сут	т/сут	%	м³/сут	м³/сут	т/сут	%	м³/сут	тыс. т	тыс. т	млн м³	сут
1	34	26	20	29	26	1	97	15	3	32	0	900
2	10	6	36	10 945	10	4	61	12 891	0	1	5	78

Коэффициент однородности D_{40}/D_{90}	Очень мелкий песок, мкм			Мелкозернистый песок, мкм	Средне и крупнозернистый песок, мкм
	$D_{50} > 50$	$D_{50} > 75$	$100 < D_{50} < 125$	$125 < D_{50} < 250$	$D_{50} > 250$
2	Фильтр Premium			Фильтр Premium	Фильтр Premium
3					
4				Фильтр Premium	Фильтр Premium
5					
6				Фильтр Premium	Фильтр Premium
7					
8				Фильтр Premium	Фильтр Premium
9					
10				Гравийная набивка или расширяемый фильтр	Гравийная набивка или расширяемый фильтр
11					
12+	Гравийная набивка	Расширяемый фильтр			

Ориентировочная матрица основана на типоразмере D_{50} .
Для проволочных фильтров: если содержание мелких фракций
> 5 % — применять фильтры Premium;
> 10 % — гравийную набивку

Рис. 1. Матрица D. Tiffin
Fig. 1. The D. Tiffin matrix

Лабораторные исследования

В результате лабораторных исследований глубинных проб нефти была уточнена вязкость нефти (600 сП) и ее компонентный состав. Начальная подвижность нефти оказалась значительно ниже подвижности вытесняющего агента (вязкость воды — 1 сП).

На основе гранулометрического анализа был осуществлен выбор фильтров по методологии D. Tiffin (рис. 1). Рекомендованная технология заканчивания — гравийная набивка и ее аналоги, обеспечивающие контроль выноса механических частиц породы и защиту подземного оборудования от износа. Выбор гравийной набивки обоснован её высокой эффективностью в слабоконсолидированных коллекторах, однако данная технология характеризуется значительной стоимостью. Резервным вариантом заканчивания выбраны проволочные фильтры с прямой намоткой 200 мкм.

По результатам геомеханического моделирования обоснована предельная депрессия, не оказывающая разрушающего воздействия на пласт. Обоснованы предельные режимы эксплуатации скважины: депрессия

не выше 3,7 МПа, минимальное забойное давление — 5,8 МПа (рис. 2).

Установлена зависимость коэффициента продуктивности ($K_{прод}$) от скорости снижения забойного давления при выводе скважины на режим: для достижения оптимального значения $K_{прод}$ необходимо снижать забойное давление со скоростью не более 2 атм/сут.

Определены мероприятия по недопущению превышения давления авто-ГРП, снижению гидромеханического воздействия на стенки скважины и уменьшению загрязнения ПЗП при бурении и освоении:

- проектирование профиля скважины и технологии проводки с ограничением забойного давления на уровне давления авто-ГРП с коэффициентом запаса 10 %;
- применение долота большего диаметра, СБТ и замков меньшего диаметра, а также мероприятий по поддержанию проектной динамической вязкости бурового раствора;
- сокращение количества маневров для корректировки траектории ГС, оказывающих дополнительное негативное

механическое воздействие на стенки скважины;

- мониторинг баланса бурового раствора с недопущением потерь в поровом пространстве пласта вследствие размыва ПЗП;
- подбор дизайна долота PDC с насадками, исключающими или снижающими эффект размыва стенок скважины напором струи;
- недопущение скачков давления на манифольде;
- контроль скорости спуска эксплуатационной колонны и хвостовика для исключения эффекта прямого поршневания;
- подбор гранулометрического состава бурового раствора исходя из ожидаемого диапазона проницаемости;
- непрерывный мониторинг проницаемости пласта в процессе бурения ГС и корректировка загрузки кольматанта при необходимости.

Исходя из мирового опыта разработки ВВН, основными технологиями разработки являются термальные методы и полимерное заводнение [5–9]. Для выбора оптимальной технологии воздействия на пласт были проведены лабораторные исследования коэффициента вытеснения ($K_{выт}$) для различных агентов вытеснения:

1. Закачка пара — на завершающей стадии закачки пара зафиксировано прекращение фильтрации («стоп»). Основная причина — набухание глинистых минералов.
2. Вытеснение нефти раствором воды и полимера (ПАА) при температуре от 17 до 90 °С.

Результаты проведенных исследований по определению коэффициента вытеснения приведены в таблице 3.

По результатам выполненных исследований наиболее эффективным агентом вытеснения оказался нагретый термополимер. Увеличение $K_{выт}$ при 90 °С составляет 30 % относительно $K_{выт}$ при 17 °С. Максимальный градиент давления при 90 °С снижается в 10 раз, что является одним из ключевых

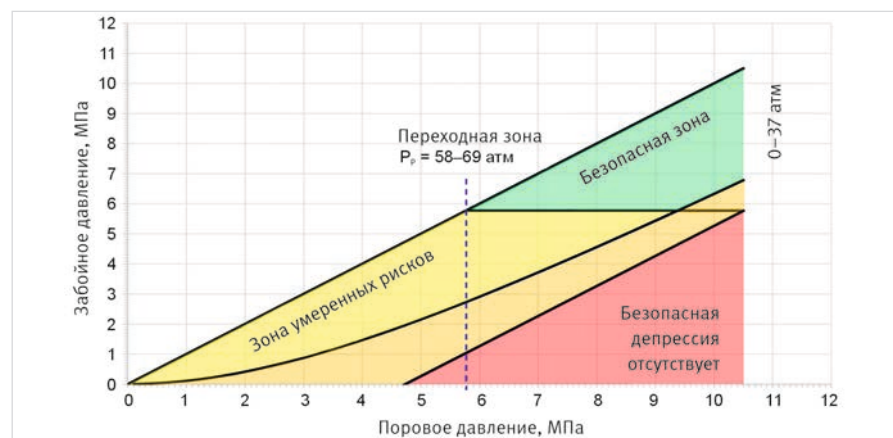


Рис. 2. Зоны безопасной депрессии для пласта
Fig. 2. Safe depression for the reservoir

Табл. 3. Результаты определения коэффициента вытеснения раствором ПАА на керне
Tab. 3. Results of determining the displacement coefficient of the PAA solution on the core

№	T, °C	Агент вытесн.	Конц. ПАА, ppm	Кп, %	Кнн, %	Кон, %	Кпр по газу, мД	Кпр по нефти, мД	Кпр по воде, мД	Макс. град Р при закачке воды, атм/м	К выт, д. ед.
1	17		800	32	58	35	347	174	1	101,3	0,407
2	17	ПАА+Вода	1 050	32	59	32	346	192,5	1	101,5	0,465
3	17		1 300	31	62	31	346	185,6	1	151,7	0,499
4	17	Вода	800	33	58	31	340	176,3	1	110,9	0,464
5	40		800	32	71	28	762	322,8	2	23,7	0,608
6	40	ПАА+Вода	1 050	33	76	32	763	270,8	1	25,5	0,584
7	40		1 300	33	68	35	705	263,9	1	55	0,487
8	90		800	31	75	31	760	202,5	8	4,3	0,589
9	90	ПАА+Вода	1 050	32	69	30	763	311,5	2	9,7	0,572
10	90		1 300	33	66	24	736	333,6	1	13,2	0,635

факторов для достижения максимальной приёмистости при ограничении давления нагнетания с целью исключения авто-ГРП.

Гидродинамическое моделирование и технико-экономическая оценка

На основании результатов пробной эксплуатации скважин, а также многовариантных имитационных расчетов на гидродинамической модели (ГДМ) были определены допустимые коридоры проводки горизонтальных стволов между ВНК и ГНК (отступ на 1/3 от ВНК и на 2/3 от ГНК).

Для оценки эффективности от применения различных агентов воздействия на пласт на ГДМ участка ОПР были рассчитаны следующие варианты: естественный режим, организация ППД с закачкой холодной воды (17 °C), горячей воды (90 °C), нагретого термополимера (90 °C) и циклической закачки горячей воды и термополимера [4]. Оценка прогнозной добычи нефти при применении различных методов воздействия приведена на рисунке 3.

По результатам оценки технико-экономических показателей (ТЭП) вариантов наибольшую эффективность (максимальный индекс PI – 1,2) продемонстрировала технология циклической закачки: термополимер (цикл – 3 месяца, раствор ПАА концентрацией 2 000 ppm) + горячая вода (цикл – 9 месяцев, температура – 90 °C). Данная технология рекомендуется к реализации на участке ОПР как основная с последующей оценкой эффективности.

Планы ОПР

В 2024 году в рамках реализации ОПР на рассматриваемом пласте были пробурены пять горизонтальных скважин. По результатам опроса рынка и уточнения стоимости заканчивания скважин было принято решение об отказе от применения технологии гравийной набивки в связи с высокой стоимостью для проекта и замене на проволочные фильтры 200 мкм с автоматическими устройствами контроля притока (АУКП). АУКП обеспечивают возможность регулирования отдельных сегментированных интервалов ствола ГС как в автоматическом режиме, так и посредством ручного перемещения муфт в следующие положения: «добыча», «закрыто», «нагнетание». Автоматические устройства контроля притока способствуют равномерной выработке пласта по разрезу вследствие ограничения образования конусов газа и воды по стволу скважин.

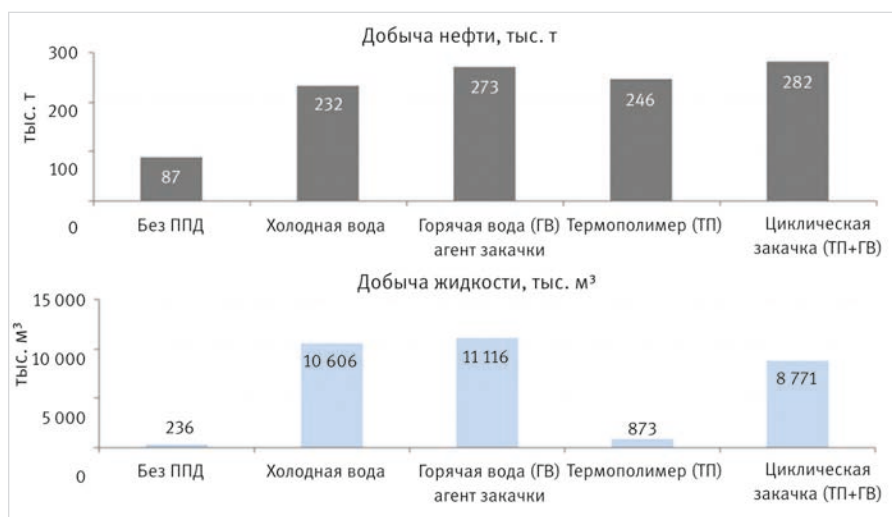


Рис. 3. Результаты оценки прогнозной добычи на ГДМ
Fig. 3. The results of the estimated production at the HDM

На момент написания статьи часть скважин находится на этапе освоения, часть скважин запущены на режиме истощения для оценки эффективности выбранной системы заканчивания скважин. Проводятся гидродинамические исследования скважин для уточнения фильтрационных свойств. Первые результаты эксплуатации по участку ОПР ожидаются в течение 2026 года. После оценки добычных характеристик скважин участка ОПР на естественном режиме планируется начать циклическую закачку горячей воды и термополимера.

Итоги

- Бурение первых скважин позволило снять неопределённости в отношении фильтрационно-емкостных свойств и начального насыщения пласта, режимов эксплуатации скважин, технологии бурения и выбора систем заканчивания скважин.
- Предложенные технологии по вовлечению в разработку пласта с ВВН отличаются от реализуемых на пластах-аналогах, поскольку данный пласт осложнён низкой пластовой температурой (17 °C), слабоконсолидированным коллектором и наличием контактных запасов ВВН.
- Предложенная комбинация циклического термополимерного заводнения с оснащением скважин фильтрами 200 мкм и АУКП позволяет комплексно решить

проблемы низкой подвижности нефти, выноса песка и прорывов нецелевых флюидов.

- В 2024 году в рамках опытно-промышленных работ пробурены пять скважин, проводится их освоение и запуск, после оценки добычных характеристик скважин на естественном режиме планируется начать циклическую закачку термополимера.

Выводы

Проведенное исследование предлагает план действий и необходимых исследований для вовлечения в разработку пластов с высоковязкой нефтью, в дальнейшем имеет потенциал тиражирования на другие месторождения и объекты, позволит повысить экономическую и технологическую эффективность разработки пластов с ВВН.

Литература

- Берлин А.В. Физико-химические методы повышения нефтеотдачи. Полимерное воздействие (обзор). Часть II. Изучение эффективности полимерного воздействия // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2011. № 2. С. 20–29.
- Балин В.П., Малышев И.О. К вопросу освоения сеноманских залежей высоковязкой нефти. Территория нефтегаз. 2017. № 9. С. 46–56.

3. Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. Москва, Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2011, 327 с.
4. Степанов А.В., Зубарева И.А., Волгин Е.Р. Гидродинамическое моделирование лабораторных экспериментов по вытеснению нефти термополимерным раствором. Вестник Тюменского государственного университета. 2022. Т. 8. № 2. С. 77–100.
5. Крейг Ф.Ф. Разработка нефтяных месторождений при заводнении. М.: Недра, 1974. 192 с.
6. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде. Москва; Ленинград: Гостоптехиздат, 1949. 628 с.
7. Кудинов В.И., Желтов Ю.В., Кисленко Б.Е. Увеличение нефтеотдачи пластов, содержащих нефть повышенной вязкости, путем закачки загущенной воды. // Нефтяное хозяйство. 1976. № 1. С. 3
8. Ентов В.М., Рыжик В.М., Хавкин А.Я. Расчет процесса вытеснения нефти водой с адсорбирующими добавками // Проблемы геологии нефти. Труды института ИГиРГИ. 1977. Вып. 14. С. 123–129.
9. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.

ENGLISH

Results

- Drilling of the first wells made it possible to remove uncertainties regarding filtration and reservoir properties and initial saturation of the reservoir, well operating modes, drilling technology and the choice of well completion systems.
- The proposed technologies for involving a high-pressure reservoir in the development differ from those implemented on analog reservoirs, since this reservoir is complicated by a low reservoir temperature (17 °C), a poorly consolidated reservoir and the presence of high-pressure contact reserves.
- The proposed combination of cyclic thermopolymer flooding with 200 microns and AUCP filters allows us to comprehensively solve the problems of low oil mobility, sand removal and breakthroughs

of non-target fluids.

- In 2024, five wells were drilled as part of pilot operations, their development and launch are underway, and after evaluating the production characteristics of wells in natural conditions, it is planned to begin cyclic injection of thermopolymer.

Conclusions

The conducted research suggests an action plan and the necessary research to involve in the development of reservoirs with high-viscosity oil, which in the future has the potential to be replicated to other fields and facilities, and will increase the economic and technological efficiency of the development of reservoirs with high-viscosity oil.

References

1. Berlin A.V. Physical and chemical methods of enhanced oil recovery. Polymer flooding (review). Part II. Scientific and Technical Bulletin of JSC "NK "Rosneft", 2011, issue 2, P. 20–29. (In Russ).
2. Balin V.P., Malyshev I.O. About senoman high-viscosity oil deposits developing. Oil and gas territory, 2017, issue 9, P. 46–56. (In Russ).
3. Zheltov Yu.V., Kudinov V.I., Malofeev G.E. Development of complexly constructed viscous oil deposits in carbonate reservoirs. Moscow, Izhevsk: Institute of Computer Research, SIC Regular and Chaotic Dynamics, 2011, 327 p. (In Russ).
4. Stepanov A.V., Zubareva I.A., Volgin E.R. Hydrodynamic modeling of laboratory experiments related to oil displacement with thermopolymer solution. Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, 2022, Vol. 8, issue 2, P. 77–100. (In Russ).
5. Craig F.F. The Reservoir engineering aspects of waterflooding. Moscow: Nedra, 1974, 192 p. (In Russ).
6. Masket M. The flow of homogeneous liquids in a porous medium. Moscow, Leningrad: Gostoptekhizdat, 1949, 628 p. (In Russ).
7. Kudinov V.I., Zheltov Yu.V., Kislenco B.E. Increasing oil recovery from reservoirs containing high-viscosity oil by pumping thickened water. Oil industry, 1976, issue 1, P. 3. (In Russ).
8. Entov V.M., Ryzhik V.M., Khavkin A.Ya. Calculation of the oil displacement process by water with adsorbing additives. Problems of petroleum geology. Proceedings of the IGIRGI Institute, 1977, issue 14, P. 123–129. (In Russ).
9. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. Moscow: Nedra, 1985, 308 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Молюков Роман Александрович, руководитель группы, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Molokov Roman Aleksandrovich, group leader, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ramolokov@rn-gir.rosneft.ru

Широков Андрей Сергеевич, директор по геологии и разработке крупных проектов Западно-Сибирского региона, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Shirokov Andrey Sergeevich, director of geology and development of large projects in the West Siberian region, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Пупков Николай Владимирович, начальник управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Pupkov Nikolay Vladimirovich, head of department, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Зубов Илья Николаевич, главный менеджер, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Zubov Ilya Nikolaevich, chief manager, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Титенкова Ксения Викторовна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Titenkova Kseniya Viktorovna, chief specialist, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia

Хаерзаманов Тимур Мударисович, главный геолог, ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

Khaerzamanov Timur Mudarisovich, chief geologist, "RN-Vankor" LLC, Krasnoyarsk, Russia

Кочнев Владимир Андреевич, менеджер, ООО «РН-Ванкор», Красноярск, Россия

Kochnev Vladimir Andreevich, manager, "RN-Vankor" LLC, Krasnoyarsk, Russia

Интегрированное моделирование как инструмент оценки эффективности технологических мероприятий при разработке нефтегазоконденсатного промысла

Перепелица Д.О., Конев Д.А.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

На текущий момент интегрированные модели активно используются при мониторинге разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Применение таких моделей обусловлено необходимостью учета влияния наземной инфраструктуры на динамику добычи углеводородов. Схожая проблематика отмечается и на нефтегазоконденсатных месторождениях, где работа эксплуатационных скважин осложняется высокими газовыми факторами (более 4 000 м³/т). В статье описывается опыт применения интегрированного моделирования для оценки прироста добычи нефти от технологических мероприятий по отводу газа из системы сбора промысловой продукции.

Материалы и методы

В статье описывается опыт применения интегрированного моделирования для оценки прироста добычи нефти от технологических мероприятий по отводу газа из системы сбора. Первоначально выполнено построение и настройка всех компонентов модели на фактические данные. Далее проведена ретроспективная оценка для определения прогностической

способности модели. В заключении выполнен прогнозный расчет в различных сценарных реализациях.

Ключевые слова

интегрированная модель, нефтегазоконденсатный промысел, газовый фактор, модель сети сбора, модель пласта

Для цитирования

Перепелица Д.О., Конев Д.А. Интегрированное моделирование как инструмент оценки эффективности технологических мероприятий при разработке нефтегазоконденсатного промысла // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 77–81. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-77-81

Поступила в редакцию: 26.06.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.8 | Original Paper

Integrated modeling as a tool for evaluating the effectiveness of technological measures in the design of an oil and gas condensate field

Perepelitsa D.O., Konev D.A.

"RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia
do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Currently, integrated models are actively used in monitoring the development of gas and gas condensate fields. The use of such models is conditioned by the need to take into account the influence of onshore infrastructure on the dynamics of hydrocarbon production. A similar problem is noted in oil and gas condensate fields, where the operation of production wells is complicated by high gas factors (more than 4,000 m³/t).

The article describes the experience of using integrated modeling to estimate the increase in oil production from technological measures to remove gas from the field product collection system.

Materials and methods

The article describes the experience of using integrated modeling to estimate the increase in oil production from technological measures to remove gas from the collection system. Initially, all the components of the model were built and adjusted to the actual data. Next, a retrospective assessment was carried out to determine the predictive

ability of the model. In conclusion, a predictive calculation is performed in various script implementations.

Keywords

integrated model, oil and gas condensate field, gas factor, network model, reservoir model

For citation

Perepelitsa D.O., Konev D.A. Integrated modeling as a tool for evaluating the effectiveness of technological measures in the design of an oil and gas condensate field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 77–81. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-77-81

Received: 26.06.2026

Введение

Интегрированная модель (ИМ) — это единая физико-математическая модель, описывающая процессы фильтрации, течения, многофазной смеси, как в продуктивных пластах, так и в скважинах, системах сбора/закачки и в комплексе подготовки, то есть это модель, позволяющая учитывать взаимовлияние между различными элементами общей системы и находить единое комплексное решение [1].

ИМ в практическом плане призвана решать следующие задачи:

- мониторинг эффективности работы скважин, трубопроводов, технологического оборудования;
- расчет вариантов реконструкции инфраструктуры;
- прогнозирование осложнений в скважинах и элементах системы сбора промысловой продукции (гидраты, АСПО и т.п.);
- поиск и устранение «узких мест» в системе;
- оценка последствий мероприятий, оценка рисков технико-технологических осложнений.

Интегрированные модели применяются как инструмент мониторинга разработки месторождений углеводородов. Пропускная способность наземной инфраструктуры промысла ограничена типоразмерами трубопроводов и режимами их работы, что может оказать негативное влияние на достижение целевых технико-экономических показателей разработки месторождений.

В настоящее время ИМ получили широкое применение в задачах мониторинга разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Оперативный контроль уровней добычи, оценка достаточности потенциала системы сбора и анализ эффективности ГТМ являются основными проблемными вопросами, которые решаются с помощью ИМ.

Вместе с тем ИМ активно внедряют как инструмент комплексной оценки системы «пласт-скважина-сеть сбора» при разработке нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. На шельфовых месторождениях на основе ИМ выполняют подбор типоразмера устьевых штуцеров для оптимизации технологического режима работы скважин

с соблюдением ограничений по пласту и наземной инфраструктуре [2].

Для месторождений с высокой обводненностью скважинной продукции ИМ применяется как инструмент обоснования управленческих и проектных решений в части реконструкции наземной инфраструктуры с учетом строительства установок предварительного сброса воды [3].

Также актуально применение ИМ для нефтегазоконденсатных месторождений с высоким объемом добычи попутного газа. В условиях ограничения системы подготовки (в части максимальной производительности газосепараторов) с помощью ИМ успешно решается задача максимизации потенциала актива по нефти без превышения пороговых значений по объемам добычи попутного нефтяного газа [4].

В значительно меньшей степени освещен вопрос применения ИМ для нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений с экстремально высокими значениями ГФ (более 4 000 м³/т) вследствие значительной доли прорывного газа в скважинной продукции. Увеличение доли газа в объеме смеси приводит к росту линейного давления в системе сбора промысловой продукции, что влечет за собой снижение добычи нефти.

В этом случае наиболее эффективным мероприятием является отвод газа из системы сбора. Применение ИМ для оценки сроков и эффективности мероприятий по отводу газа позволит снизить риск недостижения целевых показателей по добыче и в комплексе оценить работу системы «пласт-скважина-сеть сбора».

Статья посвящена опыту применения интегрированной модели как инструмента оценки эффективности технологических мероприятий на нефтегазоконденсатном промысле в условиях высокой доли прорывного газа в объеме добываемой продукции.

Постановка задачи

Рассмотрим нефтегазоконденсатное месторождение с нефтяной оторочкой и массивной газовой шапкой (ГШ). Процесс эксплуатации осложнен прорывом значительного объема газа из ГШ к добывающим скважинам. Добыча нефти осуществляется

механизированным фондом скважин, компоновка которых включает ЭЦН с газосепараторами. Средняя величина газового фактора (ГФ) по скважинам превышает значение 4 000 м³/т.

На промысле не предусмотрено разделение веток трубопроводов на высоконапорные и низконапорные. Вся скважинная продукция транспортируется единым потоком до центрального пункта сбора.

Вместе с тем система поддержания пластового давления (ППД) как наиболее эффективное технологическое мероприятие для борьбы с прорывным газом на проблемных кустовых площадках (КП) месторождения не сформирована. В качестве временного решения (до ввода системы ППД) на КП с высоким ГФ для поддержания плановых уровней добычи нефти установлены мобильные горизонтальные факельные установки (МГФУ) [5]. Требуется оценить ожидаемый эффект от применения МГФУ с учетом фактических данных эксплуатации промысла.

Рост объема газа в скважинной продукции оказывает негативное влияние как на работу системы сбора (происходит повышение линейного давления), так и на работу глубоко-насосного оборудования (ГНО), снижая его эффективность [6]. В качестве инструмента для анализа системы «пласт-скважина-сеть сбора» предлагается использовать интегрированную модель.

Описание инструмента

Интегрированная модель базируется на полномасштабной гидродинамической модели продуктивного пласта, включает в себя модели скважинного оборудования (ЭЦН), а также модель сети сбора промысловой продукции. Схема архитектуры ИМ представлена на рисунке 1.

Модели скважин созданы в ПО PROSPER — в их основу легли фактические промысловые данные, а итоговые модели используются в ИМ в формате VLP-таблиц. Адаптация проведена с учетом текущих технологических режимов работы скважин. На рисунках 2–3 представлены примеры настройки моделей скважин на фактический технологический режим работы ЭЦН.

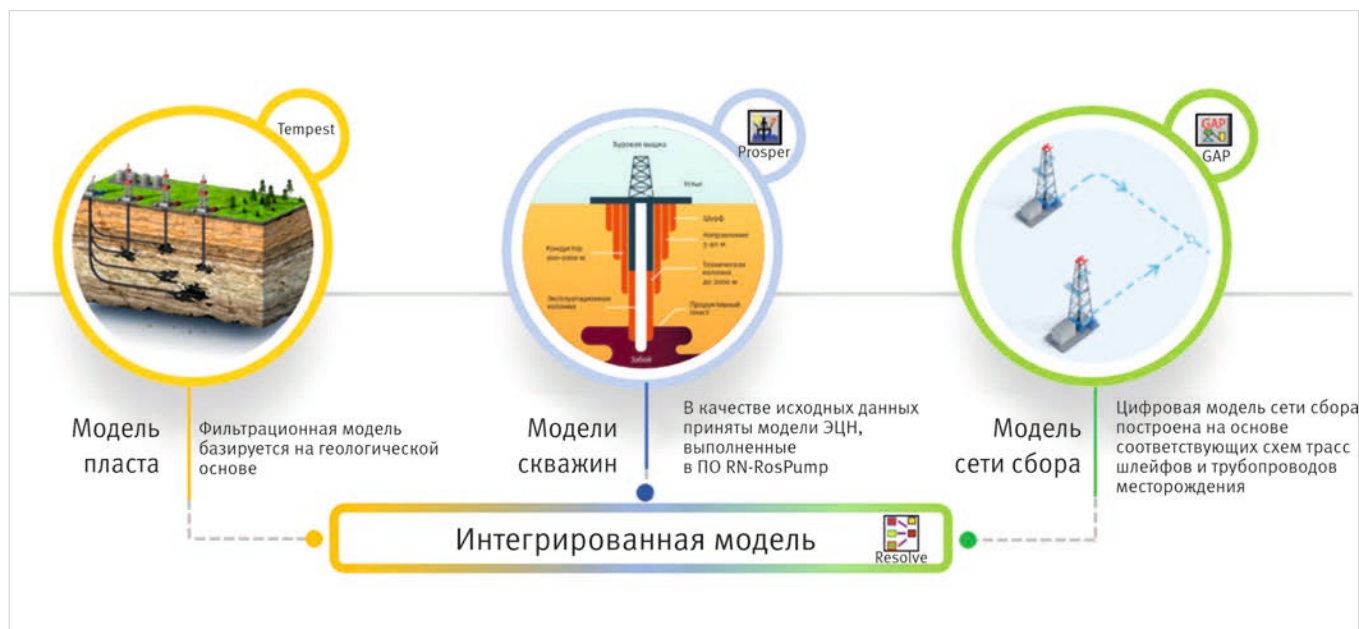


Рис. 1. Архитектура интегрированной модели
Fig. 1. Architecture of the integrated model

Гидравлическая модель сети сбора промышленной продукции сформирована в ПО GAP. На рисунке 4 представлена принципиальная схема кустовой площадки, которая включает:

- участок от устья до входа в ЭЦН;
- газосепаратор на входе в насос;
- участок от сепаратора до ВДП.

В качестве управляющих параметров задано давление на ЦПС и фактические частоты ЭЦН. Контроль адаптации осуществляется по $P_{уст}$, $P_{лин}$, $P_{узд}$, а также по расходу нефти, воды и газа на скважинах. Результаты адаптации представлены на рисунке 5. Расхождения по $P_{лин}$ и $P_{узд}$ между расчетными и фактическими данными не превышают 3 %.

Расчитанные на ИМ профили добычи жидкости, нефти и газа характеризуются достаточной степенью сходимости с фактическими данными (рис. 6–9).

Ретроспективный анализ

Для оценки фактического эффекта от снижения объема газа в системе сбора за счет применения МГФУ выполнена серия расчетов на интегрированной модели:

- расчет, учитывающий фактический объем отведенного газа на МГФУ (коэффициент сепарации газа по каждой скважине

определяется согласно промысловым данным).

- расчет, предполагающий поступление всего объема добываемого газа в ЭЦН и далее в систему сбора промышленной продукции (коэффициент сепарации задается равным 0).

Доля сепарации газа по каждой скважине определяется в модели сети сбора, элементом — «сепаратор».

На рисунке 10 представлены расчетные профили добычи нефти.

По результатам расчета на ИМ отмечается высокая степень сходимости фактических и расчетных значений. Расчеты показывают эффективность реализации технологического мероприятия по отводу газа из системы сбора (табл. 1). Прирост добычи нефти за период 04.2024–08.2025 составил 25,4 у.е. (+10 %).

Оценка ожидаемого эффекта

Оценка эффекта проводилась за период 12 месяцев (08.2025–07.2026). Расчеты на интегрированной модели выполнены для 4 сценариев:

- вариант 1 предполагает отвод газа с фактического фонда скважин (14 ед.);
- вариант 2 предполагает отказ от отвода газа;

- вариант 3 предполагает отвод газа из всех эксплуатационных скважин промысла (33 ед.);
- вариант 4 наследует решения варианта 3 и предполагает оптимизацию ГНО.

На рисунке 11 представлены результаты прогнозной оценки эффективности отвода газа из системы сбора.

По результатам расчета на ИМ наибольший эффект наблюдается при увеличении фонда на МГФУ в комплексе с оптимизацией режима работы ГНО (табл. 2). Данный вариант позволит обеспечить прирост добычи нефти до 17 %.

Стоит отметить, что объем газа отведенного из системы сбора и направленного на ГФУ соответствуют действующим нормативам утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) и не превышают 5 % от общего объема добычи ПНГ.

Итоги

По результатам работы отмечается положительный опыт применения ИМ для оценки количественного эффекта от технологических мероприятий в системе сбора промышленной продукции нефтегазоконденсатного месторождения.

Использование интегрированной модели позволит достичь полной согласованности

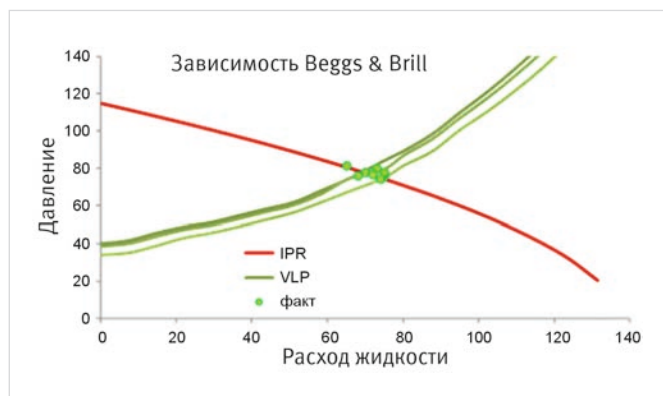


Рис. 2. Результаты адаптации модели скважины № 4
Fig. 2. Results of adaptation of the well model № 4

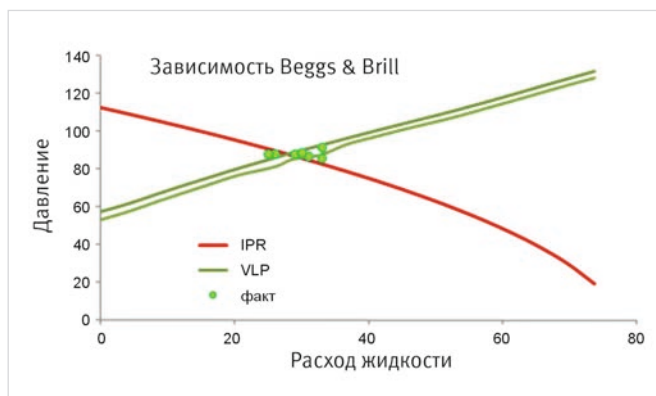


Рис. 3. Результаты адаптации модели скважины № 7
Fig. 3. Results of adaptation of the well model № 7

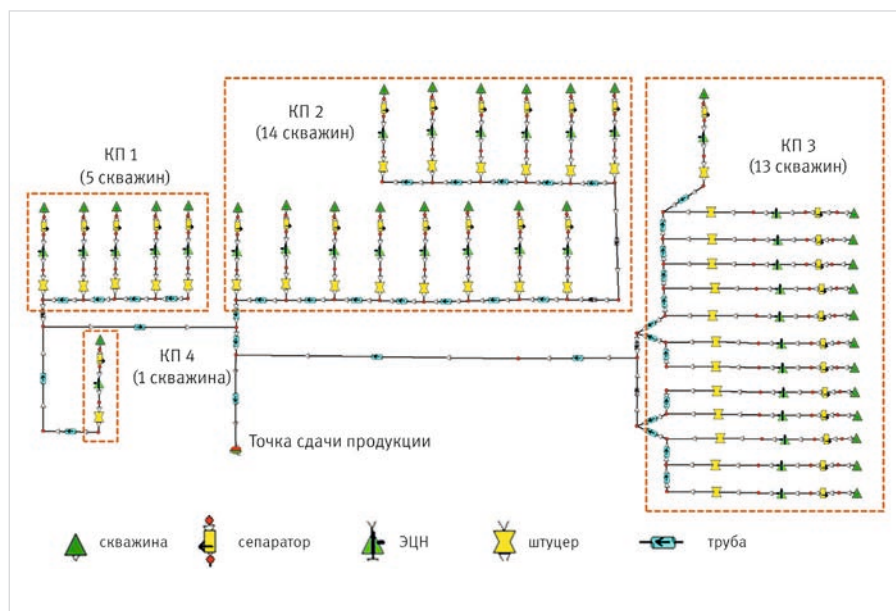


Рис. 4. Модель нефтесборной сети
Fig. 4. Oil collection network model

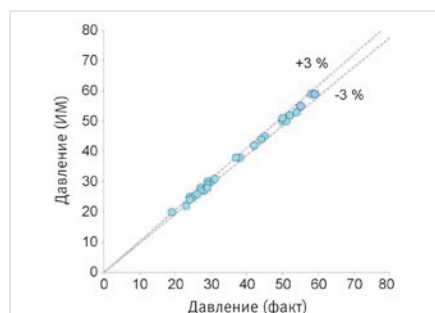


Рис. 5. Кросс-плот линейных давлений
Fig. 5. Linear pressure cross-plot

Табл. 1. Результаты ретроспективного анализа
Tab. 1. The results of the retrospective analysis

Сценарий	Накопленная добыча нефти, у.е.
Отвод газа (факт)	273,3 (+10 %)
Без отвода газа (ИМ)	247,9

Табл. 2. Результаты прогнозной оценки
Tab. 2. The results of the forecast assessment

Сценарий	Накопленная добыча нефти, у.е.	NPV, у.е.
1	84,2	2,6
2	78,6 (-7 %)	2,7
3	92,4 (+10 %)	3,4
4	98,5 (+17 %)	3,6

расчетных параметров (давление, температура и др.) в общих точках различных элементов системы добычи и подготовки УВ. ПАО «НК «Роснефть» ведет активную разработку собственной линейки ПО в области интегрированного моделирования. Описание пластовой части ИМ осуществляется в РН-КИМ. Для моделирования технологических процессов в области транспортировки и подготовки скважинной продукции разрабатывается программный комплекс РН-СИМТЕП.

Выводы

- На интегрированной модели успешно выполнена оценка эффективности технологических мероприятий по отводу газа из системы сбора на примере нефтегазоконденсатного месторождения с экстремально высоким значением ГФ (более 4 000 м³/т).
- Применение ИМ при мониторинге разработки аналогичных месторождений позволит снизить риск недостижения целевых показателей по добыче и в комплексе оценить работу системы «пласт-скважина-сеть сбора».

Литература

1. Падин Е.А., Мубаракшин Л.Н., Орехов Е.Н. и др. Практическое руководство по интегрированному моделированию газовых и газоконденсатных месторождений. Тюмень: Экспресс, 2023. 174 с.
2. Скобеев А.В., Крюков М.А., Лесной А.Н. и др. Опыт создания интегрированной модели на примере морских месторождений Среднего Каспия. Нефтепромысловое дело. 2017. № 7. С. 13–20.
3. Бортников А.Е., Кордик К.Е., Елизаров А.В. и др. Результаты опытно-промышленной эксплуатации интегрированной модели пилотного участка Южно-Ягунского месторождения ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». Нефтепромысловое дело. 2019. № 9. С. 63–68.
4. Кордик К.Е., Забродин О.Ю., Абдулин Т.К. и др. О верификации значения газового фактора нефти по фонду скважин Пяяхинского месторождения с применением интегрированной модели. Нефтепромысловое дело. 2020. № 7. С. 11–17.
5. Иванов А.В., Есипов П.К., Бураншин А.Р. и др. Анализ рисков эксплуатации горизонтальных факельных установок в условиях нестационарных режимов работы оборудования. Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 2. С. 81–94.
6. Карташов М.А., Тетерин И.А., Гузий Н.Е., Романов Г.Р. Повышение эффективности работы УЭЦН на скважинах с высоким газовым фактором // Геология, поиски и разведка полезных ископаемых и методы геологических исследований. Иркутск: ИРНТУ, 2023. Вып. 23. С. 66–69.

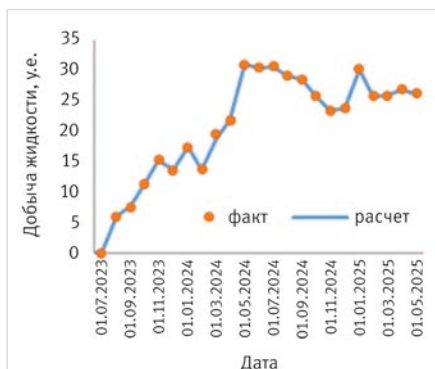


Рис. 6. Динамика добычи жидкости
Fig. 6. Dynamics of liquid extraction

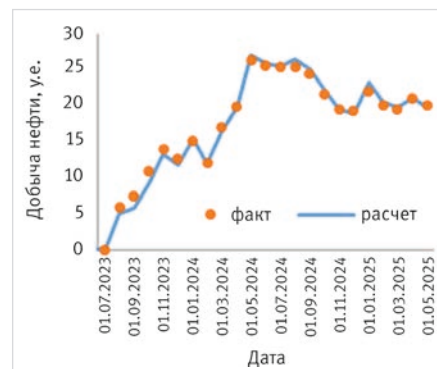


Рис. 7. Динамика добычи нефти
Fig. 7. Dynamics of oil production

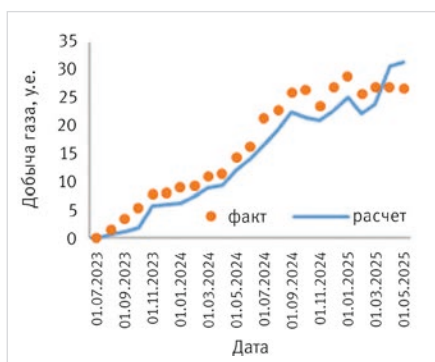


Рис. 8. Динамика добычи газа
Fig. 8. Dynamics of gas production

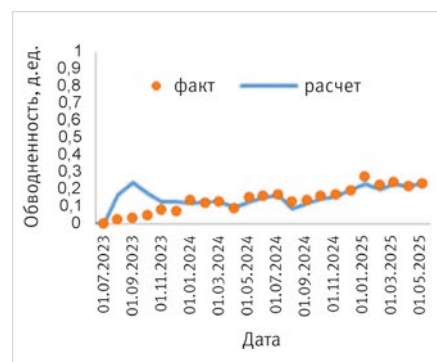


Рис. 9. Динамика обводненности
Fig. 9. Dynamics watercut

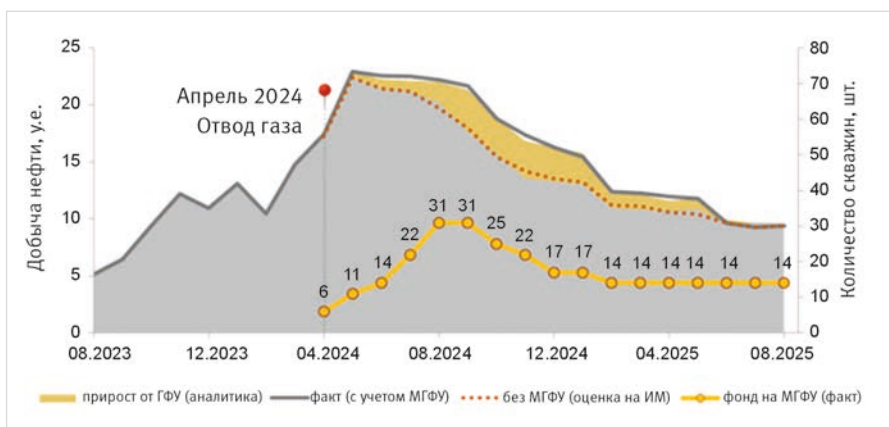


Рис. 10. Ретроспективная оценка
Fig. 10. A retrospective assessment

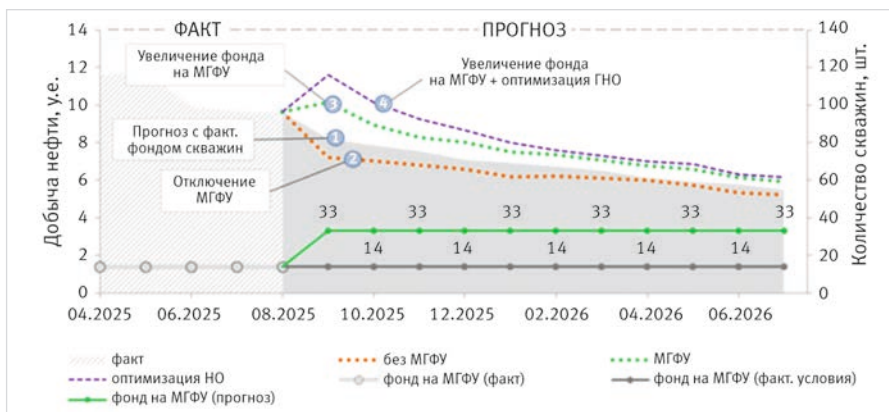


Рис. 11. Прогнозирование вариантов разработки
Fig. 11. Forecasting development options

Results

According to the results of the work, there is a positive experience of using IM to assess the quantitative effect of technological measures in the system of collecting commercial products of an oil and gas condensate field.

The use of the integrated model will make it possible to achieve complete consistency of the calculated parameters (pressure, temperature, etc.) at common points of various elements of the hydrocarbon extraction and treatment system.

Rosneft is actively developing its own software line in the field of integrated modeling. The description of the reservoir part is carried out in the RN-KIM. The RN-SIMTEP software package is being developed

to simulate technological processes in the field of transportation and preparation of downhole products.

Conclusions

- The integrated model has successfully evaluated the effectiveness of technological measures for removing gas from the collection system using the example of an oil and gas condensate field with an extremely high GF value (more than 4,000 m³/t).
- Its use in monitoring the development of similar fields will reduce the risk of non-achievement of production targets and comprehensively evaluate the operation of the reservoir-well-collection network system.

References

1. Padin E.A., Mubarakshin L.N., Orekhov E.N. et al. A practical guide to integrated modeling of gas and gas condensate fields. Tyumen: Express, 2023, 174 p. (In Russ).
2. Skobeev A.V., Kryukov M.A., Lesnoy A.N. et al. Experience of an integrated model development on the example of offshore deposits of the middle Caspian Sea. Oilfield engineering, 2017, issue 7, P. 13–20. (In Russ).
3. Bortnikov A.E., Kordik K.E., Elizarov A.V. et al. Results of the experimental-industrial

- application of the integrated model in the pilot section of the Yuzhno-Jagunsky field of the “Kogalymneftegaz” territorial-production department of LLC “LUKOIL-Western Siberia”. Oilfield engineering, 2019, issue 9, P. 63–68. (In Russ).
4. Kordik K.E., Zabrodin O.Yu., Abdulin T.K. et al. On verification of the value of oil gas factor by the fund of the Pyakyakhinsky deposit wells using an integrated model. Oilfield engineering, 2020, issue 7, P. 11–17. (In Russ).
5. Ivanov A.V., Esipov P.K., Buranshin A.R.

- et al. Analysis of the operating risks of horizontal flare units under unsteady equipment regime conditions. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2023, issue 2, P. 81–94. (In Russ).
6. Kartashov M.A., Teterin I.A. Guziy N.E., Romanov G.R. Improving the efficiency of ESP operations at wells with a high gas factor. Irkutsk: Geology, prospecting and exploration of minerals and methods of geological research, INRTU, 2023, Vol. 23, P. 66–69. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Перепелица Дмитрий Олегович, специалист,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Конев Дмитрий Алексеевич, руководитель группы,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Perepelitsa Dmitry Olegovich, specialist,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: do_perepelitsa4@rn-gir.rosneft.ru

Konev Dmitry Alekseevich, head of the group,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia



При поддержке
АССОЦИАЦИИ
НЕФТЕГАЗОСЕРВИСНЫХ
КОМПАНИЙ



КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ 2026

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ КОНФЕРЕНЦИИ

26-30 ОКТЯБРЯ 2026,

**Адлер,
Сочи Парк Отель**

Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли

**ACADEMY.
INTECHNOL.
COM**



t.me/GNVP_STOP



Сайт



Канал MAX



625000, Россия, г. Тюмень,
ул. Республики д. 62 офис 345

8 (3452) 520-958; 8 800 222 99 89
8 982 928 58 63

academy@intechinol.com
academy.intechinol.com

Прогнозирование продуктивности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в условиях аномально низких фильтрационно-емкостных свойств пласта

Бетехтин С.С.¹, Валеев Р.Р.^{2,3}, Ахмадишин А.Т.², Зырянов Н.М.², Пуляевский М.С.^{2,3}

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²АО «Верхнечонскнефтегаз», Иркутск, Россия;

³Институт земной коры СО РАН, Иркутск, Россия

ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье приведены способы построения практической зависимости между запускной продуктивностью и объемом трещин, создаваемых многостадийным гидравлическим разрывом пласта, а также практическое применение зависимости для прогнозирования продуктивности скважин, пробуренных в условиях низкопроницаемого карбонатного коллектора.

Материалы и методы

Для уточнения эффективности различных способов заканчивания скважин и интенсификации притока проведен анализ работы действующего фонда, определен наиболее эффективный подход к разработке низкопроницаемого карбонатного коллектора. С использованием статического подхода определена зависимость для определения продуктивности скважин.

Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы нефти (ТРИЗ), карбонатный природный резервуар, заканчивание скважин, геолого-технологические мероприятия, продуктивность скважин

Авторы выражают благодарность коллективу АО «Верхнечонскнефтегаз» за предоставленные материалы и разрешение на публикацию данной работы, а также Михаилу Ивановичу Самойлову, старшему эксперту ООО «РН-ГИР», за предложенные идеи и корректировку текста статьи.

Для цитирования

Бетехтин С.С., Валеев Р.Р., Ахмадишин А.Т., Зырянов Н.М., Пуляевский М.С. Прогнозирование продуктивности горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта в условиях аномально низких фильтрационно-емкостных свойств пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 82–87. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-82-87

Поступила в редакцию: 21.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Forecasting the productivity of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing under conditions of abnormally low reservoir filtration and capacity properties

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;

³Institute of the earth's crust SB RAS, Irkutsk, Russia

ss_betekhtin@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article presents methods for constructing a practical relationship between start-up productivity and the volume of fractures created by multi-stage hydraulic fracturing, as well as the practical application of the relationship for predicting the productivity of wells drilled in low-permeability carbonate reservoir conditions.

Materials and methods

To clarify the effectiveness of various well completion and stimulation methods, an analysis of the existing well stock was conducted, and the most effective approach for developing a low-permeability carbonate reservoir was determined. Using a static approach, a relationship was established for determining well productivity.

Keywords

hard-to-recover oil reserves, carbonate natural reservoir, well completion, geological and technological measures, well productivity

For citation

Betekhtin S.S., Valeev R.R., Akhmadishin A.T., Zyryanov N.M., Pulyaevsky M.S. Forecasting the productivity of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing under conditions of abnormally low reservoir filtration and capacity properties. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 82–87. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-82-87

Received: 21.07.2026

Введение

В последние годы крупные нефтегазовые компании все больше обращают свое внимание на разработку низкопроницаемых карбонатных коллекторов, поскольку именно в них скрывается значительная часть потенциальных запасов углеводородов. Для Восточной Сибири этот вопрос особенно актуальный: более 90 % продуктивных пластов в регионе относятся к категории низкопроницаемых карбонатных объектов, но их фактическая выработка составляет менее 3 %. Причина этого в том, что большинство этих объектов относится к категории трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) с проницаемостью ниже 1–2 мД, что существенно ограничивает естественный приток флюида в скважину. Появление новых технологий многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), интенсификации притока и применения различных жидкостей разрыва стало решающим фактором, позволяющим работать с подобными объектами, разработка которых раньше считалась бесперспективной и нерентабельной.

Эффективность применения МГРП в условиях низкопроницаемых карбонатных коллекторов является основным драйвером для достижения целевой продуктивности новых скважин. Однако применение данной технологии существенно затрудняет определение продуктивности новых скважин, поскольку приток флюида к скважине зависит от множества технологических и геологических параметров. Дополнительным фактором является высокая однородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта, за счет чего геологические параметры оказывают вторичное влияние на запускные показатели по сравнению с технологическими. При этом необходимо иметь точную и отработанную методику прогнозирования продуктивности горизонтальных скважин (ГС) с МГРП в условиях аномально низких ФЕС пласта для определения производительности спускаемого глубинно-насосного оборудования (ГНО) и выбора оптимального технологического подхода к разработке, направленного на эффективное освоение месторождения. В статье особое внимание уделяется наиболее результативным методикам. Рассматриваются ключевые проблемы, возникающие при разработке, наилучшие технологические решения и используемый подход к прогнозированию продуктивности скважин.

Строение Верхнечонского месторождения

Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (ВЧНГКМ) сформировано следующими продуктивными горизонтами: верхнечонский (В10–13) непской свиты, представленный терригенным коллектором с высокой проницаемостью и вышележащие карбонатные объекты с низкими ФЕС: преображенский (Б12) катангской свиты, усть-кутский (Б3–4) тэтэрской свиты и осинский (Б1) усольской свиты (рис. 1) [1].

На терригенный объект приходится 55 % от начальных геологических запасов нефти (НГЗ), в то время как на вышележащие карбонатные объекты приходится 45 % НГЗ нефти месторождения ВЧНГКМ (рис. 2).

Главный актив месторождения — пласт В10–13. На сегодняшний день верхнечонский горизонт находится на третьей стадии разработки. Эксплуатационный фонд включает более 1 000 скважин. Бурение активно продолжается, однако ввиду высокой выработки перспективных районов бурения, становится все меньше, а краевое бурение

осложнено зонами с низкими ФЕС, выступами фундамента и частичным, а иногда полным засолением коллектора. Снижение текущих извлекаемых запасов в традиционных коллекторах терригенного типа вследствие их выработки диктует необходимость перехода к добыче ТРИЗ карбонатных объектов, имеющих низкую проницаемость. Основной из них — преображенский горизонт.

Преображенский горизонт представлен карбонатными породами, преимущественно водорослевыми доломитами. Формирование отложений пласта Б12 происходило в обстановках мелководного шельфа и приливо-отливной равнины в условиях эпикратонной карбонатной платформы, для которой характерны большая протяженность, выровненный рельеф и большая роль приливо-отливных процессов [2]. В целом, территория испытывала трансгрессию, отмечается унаследованность в изменении фаций вверх по разрезу. В связи с формированием пласта в условиях эпикратонной карбонатной платформы по всей площади месторождения отмечаются схожие условия осадконакопления и латеральная выдержанность пласта без резких фациальных изменений по площади.

Пласт Б12 характеризуется выдержанной общей толщиной, которая в среднем составляет 21 м. Эффективные толщины изменяются от 0,3 до 19,6 м, в среднем составляя 10 м. Эффективные нефтенасыщенные толщины по пласту изменяются в диапазоне 8,1–11,8 м, в среднем составляя 8,9 м. Газонасыщенная толщина варьируется в интервале 0,9–14,9 м. Среднее значение водонасыщенной толщины составляет 8,6 м. Отмечается значительное ухудшение свойств пласта к северо-восточной и восточной частям месторождения. Пластовая температура — 10–12 °С. Средняя пористость пласта составляет 11 % при средней проницаемости 1,3 мД, что позволило отнести запасы нефти пласта Б12 к категории ТРИЗ [2].

В связи со сложной тектоникой в пределах пласта выделяются 2 залежи чисто нефтяной зоны (ЧНЗ) и 3 залежи газонефтяной зоны (ГНЗ) с газовой шапкой; на севере месторождения расположена 1 залежь свободного газа с краевой водой (ЧГЗ, ГВЗ). Среди продуктивных горизонтов Б12 занимает второе место по величине начальных геологических запасов и содержит более 37 % запасов всего месторождения.

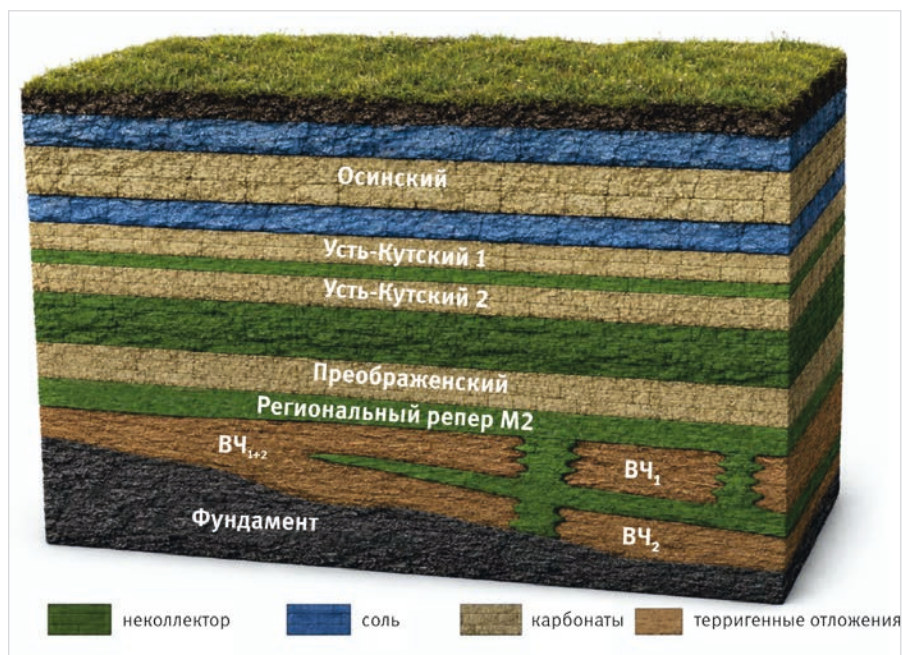


Рис. 1. Схема залегания пластов на ВЧНГКМ

Fig. 1. The bedding pattern of the layers at the VCNG field

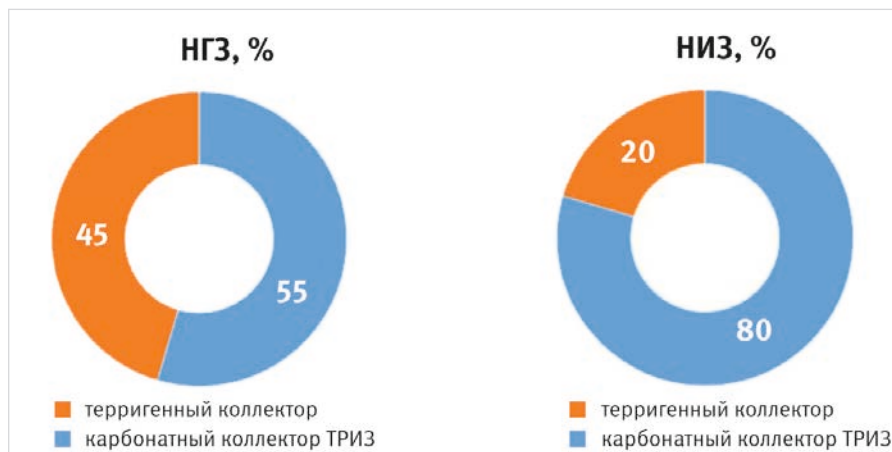


Рис. 2. Соотношение трудноизвлекаемых и традиционных запасов на ВЧНГКМ

Fig. 2. Ratio of hard-to-recover and conventional reserves at the VCNG field

В настоящее время продолжают доизучение и испытание карбонатных объектов Б1, Б3-4, тогда как продуктивный горизонт Б12 находится начальной стадии разработки.

Технологии разработки Преображенского горизонта (Б12)

На сегодняшний день общий фонд добывающих скважин на объекте Б12 — более 55 штук, из которых 41 скважина ГС с МГРП (от 5-ти до 14-ти стадий). Начиная с 2009 г. на объекте опробованы различные технологии и способы заканчивания наклонно-направленных и горизонтальных скважин и технологии проведения ГТМ (рис. 3):

- наклонно-направленные и горизонтальные (длиной 200м) скважины с соляно-кислотной и большеобъемной соляно-кислотной обработками (СКО и БСКО);
- наклонно-направленные и горизонтальные скважины с одностадийным гидравлическим разрывом пласта (ГРП) и/или кислотным ГРП;
- горизонтальные скважины с пропантным МГРП с поперечными и продольными трещинами;

- многозабойные скважины с суммарной проходкой до 4 000 м.

Объект находится в стадии активного бурения, запланированы участки пилотных работ для подтверждения эффективности скважин поддержания пластового давления. При разработке пласта Б12 решаются такие задачи как подбор эффективного типа заканчивания скважин и воздействия на пласт, выбор первоочередных участков для бурения, предпринимаются попытки управления геологическими рисками для повышения эффективности ГТМ и, в целом, оптимизации разработки объекта.

В 2024 г. впервые реализовано бурение ГС с МГРП с продольными трещинами (4 ЗБС и 1 ГС). При сопоставлении дебитов нефти (рис. 4) видно, что максимальный дебиты были получены в ГС с пропантным МГРП с поперечными трещинами [4]. При применении данной технологии получены наименьшие темпы падения (35 % за год), что указывает на эффективность примененных решений. По итогам опробования различных технологий закачивания и интенсификации притока для условий низкопроницаемого

карбонатного коллектора, наиболее эффективными с точки зрения продуктивности и удельной накопленной добычи нефти оказались ГС с пропантным МГРП с поперечными трещинами: коэффициент продуктивности (Кпрод) — $1,14 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$, текущая удельная добыча нефти — 34 тыс. т/скв.

Эволюция технологий ГРП для рассматриваемого объекта происходит от простого к сложному с учетом геологических особенностей региона — до 2020 г. были опробованы различные виды заканчивания и методы интенсификации притока. С 2015 г. в связи с выносом пропанта после проведения ГРП, было внедрено использование RCP-пропанта. Пропант RCP используется для закрепления трещин, создаваемых при ГРП, и обладает способностью консолидироваться (слипаться) в пластовых условиях, что препятствует выносу пропанта продуктами добычи и обеспечивает стабильность трещин в процессе эксплуатации скважины. С 2020 г. в активную фазу перешло бурение ГС длиной 1 000 м с 9 стадиями ГРП. За период 2020–2021 гг. проведено более 50 операций ГРП, на которых было получено 12 осложнений в виде «СТОПов». В период с 2021 по 2023 год используется формула для расчета трений в интервале перфорации/призабойной зоны пласта (ПЗП) на основе устьевых давлений, что позволило снизить количество осложнений вдвое при схожем количестве операций. Широко применяется геомеханическое моделирование для планирования ГРП [5].

В 2025 г. началось полномасштабное бурение на преображенском горизонте, а также опробование различных типов жидкостей разрыва, таких как сшитый гель, гель с поверхностно-активными веществами (ПАВ), линейный гель, гель с полиакриламидом — для скважин с поперечными трещинами МГРП и сшитый гель, ПАВ — для скважин с продольными трещинами МГРП. На текущий момент продолжается опробование различных жидкостей ГРП для поиска оптимальных технологий, поскольку по ряду жидкостей разрыва отсутствует достаточный набор данных для принятия окончательного решения.

Определение продуктивности ГС с МГРП на Б12

Одним из основных вопросов при разработке преображенского горизонта остается прогнозирование продуктивности скважин и выделение перспективных зон для формирования системы разработки. Был проведен анализ влияния различных параметров, как геологических, так и технологических на продуктивность ГС с МГРП. Было выявлено, что в условиях низкой изменчивости геологических параметров пласта Б12, технологические факторы (технология проведения ГРП, геометрия трещин, масса пропанта, длина ГС) демонстрируют наибольший вклад в продуктивность скважины по сравнению с геологическими характеристиками пласта. [6, 7]. На тепловой карте Пирсона представлены коэффициенты корреляции по всем признакам, наиболее сильные из них выделены цветом (рис. 5).

Поиск зависимости запускной продуктивности включал в себя рассмотрение геологических свойств пласта и технологических параметров самой скважины, а также группировку входных параметров по определенным критериям. На объекте Б12 был применен принцип разделения скважин по ориентации трещин ГРП: вдоль ствола

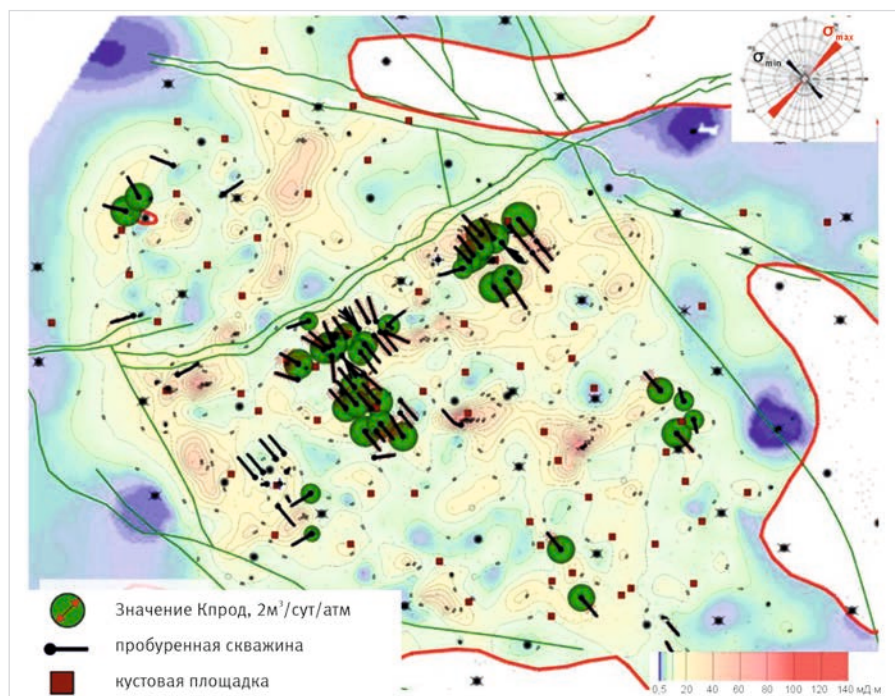


Рис. 3. Карта КН с действующим фондом на Б12

Fig. 3. KN map with the current fund on B12

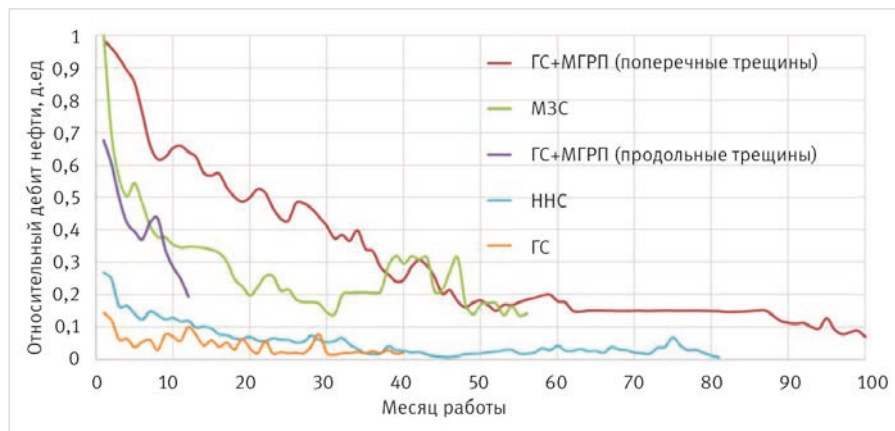


Рис. 4. Динамика работы скважин пласта Б12

Fig. 4. Dynamics of well operation in formation B12

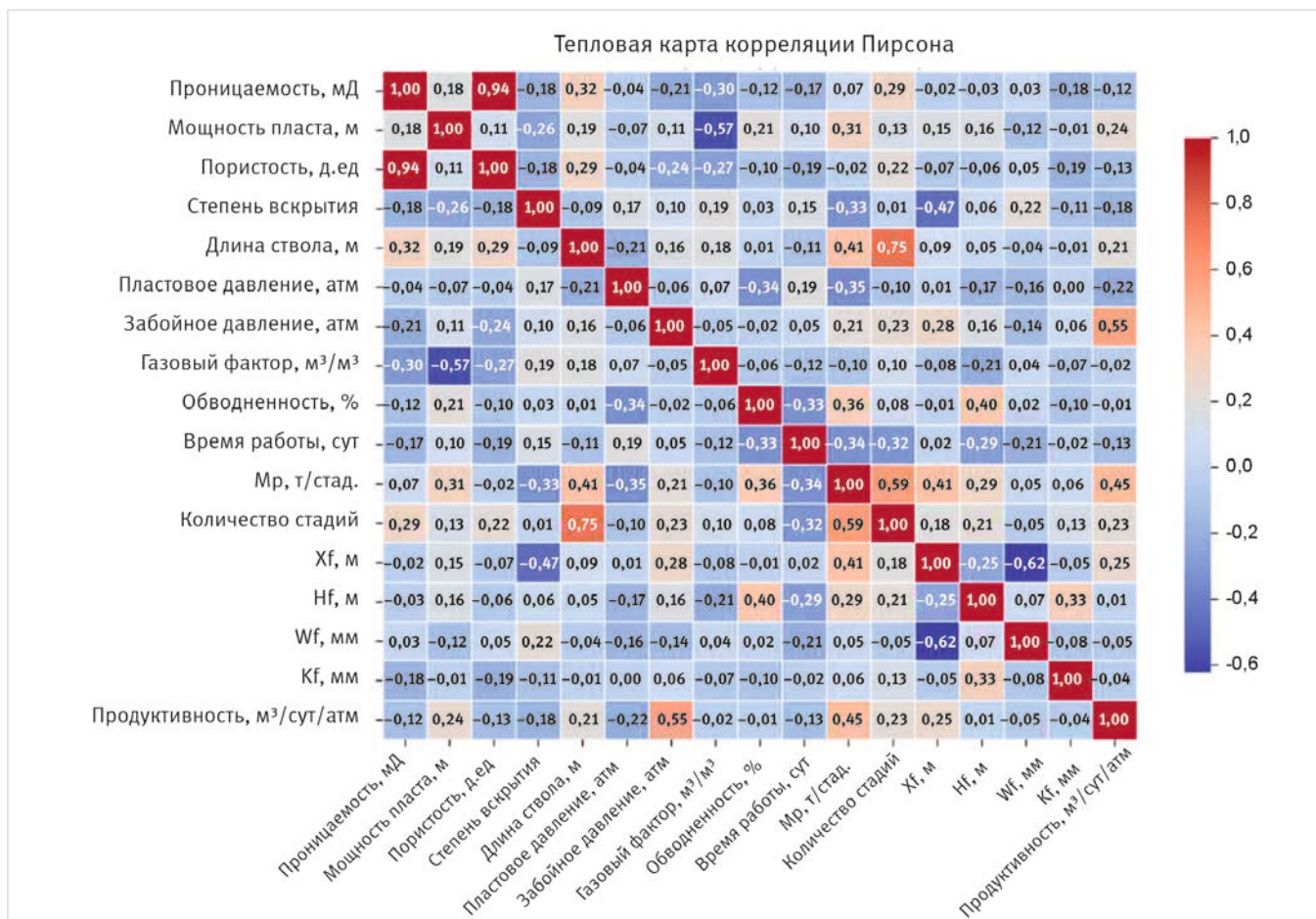


Рис. 5. Тепловая карта корреляции Пирсона
Fig. 5. Pearson correlation heat map

скважины и поперёк ствола скважины. Часть точек исключена из зависимостей, по причине роста газового фактора на запуске (некорректное определения Кпрод), по причине малого периода отработки (менее двух месяцев), а также по причине отличного от других скважин типа эксплуатационной колонны. В качестве исходных данных использовались более 30 геологических и технологических параметров, рассматривалось их взаимовлияние и влияние на продуктивность скважины. В процессе поиска оптимальной зависимости для определения продуктивности скважины, построены связи с более чем 20 параметрами (в том числе параметры трещин ГРП, время закрытия трещины, конструкция ГС, проводка, наличие ГНТ в нижележащем терригенном объекте, геология, технология, типы жидкости ГРП). Если сравнивать взаимосвязь продуктивности скважин с ФЕС пласта и объемом трещин ГРП в пласте, можно заметить отличную корреляцию продуктивности от технологических параметров и умеренную связь с параметром проницаемости, умноженной на мощность пласта (КН) (рис. 6). Несмотря то, что больший вклад в запускную продуктивность вносят технологические параметры, пренебрегать геологическими характеристиками пласта будет некорректно, поскольку геологические свойства напрямую влияют на геометрию развития трещин, от них зависит на сколько трещина будет развиваться в длину, высоту и ширину, какая будет скорость закачки и технология проведения ГРП.

При проведении многостадийного ГРП в пласте образуются магистральные трещины, по которым происходит приток флюида в ствол скважины. Область дренирования

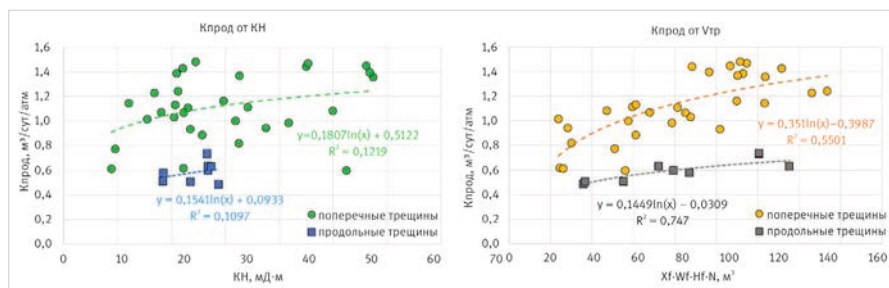


Рис. 5. Тепловая карта корреляции Пирсона
Fig. 5. Pearson correlation heat map

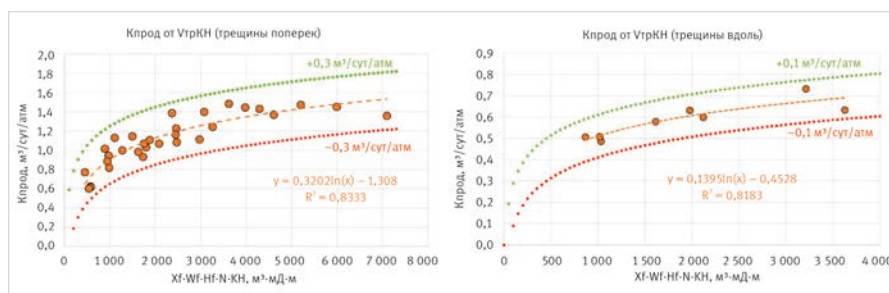


Рис. 7. Зависимость продуктивности от объема трещины и КН
Fig. 7. Dependence of productivity on fracture volume and КН

скважины существенно возрастает и зависит от полудлины и ширины трещин, а продуктивность таких скважин зависит от безразмерной проводимости трещины [3]. На практике, на запускную продуктивность скважин с МГРП на Б12 большим образом влияют такие

параметры как полудлина, ширина, высота, формирующие величину объема трещин в пласте, который можно рассчитать, перемножив геометрические показатели трещин на их количество. В конечном итоге была найдена оптимальная зависимость (с наиболее

высоким коэффициентом корреляции) продуктивности скважин на Б12 от общего объема трещин, умноженного на проницаемость и мощность эффективных нефтенасыщенных толщин, показывающая коэффициент детерминации $R^2 = 0,83$ для скважин с поперечными трещинами и $0,82$ для скважин с продольными трещинами (рис. 7). Данная зависимость применима для всех ГС с МГРП на текущем объекте и активно используется для расчета запусковых показателей и выбора типоразмера ГНО. При появлении новых данных зависимость обновляется, существенных отклонений от общего тренда не выявлено. В пределах отклонения продуктивности $0,3 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ для поперечных трещин и $0,1 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ для продольных трещин попадают все точки фактических скважин. Результат свидетельствует о хорошей прогнозной способности предложенной зависимости, которая в настоящий момент применяется при планировании бурения и проведения МГРП на объекте Б12.

В качестве примера использования данной зависимости при прогнозировании продуктивности используется скважина 1.

Для определения параметров трещин ГРП проведено геомеханическое моделирование по скважине 1, которое показало, что с учетом всех данных, осредненная высота трещин составила 38 м, полудлина — 216 м, ширина — 1,45 мм. Суммарный объем трещин в пласте по 9 стадиям составил 112 м^3 , средняя величина КН по горизонтальному стволу — $56,2 \text{ мД}\cdot\text{м}$ (рис. 8).

Скважина пробурена в зоне повышенных КН, планировалось проведение ГРП на жидкости ПАВ, за счет чего достигнут высокий объем трещин в пласте. Запуская продуктивность, на основе представленной зависимости составила $1,5 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$, с учетом проделанных расчетов был заложен ЭЦН производительностью $100 \text{ м}^3/\text{сут}$. По факту работы скважины подтвердилась хорошая сходимость прогнозируемых и фактических показателей дебита нефти. Кпрод запусковой составил $1,4 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ (рис. 9).

Итоги

Разработана зависимость Кпрод от объема трещин ГРМ, умноженного на КН, для

прогнозирования запусковой продуктивности горизонтальных скважин с ГРП в условиях anomalно низких ФЕС. Скважины разделены на две группы: с продольными и поперечными трещинами ГРП. Коэффициент детерминации R^2 для скважин с поперечными трещинами составил $0,83$ д.ед, для скважин с продольными трещинами — $0,82$ д.ед. Наибольшая выборка и сходимость результатов получена по скважинам с поперечными трещинами ГРП — основной тип заканчивания на объекте Б12 на текущий момент.

Выводы

В Восточной Сибири большая доля месторождений относится к категории низкопроницаемых карбонатных объектов (ТРИЗ). Для рентабельной разработки таких объектов требуется применение нестандартных подходов и методов интенсификации притока к скважине.

На низкопроницаемом карбонатном пласте Б12 (ТРИЗ) опробован широкий спектр технологий бурения и заканчивания скважин. На основе программы работ 2009–2024 гг. подобрана наиболее эффективная технология — бурение горизонтальных скважин с многостадийным гидравлическим разрывом пласта с поперечными трещинами (средняя продуктивность — $1,14 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$).

С 2025 г. проводится тестирование различных жидкостей ГРП. Ввиду малого периода отработки новых скважин, на текущий момент нельзя однозначно сказать какая жидкость ГРП наиболее эффективная. Работы продолжаются.

Разработана зависимость для определения запусковой продуктивности горизонтальных скважин с ГРП в условиях anomalно низких ФЕС, учитывающая геологические параметры пласта (эффективные нефтенасыщенные толщины и проницаемость) и технологические параметры трещин многостадийного ГРП (полудлина, высота, ширина, количество стадий). Представленная зависимость показала наилучшую точность ($R^2 = 0,82–0,83$ д.ед) и применяется в настоящий момент для планирования бурения, расчета стартовых показателей и проведения МГРП на объекте Б12.

Литература

1. Бобров А.В. Оперативный подсчет запасов нефти, газа и конденсата по осинскому, усть-кутскому и верхнеконскому горизонтам Верхнеконского нефтегазоконденсатного месторождения Иркутской области. Тюмень: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2015.
2. Воробьев В.С., Вилесов А.П. Модель формирования преобразенского продуктивного горизонта венда (Восточная Сибирь) // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. С. 38–43.
3. Экономидис М., Олайни Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. М.: Институт компьютерных исследований, 2007. 234 с.
4. Пуляевский М.С., Ведерников Н.Е., Ахмадишин А.Т., Вахромеев А.Г. Анализ эффективности методов интенсификации притока на объекте ТРИЗ — преобразенском нефтепродуктивном горизонте, Восточная Сибирь // Нефтегазовое дело. Т. 21. № 6. 2023. С. 179–185.
5. Пуляевский М.С., Греков Г.В., Зырянов Н.М., Вахромеев А.Г. Комплексный

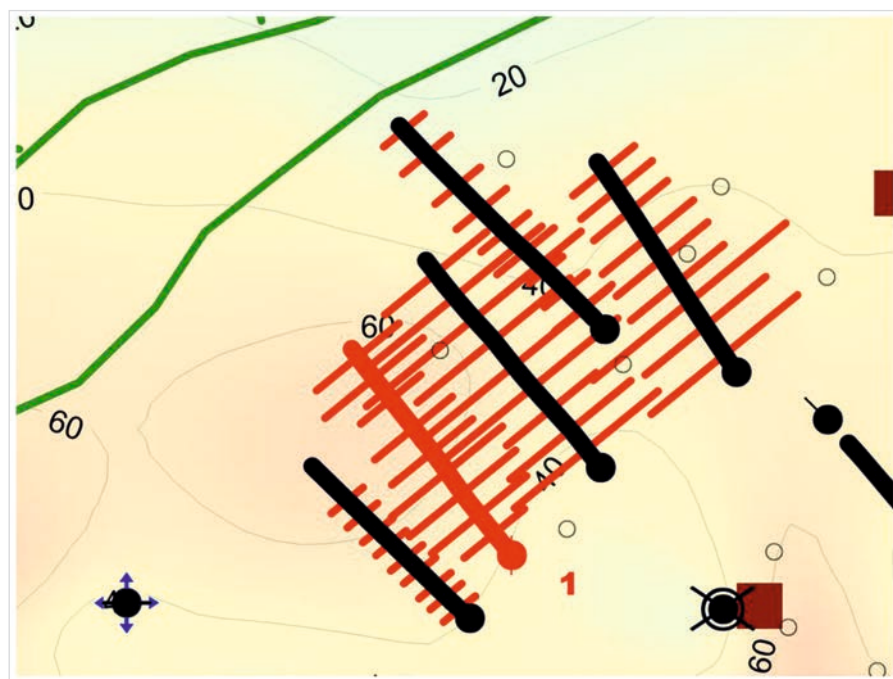


Рис. 8. Скважина 1 на карте КН объекта Б12
Fig. 8. Well 1 on the КН map of object B12

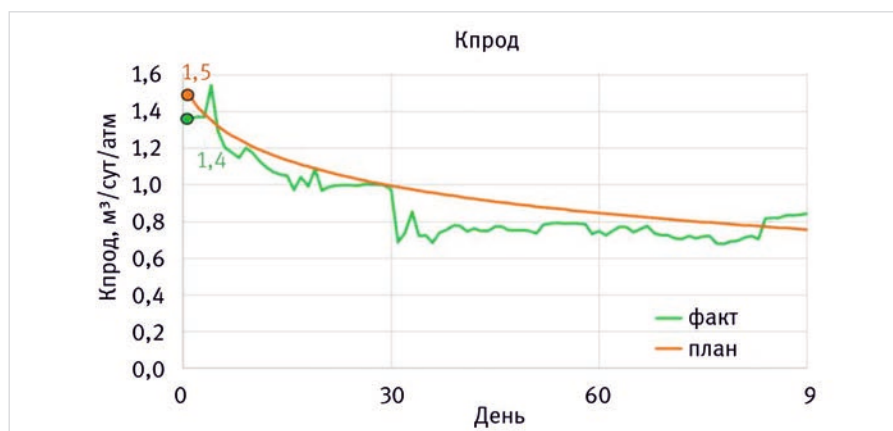


Рис. 9. Прогноз Кпрод по зависимости от КН*Vmp
Fig. 9. Forecast of Productivity depending on КН*Vfr

подход к выбору эффективной технологии вовлечения в добычу ТРИЗ нефти из низкопроницаемых карбонатных коллекторов преобразенского горизонта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения, Восточная Сибирь // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.

2022. № 2. С. 35–46.
6. Херлиман Д., Кошелев А., Захарян А., и д. Преображенский горизонт Верхнечонского месторождения: выбор оптимального метода разработки // Новатор. 2009. № 29. С. 13–17.
 7. Чиргун А., Леванов А., Гореев Я., Лазеев А., Тимчук А. Теория и практика

разработки сложнопостроенных коллекторов Восточной Сибири на примере Верхнечонского месторождения // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 16–18 октября 2017. SPE-189301-MS.

ENGLISH

Results

A relationship between Productivity and the volume of hydraulic fractures multiplied by KH was developed to predict the start-up productivity of hydraulically fractured horizontal wells under abnormally low reservoir properties. The wells were divided into two groups: those with longitudinal and transverse hydraulic fractures. The coefficient of determination R^2 for wells with transverse fractures was 0,83 units, while for wells with longitudinal fractures it was 0,82 units. The largest sample size and the most consistent results were obtained for wells with transverse hydraulic fractures – the primary completion type at the B12 site currently.

Conclusions

In Eastern Siberia, a large proportion of fields are classified as low-permeability carbonate formations. Profitable development of these formations requires innovative approaches and well stimulation methods.

A wide range of drilling and completion technologies have been tested

in the B12. Based on the 2009–2024 work program, the most effective technology has been selected: drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing with transverse fractures (average productivity of 1,14 m³/day/atm).

Testing of various hydraulic fracturing fluids has been underway since 2025. Due to the short production period of new wells, it is currently impossible to definitively determine which hydraulic fracturing fluid is most effective. Work is ongoing. A relationship has been developed for determining the start-up productivity of hydraulically fractured horizontal wells under abnormally low reservoir properties. This relationship takes into account geological parameters of the reservoir (effective oil-saturated thickness and permeability) and the technological parameters of multi-stage hydraulic fractures (half-length, height, width, and number of stages). This relationship demonstrated the highest accuracy ($R^2 = 0,82–0,83$) and is currently being used for drilling planning, calculating starting parameters, and performing multi-stage hydraulic fracturing at the B12 facility.

References

1. Bobrov A.V. Operational calculation of oil, gas and condensate reserves in the Osinsky, Ust-Kutsky and Verkhnechonsky horizons of the Verkhnechonsky oil and gas condensate field of the Irkutsk region. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, 2015. (In Russ).
2. Vorobyov V.S., Vilesov A.P. Sedimentation model of vendian preobrazhensky horizon (Eastern Siberia). Oil industry, 2012, issue 10, P. 38–43. (In Russ).
3. Economidis M., Olaini R., Valko P. Unified fracture design. Moscow: Institute of Computer Research, 2007, 234 p. (In Russ).
4. Pulyayevsky M.S., Vedernikov N.E., Ahmadshin A.T., Vakhromeev A.G. Analysis of the effectiveness of stimulation methods at the TRIZ facility – preobrazhensky petroleum product horizon, Eastern Siberia. Petroleum Engineering, 2023, Vol. 21, issue 6, P. 179–185. (In Russ).
5. Pulyayevsky M.S., Grekov G.V., Zryanov N.M., Vakhromeev A.G. An integrated approach to the selection of an effective technology for involving hard-to-recover oil reserves from low-permeable carbonate reservoirs of the preobrazhensky horizon of the Verkhnechonskoye oil and gas condensate field, Eastern Siberia. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2022, issue 2, P. 35–46. (In Russ).
6. Herlyman D., Koshilev A., Zakharian A. et al. Preobrazhensky Horizon of the Verkhnechonsky field: selection of an optimal development method. Novator, 2009, issue 29, P. 13–17. (In Russ).
7. Chirgun A., Levanov A., Goreyev Ya., Lazeev A., Timchuk A. A case study of the Verkhnechonskoye field: theory and practice of Eastern Siberia complex reservoirs development. SPE Russian Petroleum Technology Conference, October 16–18, 2017, Moscow, Russia, SPE-189301-MS. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | 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; ведущий инженер, Институт земной коры «СО РАН», 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; ведущий инженер, институт земной коры «СО РАН», 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 of "Verkhnechonskneftegaz" JSC, Irkutsk, Russia; leading engineer, Institute of the Earth's Crust, 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; leading engineer, Institute of the Earth's Crust, Irkutsk, Russia

Моделирование очагов заводнения с помощью синтетических гидродинамических моделей на примере объекта АВ1(3)–АВ2-3 Самотлорского месторождения

Зольников Д.Н.^{1,2}¹ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия; ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматривается подход к моделированию очагов заводнения на завершающей стадии разработки нефтяных месторождений. Моделирование производится на примере высокопроницаемого пласта АВ1(3)–АВ2-3 Самотлорского месторождения. По объекту была создана синтетическая гидродинамическая модель на основе средних геолого-технологических параметров пласта и работы скважин. Произведены серии расчетов с вариацией влияющих параметров: расстояния от нагнетательной скважины, средней проницаемости, нефтенасыщенности, неоднородности абсолютной проницаемости поперек пласта. Диапазон оптимальных расстояний нагнетательных скважин до добывающих при формировании очагов заводнения по объекту исследования составил 500–1 000 м в зависимости от средней проницаемости пласта (500–1 000 мД). При высоких средних проницаемостях участков объекта очаг заводнения рекомендуется формировать удаленнее от реагирующих добывающих скважин, при высокой обводненности продукции реагирующих скважин — рекомендуется формировать ближе очаг заводнения. Для неоднородного пласта ближе формировать очаги заводнения до скважин с низкими фильтрационными каналами в межскважинных пространствах и низкой нефтенасыщенностью в них, дальше — до скважин с высокими фильтрационными каналами и высокой нефтенасыщенностью в них.

Материалы и методы

Геолого-промысловый анализ по объекту АВ1(3)–АВ2-3. Построение и адаптация синтетических гидродинамических моделей по участкам объекта. Многовариантные расчеты на синтетических гидродинамических моделях. Анализ результатов и формирование матрицы оптимальных расстояний при формировании очагов заводнения.

Ключевые слова

очаг заводнения, гидродинамическое моделирование, пласт АВ1(3)–АВ2-3, Самотлорское месторождение

Для цитирования

Зольников Д.Н. Моделирование очагов заводнения с помощью синтетических гидродинамических моделей на примере объекта АВ1(3)–АВ2-3 Самотлорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 88–93. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-88-93

Поступила в редакцию: 24.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6 | Original Paper

Modeling of flooding foci using synthetic hydrodynamic models using the example of object АВ1(3)–АВ2-3 of the Samotlor deposit

Zolnikov D.N.^{1,2}¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article discusses an approach to modeling floodwaters at the final stage of oil field development. The simulation is performed using the example of the highly permeable АВ1(3)–АВ2-3 reservoir of the Samotlorskoye field. According to the object, a synthetic hydrodynamic model was created based on the average geological and technological parameters of the reservoir and the operation of wells. A series of calculations were performed with a variation of the influencing parameters: the distance from the injection well, the average permeability, oil saturation, and the inhomogeneity of the absolute permeability laterally. The range of optimal distances of injection wells to those occurring during the formation of flooding foci for the study object was 500–1 000 m, depending on the average permeability of the reservoir (500–1 000 mD). With high average permeability of the sections of the facility, it is recommended to form a flood source further away from the reacting producing wells, with high waterlogging of the products of the reacting wells, it is recommended to form a flood source closer. For a heterogeneous reservoir, the zones of waterflooding should be formed closer to wells with low filtration channels in the inter-well spaces and low oil saturation in them, and further away from wells with high filtration channels and high oil saturation.

Materials and methods

Geological and commercial analysis of the АВ1(3)–АВ2-3 object. Construction and adaptation of synthetic hydrodynamic models for the object's sections. Multivariate calculations on synthetic hydrodynamic models. Analysis of the results and formation of a matrix of optimal distances for the formation of water injection sites.

Keywords

source of flooding, hydrodynamic modeling, АВ1(3)–АВ2-3 formation, Samotlor deposit

For citation

Zolnikov D.N. Modeling of flooding foci using synthetic hydrodynamic models using the example of object АВ1(3)–АВ2-3 of the Samotlor deposit. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 88–93. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-88-93

Received: 24.07.2026

Введение

Очаговое заводнение применяют как дополнение к другим видам заводнения с целью вовлечения зон пласта, ранее не тронутых водой от системы поддержания пластового давления (ППД) или отстающих по интенсивности выработки запасов нефти [1]. Наиболее эффективно применять данный вид заводнения на заключительной стадии разработки [2]. Метод заключается в запуске нагнетательных скважин в недренируемых или слабо дренируемых участках пласта и перераспределении фильтрационных потоков в направлении добывающих скважин. За счет заводнения увеличивается коэффициент охвата и конечный коэффициент извлечения нефти.

Пример реализации очага заводнения приведен на рисунке 1. При запуске нагнетательной скважины Inj2 (ранее высокообводненной транзитной на другой пласт) остаточные запасы нефти мигрируют к добывающим скважинам.

В целях упрощения моделирования в работе предположено, что добывающие и нагнетательная скважины расположены в зонах с одинаковой средней нефтенасыщенностью. Такой подход позволяет получить базовый, но упрощенный прогноз изменения технологических параметров разработки при реализации очагов заводнения. Для учета реальной неоднородности в пласте в модели вводятся пространственные вариации ключевых параметров, которые отражают фактическую дисперсию нефтенасыщенности и проницаемости.

Цель и этапы исследования

В связи с отсутствием актуализированных полномасштабных моделей для моделирования очагового заводнения использованы расчеты на синтетической гидродинамической модели (ГДМ).

Синтетическая ГДМ — достаточно простой и менее трудозатратный способ оценить физику процессов при формировании очагов заводнения.

Цель исследования — оценить оптимальное расстояние от нагнетательной скважины при формировании очагов заводнения с помощью гидродинамических расчетов по объекту АВ1(3)–АВ2-3.

Этапы исследования приведены на рисунке 2.

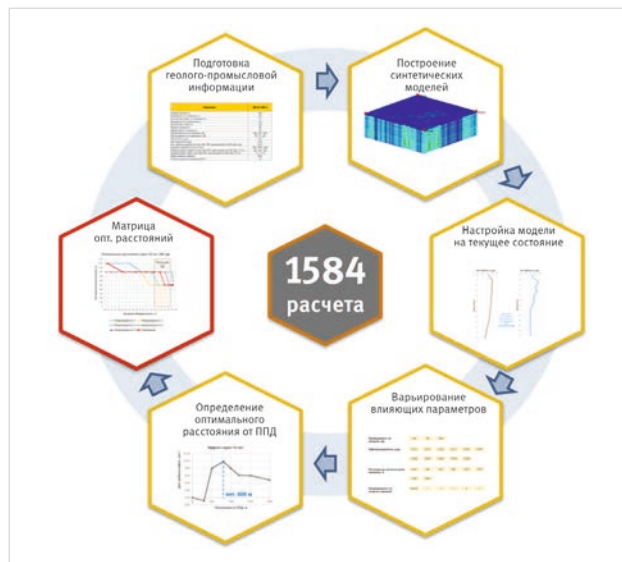


Рис. 2. Этапы исследования
Fig. 2. Stages of the study



Рис. 1. Пример формирования очага заводнения: Prod1, Prod2, Prod3 — добывающие скважины, Inj1, Inj2 — нагнетательные скважины, NoProd4 — транзитная скважина
Fig. 1. Example of water flooding: Prod1, Prod2, Prod3 — production wells, Inj1, Inj2 — injection wells, NoProd4 — transit well

Табл. 1. Параметры синтетической гидродинамической модели
Tab. 1. Parameters of the synthetic hydrodynamic model

Параметры	Значение
Глубина кровли, м	1 623
Размерность по латерали, м	50
Количество ячеек по латерали, шт	57
Размерность по вертикали, м	0,5
Количество слоев, шт	120
Общая толщина, м	60
Эффективная толщина, м	30
Проницаемость по латерали, мД	500, 750, 1 000
Проницаемость по вертикали, мД	50, 75, 100
Пористость, д. ед.	0,27
Песчанистость, д. ед.	0,50
Текущая нефтенасыщенность при обводненности 95 % (проницаемость 500 мД), д. ед.	0,231
Приемистость, м³/сут	700, 1 050, 1 400
Средний дебит жидкости при обводненности 95 % (проницаемость 500 мД), м³/сут	281, 422, 563
Средний дебит нефти при обводненности 95 % (проницаемость 500 мД), м³/сут	12, 17, 23
Заканчивание скважин	ННС
Степень вскрытия перфораций, %	30

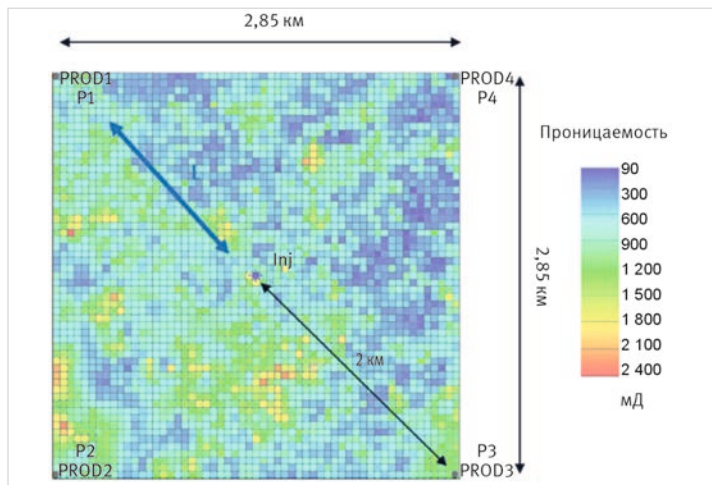


Рис. 3. Куб проницаемости (среднее 750 мД) синтетической ГДМ, вид сверху: P1, P2, P3, P4 — добывающие скважины, Inj — нагнетательная скважина, L — расстояние от Inj до P1
Fig. 3. Permeability cube (average 750 mD) of synthetic HDM, top view: P1, P2, P3, P4 are production wells, Inj is an injection well, and L is the distance from Inj to P1

Описание синтетической ГДМ

Моделирование производилось на синтетической ГДМ, включающей 4 добывающих скважины на углах модели и 1 нагнетательная скважина, расположение которой до целевой добывающей скважины Р1 варьировалось в ходе расчетов по диагонали модели (рис. 3). Реагирующей принята только скважина Р1, скважины Р2, Р3, Р4 были добавлены в модель для воспроизведения граничных условий и снижения эффективности закачки при удалении нагнетательной скважины. Параметры работы всех добывающих скважин заданы с учетом граничных условий, показатели по скважинам соответствуют средним по пласту для заданного расстояния. ГДМ построена на основе средних геолого-технологических параметров объекта исследования (табл. 1).

Неоднородность по вертикали задана в виде геолого-статистических разрезов (ГСР) в соответствии со средними значениями из полномасштабной ГДМ (рис. 4). В модели задано снижение начального нефтенасыщения до текущего путем понижающих коэффициентов, но не ниже остаточной нефтенасыщенности (рис. 5).

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) заданы с учетом исследований керна, модифицированы под принятую гидродинамическую сетку — 50×50 м для достижения необходимой характеристики вытеснения (ХВ) (рис. 6). Концевые точки ОФП рассчитывались по зависимостям для пласта.

Было рассмотрено 5 вариаций неоднородности абсолютной проницаемости по латерали для проницаемости (рис. 7). С помощью Python скрипта значения по контурам были сконвертированы под формат сетки ГДМ.

В модель корректно заданы все необходимые параметры для прогноза [3]. Расчеты проводились на 10 лет.

Матрица расчетов

В ходе расчетов варьируются влияющие параметры, которые выбраны в ходе предварительных тестовых расчетов: расстояние до нагнетательной скважины, нефтенасыщенность, проницаемость пласта, неоднородность проницаемости по латерали (рис. 8). Рассмотрено: 7 вариаций расстояний до нагнетательной скважины

(300, 500, 800, 1000, 1200, 1 500 м) и базовый вариант без ППД; 3 вариации средней проницаемости по объекту (500, 750, 1 000 мД), при этом изменялись приемистости по нагнетательной скважине (700, 1050, 1 400 м³/сут); 11 вариаций текущей нефтенасыщенности (0,21–0,31 д.ед.), для получения входной обводненности по реагирующей скважине в диапазоне 80–100 %; 5 вариаций неоднородности проницаемости по латерали и 1 вариация однородной модели по латерали. Суммарно было рассчитано 1 584 варианта расчетов.

Определение оптимального расстояния для очага

Оптимальное расстояние определялось по максимуму дополнительной добычи нефти (ДДН) относительно базового варианта без ППД для каждой из серий расчетов (рис. 9). Показатели выгружались по добывающей скважине Р1. Экономических расчетов в ходе исследования не было произведено. Эффект от очагового заводнения был рассмотрен через разные промежутки времени: 1 год, 5 лет, 10 лет.

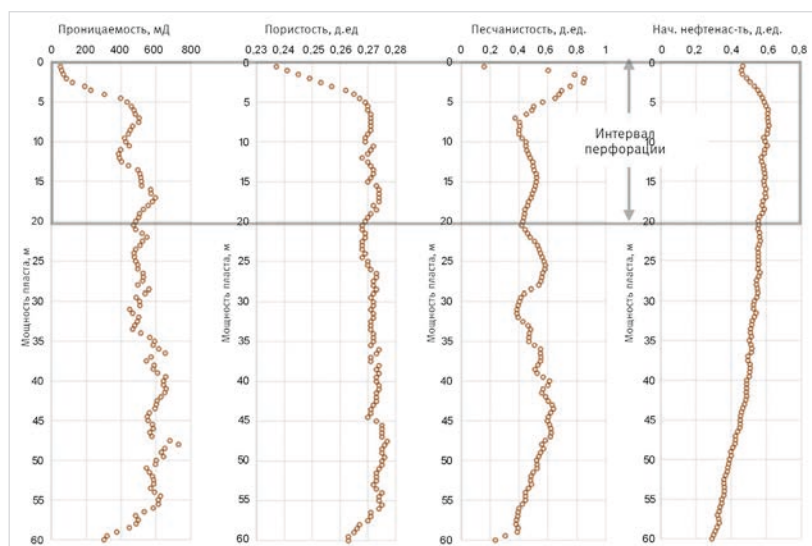


Рис. 4. ГСР свойств по вертикали модели: проницаемость, пористость, песчаность, начальная нефтенасыщенность

Fig. 4. Vertical properties of the model: permeability, porosity, sand content, initial oil saturation

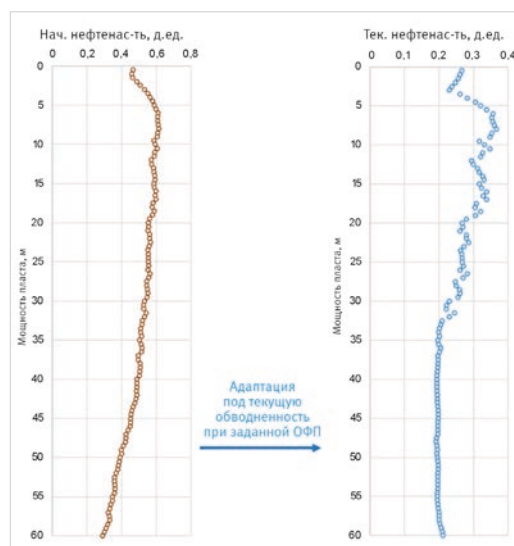


Рис. 5. Пример адаптации модели под текущее нефтенасыщение. Входная обводненность по целевой скважине 88,7 %

Fig. 5. Example of model adaptation to current oil saturation. Input water cut for the target well is 88,7 %

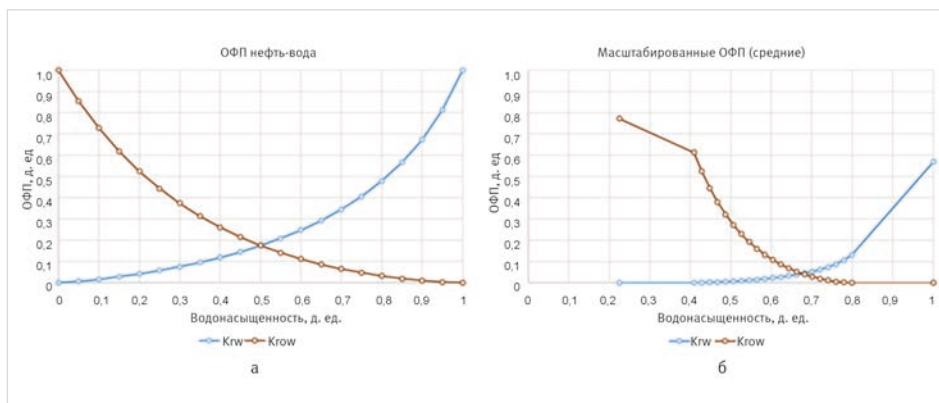


Рис. 6. ОФП нефть-вода — а и средние масштабированные ОФП — б

Fig. 6. Relative phase permeabilities oil water — а and average scaled relative phase permeabilities — б

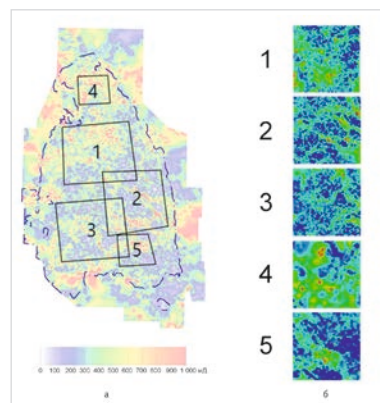


Рис. 7. Карты неоднородности проницаемости по латерали для проницаемости модели

Fig. 7. Maps of lateral permeability heterogeneity for model permeability

Средняя проницаемость объекта, мД	500	750	1 000								
Нефтенасыщенность, д.ед.	0,212	0,217	0,223	0,231	0,239	0,248	0,258	0,269	0,282	0,295	0,308
Вх. обводненность на примере 500 мД, однородная модель, %	75,6	80,8	85,1	88,7	91,6	93,8	95,6	97,0	98,0	98,8	99,3
Расстояния до нагнетательной скважины, м	База	300	500	800	1 200	1 200	1 500	2 000			
Неоднородность абсолютной проницаемости по латерали, вариации	Однор.	1	2	3	4	5					

Рис. 8. Матрица расчетов с вариацией влияющих параметров
Fig. 8. Calculation matrix with variation of influencing parameters

Результаты многовариантных расчетов

Итоговые результаты представлены в виде графиков «оптимальное расстояние от ППД — входная обводненность» для разных проницаемостей (рис. 10–12). Входная обводненность по скважине Р1 отражает среднюю обводненность продукции добывающих скважин, для которых запланировано очаговое заводнение.

При проницаемости 500 мД оптимальные расстояния от нагнетательной скважины для входной обводненности 80–100 % по реагирующей скважине составили:

- через 1 год — 300 м для однородной модели, 300–500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали;
- через 5 лет — 500–800 м для однородной модели, 300–800 м для моделей

с неоднородностью проницаемости по латерали;

- через 10 лет — 500–1 000 м для однородной модели, 500–1 000 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.

Через 10 лет при проницаемости 500 мД для текущей ХВ наибольший эффект по ДДН может быть достигнут при расстоянии от ППД 500–800 м.

Диапазон значений оптимальных расстояний от ППД рекомендательный, точное значение определяет инженер на основе геолого-промыслового анализа объекта исследования.

При проницаемости 750 мД оптимальные расстояния от нагнетательной скважины для входной обводненности 80–100 % по реагирующей скважине составили:

- через 1 год — 300–500 м для однородной модели, 300–500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали;
- через 5 лет — 500–800 м для однородной модели, 500–800 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали;
- через 10 лет — 500–1200 м для однородной модели, 500–1 500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.

Через 10 лет при проницаемости 750 мД для текущей ХВ наибольший эффект по ДДН может быть достигнут при расстоянии от ППД 500–1 000 м.

При проницаемости 1 000 мД оптимальные расстояния от нагнетательной скважины для входной обводненности 80–100 % по реагирующей скважине составили:

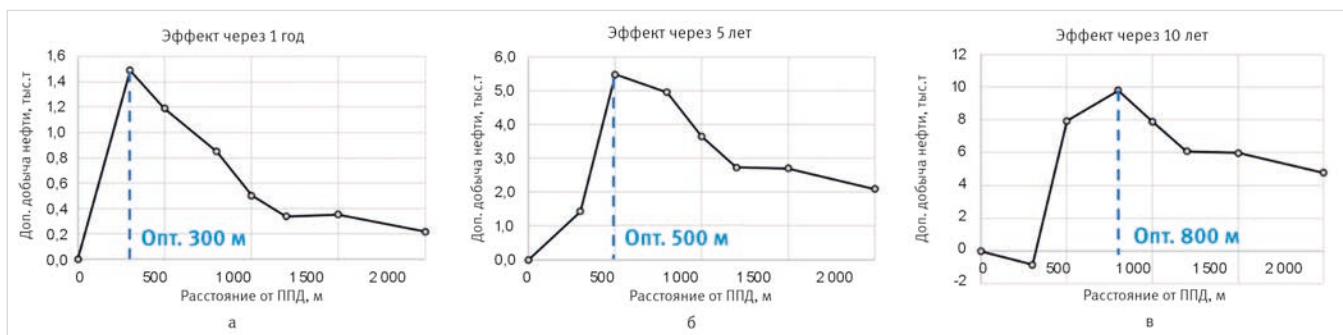


Рис. 9. Пример определения оптимального расстояния от ППД. Средняя проницаемость объекта 500 мД, нефтенасыщенность 0,231 д.ед., 2 вариация неоднородности проницаемости по латерали

Fig. 9. Example of determining the optimal distance from the PPD. The average permeability of the object is 500 mD, the oil saturation is 0,231 units, and there is a 2 variation in the heterogeneity of permeability along the lateral direction



Рис. 10. Результаты по определению оптимального расстояния от ППД. 500 мД
Fig. 10. Results of determining the optimal distance from the PPD. 500 mD



Рис. 11. Результаты по определению оптимального расстояния от ППД. 750 мД
Fig. 11. Results of determining the optimal distance from the PPD. 750 mD



Рис. 12. Результаты по определению оптимального расстояния от ППД. 1000 мД
Fig. 12. Results of determining the optimal distance from the PPD. 1000 mD

- через 1 год — 300–500 м для однородной модели, 300–500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.
- через 5 лет — 500–1000 м для однородной модели, 500–1 000 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.
- через 10 лет — 800–1500 м для однородной модели, 500–1 500 м для моделей с неоднородностью проницаемости по латерали.

Через 10 лет при проницаемости 1000 мД для текущей ХВ наибольший эффект по ДДН может быть достигнут при расстоянии от ППД 800–1000 м.

Неоднородность оказывает влияние на распространение фильтрационных потоков. В случае однородного пласта потоки перераспределяются равномерно во все стороны с учетом поля давлений. Нагнетательная и добывающие скважины в данном случае расположены в зонах с сопоставимой проницаемости и связаны между собой фильтрационными каналами схожей проводимости.

Неоднородное поле проницаемости № 1 (рис. 7, б) имеет эффекты от очагового заводнения, схожие с однородной моделью. Несмотря на неоднородность по площади, в зонах нагнетательной и добывающих скважин, межскважинных пространствах, соединяющих скважины, проницаемость сопоставима и непрерывна. Это обеспечивает одинаковое влияние нагнетательной скважины на добывающие.

В случае низкой проницаемости в межскважинных пространствах

в распространении к отдельным скважинам, прорывы воды и перераспределение давлений происходят медленнее, что обеспечивает большую нефтеотдачу. Исходя из этого, расстояние до добывающих скважин, имеющих менее фильтрационные каналы, необходимо уменьшать, расстояние до добывающих скважин, имеющих более высокие фильтрационные каналы, стоит увеличивать. Таким образом, следует учитывать неоднородность пласта, так как она влияет на поведение фильтрационных потоков.

В случае неоднородного поля насыщения, расстояния от очагов заводнения необходимо уменьшать до добывающих скважин, имеющих фильтрационные каналы с меньшей нефтенасыщенностью, увеличивать — до добывающих скважин, имеющих фильтрационные каналы с большей нефтенасыщенностью.

Итоги

Оптимальное расстояние от ППД зависит от нефтенасыщенности и средней проницаемости участка пласта. Через 10 лет для текущей ХВ оптимальные расстояния от ППД при реализации очагов заводнения по объекту исследования составили 500–1 000 м в зависимости от проницаемости (500–1 000 м). Точное значение определяется на основе геолого-промыслового анализа. Чем выше средняя проницаемость участка пласта, тем удаленнее может быть сформирован очаг заводнения. Чем выше обводненность продукции реагирующих скважин, тем ближе нужно формировать очаг заводнения. При планировании очагового заводнения следует

учитывать распределение поля проницаемости и насыщения по площади. Увеличивать расстояния от очагов заводнения необходимо до добывающих скважин с высокопроницаемыми и высоко нефтенасыщенными фильтрационными каналами и уменьшать расстояния до скважин с низкопроницаемыми и низко нефтенасыщенными фильтрационными каналами.

Выводы

При моделировании очагов заводнения были использованы синтетические модели участков объекта АВ1(3)-АВ2-3. При реализации очагового заводнения наибольший эффект по добыче нефти достигается при расположении нагнетательных скважин на расстоянии 500–1 000 м в зависимости от проницаемости пласта (500–1 000 м).

Литература

1. Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи. Тюмень: ТИУ, 2014. 104 с.
2. Ягафаров А. К., Клещенко И.И., Зозуля Г.П. и др. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. 396 с.
3. Практическое руководство по созданию гидродинамических моделей / ТНК-ВР. М.: Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 246 с.

Results

The optimal distance from injection wells depends on the oil saturation and average permeability of the reservoir section. After 10 years, for the current displacement characteristic, the optimal distances from injection wells during focal waterflooding implementation for the study object were 500–1 000 m depending on permeability (500–1 000 m). The exact value is determined based on geological and field analysis. The higher the average permeability of the reservoir section, the more distant the focal waterflooding pattern can be formed. The higher the watercut of the responding wells' production, the closer the focal waterflooding pattern should be formed. When planning focal waterflooding, the distribution of permeability and saturation fields

over the area should be taken into account. It is necessary to increase the distances from focal waterflooding patterns to production wells with high-permeability and high-oil-saturation flow channels and to decrease the distances to wells with low-permeability and low-oil-saturation flow channels.

Conclusions

When modeling focal waterflooding, synthetic models of the sections of object AB1(3)-AB2-3 were used. When implementing focal waterflooding, the greatest effect on oil production is achieved when injection wells are located at a distance of 500–1 000 m depending on reservoir permeability (500–1 000 m).

References

1. Korotenko V.A., Kryakvin A.B., Grachev S.I. Physical foundations of oil field development and methods of increasing oil recovery. Tyumen: Tyumen Industrial University, 2014, 104 p. (In Russ).
2. Yagafarov A.K., Kleshchenko I.I., Zozulya G.P. et al. Development of oil and gas fields. Tyumen: Tyumen State University, 2010, 396 p. (In Russ).
3. Practical guide to the creation of hydrodynamic models / TNK-BP. Moscow: Izhevsk: Institute of Computer Research, 2012, 246 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРЕ | INFORMATION ABOUT THE AUTHOR

Зольников Даниил Николаевич, главный специалист, УГРМ Самотлорнефтегаз, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия; ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru

Zolnikov Daniil Nikolaevich, chief specialist, "RN-Geology Research Development" LLC, Tyumen, Russia; Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: dn_zolnikov2@rn-gir.rosneft.ru



Межрегиональная специализированная выставка **СахаПромЭкспо.** **Недра Якутии.** **Нефть и Газ.**

Логистика. Спецтехника. Экология

СИБЭКС SERVICE

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис», г. Новосибирск
Тел.: +7 (383) 335-63-50, e-mail: vk ses@yandex.ru, www.ses.net.ru

03–04
декабря

г.Якутск
2026

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ

Генеральный информационный партнер



Новый модульный ИБП ABSolite DL-Modular

Для повышения надежности электроснабжения ответственных объектов нефтегазового комплекса находит применение модульный ИБП ABSolite DL-Modular с IGBT-выпрямителями, обеспечивающий повышенную перегрузочную способность, двунаправленную передачу энергии и встроенные тормозные резисторы.

Новые решения для промышленности

Классические промышленные ИБП имеют следующую топологию: тиристорный выпрямитель, DC-шина с нерегулируемым числом батарей, инвертор, разделительный трансформатор на выходе. Данная конфигурация отлично зарекомендовала себя в течение десятилетий, она обладает высокой надежностью и высокой перегрузочной способностью, но, к сожалению, конструкция ИБП данного типа может быть только моноблочной.

Недостаток моноблочной конструкции заключается в низкой ремонтопригодности, что влечет за собой необходимость использования двух источников бесперебойного питания для защиты нагрузки по схеме 2N или N+1.

Приведенные ниже схемы резервирования зарекомендовали себя в течение нескольких десятилетий. Их надежность не вызывает сомнений, но, вместе с тем, они требуют большой площади размещения, а также должен быть отработан четкий алгоритм вывода ИБП в сервис или ремонт. При малейшем несоблюдении инструкций по переключению нагрузка обесточивается.

Наша компания предлагает современную, усовершенствованную технологию для промышленных ИБП — ABSolite DL-Modular. Данное устройство совмещает все преимущества промышленной и модульной конструкций. Благодаря применению выпрямителей, выполненных на основе технологии IGBT-транзисторов, этот ИБП позволяет использовать модульную архитектуру силовых элементов.

IGBT-транзисторы обладают меньшими габаритами, позволяя уменьшить массогабаритные характеристики силовых элементов,

также они обладают намного более высокой частотой коммутации (до 20 кГц) и являются полностью управляемыми полупроводниковыми элементами, что снижает искажения сети на входе, а также позволяет возвращать электроэнергию от потребителя обратно в сеть.

Высокая перегрузочная способность

Известно, что SCR-выпрямители обладают более высокой перегрузочной способностью. Поскольку ABSolite DL-Modular оснащен IGBT, предусмотрена дополнительная перегрузочная устойчивость, которая выше, чем у других промышленных ИБП. Сравнение характеристик приведено в таблице.

Обычный ИБП		ABSolite DL-Modular	
101–110 %	60 мин	101–110 %	Непрерывная работа
111–125 %	10 мин	111–125 %	30 мин
125–150 %	1 мин	125–150 %	10 мин

Улучшенные перегрузочные характеристики способствуют повышению надежности электроснабжения нагрузки. Это особенно актуально для оборудования с нестабильным энергопотреблением — в частности, для станков, оснащенных несколькими двигателями.

Важность «борьбы» с энергией рекуперативного торможения

Еще одним недостатком SCR-выпрямителей в традиционных ИБП является невозможность возврата в питающую сеть энергии рекуперативного торможения двигателя. При использовании в ИБП выпрямителя на базе IGBT-транзисторов эта функция реализуется.

Как ведет себя обычный промышленный ИБП с SCR-выпрямителем при рекуперативном торможении

При рекуперативном торможении двигателя, он переходит в генераторный режим. Когда двигательная нагрузка на выходе ИБП работает в генераторном режиме, энергия идет в обратном направлении от выхода инвертора ко входу выпрямителя. Поскольку тиристорный SCR-выпрямитель не является полностью управляем и не способен пропускать энергию с DC-шины в сеть, то напряжение на DC-шине кратковременно и резко повышается. Это может привести к двум проблемам:

1. Ускоренный износ батарей вследствие всплесков напряжения на их клеммах.
2. Отключение выпрямителя ИБП вследствие ошибки: «Повышенное напряжение DC-шины».

Доступные решения:

1. Завысить порог срабатывания ошибки.
2. Снизить напряжение буферного подзаряда батарей, вследствие чего батареи будут находиться в недозаряженном состоянии и у них будет возможность «поглотить» излишнюю энергию.
3. Подключение в параллель к батареям тормозных резисторов.

Первые два способа являются «заплаткой». Первый способ просто маскирует проблему, предотвращая отключение ИБП вследствие возникновения экстремального режима работы и подходит только для малой мощности рекуперации (до 5 кВт), второй более безопасен, но он ускоряет сульфатацию аккумуляторных пластин. Третий способ является оптимальным, но он требует тщательной проработки, необходимы: замеры генерируемой мощности в момент торможения,

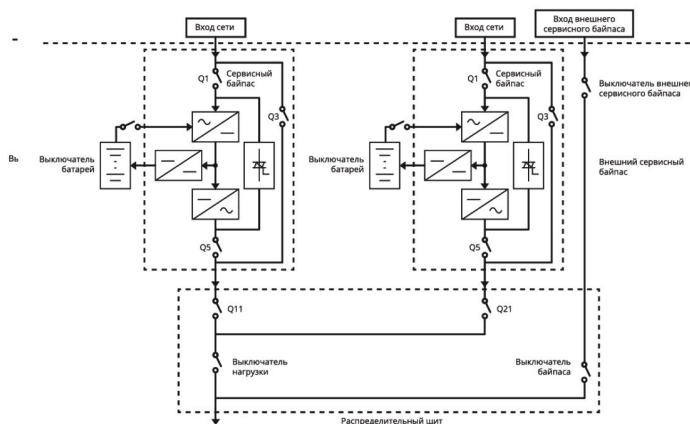


Схема параллельного резервирования (N+1)

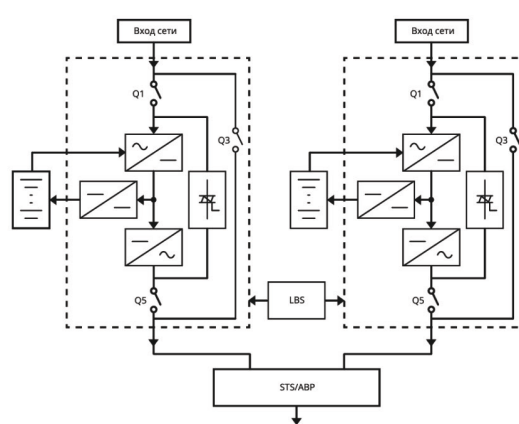
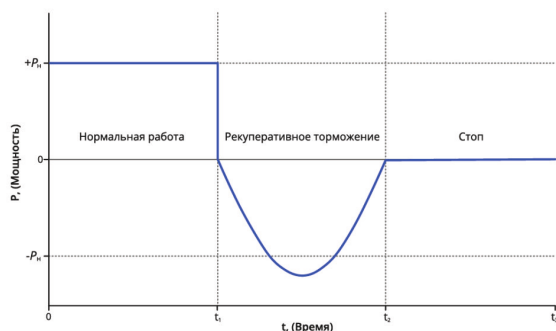
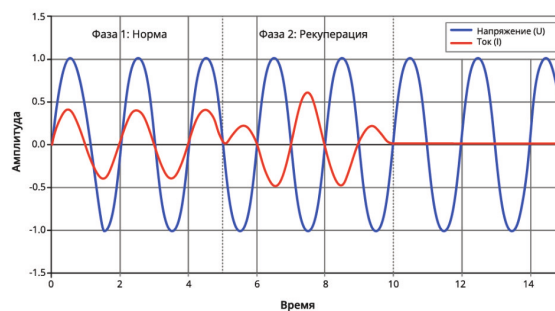


Схема дублирования 2N



Осциллограмма мощности асинхронного двигателя переменного тока при рекуперативном торможении



Осциллограмма тока и напряжения на выходе ИБП во время рекуперативного торможения асинхронного двигателя переменного тока

подбор резисторов в соответствии с замеренной мощностью. Не все Заказчики готовы к выполнению таких процедур, для выполнения таких замеров требуется дорогостоящее оборудование и грамотные специалисты, поэтому, очень мало Заказчиков готовы идти на этот шаг.

Выпрямитель на базе IGBT-транзисторов решает все вышеперечисленные проблемы.

IGBT-транзисторы являются двунаправленными и полностью управляемыми, также их рабочая частота составляет до 20 кГц, что позволяет открывать и закрывать их в любой момент и практически на любой минимальный промежуток времени, граничащий с погрешностью для ЭМ-импульсов. В момент рекуперативного торможения переменный ток на выходе

ИБП находится в противофазе с напряжением, коэффициент мощности ($\cos(\phi)$) = -1. Измерительные приборы, расположенные в ИБП, фиксируют противофазу и открывают IGBT-транзисторы выпрямителя для возврата электроэнергии в сеть.

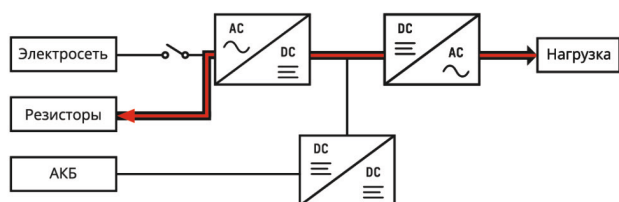
ИБП ABSolite DL Modular, помимо возможности возврата энергии обратно в сеть, также имеют блоки тормозных резисторов в своей комплектации. На 1 модуль 30 кВА приходится 1 блок резисторов 10 кВт. Данный блок включается в работу, если по какой-то причине IGBT-выпрямитель не может «открыться» при обнаружении потока энергии в обратном направлении. Энергия, выделяемая двигателем, просто преобразуется в тепло, ИБП продолжит работать в штатном режиме без ошибок.

Итоги

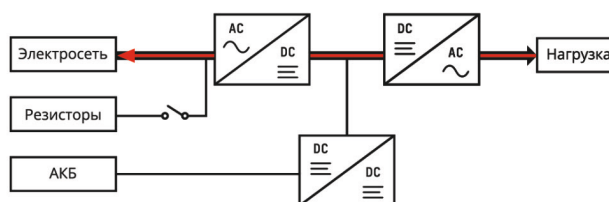
ИБП ABSolite DL Modular — современное решение для питания промышленных нагрузок. Устройство характеризуется повышенной перегрузочной способностью, что обеспечивает устойчивую работу с нестабильными нагрузками. Применение IGBT выпрямителя в сочетании со встроенными блоками тормозных резисторов позволяет исключить проблемы, типичные для классических ИБП при эксплуатации совместно с оборудованием на базе асинхронных двигателей переменного тока.

Материал подготовлен
коммерческим директором
ООО «Абсолютные Решения»

+7 (925) 287-57-80 | bogachuk@ab-solution.ru



Возврат энергии в сеть



Рассеивание энергии на резисторах

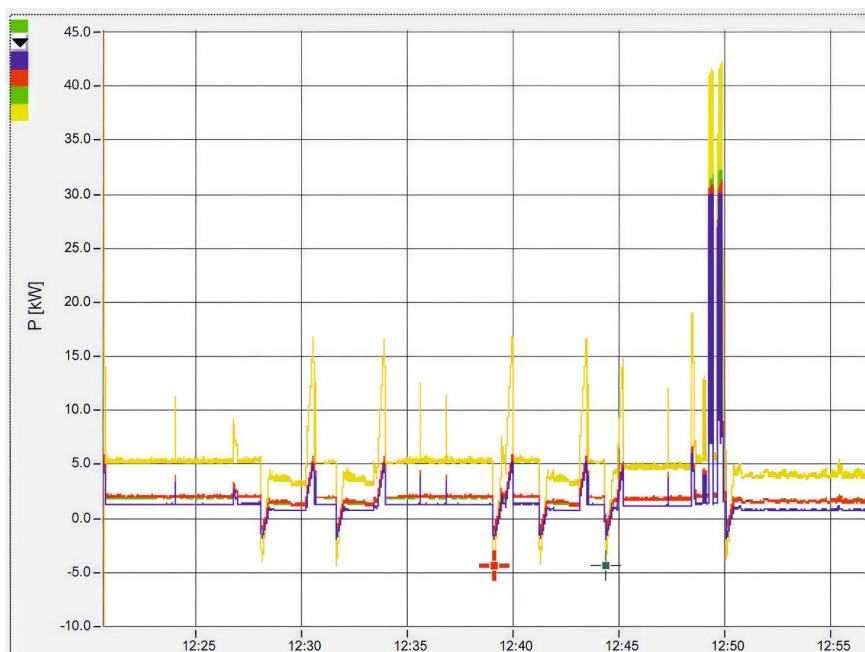


Диаграмма мощности оборудования, генерирующего энергию в ходе торможения электродвигателей. Генерируемая мощность — около 5 кВт



Больше решений

ab-solution.ru
+7 (495) 103-14-12
info@ab-solution.ru

Проактивное управление системой поддержания пластового давления на Самотлорском месторождении

Емельянов Д.В.¹, Воронцов С.Ю.¹, Рудиков Д.Г.¹, Зиязев Р.Р.², Популлова Т.П.²

¹АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия; ²ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Проактивное управление системой поддержания пластового давления (ППД) является ключевым инструментом обеспечения стабильного профиля валовой добычи при минимальных затратах. Проактивный подход подразумевает комплексное управление фильтрационными потоками на месторождении с целью реализации потенциала заводнения. На Самотлорском месторождении в 2023–2025 годах выполнена трансформация процесса управления заводнением, в ее рамках сформированы стратегические цели по объектам разработки и реализован комплекс мероприятий на фонде ППД, направленных на повышение ценности закачки и доизвлечение остаточных запасов.

Материалы и методы

Исследование основано на анализе промысловых данных по фонду нагнетательных и добывающих скважин Самотлорского месторождения за период 2020–2025 гг. В работе использованы: сравнительный анализ эффективности закачки по объектам с применением параметра удельной технологической эффективности; анализ кратности промывки порового объема и кривых ОФП; методы CRM-моделирования для оценки взаимовлияния скважин; геолого-промысловый анализ структуры остаточных запасов. Подход разработан применительно к геолого-промысловым условиям Самотлорского месторождения. Для внедрения на других

месторождениях необходима адаптация моделей и пороговых параметров. В процессе реализации осуществлялся непрерывный мониторинг показателей вытеснения с оперативной корректировкой режимов при отклонении от расчетной динамики.

Ключевые слова

система поддержания пластового давления, зрелое месторождение, доизвлечение остаточных запасов, трансформация системы поддержания пластового давления, стратегические цели, перераспределение закачки, монолитные и немонолитные пласты

Для цитирования

Емельянов Д.В., Воронцов С.Ю., Рудиков Д.Г., Зиязев Р.Р., Популлова Т.П. Проактивное управление системой поддержания пластового давления на Самотлорском месторождении // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 96–101. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-96-101

Поступила в редакцию: 29.07.2026

OIL PRODUCTION

УДК 622.276 | Original Paper

Proactive management of the reservoir pressure maintenance system at the Samotlor field

Yemelyanov D.V.¹, Vorontsov S.Yu.¹, Rudikov D.G.¹, Zizayev R.R.², Populova T.P.²

¹“Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia; ²“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

In the conditions of the last stage of development, characterized by high reserves depletion and decreasing efficiency of geological and technical measures, proactive management of the waterflood system is a key tool for ensuring a stable gross production profile at minimal costs. The proactive approach implies comprehensive management of the field filtration flows in order to realize the potential of flooding. In 2023–2025, the Samotlor field underwent a transformation of waterflood system, which included the establishment of strategic goals for development facilities and the implementation of a set of measures aimed at increasing the value of injection and extracting residual reserves.

Materials and methods

The study is based on an analysis of field production data for the injection and production wells of the Samotlor field for the period 2020–2025. The work employs: a comparative assessment of injection efficiency by sites using the parameter of specific technological efficiency; analysis of the multiple of pore volume flushing and OFP (oil field production) curves; CRM modeling techniques for evaluating inter well interactions; a geo production analysis of the structure of residual reserves. The approach was developed specifically for the geological and production conditions of the Samotlor field; implementing it at other fields requires adapting the models and threshold parameters.

During implementation, displacement performance indicators were continuously monitored, with real-time adjustments made to operating modes whenever deviations from the projected trends occurred.

Keywords

waterflood system; mature field; residual reserves recovery; waterflood system transformation; strategic goals; reallocation of injection; monolithic and non-monolithic reservoirs

For citation

Yemelyanov D.V., Vorontsov S.Yu., Rudikov D.G., Zizayev R.R., Populova T.P. Proactive management of the reservoir pressure maintenance system at the Samotlor field. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 96–101. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-96-101

Received: 29.07.2026

Введение

Самотлорское месторождение разрабатывается с 1969 года [1]. С 1994 г. отмечается ежегодное увеличение доли базовой добычи (с 75 % в 1994 г. до 92 % в 2025 г.), что характерно для всех зрелых месторождений. Значительная доля базовой добычи в валовой добыче месторождения обуславливает необходимость постоянного совершенствования подходов к управлению системой заводнения с целью поддержания достигнутых уровней добычи [2].

Самотлорское месторождение, являющееся крупнейшим в России, содержит 14 объектов разработки и имеет этап нефтегазоносности около 2 км. Месторождение характеризуется высокой степенью геологической неоднородности, что определяет неравномерное распределение остаточных запасов по площади и разрезу. Объекты разработки по связанности коллектора можно разделить на пласты монолитного и немонолитного строения. Пласты монолитного строения — это выдержанные коллекторы с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и проницаемостью более 300 мД. Немонолитные пласты — коллекторы с ухудшенными ФЕС и относительно высокой расчлененностью, в них локализован основной объем текущих извлекаемых запасов (ТИЗ). Эффективная разработка такого рода коллекторов стала возможна за счет активного применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) и на сегодняшний день доля добычи из пластов немонолитного строения выросла до ~60 %.

С увеличением доли добычи нефти из пластов немонолитного строения важным направлением работ стало решение вопроса по обеспечению необходимого уровня закачки для компенсации отборов и реализации потенциала заводнения. Сложность заключалась в исторически сформированной единой инфраструктуре, в рамках которой эксплуатация пластов монолитного и немонолитного строения осуществляется совместно. Соответственно, в пределах одной кустовой насосной станции (КНС) работают скважины с различными характеристиками продуктивности, что определяет необходимость дифференцированного подхода к управлению закачкой на немонолитных объектах. Поэтому в 2023 г. на Самотлорском месторождении началась работа по трансформации процесса управления заводнением.

Трансформация процессом управления заводнением

С целью повышения эффективности разработки и проактивного управления заводнением разработана комплексная стратегия

оптимизации системы ППД, включающая три уровня:

- стратегический уровень: управления системой ППД. Путем перераспределения закачки между монолитными и немонолитными объектами с учетом их вклада в добычу и экономику.
- тактический уровень управления системой ППД. Решения принимаются на уровне скважин: установка целевых значений закачки, оптимизация объемов закачки, формирование новых очагов заводнения, увеличение давления нагнетания в районах, требующих индивидуального подхода к выбору режимов воздействия.
- перспективный уровень управления системой ППД включает внедрение современных цифровых и инженерных решений, ориентированных на оптимизацию системы заводнения, управление процессами добычи, а также развитие методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Управление системой ППД реализуется в виде циклической процедуры: целевые режимы закачки актуализируются ежеквартально, оперативный мониторинг — ежемесячно. Горизонты оценки эффективности различаются по типам мероприятий: 3–6 месяцев с целью принятия оперативных решений, до 12–36 месяцев для оценки долгосрочного влияния реализуемых мероприятий.

Стратегический уровень управления системой ППД

Основным процессом управления системой ППД на уровне явилось поэтапное изменение структуры распределения закачки в пользу немонолитных пластов. Реализация данной программы стала возможна в результате остановки нагнетательных скважин с низкоэффективной закачкой на пластах монолитного строения. При остановке закачки происходит квазистационарное перераспределение потоков, характеризующееся устойчивым повышением линейного давления в магистрали и, как следствие, увеличивается устьевое давление на работающих нагнетательных скважинах.

Целесообразность перераспределения закачки между пластами была обоснована по результатам детального анализа текущего состояния разработки объектов в 2023 г.

Первым фактором стала динамика дебита жидкости на пластах немонолитного строения, анализ которой указал на необходимость увеличения компенсации отборов закачкой. В условиях функционирования единой инфраструктуры в рамках одной КНС, где закачка осуществляется на пласты с различными ФЕС, потребовалась выработка дифференцированного подхода к адресному

наращиванию закачки на пластах немонолитного строения.

Второй фактор — дифференциация объектов по технологической эффективности (ценности) закачки. Для оценки эффективности системы ППД в работе вводится параметр удельной технологической эффективности закачки, физический смысл которого близок к мгновенному коэффициенту нефтеотдачи заводнения для текущего элемента разработки. В отличие от интегральной компенсации, данный параметр, рассчитываемый как отношение прироста дебита нефти реагирующих скважин к дополнительному объему закачки (т/тыс. м³), позволяет селективно оценить продуктивность работы каждой нагнетательной скважины или группы скважин в конкретный момент времени.

Изменение эффективности закачки во времени отражает текущую динамику насыщенности в зоне дренирования и определяется стадией разработки. Таким образом, сопоставление эффективности закачки для разных объектов служит критерием ее оптимального перераспределения: поток агента приоритетно направляется в зоны с более высокой текущей подвижной нефтенасыщенностью [3].

Ценность закачки на объектах монолитного строения АВ1(3)-АВ2-3 и АВ4-5 варьировалась в интервале 16–20 т/тыс. м³. На объекте немонолитного строения АВ1(1-2) ценность закачки составляла порядка 50 т/тыс. м³, т.е. закачка на этот пласт демонстрирует в 2,5 раза более высокую технологическую эффективность. Детальный анализ эффективности закачки показал целесообразность перехода на пообъектное управление системой ППД для более полной реализации потенциала заводнения.

Дальнейший анализ подтвердил перспективность немонолитных объектов. На примере АВ1(1-2) было установлено, что при максимальном потенциале дебита нефти данный объект характеризуется более низкой степенью выработки относительно других объектов и меньшей обводненностью, что определяет его приоритетность для наращивания закачки.

Еще одним важным фактором, который обусловил целесообразность трансформации подхода управления системой ППД, стал анализ промывки порового объема, отражающей интенсивность заводнения.

Кратность промывки порового объема является одним из ключевых индикаторов в рамках теории двухфазной фильтрации Баклея-Левеверетта. Для монолитных пластов достигнутая кратность промывки по элементам заводнения указывает на положение рабочей точки на кривых относительных



Рис. 1. Изменение ценности закачки в целом по месторождению за счет перераспределения закачки между монолитными и немонолитными пластами

Fig. 1. Overall change in injection value across the field resulting from the redistribution of injection between monolithic and non monolithic reservoirs

фазовых проницаемостей (ОФП) в зоне, соответствующей завершающей стадии вытеснения подвижных запасов в пределах сформированных каналов фильтрации. Дальнейшее наращивание закачки в этих условиях характеризуется снижающейся технологической эффективностью.

Для немонолитных пластов текущая кратность промывки по элементам заводнения соответствует положению рабочей точки на кривых ОФП, при котором сохраняется значительная доля подвижной нефти. Это указывает на наличие потенциала доизвлечения запасов за счет дальнейшего воздействия, что подтверждается более высокими значениями параметра эффективности закачки.

Таким образом, проведенный анализ показал, что пласты немонолитного строения характеризуются большим потенциалом повышения эффективности заводнения, что определило направление трансформации системы ППД в части приоритетного увеличения закачки на данных объектах.

На рисунке 1 представлена реализация программы по изменению структуры перераспределения закачки. С 2020 по 2023 год ценность закачки в целом по месторождению изменялась под влиянием текущей стадии разработки запасов и к 2023 году составила 32,2 т/тыс. м³. Реализация программы к 2025 году позволила увеличить долю закачки в немонолитные пласты (АВ1(1-2), БВ16-22, ЮВ1, БВ10(1-2), БВ10(0)) на 14 % и обеспечить положительную динамику ценности закачки по месторождению (за период с 2023 по 2025 год ценность закачки увеличилась с 32,2 до 36,7 т/тыс. м³).

На рисунке 2 представлены результаты изменения суточной добычи нефти за счет роста суточной закачки на немонолитных объектах по реагирующим скважинам. Мероприятия реализованы в период с марта 2023 по февраль 2024 года. При общем фонде нагнетательных скважин на немонолитных пластах более 4 тысяч единиц, приемистость увеличена по 636 скважинам на перспективных участках с целью наращивания потенциала добычи. Прирост среднесуточной добычи нефти по скважинам окружения составил +260 т/сут, дополнительная добыча нефти — +107,8 тыс. т. Реализованные мероприятия позволили повысить устойчивость базовой добычи нефти.

Тактический уровень управления системой ППД

В рамках тактического уровня управления системой ППД решалась задача

повышения добычи нефти в разрезе скважин. С этой целью выполнен переход от попластового планирования к поскважинному расчету целевой закачки.

На пластах немонолитного строения проведены мероприятия по перераспределению закачки (2 379 нагнетательных скважин) и увеличению давления нагнетания за счет ввода 44 водозаборных скважин, на пластах монолитного строения — мероприятия по повышению эффективности закачки и формированию новых 20 очагов заводнения.

Мероприятия по пластам немонолитного строения. Перераспределение закачки

Процесс определения оптимальных уровней закачки для каждой нагнетательной скважины направлен на эффективное распределение объемов закачиваемой воды за счет увеличения приемистости на скважинах, обеспечивающих максимальную дополнительную добычу нефти.

Задача поскважинного расчета целевой закачки сводится к многопараметрической оптимизации в системе взаимодействующих скважин [4]. Целевой функцией является максимизация суммарной добычи нефти по группе реагирующих добывающих скважин при граничных условиях, задаваемых как инфраструктурными ограничениями (давления нагнетания, пропускная способность водоводов), так и геологическими рисками (критические градиенты давления для авто-ГРП, прорывы воды по техногенным трещинам). Ключевым научным допущением является постулат о квазистационарном режиме фильтрации в межскважинном пространстве, что позволяет использовать линеаризованные зависимости между приемистостью и дебитом окружения для поиска оптимального баланса закачки [5].

Расчет для каждой нагнетательной скважины основан на комплексном анализе, который включает:

- анализ технических и технологических параметров: текущие приемистости, давления, техническое состояние ствола скважин, тип заканчивания, расстояние между скважинами, работа скважин окружения, текущая и накопленная компенсация отборов закачкой, динамика пластового давления.
- анализ геологических особенностей: характеристики коллектора, положение в структуре.
- выполнение расчетов: количественная оценка коэффициентов парной корреляции взаимовлияния между

нагнетательными и добывающими скважинами на основе CRM-модели и анализа взаимных корреляционных функций динамики закачки и дебитов жидкости. В отличие от стандартных подходов, опирающихся только на эмпирические коэффициенты, применяется синтез методов: аналитическая CRM-модель дает первое приближение коэффициентов связи, которые затем уточняются с учетом геолого-статистических данных о пространственной ориентации естественной трещиноватости и преимущественных направлений фильтрации. Это позволяет минимизировать неопределенность при оценке взаимовлияния в условиях высокой расчлененности немонолитных пластов, где латеральная связанность не подчиняется простым законам радиальной фильтрации. Также выполняется вероятностная оценка рисков влияния нагнетательных скважин на основе расчета времени достижения фронта воды с учетом анизотропии проницаемости и анализа возможных межпластовых претоков флюида.

На основе комплексного анализа для каждой нагнетательной скважины определяется целевой уровень приемистости, необходимый для реализации геологического потенциала ее окружения. Потенциал оценивается по двум ключевым показателям: достижение максимального исторического дебита жидкости и начальное пластовое давление. Указанные значения рассматриваются не как целевые, а как верхние границы, определяющие пределы возможного наращивания закачки.

В зависимости от уровня целевой закачки (необходимость увеличить или сократить закачку) по каждой скважине определяется и реализуется индивидуальный комплекс мероприятий.

Для увеличения приемистости:

- увеличение типоразмера штуцера (снижение гидравлического сопротивления);
- локальное повышение линейного давления в нагнетательной системе;
- геолого-технические мероприятия (ГТМ) и капитальный ремонт скважин (нормализация забоя, обработки призабойной зоны, проведение ГРП).

Для сокращения неэффективной закачки:

- уменьшение типоразмера штуцера;
- остановка нагнетательной скважины.

Реализация программы целевой закачки за отчетный период охватила 2 379 нагнетательных скважин, воздействующих на 3 177 добывающих скважин. В результате, несмотря на то что общий объем закачки в немонолитные пласты не увеличился (рис. 3), эффективность закачки в этих скважинах выросла за счет адресного подхода к регулированию закачки. Дополнительная добыча нефти оценивается в 287 тыс. т по состоянию на 01.01.2026 г.

Мероприятия по объектам немонолитного строения. Увеличение давления нагнетания

Эффективность увеличения закачки принципиально различается для коллекторов с разной структурой порового пространства. В монолитных высокопроницаемых пластах, где фильтрация подчиняется почти линейному закону Дарси, приемистость скважины прямо пропорциональна репрессии на пласт. В этих условиях увеличение типоразмера штуцера, снижающее гидравлические потери

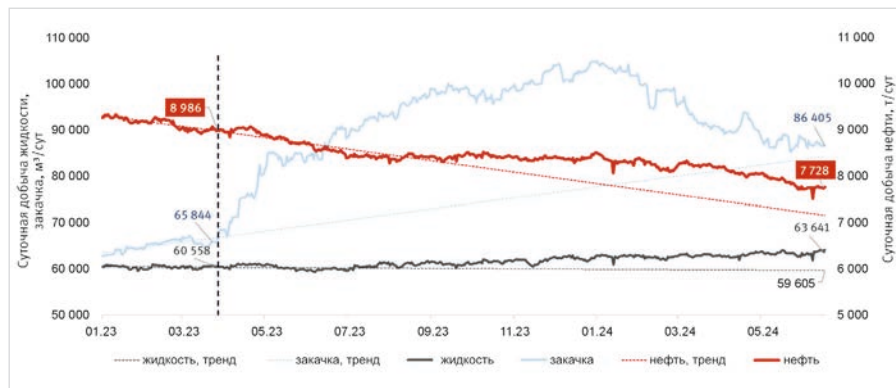


Рис. 2. Динамика технологических показателей по району работ на пластах немонолитного строения

Fig. 2. Dynamics of technological indicators in the working area on reservoirs of non monolithic structure

в стволе, является достаточным для наращивания закачки.

Однако в зонах, характеризующихся субкапиллярными размерами поровых каналов и высокой глинистостью, режим фильтрации отклоняется от линейного закона Дарси. Согласно экспериментальным исследованиям [6–8], в таких коллекторах проявляется начальный градиент сдвига — минимальный градиент давления, при котором начинается движение флюида в пористой среде. При градиентах давления ниже минимального вода остается неподвижной, а существующая система поровых каналов заблокирована капиллярными силами. В этих условиях требуется целенаправленное повышение забойного давления нагнетания для создания градиентов, превышающих его во всем объеме зоны дренирования. Поэтому в отдельных низкопроницаемых зонах пластов немонолитного строения для наращивания закачки требуется увеличение давления нагнетания для обеспечения целевых уровней закачки.

Централизованное увеличение давления на КНС сопряжено с ограничениями, связанными с техническими характеристиками водоводов высокого давления. Решением стало локальное обеспечение требуемого давления на удаленных кустовых площадках за счет ввода водозаборных скважин (ВДЗ), что позволило минимизировать потери на трение и обеспечить необходимое давление без дополнительной нагрузки на существующую инфраструктуру.

Увеличение давления нагнетания на низкопроницаемых участках требует обязательного контроля рисков, связанных с самопроизвольным образованием трещин автор-ГРП. При превышении забойным давлением порового значения градиента гидроразрыва происходит раскрытие существующих микротрещин или образование новых, что приводит к изменению геометрии фильтрационных потоков: закачиваемая вода может уходить по трещине в направлении, не контролируемом проектной системой заводнения, снижая охват вытеснением и создавая риск ранних прорывов в добывающие скважины.

Для предотвращения неконтролируемого развития авто-ГРП в рамках реализуемой программы применялся комплекс ограничений. Для каждой нагнетательной скважины с планируемым повышением давления выполнялась оценка критического забойного давления. Фактические режимы закачки контролировались по данным индикаторных диаграмм: появление нелинейного роста приемистости интерпретировался как индикатор раскрытия трещины, и режим корректировался. Дополнительно проводился мониторинг реагирующего фонда на предмет признаков раннего прорыва воды.

В результате реализации ввода водозаборной скважины на одной из КНС удалось повысить давление на 34 атм, что обеспечило увеличение объема закачки в целевые зоны немонолитных пластов. Так за период 2023–2025 гг. введено 44 водозаборных скважин, что обеспечило накопленную дополнительную добычу в 111 тыс. т на 01.01.2026 г.

Мероприятия по пластам монолитного строения. Остановка низкоэффективной закачки

На монолитных пластах, находящихся на поздней стадии разработки, часть закачиваемой воды фильтруется по сформировавшимся высокопроницаемым каналам. При достижении высокой кратности промывки

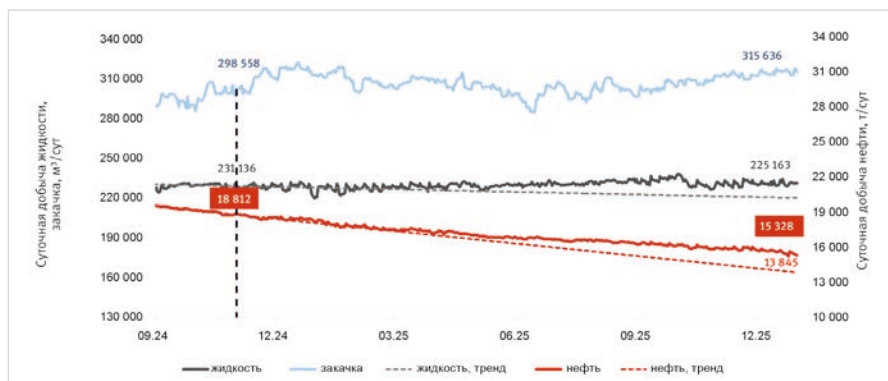


Рис. 3. Суммарные суточные показатели по району работ в рамках реализации программы по целевой закачке на немонолитных пластах

Fig. 3. Daily cumulative metrics in the work area during the implementation of the targeted injection program on non monolithic reservoirs

дальнейшее наращивание закачки в данных зонах характеризуется снижающейся технологической эффективностью, что обусловлено текущим положением рабочей точки на кривых ОФП [9].

С 2024 года на основе проведенного детального геолого-промыслового анализа реализованы мероприятия по переориентации 73 нагнетательных скважин с низкоэффективной закачкой на другие объекты разработки.

Гидродинамический механизм достигаемого эффекта базируется на концепции перераспределения фильтрационных потоков. В условиях длительного нагнетания в высокопроницаемый канал формируется зона повышенного пластового давления, и создаваемый градиент давления от промывочного канала к низкопроницаемым нефтенасыщенным пропласткам препятствует естественному перетоку нефти из целиков в зоны пониженного давления вблизи добывающих скважин. Остановка закачки на таких скважинах снимает данный барьер, запуская процесс капиллярной пропитки и противоточного вытеснения нефти из низкопроницаемых зон. Происходит смена доминирующего механизма вытеснения в пользу капиллярно-гравитационного дренирования матрицы коллектора.

По состоянию на 01.01.2026 г. среднесуточный прирост добычи нефти составил 114 т/сут за счет снижения обводненности, дополнительная добыча нефти составила 70 тыс. т (рис. 4).

Мероприятия по пластам монолитного строения. Формирование новых очагов заводнения

Важным направлением реализуемой стратегии тактического уровня на монолитных пластах является формирование новых очагов заводнения за счет возврата в действующий фонд неработающих скважин.

Формирование нового очага заводнения качественно меняет структуру линий тока в пласте: ввод новой нагнетательной скважины трансформирует конфигурацию изобар, разрушая застойные зоны за счет создания дополнительного градиента давления на ранее пассивных областях [10].

С 2024 г. дополнительная добыча нефти от реализации мероприятий по очаговой закачке на 20 участков на 01.01.2026 г. составила 17,6 тыс. т.

Работа по восстановлению систем разработки в зонах с такими запасами продолжается.

Мониторинг влияния увеличения закачки на немонолитных пластах и ограничение

закачки на пластах монолитного строения осуществляется на постоянной основе, в том числе с использованием характеристик вытеснения, анализа энергетического состояния и факторного анализа потерь. По результатам мониторинга негативного влияния не отмечается. В целом реализуемая комплексная программа мероприятий на фонде ППД позволила снизить темпы падения базовой добычи за счет приростов дебита нефти по жидкости.

Перспективный уровень управления системой ППД

На Самотлорском месторождении перспективный уровень управления системой ППД направлен на повышение эффективности разработки за счет внедрения современных цифровых и инженерных решений оперативного управления заводнением, ориентированных на оптимизацию системы заводнения и управление процессами добычи. В настоящее время ведется разработка и поэтапное внедрение системы комплексного анализа производственных данных с использованием методов машинного обучения, аналитических решений уравнений фильтрации и инструментов интеллектуальной обработки данных, включая нейросетевые алгоритмы.

В рамках цифровизации процессов управления закачкой применяется инструмент на основе CRM-моделирования, основанный на аналитическом решении уравнения материального баланса и уравнения притока [11], в том числе с использованием энтропийного моделирования [12]. Аналитическая CRM-модель, основанная на решении линеаризованного уравнения материального баланса и пьезопроводности, позволяет в режиме реального времени оценивать весовые коэффициенты взаимовлияния в системе «нагнетательная-добывающая» скважина и прогнозировать динамику дебитов жидкости и обводненности с достаточной точностью. Инструмент используется как для оперативного управления системой заводнения, так и в качестве вспомогательного модуля при решении задач подбора оптимальных приемистостей нагнетательных скважин с применением гидродинамических моделей.

Параллельно проводится апробация нейросетевых моделей управления закачкой, базирующихся на уравнении пьезопроводности и рекуррентных нейронных сетях [13]. Данные модели позволяют устанавливать функциональные зависимости между суточными показателями добычи и закачки,

забойными давлениями, режимами работы электроцентробежных насосов и результатами ГТМ. Основной задачей нейросетевого моделирования является определение оптимальных уровней закачки по каждой нагнетательной скважине, а также прогнозирование отклика добывающих скважин и динамики добычи нефти в близко и среднесрочной перспективе. В 2024 году были проведены опытно-промышленные работы (ОПР) на трех участках, охватывающих 81 добывающую скважину. В результате аprobации дополнительная добыча нефти составила 3,1 тыс. т, средний прирост дебита нефти по участку составил 13 т/сут.

В зонах с наибольшей локализацией остаточных запасов технико-экономические расчеты показывают эффективность химических МУН даже в условиях четвертой стадии разработки. На текущий момент для подтверждения технологической эффективности таких МУН начаты ОПР по полимерному заводнению. Цели данного ОПР — выбор оптимальной схемы закачки, подтверждение расчетной эффективности, а также определение потенциальных объектов для полномасштабного внедрения.

Следует отметить, что работы по технологической модернизации системы ППД на месторождении находятся в стадии поэтапной реализации и опытно-промышленной аprobации. Внедряемые цифровые и инженерные решения проходят тестирование на отдельных участках фонда и требуют времени для оценки их эффективности. При подтверждении эффективности они будут масштабированы на весь фонд скважин месторождения.

Итоги

Реализация комплексной стратегии управления системой ППД на Самотлорском месторождении доказала эффективность дифференцированного подхода к заводнению объектов с различным геологическим строением. Изменение структуры распределения закачки в пользу немонолитных пластов позволило повысить удельную технологическую эффективность заводнения и обеспечить положительную динамику базовой добычи нефти. Адресной управление закачкой на тактическом уровне с применением поскважинного расчета целевой приемистости и локального повышения давления нагнетания подтвердило результативность на участках с остаточными запасами.

Оптимизация закачки на выработанных монолитных пластах и формирование новых

очагов заводнения продемонстрировали эффективность перераспределения фильтрационных потоков.

Аprobация цифровых инструментов показала потенциал для дальнейшего повышения эффективности системы ППД.

Выводы

В статье представлен комплексный подход управления системой ППД, включающий три уровня: стратегический, тактический и перспективный.

В рамках стратегического уровня управления системой ППД проведены мероприятия по изменению структуры распределения закачки в пользу немонолитных пластов. Реализованные решения позволили снизить темпы падения базовой добычи нефти, дополнительная добыча нефти оценивается в 107,8 тыс. т. В рамках тактического уровня управления системы ППД задача направлена на повышение эффективности разработки за счет адресного формирования целевой закачки по скважинам, увеличения давления нагнетания путем ввода водозаборных скважин, оптимизации закачки и формирования новых очагов заводнения.

Реализация программы целевой закачки за отчетный период на немонолитных пластах охватила 2 379 нагнетательных скважин, воздействующих на 3 177 добывающих скважин; в ходе реализации программы увеличения давления нагнетания на немонолитных пластах введено 44 водозаборных скважин. Дополнительная добыча нефти в рамках тактического уровня управления системой ППД в результате реализации программ оценивается в 485,6 тыс. т нефти, в том числе на пластах немонолитного строения — 398 тыс. т, на пластах монолитного строения — 87,6 тыс. т. Мероприятия по технологической модернизации на месторождении в рамках перспективного уровня управления системой ППД находятся в стадии поэтапной реализации и опытно-промышленной аprobации: внедрение CRM-моделирования, нейросетевых технологий и МУН.

Таким образом, реализуемая программа управления системой ППД позволяет системно подходить к вопросу повышения эффективности разработки и вовлечения в активную добычу запасов Самотлорского месторождения.

Литература

1. 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.

2. Популова Т.П., Афонин Д.Г. Комплексный подход к анализу эффективности и оптимизации системы поддержания пластового давления на примере зрелого газонефтяного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 3. С. 424–440.
3. Юшин Е.С., Саллал А.А. Дифференцированное управление системами ППД на поздней стадии разработки неоднородных коллекторов // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2026. № 5. С. 13–23.
4. Тырсин А.Н., Кашеев С.Е. Моделирование взаимовлияния скважин для анализа эффективности систем заводнения на малых выборках данных // Управление большими системами: сборник трудов. 2024. № 111. С. 247–265.
5. Толпаев В.А., Ахмедов К.С., Кравцов А.М., Петросянц М.Т. Квазистационарная динамическая модель течения флюида к скважине // Ученые записки ЗабГУ. Серия: физика, математика, техника, технология. 2018. Т. 13. № 4. С. 24–32.
6. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. М.: Недра, 2000. 365 с.
7. Нагимов В.М., Лутфуллин А.А., Каримов И.С. и др. Диагностика и ликвидация нецелевой закачки и добычи воды на месторождениях зрелого фонда для снижения углеродного следа // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8. № 1. С. 64–72.
8. Томашевский А.В. Системы поддержания пластового давления. Уфа: УГНТУ, 2012. 312 с.
9. Craig F.F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1971, 141 p. (In Eng).
10. Грачев С.И., Коротенко В.А., Кушакова Н.П. Исследование влияния трансформации двухфазной фильтрации на формирование зон невыработанных запасов нефти // Записки Горного института. 2020. Т. 241. С. 68–82.
11. Кулушев М.М., Гильмиянова А.А., Петухов Н.Ю. и др. Опыт реализации мероприятий по изменению направления фильтрационных потоков флюидов в блоке «Монолит» месторождения Западной Сибири // Территория Нeftegaz. 2020. № 11-12. С. 66–70.
12. Степанов С.В., Бекман А.Д., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. 300 с.
13. Степанов С.В., Тырсин А.Н., Ручкин А.А., Поспелова Т.А. Использование энтропийного моделирования для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 62–67.
14. Вершинин В.Е., Пономарев Р.Ю., Зиязев Р.Р., Лещенко А.А., Мигманов Р.Р., Ивлев М.И. Алгоритмы оперативного управления заводнением с применением физико-информированных нейронных сетей // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2024. № 6. С. 42–51.

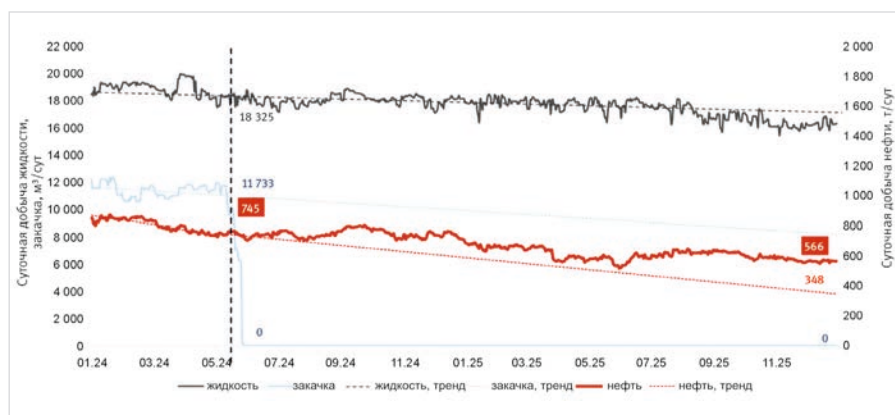


Рис. 4. Результат переориентации нагнетательных скважин с низкоэффективной закачкой на другие объекты разработки

Fig. 4. Result of re routing low efficiency injection wells to alternative development sites

Results

The article outlines a comprehensive reservoir pressure maintenance (RPM) management framework that encompasses three tiers: strategic, tactical, and prospective.

Strategic tier – Re structuring injection distribution to favor non monolithic reservoirs has slowed the decline of baseline oil production, generating an additional 107,8 thousand tonnes of recoverable oil.

Tactical tier – The focus is on enhancing development efficiency through well by well targeted injection, pressure augmentation via water intake wells, injection optimization, and the creation of new injection foci.

During the reporting period, the targeted injection program on non monolithic reservoirs covered 2,379 injection wells affecting 3,177 production wells, and 44 water intake wells were installed to raise injection pressure.

Additional oil recovery attributed to the tactical tier amounts to 485.6 thousand tonnes, comprising 398 thousand tonnes from non monolithic formations and 87.6 thousand tonnes from monolithic formations.

Prospective tier – Technological modernization initiatives are in a phased rollout and pilot production testing phase, including the deployment of CRM modeling, neural network techniques, and MUN (multi well unit) optimization.

Overall, the implemented RPM program provides a systematic approach to boosting development performance and activating remaining reserves at the Samotlor field.

Conclusions

The article outlines a comprehensive reservoir pressure maintenance (RPM) management framework that encompasses three tiers: strategic, tactical, and prospective.

Strategic tier – Re structuring injection distribution to favor non monolithic reservoirs has slowed the decline of baseline oil production, generating an additional 107,8 thousand tonnes of recoverable oil.

Tactical tier – The focus is on enhancing development efficiency through well by well targeted injection, pressure augmentation via water intake wells, injection optimization, and the creation of new injection foci.

During the reporting period, the targeted injection program on non monolithic reservoirs covered 2,379 injection wells affecting 3,177 production wells, and 44 water intake wells were installed to raise injection pressure.

Additional oil recovery attributed to the tactical tier amounts to 485.6 thousand tonnes, comprising 398 thousand tonnes from non monolithic formations and 87.6 thousand tonnes from monolithic formations.

Prospective tier – Technological modernization initiatives are in a phased rollout and pilot production testing phase, including the deployment of CRM modeling, neural network techniques, and MUN (multi well unit) optimization.

Overall, the implemented RPM program provides a systematic approach to boosting development performance and activating remaining reserves at the Samotlor field.

References

- Populova T.P. Identification of causes for decline in oil production due to increased water cut in mature fields. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2024, issue 6, P. 42–58. (In Russ).
- Populova T.P., Afonin D.G. An integrated approach to analyzing the effectiveness and optimization of the reservoir pressure maintenance system using the case of a mature gas and oil field. Actual problems of oil and gas, 2025, Vol. 16, issue 16, P. 424–440. (In Russ).
- Yushin E.S., Sallal A.A. Differentiated management of RPM systems at late stage development of heterogeneous collectors. Neftegaz.RU, 2026, issue 5, P. 13–23. (In Russ).
- Tyrin A.N., Kashcheev S.E. Well interaction modeling to analyze flooding systems efficiency on small data samples. Large-scale systems control, 2024, issue 111, P. 247–265. (In Russ).
- Tolpaev V.A., Akhmedov K.S., Krawcov A.M., Petrosyanc M.T. “Quasistationary dynamic model of fluid flow to a well. Scholarly Notes of Transbaikalian State University. Series Physics, Mathematics, Engineering, Technology, 2018, Vol. 13, issue 4, P. 24–32. (In Russ).
- Lysenko V.D. Oil field development. Moscow: Nedra, 2000, 365 p. (In Russ).
- Nagimov V.M., Lutflin A.A., Karimov I.S. et al. Through-barrier diagnostics of thief injection and production on mature fields for carbon footprint improvement. PROneft. Professional Oil, 2023, Vol. 8, issue 1, P. 64–72. (In Russ).
- Tomashevsky A.V. Reservoir pressure maintenance systems. Ufa: UGNTU, 2012, 312 p. (In Russ).
- Craig F.F. The reservoir engineering aspects of waterflooding. Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1971, 141 p. (In Eng).
- Grachev S.I., Korotenko V.A., Kushakova N.P. Study on influence of two-phase filtration transformation on formation of zones of undeveloped oil reserves. Journal of mining institute, 2020, Vol. 241, P. 68–82. (In Russ).
- Kulushev M.M., Gilmiyanova A.A., Petukhov N.Yu. et al. Experience of implementing wellworks to change the direction of fluid filtration in the monolith block of the field of Western Siberia. Neftegaz Territory, 2020, issue 11–12, P. 66–70. (In Russ).
- Stepanov S.V., Bekman A.D., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Support of oil field development using CRM models. Tyumen: IPC “Express”, 2021, 300 p. (In Russ).
- Stepanov S.V., Tyrin A.N., Ruchkin A.A., Pospelova T.A. Using entropy modeling to analyze the effectiveness of the waterflooding system. Oil Industry, 2020, issue 6, P. 62–67. (In Russ).
- Vershinin V.E., Ponomarev R.Y., Zizayev R.R., Leshchenko A.A., Migmanov R.R., Ilyev M.I. Operational waterflood management algorithms with physics informed neural networks. Neftegaz.RU, 2024, issue 6, P. 42–51. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Емельянов Дмитрий Васильевич, заместитель генерального директора – главный геолог, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Воронцов Сергей Юрьевич, начальник управления, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Рудиков Денис Геннадьевич, заместитель начальника управления, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Зизаев Рамиль Ришатович, заместитель начальника управления, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Для контактов: rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Популова Татьяна Павловна, главный специалист, ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Yemelyanov Dmitry Vasilyevich, deputy general director – chief geologist, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Vorontsov Sergey Yurievich, head of department, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Rudikov Denis Gennadyevich, deputy head of department, “Samotlorneftegaz” JSC, Nizhnevartovsk, Russia

Zizayev Ramil Rishatovich, deputy head of department, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: rrziazev@rn-gir.rosneft.ru

Populova Tatyana Pavlovna, senior specialist, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Эволюция системы поддержания пластового давления: заводнение в подгазовой зоне для ограничения добычи попутного нефтяного газа

Алексеев А.С.¹, Приз К.И.¹, Бляшук М.М.¹, Черкасов Н.А.², Иванов Е.Н.², Священко А.В.², Зырянов К.М.², Соловьев Г.Д.²

¹ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия; ²ООО «Таас-Юрх Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В настоящее время на многих крупных месторождениях с массивной газовой шапкой остро стоит проблема прорывного газа, добываемого при разработке тонких нефтяных оторочек в условиях инфраструктурных ограничений. Одним из возможных способов ограничения добычи газа, снижения газового фактора и возврата фонда в добычу является организация системы поддержания пластового давления. На Среднеботуобинском месторождении, расположенном в Восточной Сибири, проведены уникальные опытно-промышленные работы по переводу скважин в ППД в подгазовой зоне. На основании полученных данных на ботубобинском горизонте начата полномасштабная реализация системы ППД в ГНВЗ. Интерес к подобным задачам обусловлен возможностью их широкого применения при разработке других нефтегазоконденсатных месторождений.

Материалы и методы

В данной работе представлены динамика проектных решений по разработке газонефтяной зоны пласта В5, оценка эффективности системы заводнения и стратегия дальнейшей разработки подгазовой зоны Среднеботуобинского месторождения.

Ключевые слова

система поддержания пластового давления, газонефтяная зона, опытно-промышленные работы, прорыв газа, газовый фактор, ограничение ПНГ, накопленная добыча нефти, интенсификация добычи нефти, Восточная Сибирь, ботубобинский горизонт

Для цитирования

Алексеев А.С., Приз К.И., Бляшук М.М., Черкасов Н.А., Иванов Е.Н., Священко А.В., Зырянов К.М., Соловьев Г.Д. Эволюция системы поддержания пластового давления: заводнение в подгазовой зоне для ограничения добычи попутного нефтяного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 102–109. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-102-109

Поступила в редакцию: 12.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Evolution of a reservoir pressure maintenance system: under-gas-cap zone waterflooding to limit associated petroleum gas production

Alekseev A.S.¹, Priz K.I.¹, Blyashuk M.M.¹, Cherkasov N.A.², Ivanov E.N.², Svyashchenko A.V.², Zyryanov K.M.², Solovyev G.D.²

¹“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia; ²“Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Currently, many large fields with massive gas caps face the acute problem of breakthrough gas produced during the development of thin oil rims in the face of infrastructure constraints. One possible way to limit gas production, reduce the gas-oil ratio, and restore production is to implement a reservoir pressure maintenance system. At the Srednebotuobinskoye field in Eastern Siberia, unique pilot projects were conducted to convert wells to reservoir pressure maintenance in the under-gas-cap zone. Based on the data obtained, full-scale implementation of a reservoir pressure maintenance system in the gas-oil cap zone has begun at the Botuobinskoye horizon. Interest in such projects is driven by the potential for their widespread application in the development of other oil and gas condensate fields.

Materials and methods

This paper presents the dynamics of design solutions for developing the gas-oil zone of the B5 formation, an assessment of the waterflooding system's effectiveness, and a strategy for further development of the gas-cap zone at the Srednebotuobinskoye field.

Keywords

reservoir pressure maintenance system, gas-oil zone, pilot operations, gas breakthrough, gas factor, APG limitation, cumulative oil production, oil production intensification, Eastern Siberia, Botuobinskoye horizon

For citation

Alekseev A.S., Priz K.I., Blyashuk M.M., Cherkasov N.A., Ivanov E.N., Svyashchenko A.V., Zyryanov K.M., Solovyev G.D. Evolution of a reservoir pressure maintenance system: under-gas-cap zone waterflooding to limit associated petroleum gas production. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 102–109. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-102-109

Received 12.07.2026

От классики до современности

По всему миру насчитывается значительное количество нефтегазовых месторождений, геологическое строение которых осложнено наличием массивной газовой шапки при отсутствии естественного барьера между нефтяной и газовой частями. На территории РФ из общего объема запасов нефти запасы с газовыми шапками составляют значительную долю. Часть таких запасов характеризуется тонкими нефтяными оторочками, разработка которых сопряжена с рисками прорывов нежелательного флюида к забоям скважин. Эпоха «легких запасов» с чисто нефтяными залежами подходит к концу. Разработка пластов с большеобъемными газовыми шапками может стать «второй жизнью» для месторождений с развитой инфраструктурой и большой выработкой «традиционных» запасов, что потребует пересмотра классических постулатов разработки подобных объектов.

Классические постулаты разработки подгазовых зон [1]:

- *Опережающая разработка нефтяной оторочки.*

При опережающей разработке газонефтяной части пласта (подгазовой зоны) добывающие скважины размещаются между внутренним контуром газоносности и внутренним контуром нефтеносности. Цель: опережающая разработка нефтяной оторочки до полной выработки запасов нефти на естественном режиме или с организацией барьерных рядов и экранов закачки без значительного падения пластового давления и прорывов газа.

- *Организация барьерного ряда.*

При опережающей разработке нефтяной части нефтегазовой залежи применяется особый вид заводнения — барьерное заводнение. Нагнетательные скважины барьерного ряда отсекают газовую часть залежи от нефтяной, препятствуют прорыву газа к забоям нефтяных скважин и смещению газонефтяного контакта (ГНК) в нефтенасыщенную область. Применение барьерного заводнения позволяет снизить газовый фактор (ГФ) в 1,5–2 раза по сравнению с разработкой без воздействия на пласт. Скважины барьерного ряда размещаются на внутреннем контуре газоносности. При этом полномасштабное тиражирование системы поддержания пластового давления (ППД) в подгазовую часть считается малоэффективным.

- *Добыча при малых депрессиях на пласт.*

Минимизация разницы давлений для предотвращения или замедления движения газа, поиск баланса отборов, оптимизация депрессии на пласт.

Таким образом, основная задача, стоящая перед разработчиком, сводится

к разобщению запасов нефти и газа в залежи с целью ликвидации или минимизации потерь нефти. На таких месторождениях высока вероятность потери части запасов нефти в связи с их внедрением в газовую шапку в процессе разработки — «размазывание» запасов нефти. Кроме того, по добывающим скважинам снижается продуктивность за счет высокой подвижности газа. Наиболее остро вышеперечисленные проблемы проявляются в условиях газонефтяных месторождений с большой площадью ГНК и сравнительно небольшой нефтяной оторочкой.

Современные тенденции к разработке ГНВЗ

Среди других тенденций разработки подгазовых зон можно выделить следующие подходы, касающиеся технических и технологических решений:

- усложнение технологии заканчивания скважин путем бурения многозабойных скважин (МЗС) «фишбон» в купе с режимом эксплуатации на ограниченных депрессиях [2]. Такое решение направлено на ограничение образования газового конуса при сохранении добычи по скважинам путем снижения удельной депрессии на 1 м (в сравнении с горизонтальными скважинами);
- установка высокоэффективных газосепараторов в компоновке глубинно-насосного оборудования (ГНО) позволяет значительно увеличить критическое значение ГФ, опасное для работы насосного оборудования. Таким образом увеличивается время работы скважин;
- применение различных автономных устройств контроля притока (АУКП) для ограничения основных интервалов газопитока и, как следствие, продление времени эксплуатации скважины до момента достижения критического ГФ [3, 4];
- режим периодической эксплуатации скважин как один из подходов при разработке подгазовых зон. Скважины эксплуатируются до достижения критического ГФ, после чего останавливаются для расформирования газового конуса. После расформирования конуса скважины повторно запускаются в работу [5].

В качестве перспективных технологий — возможное применение различных селективных составов, которые при взаимодействии с газовой фазой ограничивают интервал газопитока. Здесь стоит упомянуть результаты применения закачек дегазированной нефти [5] и большеобъемных пачек подтоварной воды в добывающие скважины [6] для ускорения расформирования газового конуса, описанные авторами ранее.

Таким образом, сегодняшняя инженерная мысль направлена на продление «безгазового» периода эксплуатации скважин по времени и увеличение границ «безгазового» режима по уровню добычи попутного нефтяного газа (ПНГ).

В настоящее время вводится все больше месторождений с нефтяными оторочками и массивными газовыми шапками (Ванкорское, Верхнечонское, Мессояхинское, Среднеботуобинское и др.), на которых встречается применение заводнения в подгазовой зоне [7, 11]. Однако в целом в России применение системы заводнения на нефтегазовых объектах не имеет широкого распространения и требует дополнительной оценки.

В данной работе приведен опыт применения закачки воды в подгазовых зонах для снижения уровня ПНГ на примере Среднеботуобинского месторождения и показаны особенности такого решения. Как будет показано далее, такой метод позволяет не просто продлить время эксплуатации скважин, но практически полностью решить проблему прорыва газа газовой шапки к добывающим скважинам.

Практический опыт

Как было упомянуто выше, современные технико-технологические решения позволяют эксплуатировать нефтяные скважины с высокими значениями ГФ, в том числе существенно выше, чем стандартный критерий выбытия добывающих скважин в 2 500 м³/т для прогнозных расчетов согласно правилам подготовки проекта технологической документации (ПТД) [8]. В случае со Среднеботуобинским месторождением подобный комплексный подход также доказал свою эффективность [9].

Однако инфраструктурные условия накладывают ограничения на возможность использования попутно добываемого газа, а простая утилизация путем сжигания не только негативно влияет на экономику проекта

Табл. 1. Основные геолого-физические параметры пласта B5

Tab. 1. Key geological and physical parameters of formation B5

Параметр пласта	B5
Средняя общая толщина, м	24
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	7,2
Средняя эффективная газонасыщенная толщина, м	10,6
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	6,2
Коэффициент пористости, д.ед.	0,16
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, д.ед.	0,87
Коэффициент газонасыщенности пласта, д.ед.	0,85
Проницаемость, мкм ²	0,334
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,81
Расчлененность, ед.	2,1
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	9,2
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	2,79

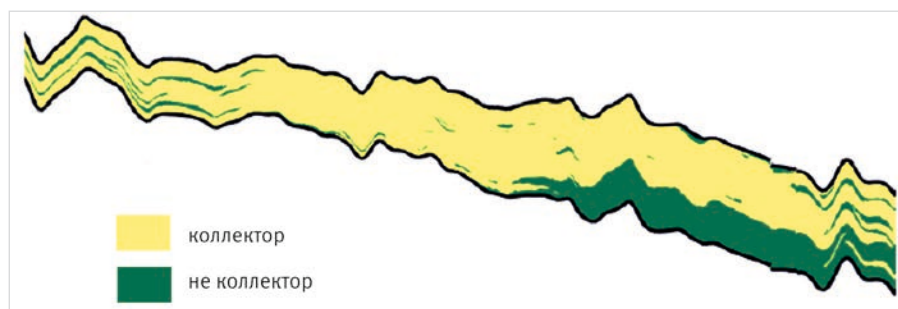


Рис. 1. Схематический разрез куба литологии пласта B5

Fig. 1. Schematic cross-section of the lithology cube for formation B5

(штрафы) и экологию (выбросы в атмосферу), но и является нерациональным использованием недр. В таких условиях требуется технология по существенному ограничению уровней ПНГ, которой является организация закачки воды в подгазовую зону.

Основным с позиции добычи нефти на Среднеботубинском месторождении является объект В5 ботубинского горизонта. Прибрежно-морские условия формирования продуктивных отложений обуславливают высокую латеральную и вертикальную связность и выдержанность, а также высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Ключевой особенностью объекта В5 является

наличие обширной зоны контактных запасов по газу: 71 % запасов нефти пласта приходится на ГНВЗ. В практически монолитном высокопроницаемом пласте при условии отсутствия естественных перемычек (рис. 1) созданы все предпосылки для поступления газа из газовых шапок в нефтяные скважины в процессе разработки достаточно тонкой нефтяной оторочки. Основные геолого-физические свойства объекта представлены в таблице 1.

Эволюция разработки подгазовой зоны объекта В5

Эффективная добыча нефти из ботубинского горизонта с использованием

естественных энергетических процессов достаточно ограничена. С целью максимизации эффективности системы разработки при эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений требуется воспроизведение напорных режимов искусственными методами восстановления. В связи с этим на месторождении поэтапно была организована и введена система ППД в различных зонах насыщения (рис. 2).

Свое начало система ППД берет в 2013–2016 гг., когда с целью восстановления пластового давления и увеличения нефтеотдачи было принято решение об организации системы ППД в водонефтяной зоне (ВНЗ). По мере развития и перемещения к внешнему контуру газоносности стало очевидно, что система ППД крайне эффективна и позволяет снижать и стабилизировать газовый фактор.

В развитии системы ППД в газонефтяной зоне можно выделить несколько ключевых этапов формирования:

Реализация программы ППД в 2013–2016 гг. в ВНЗ и на внешнем контуре газоносности оказала положительное влияние на работу скважин в ГНВЗ (рис. 3). Всего под нагнетание было переведено девять горизонтальных скважин. Ключевые результаты:

- стабилизация пластового давления на уровне 126 атм (при начальном 140 атм);
- снижение и стабилизация газового фактора на уровне 200–300 м³/т.

Стабилизация динамики пластового давления и ГФ позволила нарастить темпы отбора при более рациональной выработке запасов.

На основании результатов закачки воды в ВНЗ было принято решение провести опытно-промышленные работы (ОПР 1) по закачке воды в ГНВЗ с умеренными газонасыщенными толщами.

Этап 1 — ОПР 1 по закачке воды в ГНВЗ (ГНТ 7–8 м)

Следующим шагом после реализации закачки воды на внешнем контуре газоносности стала организация системы ППД в зоне с умеренными газонасыщенными толщами (толщины 7–8 м). В 2017 году на участке были проведены опытно-промышленные работы (ОПР 1) по испытанию закачки воды в ГНВЗ. Для этого выполнен перевод четырех скважин под нагнетание (рис. 4).

До введения системы поддержания пластового давления шесть добывающих скважин были остановлены по причине высокого газового фактора (1 500 м³/т). После перевода четырех скважин под нагнетание добывающие скважины были запущены в эксплуатацию с постоянным мониторингом эксплуатационных показателей и энергетического состояния залежи.

Через год после реализации опытно-промышленных работ отмечается стабилизация газового фактора с дальнейшим снижением показателей с 1 200 до 400 м³/т по участку анализа.

По результатам ОПР 1 можно сделать следующие выводы:

- сокращение темпов роста газового фактора;
- стабилизация пластового давления;
- поддержание стабильной добычи нефти путем сохранения действующего фонда добывающих скважин.

Этап 2 — Расширение ППД в ГНВЗ

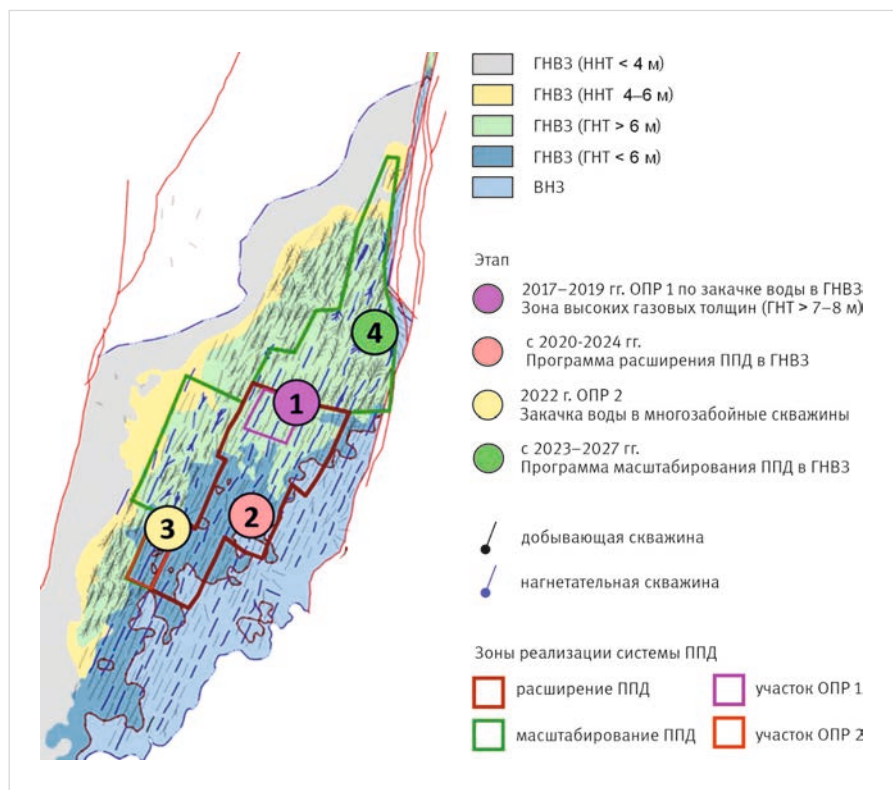


Рис. 2. История формирования системы ППД в ГНВЗ

Fig. 2. History of the development of the reservoir pressure maintenance (RPM) system in the gas-oil-water contact (GOWC) zone

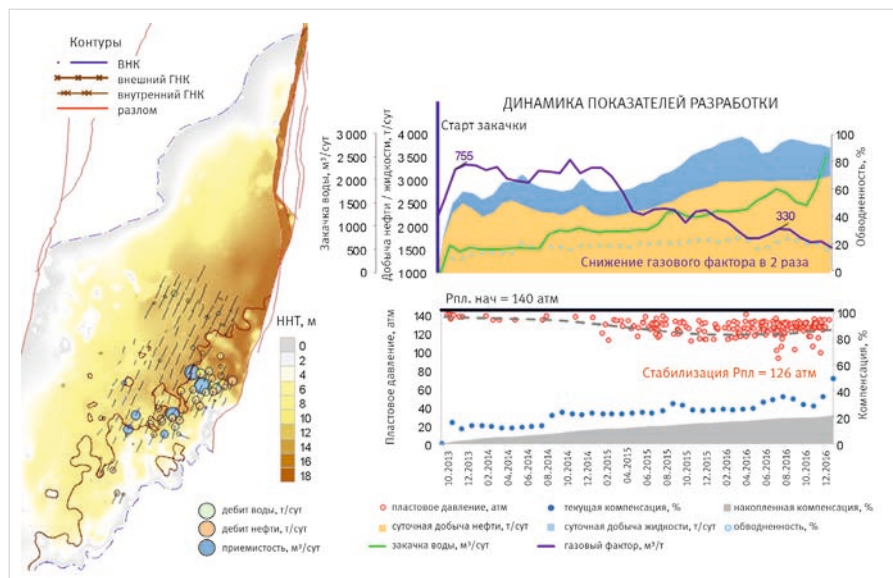


Рис. 3. Показатели эксплуатации фонда на внешнем контуре газоносности (2016 г.)

Fig. 3. Operational performance indicators of wells on the outer gas-bearing contour (2016)

Результаты ОПР 1 в 2017–2019 гг. признаны успешными, поэтому следующим этапом стало расширение работ в зону с несколько меньшими газонасыщенными толщами ($\text{ГНТ} < 6 \text{ м}$) — выделение зоны РППД (расширение системы ППД в ГНВЗ).

Расширение системы ППД в ГНВЗ (РППД) началось в 2020 году. На текущий момент с учетом участка ОПР 1 под закачку переведено 39 скважин (рис. 5).

Благодаря организации системы ППД в этой зоне наблюдается эффективное вытеснение запасов нефти, а также отмечается стабилизация газового фактора (до $1\,000 \text{ м}^3/\text{т}$) и замедление снижения пластового давления в зоне отбора.

Этап 3 — ОПР 2 по закачке воды в ГНВЗ с МЗС

В 2022 году были проведены опытно-промышленные работы по закачке воды в многозбойные скважины. Целью работ являлась оценка перспектив заводнения в ГНВЗ с системой разработки, сформированной в том числе многозбойными скважинами. Для этого был выполнен перевод в ППД пяти скважин, из которых две многозбойные (рис. 6).

На естественном режиме добывающие скважины работали с высоким газовым фактором ($2\,000 \text{ м}^3/\text{т}$), пластовое давление в зоне отбора составляло 122 атм. После введения системы ППД газовый фактор почти сразу же начал снижаться до $1\,000 \text{ м}^3/\text{т}$, а энергетическое состояние участка улучшалось. При благоприятных условиях по добывающим скважинам участка были выполнены мероприятия, позволяющие интенсифицировать добычу нефти, а именно была произведена смена насосного оборудования на более производительное.

Таким образом, внедрение закачки на участке ОПР 2 позволило:

- снизить газовый фактор;
- повысить пластовое давление;
- провести геолого-технологические мероприятия на добывающих скважинах и увеличить добычу нефти.

Этап 4 — Полномасштабное заводнение в ГНВЗ

С конца 2023 года на Среднеботубинском месторождении началось внедрение системы ППД с применением нагнетательных многозбойных скважин в ГНВЗ. Основная активность приходится на середину 2025 года. На текущий момент выполнен перевод 70 добывающих скважин под закачку воды (рис. 7). Всего программа масштабирования ППД в ГНВЗ (МППД) включает в себя 111 мероприятий.

Первые результаты подтверждают основные эффекты, наблюдаемые на других участках: организация системы заводнения позволяет поддерживать энергетическое состояние залежи, контролировать рост газового фактора и стабилизировать уровень добычи нефти.

Анализ результатов

На примерах выше был показан интегральный эффект от организации системы ППД в подгазовой зоне. Наиболее явно эффект наблюдается по скважинам: снижение газового фактора создает условия для проведения интенсификации добычи нефти (рис. 8). Из приведенных примеров хорошо виден эффект снижения газового фактора с 2–3 тыс. $\text{м}^3/\text{т}$ практически до уровня

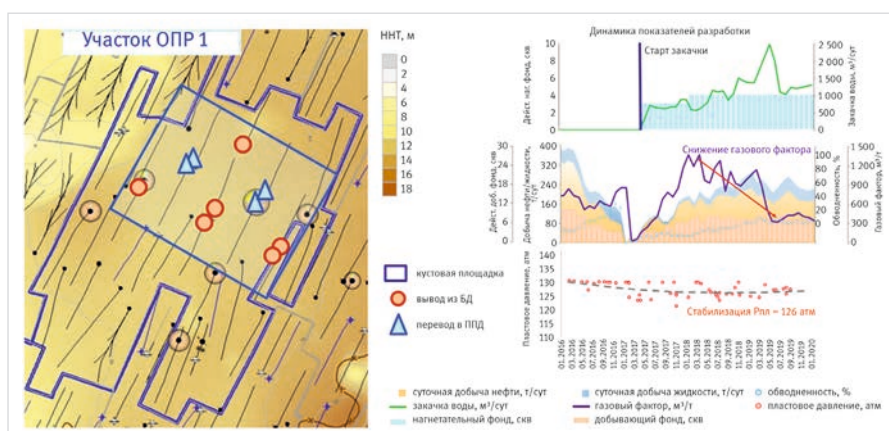


Рис. 4. ОПР 1 по закачке воды (2017 г.)

Fig. 4. Pilot industrial operation (PIO) No. 1 on water injection (2017)

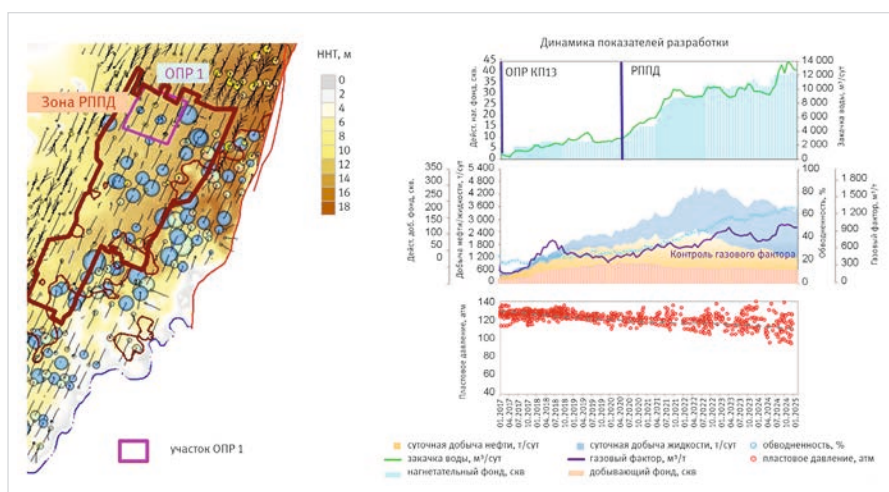


Рис. 5. Расширение системы ППД в ГНВЗ (2021 г.)

Fig. 5. Expansion of the RPM system in the GOWC zone (2021)

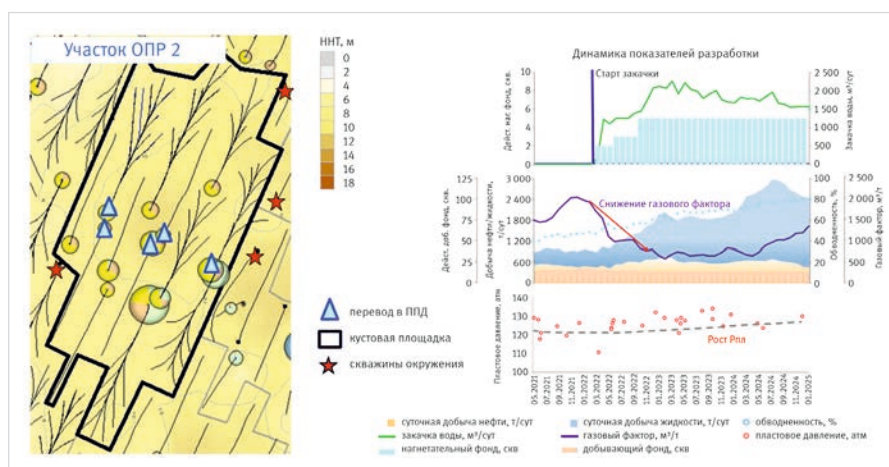


Рис. 6. Результаты реализации ОПР 2 (2022 г.)

Fig. 6. Results of the implementation of Pilot industrial operation No. 2 (2022)

газосодержания ($80\text{--}100 \text{ м}^3/\text{т}$). После этого появляется возможность значительно нарастить уровень отбора нефти — до 3–5 раз.

Рассмотрим происходящие процессы более детально. Для этого по добывающим скважинам в зоне ППД на ГНВЗ на основе суточных данных были выделены характерные периоды работы и проведено сопоставление динамики ГФ и величины текущей компенсации отборов (рис. 9). При расчете

компенсации в пластовых условиях разделение всего добываемого газа на растворенный и газ газовой шапки выполнялось с помощью аналитической зависимости газосодержания от пластового давления. Как видно из примера, при недостаточной компенсации может наблюдаться рост газового фактора.

Обобщение данных по всем добывающим скважинам в зоне ГНВЗ с системой ППД наглядно демонстрирует, что при увеличении

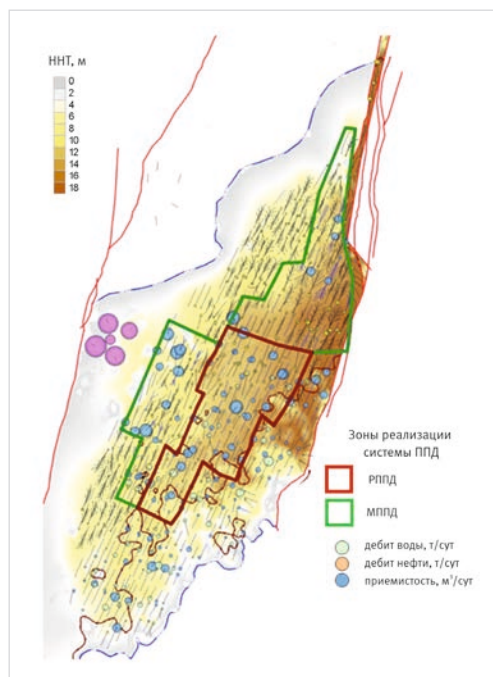


Рис. 7. Полномасштабное заводнение в ГНВЗ
Fig. 7. Full-scale waterflooding in the GOWC zone

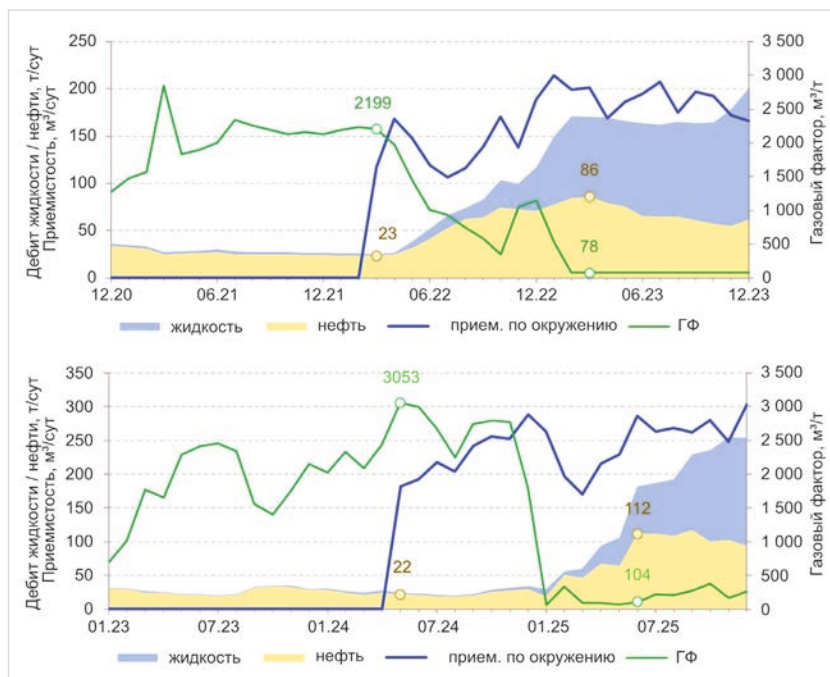


Рис. 8. Пример эффектов по скважинам
Fig. 8. Well-specific effect examples

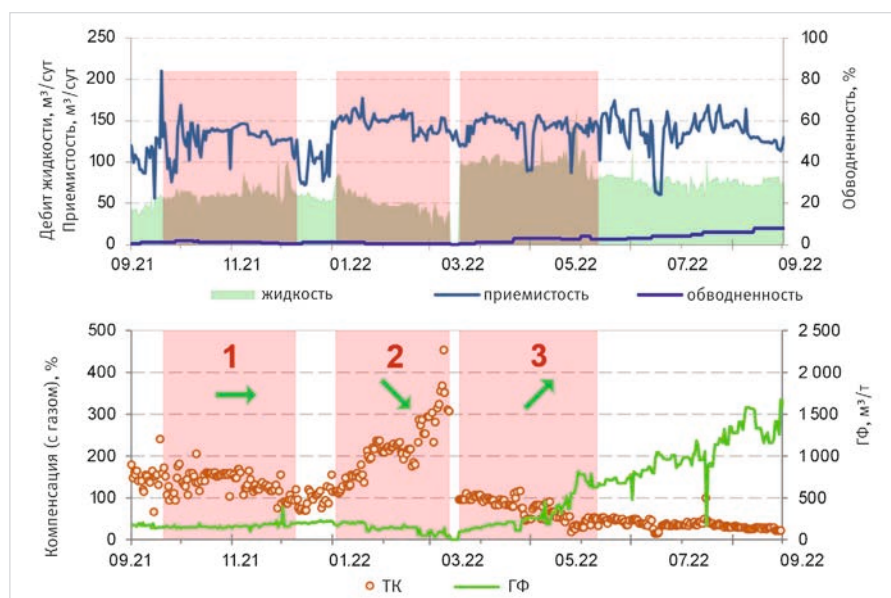


Рис. 9. Выделение периодов анализа по скважине
Fig. 9. Selection of analysis periods for a well

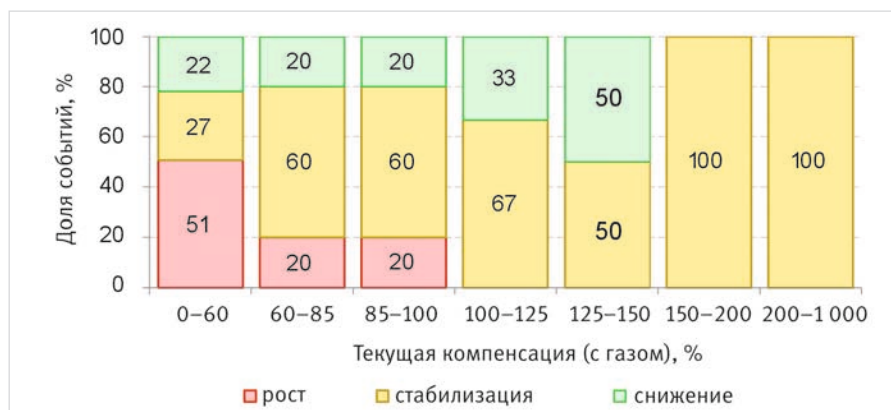


Рис. 10. Распределение динамики ГФ от компенсации
Fig. 10. Distribution of GOR dynamics resulting from compensation measures

компенсации снижается доля случаев роста газового фактора (рис. 10). Граничным значением компенсации является 100 %: при большей компенсации отборов (с учетом газовой фазы) не наблюдается случаев роста газового фактора.

Показательным является распределение случаев роста ГФ в различных геологических условиях (ННТ, ГНТ). При росте газонасыщенных толщин или соотношения ГНТ/ННТ требуется большая компенсация для предотвращения роста газового фактора (рис. 11).

Также возникает вопрос о влиянии депрессии (dP) на динамику газового фактора. Для этого проведено сопоставление предыдущих результатов с величиной dP , и подробнее рассмотрены только случаи с текущей компенсацией менее 120 % (рис. 12). Системного влияния депрессии на поведение газового фактора не отмечается, однако стоит выделить некоторые наблюдения. При низкой компенсации (<40 %) и при наличии газовых толщин (соотношение ГНТ/ННТ >0,2) даже при малых депрессиях (>5 атм) отмечается рост ГФ. В противовес этому, при большем соотношении (ГНТ/ННТ >0,5) даже при значительной депрессии (dP 30–60 атм), но при наличии «достаточной» компенсации наблюдается стабилизация или снижение ГФ. Судя по всему, величина компенсации, необходимая для стабилизации ГФ, может зависеть от геологических условий.

В продолжение, поскважинный анализ динамики позволил установить зависимость времени реакции добывающих скважин в ГНВЗ на переводы в ППД (рис. 13). По мере преобладания газонасыщенных толщин увеличивается время до момента начала снижения газового фактора по добывающим скважинам окружения. Из данного наблюдения можно вывести два важных следствия. Во-первых, с помощью зависимости можно планировать мероприятия по интенсификации добычи в ГНВЗ (после снижения ГФ). Во-вторых, в случае значительных газонасыщенных толщин для реагирования добывающих скважин необходимо

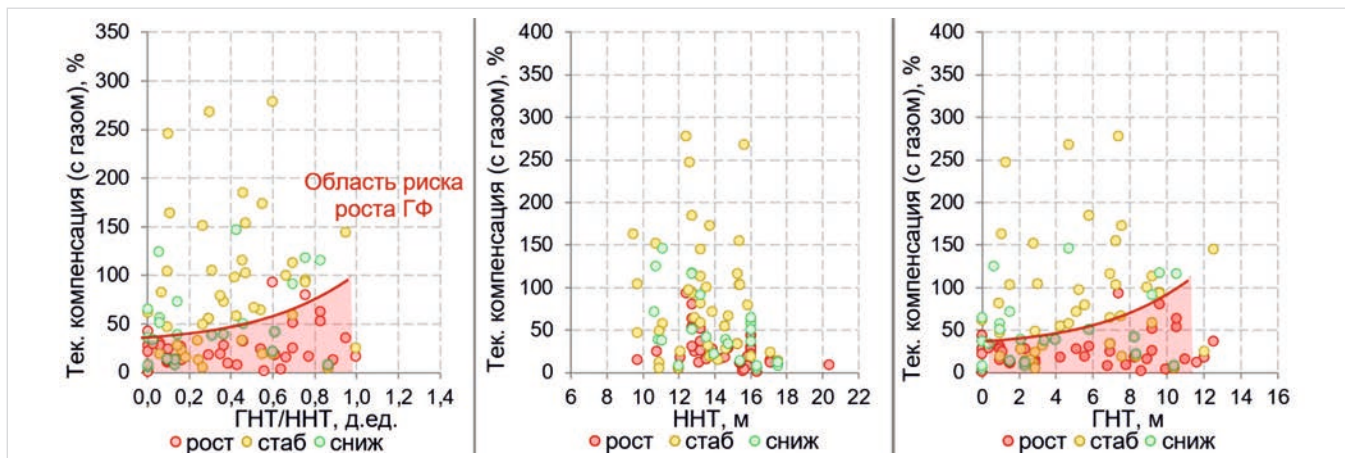


Рис. 11. Динамика ГФ от компенсации отборов и ГНТ/ННТ
Fig. 11. GOR dynamics driven by production compensation and GST/OST

продолжать закачку достаточно длительное время (до 8 месяцев и более).

Результаты анализа были проверены на гидродинамической модели (ГДМ). Расчеты проводились на секторных синтетических моделях с разной геологией, соответствующей условиям различных зон объекта, при вариации уровней компенсации. Параметры геологических сеток приведены в таблице 2.

Расчеты выполнены для всех сеток с прогнозом на 80 лет с вариацией компенсации отборов от 50 до 250 %. Результаты расчетов представлены на графике сопоставления накопленной добычи нефти и газа (рис. 14). Для условий соотношения ГНТ/ННТ ≤ 1 с увеличением компенсации до 150 % отмечается значительное сокращение накопленной добычи газа при неизменной накопленной добыче нефти. При компенсации $>150\%$ наблюдается существенное сокращение накопленной добычи нефти из-за опережающего обводнения скважин. Для сетки №3 (ГНТ/ННТ = 2) «полка» для накопленной нефти менее выражена, но эффект в снижении накопленной добычи газа при увеличении компенсации также прослеживается. При увеличении компенсации более 150 % также отмечается негативное влияние в виде снижения накопленной добычи нефти из-за прорывов воды.

Основываясь на результатах проведенного анализа и многовариантных расчетов

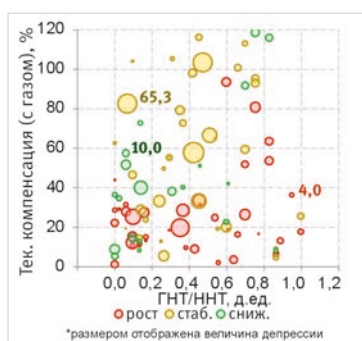


Рис. 12. Динамика ГФ при компенсации $<120\%$ от депрессии и ГНТ/ННТ
Fig. 12. GOR dynamics under compensation conditions of $<120\%$ of depression and GST/OST

на ГДМ, можно выделить следующие ключевые моменты:

- рекомендуемая компенсация в подгазовой зоне для ограничения добычи ПНГ и поддержания пластового давления — на уровне 100–110 %;
- при развитии системы ППД в более неблагоприятные зоны по соотношению толщин (ГНТ/ННТ >1), вероятно, потребуются

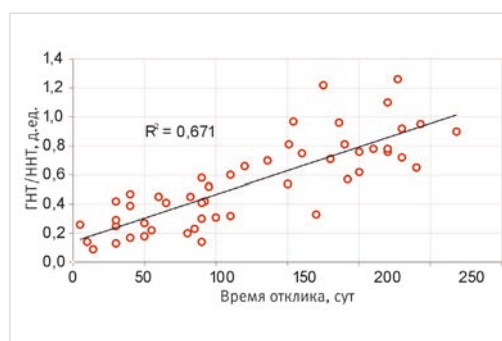


Рис. 13. Время отклика добывающих скважин на организацию ППД
Fig. 13. Response time of producing wells to the implementation of the RPM system

Табл. 2. Свойства синтетических моделей
Tab. 2. Properties of synthetic models

Сетка	ННТ, м	ГНТ, м	ГНТ/ННТ
Сетка 1	10	8	0,8
Сетка 2	10	10	1,0
Сетка 3	10	20	2,0

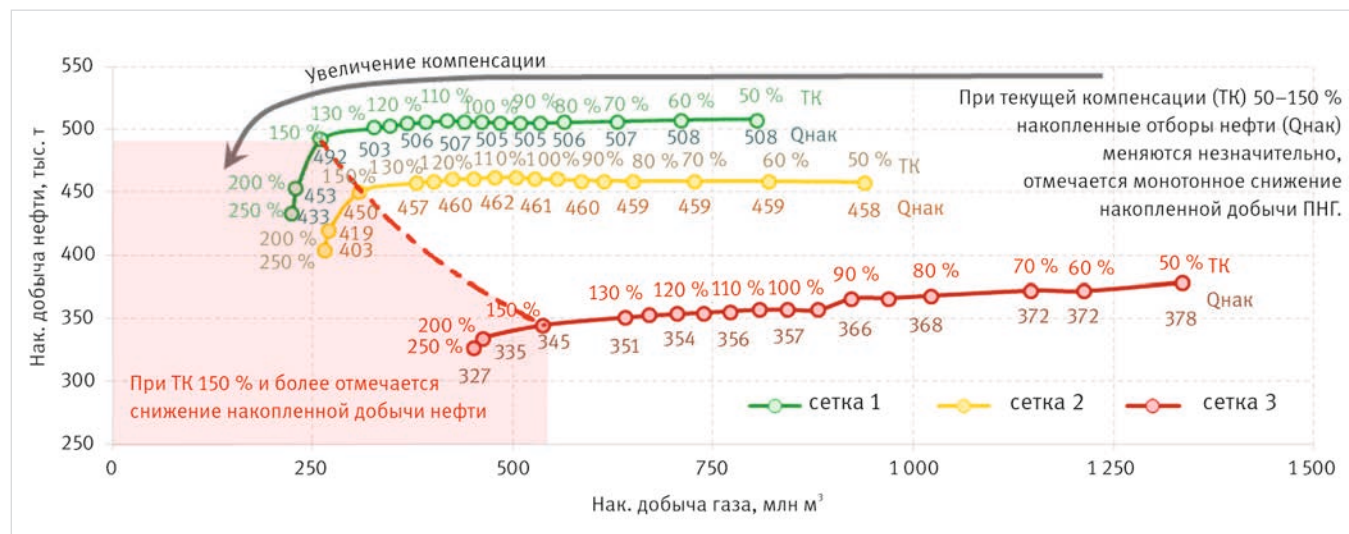


Рис. 14. Накопленные показатели от компенсации
Fig. 14. Cumulative indicators resulting from compensation measures

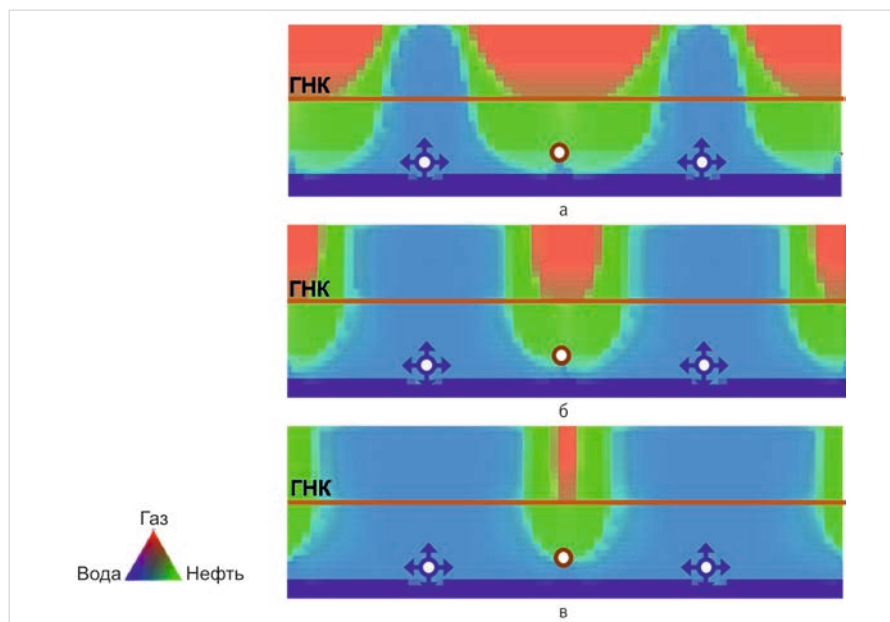


Рис. 15. Разрез тернарного куба поперек проводки скважин через 5 лет прогноза (при компенсации: а — 50 %, б — 100 %, в — 250 %)
Fig. 15. Cross-section of the ternary cube across the well trajectories after 5 years of forecasting (with compensation: а — 50 %, б — 100 %, в — 250 %)

более интенсивная компенсация отборов ($>110\%$);

- верхней границей по уровню компенсации является 150 %, так как выше этих значений происходит опережающее обводнение скважин и потери по накопленной добыче нефти.

Отдельно стоит осветить вопрос возможных потерь при размытии нефтяной оторочки в газовую шапку (ГШ) после организации закачки воды. Ниже, на основе расчетов ГДМ, приведено сравнение насыщенности по разрезу через 5 лет после начала закачки при разных значениях компенсации (рис. 15). При большей компенсации наблюдается более интенсивное расформирование оторочки и внедрение воды в ГШ.

Однако при оценке запасов нефти, внедренных в ГШ на конец разработки (расчет на 80 лет), получим практически идентичные результаты по каждой сетке для рассмотренных вариантов компенсации (табл. 3). Таким образом, величина внедренной нефти в ГШ зависит только от «размера» самой газовой шапки, а интенсивность компенсации влияет только на скорость этого процесса.

Справедливо будет отметить, что организация закачки воды в нефтяной оторочке в общем случае приводит к миграции нефти в газовую шапку. Поэтому целесообразность применения данной технологии должна учитывать особенности объекта разработки.

Для Среднебугоринского месторождения невозвратные потери нефти в ГШ в реальности могут оказаться значительно меньше, чем обычно принято считать.

Во-первых, имеются собственные исследования керна из газовой шапки на реликтовую нефтенасыщенность и коэффициент остаточной нефтенасыщенности [10]. Последний оказывается значительно меньше, чем принято для нефтяной оторочки. С учетом наличия реликтовой нефтенасыщенности в ГШ и низкой остаточной нефтенасыщенности потери на донасыщение породы будут не так велики, и большая часть внедренной нефти останется в подвижной фазе.

Во-вторых, небольшие газовые толщины в зоне заводнения позволяют относительно компактно локализовать остаточные запасы для последующей довыработки (зарезки боковых стволов и форсированный отбор жидкости).

Итоги

На Среднебугоринском месторождении накоплен уникальный опыт применения различных технических и технологических решений по ограничению добычи попутного нефтяного газа. В условиях обширной подгазовой зоны организация закачки воды оказалась одной из самых эффективных технологий ограничения добычи ПНГ, что положительно сказалось на уровнях добычи нефти и экономике проекта.

По итогам выполненного анализа результатов определены оптимальные параметры для применения закачки в подгазовой зоне, а также заложена основа для обоснования дальнейшей стратегии разработки объекта.

Выводы

Организация ППД в ГНВЗ в условиях обширной зоны контактных запасов и высокой связности коллектора позволяет эффективно ограничивать поступление газа газовой шапки к нефтяным скважинам. Благодаря этому появляется возможность перейти с режима разработки на ограниченных депрессиях на режим целевой компенсации отборов, что сопровождается ростом добычи.

Рассмотренный опыт будет полезен для других активов со схожей проблематикой прорыва газа из газовой шапки. Для оценки применимости технологии заводнения подгазовых зон на других месторождениях необходимо учитывать особенности геологического строения, свойств породы и флюидов, а также предусмотреть решение для минимизации возможных потерь нефти в газовой шапке.

Литература

1. Николаевский Н.М., Розенберг М.Д., Шейн П.Н. Принципы промышленной оценки и разработки нефтяной оторочки

Табл. 3. Внедрение нефти в газовую шапку
Tab. 3. Oil encroachment into the gas cap

Тек. компенсация, %	Внедрение нефти в ГШ, тыс. т		
	Сетка 1	Сетка 2	Сетка 3
50	498	622	1103
100	502	627	1120
250	509	636	1136

газовых месторождений. М.: ГОСИНТИ, 1960. 139 с.

2. Гринченко В.А., Махмутов Д.З., Близунов В.Ю. и др. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка — от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 5. С. 8–15.
3. Зюев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция нефть газ. 2023. № 1. С. 36–40.
4. Зюев Е.С., Приз К.И., Давыдов А.А., Ашин М.С., Черкасов Н.А., Попов Е.П. Технология вторичного заканчивания с АУКП: новый этап в доработке подгазовых зон // Деловой журнал Neftegaz.ru. 2025. № 12. С. 48–53.
5. Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А., Священко А.В., Иванов Е.Н., Шилов Д.С., Сексаяв А.П. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 69–73.
6. Иванов Е.Н., Ермаков Р.М., Абдуллин М.М. Комплексное воздействие на скважины для управления газовым фактором // Нефтяное хозяйство. 2026. № 2. С. 40–45.
7. Al-Nofli M.A., Kelkar M. Integrated assessment of water injection performance in high-GOR oil reservoirs. SPE-212345-PA. 2023. URL: <https://doi.org/10.2118/212345-PA>. (In Eng).
8. «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20 сентября 2019 г. N 639.
9. Истишева В.Ф., Забелин В.И., Иванов Е.Н., Черкасов Н.А., Священко А.В. Ограничение добычи газа в условиях массивной газовой шапки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2024. № 4. С. 50–63.
10. Черемисин Н.А., Шульга Р.С., Загоровский А.А., Комисаренко А.С., Кузнецов А.М., Осипов С.В. Моделирование внедрения нефти в газовую шапку на кернах сложнопостроенных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2022. № 7. С. 90–96.
11. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Закиров И.С., Баганова М.Н., Спиридонов А.В. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа Ч. 1, М.: ПИК ВИНТИ, 2004. 519 с.

Results

Unique experience has been accumulated at the Srednebotuobinskoye field in applying various technical and technological solutions to limit associated petroleum gas production. In the context of the extensive under-gas-cap zone, water injection has proven to be one of the most effective technologies for limiting APG production, positively impacting oil production levels and project economics.

Based on the analysis of the results, optimal parameters for injection in the under-gas-cap zone have been determined and a foundation has been laid for substantiating the further development strategy for the field.

Conclusions

Organizing pressure maintenance in gas/oil/water zones in the context of a large contact reserve zone and high reservoir connectivity allows for effective restriction of gas flow from the gas-cap to oil wells. This makes it possible to transition from development with limited draw-down pressure to a targeted production compensation system, which leads to increased production.

These lessons learned will be useful for other assets facing similar gas cap breakthrough issues. To assess the applicability of gas-cap flooding technology at other fields, it is necessary to consider the geological structure, rock and fluid properties, and to develop a solution to minimize potential oil losses in the gas cap.

References

1. Nikolaevsky N.M., Rosenberg M.D., Shane P.N. Principles of industrial assessment and development of the oil fringe of gas fields. Moscow: GOSINTI, 1960, 139 p. (In Russ).
2. Grinchenko V.A., Makhmutov D.Z., Bliznyukov V.Yu. et al. Efficiency of drilling and completion of directional oil-producing wells in the Eastern Siberia through a horizontal section evolution – from single wellbores to the “birch-leaf” design due to detailing of hydrocarbon deposits geological structure. Construction of oil and gas wells on land and sea, 2020, issue 5, P. 8–15. (In Russ).
3. Ziuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Yu. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36-40. (In Russ).
4. Ziuzev E.S., Priz K.I., Davydov A.A., Ashin M.S., Cherkasov N.A., Popov E.P. The technology of secondary completion with AICD: a new stage in the further development of sub-gas zones. Neftegaz.ru, 2025, issue 12, P. 48–53. (In Russ).
5. Priz K.I., Alekseev A.S., Cherkasov N.A., Svayschenko A.V., Ivanov E.N., Shilov D.S., Seksayev A.P. The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 69–73. (In Russ).
6. Ivanov E.N., Ermekov R.I., Abdullin M.M. Comprehensive treatment of wells to control the gas oil ratio. Oil Industry, 2026, issue 2, P. 40–45. (In Russ).
7. Al-Nofli M.A., Kelkar M. Integrated assessment of water injection performance in high-GOR oil reservoirs. SPE-212345-PA. 2023. URL: <https://doi.org/10.2118/212345-PA>. (In Eng).
8. On approval of the rules for preparing technical projects for developing hydrocarbon fields, Order № 639 by the Ministry of natural resources and environment of the Russian Federation of 20 September 2019. (In Russ).
9. Istisheva V.F., Zabelin V.I., Ivanov E.N., Cherkasov N.A., Svayschenko A.V. Limiting gas production from massive gas caps. Oil and Gas Studies, 2024, issue 4, P. 50–63. (In Russ).
10. Cheremisin N.A., Shulga R.S., Zagorovskiy A.A., Komisarenko A.S., Kuznetsov A.M., Osipov S.V. Core modeling of oil penetration into the gas cap of complex-structured fields. Oil industry, 2022, issue 7, P. 90–96. (In Russ).
11. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Baganova M.N., Spiridonov A.V. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 1. Moscow: GOSINTI, 2004, 520 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алексеев Алексей Сергеевич, главный специалист управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия
Для контактов: asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Приз Константин Игоревич, начальник отдела управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия

Бляшук Мария Михайловна, главный специалист управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «РН-Геология Исследования Разработки», Тюмень, Россия

Черкасов Никита Александрович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Иванов Евгений Николаевич, к.т.н., менеджер по оптимизации добычи и заводнению, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Священко Александр Викторович, заместитель генерального директора — главный геолог, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Зырянов Константин Михайлович, начальник отдела управления заводнением, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Соловьев Григорий Дмитриевич, главный специалист отдела управления заводнением, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Alekseev Aleksei Sergeevich, head specialist, department of geology and reservoir management for East Siberia, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: asalekseev2-tnk@rn-gir.rosneft.ru

Priz Konstantin Igorevich, section head, department of geology and reservoir management for East Siberia, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Blyashuk Maria Mikhailovna, head specialist, department of geology and reservoir management for East Siberia, “RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Cherkasov Nikita Aleksandrovich, head of reservoir management department, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Ivanov Evgeny Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, mining and waterflooding optimization manager, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Svyashchenko Alexander Viktorovich, deputy general director, chief geologist, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Zyryanov Konstantin Mikhailovich, section head of waterflooding management, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Solovyev Grigory Dmitrievich, head specialist section of waterflooding management, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Инструмент оперативной экономической оценки сценариев разработки газовых и газоконденсатных залежей на базе интегрированных прокси-моделей

Вокина В.Р., Выломов Д.Д., Балановский Д.Ю.
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
vrvokina@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрены особенности планирования стратегии разработки месторождений углеводородов, основанной на применении авторского комплекса интегрированного прокси-моделирования системы «пласт-скважина-ГСС-УКПГ», обеспечивающего высокую скорость и вариативность расчетов при сохранении точности результатов.

Особое внимание уделено подходам к экономической оценке рассматриваемых вариантов разработки. Предложен переход от трудоемкого ресурсного метода формирования экономических моделей к нормативному для минимизации человеческого фактора, цифровизации бизнес-процессов и сокращения общего цикла планирования стратегии разработки.

Материалы и методы

Интегрированные прокси-модели, экономическая модель, язык программирования C#.

Ключевые слова

стратегия разработки, газовые и газоконденсатные залежи, цифровизация и интеллектуализация, интегрированные прокси-модели, технико-экономическая оценка, экономическая модель

Для цитирования

Вокина В.Р., Выломов Д.Д., Балановский Д.Ю. Инструмент оперативной экономической оценки сценариев разработки газовых и газоконденсатных залежей на базе интегрированных прокси-моделей // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 110–115.
DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-110-115

Поступила в редакцию: 29.06.2026

GAS INDUSTRY

UDC: 622.279 | Original Paper

A software for operational economic assessment of scenarios for the development of gas and gas condensate deposits based on integrated proxy models

Vokina V.R., Vylomov D.D., Balanovsky D.Yu.
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
vrvokina@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article discusses the specifics of planning a strategy for the development of hydrocarbon deposits based on the use of the author's complex of integrated proxy modeling of the system “reservoir-well-ground infrastructure-economy”, which provides high speed and variability of calculations while maintaining the accuracy of the results.

Special attention is paid to approaches to the economic assessment of the considered development options. The transition from a labor-intensive resource-based method of forming economic models to a normative one is proposed to minimize the human factor, digitalize business processes and shorten the overall cycle of planning a development strategy.

Materials and methods

Integrated proxy models, economic model, C# programming language.

Keywords

strategy of development, gas and gas condensate deposits, digitalization and intellectualization, integrated proxy models, technical and economic assessment, economic model

For citation

Vokina V.R., Vylomov D.D., Balanovsky D.Yu. A software for operational economic assessment of scenarios for the development of gas and gas condensate deposits based on integrated proxy models. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 110–115. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-110-115

Received: 29.06.2026

Введение

Эффективное планирование и реализация стратегии разработки месторождений с залежами газа и газового конденсата (ГиГК) характеризуются сложной многокомпонентной структурой, где каждый этап принятия решений по проекту зависит от влияния множества факторов. Одной из ключевых вех любого проекта является расчет прогнозных профилей добычи ГиГК с последующим выполнением технико-экономической оценки (ТЭО) путем применения алгоритмов экономической оценки (ЭО). Такой подход позволяет искать пути увеличения капитализации и устойчивости реализуемых проектов.

На сегодняшний день существует множество инструментов для выполнения ТЭО и формирования исходных данных (ИД) для ЭО [1]. При этом наибольшее распространение, безусловно, получили аналитические оценки [1–3] и гидродинамические модели (ГДМ) [1, 4]. Важно отметить, что несмотря на широкий спектр применимости, рассмотренные выше инструменты обладают рядом принципиальных ограничений. Так, большинство аналитических оценок при решении уравнения материального баланса не учитывают совместную добычу ГиГК и выпадение ГК в пласте — добыча ГК пересчитывается от добычи газа через зависимость кривой конденсатно-газового фактора (КГФ) от пластового давления. В свою очередь для ГДМ характерны высокие временные трудозатраты на выполнение расчетов, особенно в случае сложного геологического строения залежей, ультранизких ФЕС коллекторов и большого количества скважинного фонда. В условиях постоянно ограниченного временного ресурса специалисты вынуждены сокращать количество анализируемых вариантов и вводить упрощения, что, в свою очередь, повышает риск выбора менее оптимального решения.

Интегрированные прокси-модели

Являясь одним из лидеров отрасли по созданию собственного программного обеспечения, ПАО «НК «Роснефть» (Компания) активно расширяет направление развития технологий разработки, цифровизации и интеллектуализации месторождений. В свое время с целью решения оперативных задач мониторинга, управления и планирования разработкой месторождений был создан уникальный экспертно-аналитический программный комплекс «РН-КИН». Данная интегрированная среда доступна всем сотрудникам всех структурных подразделений (СП) и дочерних обществ (ДО) Компании.

Изначально функционал «РН-КИН» предполагал работу только с нефтяными объектами. Однако с развитием блока газовых проектов Компании появилась необходимость расширения функционала «РН-КИН» в части работы с газовыми и газоконденсатными активами.

Так, в ООО «РН-Геология Исследования Разработки» («РН-ГИР») был разработан уникальный авторский инструмент оперативного интегрированного прокси-моделирования (ИМ-прокси), позволяющий в кратчайшие сроки решать широкий спектр простых и сложных задач для газовых и газоконденсатных месторождений и тем самым разгружать специалистов по гидродинамическому и интегрированному моделированию [5–8]. Одной из сильных сторон инструмента является численное моделирование единой системы «пласт-скважины-ГСС-УКПГ», что делает его абсолютным лидером относительно существующих аналогов (рис. 1).

Стоит подчеркнуть, что ИМ-прокси внедрен в бизнес-процессы одного из крупнейших ДО Компании и позволяет: формировать материалы рейтинга бурения (РБ); оценивать эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) и потребность в вводе компенсирующих мощностей дожимной компрессорной станции (ДКС); формировать предложения по оптимизации технологических режимов (ТР) скважинного фонда. За счет быстрой работы ИМ-прокси время поиска оптимизационных решений сокращено в 2–4 раза относительно ГДМ и в 8–10 раз относительно полномасштабных интегрированных моделей (ИМ).

В контексте настоящей статьи далее речь пойдет о расширении функционала авторского инструмента интегрированного прокси-моделирования путем внедрения в него модуля ЭО для возможности оперативного выполнения ТЭО для множества сценарных результатов расчета.

Ресурсный и нормативный методы

Каждое решение, принимаемое в рамках планирования стратегии разработки, должно быть экономически выгодным. Поэтому финальным этапом принятия того или иного сценария в качестве базового является расчет его экономической эффективности.

В Компании принята единая методология оценки экономической эффективности бизнес-проектов. В качестве инструмента экономической оценки выступает алгоритм экономической оценки корпоративного формата, в котором реализован ресурсный метод расчета.

Несмотря на высокую степень детализации, ресурсный метод оценки экономической эффективности характеризуется значительной вычислительной трудоемкостью. Осложняющим фактором для его использования в рамках оперативных оценок является необходимость детального сбора и анализа данных по каждой единице оборудования и каждой операции, что приводит к существенному увеличению временных затрат на формирование итогового расчета, т.к. сбор и заполнение данных производится вручную. В условиях современного планирования, требующего безошибочной и оперативной обработки множества сценарных вариантов, высокая детальность проработки ресурсного метода становится одним из главных факторов, ограничивающих скорость принятия стратегических и управленческих решений.

Систематизацию процесса экономического анализа ИД можно охарактеризовать следующей блок-схемой (рис. 2) и выделить четыре основных блока:

1. Блок макроэкономических показателей. В разделе формируется основной прогноз по комбинации цены углеводородов и обменного курса. Данный массив данных обновляется ежеквартально. Автоматизация этого процесса реализована посредством макросов, что гарантирует единообразие исходных параметров для всех вариантов стратегий разработки в рамках отчетного периода.
- 2–3. Блок капитальных и операционных затрат. В классическом представлении расчет затрат производится ресурсным методом, что требует детальной проработки каждого объекта. В целях повышения оперативности анализа в данной работе предлагается переход к нормативному методу оценки. Технически это реализуется путем оптимизации архитектуры экономической модели: в шаблон вводятся специализированные листы с базами нормативов и модули для промежуточных расчетов. Данная модификация позволяет существенно ускорить процесс оценки без потери достоверности, т.к. алгоритмическая основа расчетов строго следует принятой в Компании методологии.
4. Блок производственных технологических показателей. Данный блок включает технические параметры добычи и подготовки сырья. На текущем этапе развитие этого блока направлено на полную автоматизацию переноса расчетных показателей из гидродинамических и интегри-



Рис. 1. Функциональные составляющие авторского инструмента интегрированного прокси-моделирования

Fig. 1. Functional components of the author's tool of integrated proxy modeling

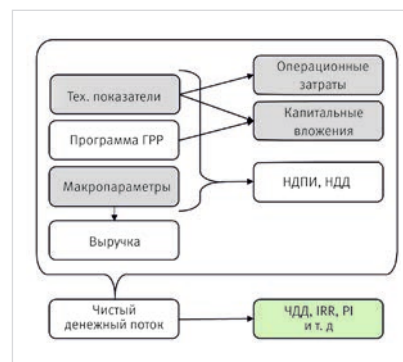


Рис. 2. Компоненты экономической модели

Fig. 2. Components of the economic model

рованных моделей в алгоритм ЭО, что исключает ручной ввод данных.

В случае необходимости оперативного решения производственных задач по разработке авторами настоящей статьи предлагается использовать альтернативный метод — нормативный, который при сопоставимости исходных данных позволяет выявить наиболее оптимальный вариант из множества прочих.

Методологическая основа предлагаемого подхода базируется на требованиях, изложенных в Приказе Минприроды России от 20.09.2019 № 639 (ред. от 06.10.2020) «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья».

При переходе к нему необходимо реализовать два современных решения:

комплексный подход и автоматизацию, которые позволяют обеспечить оперативное нахождение оптимальных вариантов разработки и выполнять расчет экономических показателей без погружения в методики, заложенные в полномасштабную ЭО.

На рисунке 3 представлена логическая схема реализации проекта.

Автоматизация работы с данными

Многокомпонентная структура ЭО создает определенные сложности при выполнении экономических расчетов специалистами смежных профилей. Повышается риск некорректного заполнения параметров и возникновения ошибок при ручном вводе данных. В связи с этим возникает необходимость в разработке упрощенного интерфейса взаимодействия с экономической моделью (ЭМ), а автоматизация процесса ручного заполнения расчетных технологических показателей является необходимым условием для перехода к оперативному методу расчета экономики.

Разработанное решение позволяет минимизировать влияние человеческого фактора и обеспечить достоверность итоговых расчетов.

Программная реализация осуществлялась на языке программирования C#. На начальном этапе была разработана структура пользовательского интерфейса, обеспечивающая полную совместимость с функциональной архитектурой авторского инструмента интегрированного прокси-моделирования. Это позволило осуществить интеграцию разработанного решения с сохранением единства

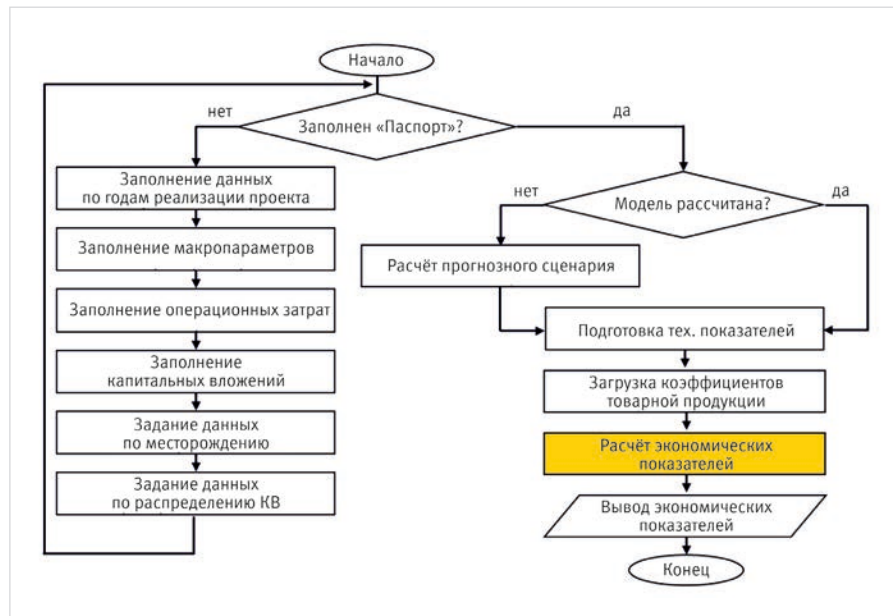


Рис. 3. Схема реализации решения
Fig. 3. Solution implementation scheme

1
 Возврат в меню
 Обновить модель из шаблона

Разработанное функциональное окно

Период реализации и оценки проекта			
Первый год проекта			2028
Год начала дисконтирования			2028
Период оценки	Ручной выбор		*
Год начала			2028
Год окончания			2028

NetBack			
Нефть	до		*
Конденсат по нефти	нет		*
Конденсат	Ручной ввод		*
Природный газ	до		*
Попутный газ	Ручной ввод		*
Жидкие продукты газопереработки	СПБТ		6 500

Удельные затраты			
OPEX	Месторождение X		*
CAPEX	Месторождение X		*

Налоги			
Географическое расположение участка недр	Прочие регионы		*
Залежь относится к Турону/Березовской свите	Нет		*
Накопленная добыча природного газа, тыс. м³			10 000 000
Остаточные запасы природного газа, тыс. м³			100 000 000
Глубина залегания, м			3100

Распределение затрат КВ							
Объект	Года до ввода объекта/процент затрат от общих затрат						Примечание
	-5	-4	-3	-2	-1	0(год...)	
Инфраструктурные объекты	1%	2%	2%	15%	50%	30%	
Инженерная подготовка	0%	11%	89%	0%	0%	0%	
6 Автодороги	0%	11%	89%	0%	0%	0%	
ВЛ	0%	11%	89%	0%	0%	0%	
Трубопроводы	0%	0%	8%	92%	0%	0%	
Бурение с операциями	0%	0%	31%	48%	21%	0%	
Оборудование НВСС	0%	0%	100%	0%	0%	0%	
Обустройство скважин	0%	0%	0%	0%	15%	85%	

Расчетные модули экономической модели Компании

Паспорт

Макропараметры

OPEX

+

CAPEX

Участок с нефтью и газовым конденсатом

Капитальные вложения. Доли

Рис. 4. Функциональное окно «Паспорт»
Fig. 4. The functional window "Passport"

112

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ ОКТЯБРЬ 6 (123) 2026

пользовательского интерфейса и логики взаимодействия с ИМ-прокси.

Для оптимизации процесса взаимодействия с полномасштабной ЭМ Компании был разработан и внедрен модуль «Паспорт», представляющий собой консолидированный интерфейс управления. Функциональное окно предоставляет пользователям возможность заполнения макропараметров и периода оценки проекта, без погружения в методики и структуру полномасштабной ЭО. Модуль позволяет импортировать шаблон корпоративного формата экономической оценки. «Паспорт» обеспечивает автоматическую синхронизацию данных: информация, введенная в едином управляющем окне, распределяется по соответствующим расчетным модулям ЭМ, что существенно упрощает процесс подготовки данных и, как следствие, повышает оперативность расчетов.

Выбор большинства параметров производится с помощью выпадающего списка, который подтягивается из загруженной экономической модели.

На рисунке 4 представлен интерфейс разработанного модуля, который состоит из нескольких частей: 1 — кнопка загрузки полномасштабной ЭМ корпоративного формата; 2 — период экономической оценки; 3 — параметры расчета Netback в ЭМ, 4 — выбор нормативов удельных затрат; 5 — выбор и задание параметров для расчета НДС; 6 — распределение капитальных затрат по годам.

Вычисление экономических показателей в рамках программного комплекса осуществляется посредством специализированного модуля «Экономика». Интерфейс и функциональные возможности модуля обеспечивают автоматизированную генерацию шаблонов технологических параметров разработки на основе данных, полученных в результате интегрированного прокси-моделирования. Визуализация итоговых расчетных показателей реализована в табличной и графической формах, что позволяет проводить оперативный сравнительный анализ вариантов. Кроме

того, в модуле предусмотрен механизм формирования итоговой отчетности, архитектура и содержание которой строго соответствуют утвержденным корпоративным стандартам Компании.

На рисунке 5 представлен интерфейс разработанного модуля, который состоит из нескольких частей: 1 — окно отображения технологических параметров; 2 — окно отображения товаров по финальным узлам; 3 — окно ввода площадочных объектов; 4 — графическое отображение параметров; 5 — окно вывода экономических показателей за проектный период.

Модификация экономической модели

В процессе интеграции корпоративной ЭМ в ИМ-прокси была выявлена необходимость ее адаптации и расширения.

Для практической реализации нормативного метода была проведена модификация корпоративной ЭМ, которая заключалась в расширении ее структуры шестью дополнительными функциональными модулями, предназначенными для предварительной обработки данных, проведения промежуточных расчетов, а также содержащими базы нормативных затрат для корректного формирования Сарех и Орех. Модификация была осуществлена с сохранением базовой архитектуры экономической модели, что обеспечивает совместимость с существующими системами отчетности и позволяет автоматизировать обновление макроэкономических параметров. При этом алгоритм оценки экономической эффективности полностью соответствует утвержденной корпоративной методологии.

Архитектура разработанного модуля включает блоки управления операционными и капитальными затратами, а также раздел расчета товарной продукции. В частности, модули «Эксплуатационные затраты. Нормативы» и «Капитальные вложения. Нормативы» формируют стоимостную базу эксплуатационных и капитальных вложений соответственно. Данные блоки обладают

гибкостью расширения и актуализируются в соответствии с текущими макропараметрами перед началом расчетного цикла.

Для детального распределения инвестиций в строительство площадочных объектов по годам реализован модуль «Капитальные вложения. Доли», который включает в себя данные по инженерным подготовкам, автодорогам, трубопроводам, обустройству скважин и т.д.

Особое внимание уделено детализации событий развития месторождения. Модуль «Капитальные вложения. Доли» включает в себя базу для заполнения событий по площадочным объектам, ГСС и скважинам по годам. Предусмотрена разбивка на отдельные кусты, что позволяет по отдельности учитывать ввод каждой кустовой площадки. Перевод этих событий в стоимостный эквивалент осуществляется в модуле «Капитальные вложения. Динамика» на основе заданных капитальных нормативов.

Завершающим этапом обработки данных является работа модуля «Коэффициенты. Товары», предназначенного для пересчета модельных параметров добычи в объемы товарной продукции. С помощью данного модуля реализуется выделение динамики отборов товарных продуктов из расчетных векторов добычи газа и конденсата, а также расчет технологических потерь (включая потери при подготовке и на собственные нужды). Расчетные коэффициенты в данном модуле базируются на данных, полученных с помощью специализированного ПО «HYSYS», что обеспечивает высокую достоверность итоговых показателей.

Внедрение и апробация

Разработанный программный модуль оперативной экономической оценки был успешно интегрирован в производственный цикл планирования разработки газовых и газоконденсатных месторождений и прошел этап полномасштабной апробации.

Для апробации разработанного инструмента была проведена оценка

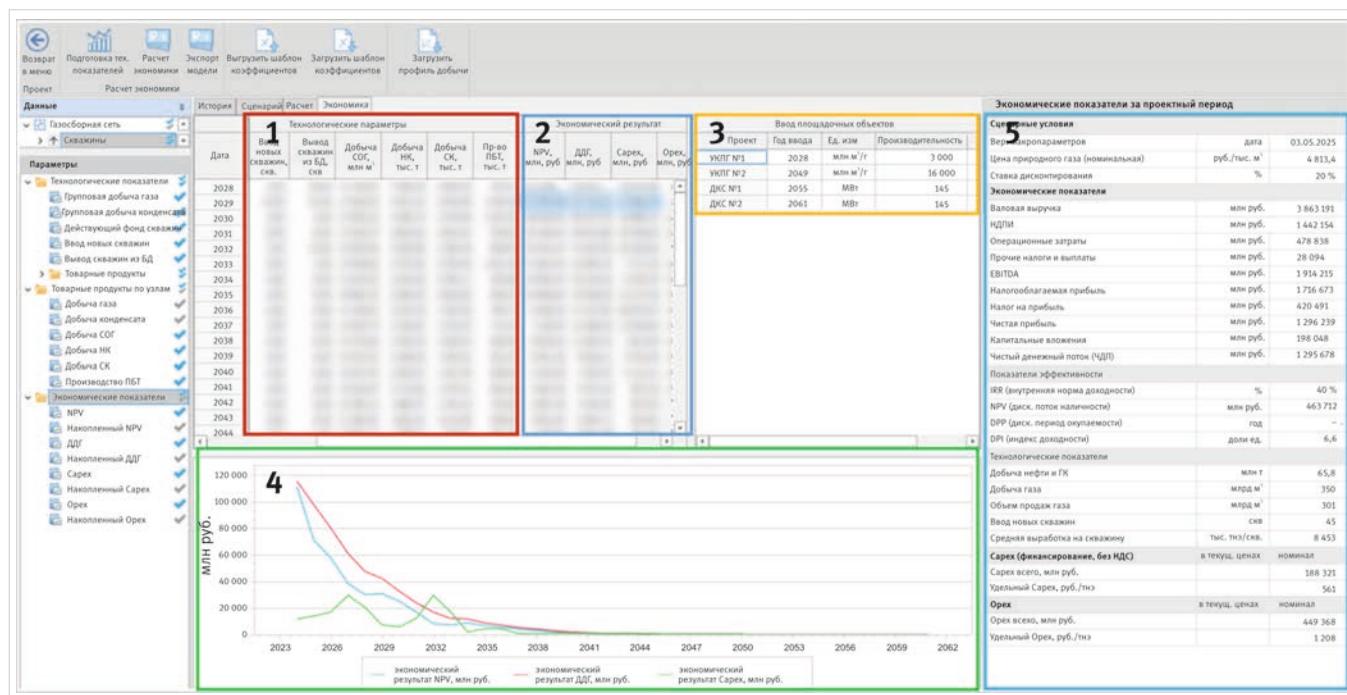


Рис. 5. Функциональное окно «Экономика»
Fig. 5. The functional window "Economy"

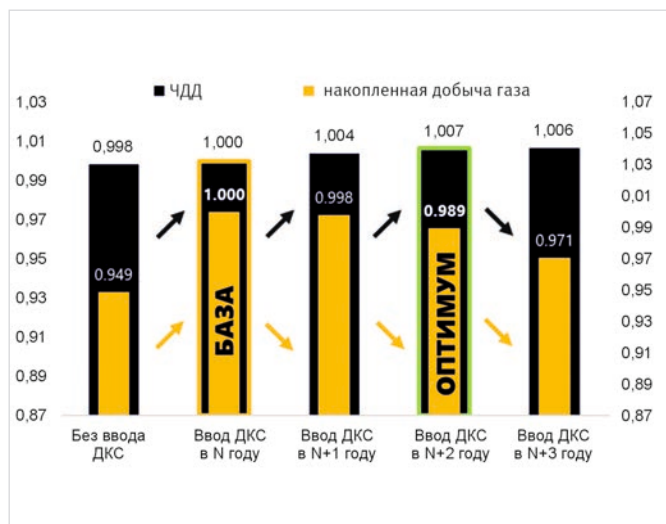


Рис. 6. Обоснование сроков ввода ДКС
Fig. 6. Justification of the terms of BCS commissioning

экономической эффективности различных сценариев ввода в эксплуатацию компримирующих мощностей дожимной компрессорной станции на ачимовских объектах нефтегазоконденсатного месторождения Х. Согласно бизнес-плану, ввод ДКС был запланирован в N году. В проводимых расчетах данный вариант был принят за базовый. Для проведения сравнительного анализа авторами сформированы альтернативные варианты, предусматривающие смещение сроков ввода ДКС на один, два и три года вперед соответственно (N+1, N+2, N+3).

На рисунке 6 представлены отнормированные относительно базового варианта расчеты по накопленной добыче газа и данные по чистому дисконтированному доходу (ЧДД) за расчетный период.

Результаты комплексной экономической оценки показали, что, несмотря на снижение объема добычи газа вследствие отсрочки ввода объекта, наиболее эффективным является сценарий с вводом ДКС в N+2 году. Данный результат обусловлен оптимизацией временного распределения капитальных вложений и эффектом дисконтирования затрат, что в совокупности перекрывает производственные потери. В итоге установлено, что вариант с вводом в N+2 году обеспечивает значительный прирост ЧДД относительно базового сценария на конец расчетного периода. Полученные результаты были подтверждены в ДО при помощи расчетов на полномасштабной ГДМ с экономической оценкой ресурсным методом и, как следствие, утверждены новым бизнес-планом.

В ходе практического применения была проведена верификация результатов работы модуля на реальных объектах и выполнено сопоставление с расчетами экономики на полномасштабных моделях, использующих ресурсный метод. Сопоставление проводилось по ряду выходных экономических показателей, позволяющих принимать решения в задачах бизнес-планирования и оценивать эффективность реализуемых проектов (рис. 7). Установлено, что относительное отклонение значений не превышает 2,4 %, что свидетельствует о высокой сходимости рассмотренных методов. Незначительная разница, в свое время, обусловлена методологическим различием между нормативным и ресурсным подходами к оценке

затрат. Высокая корреляция результатов сопоставления двух методов подтверждает применимость разработанного инструмента и позволяет рассматривать его как надежную альтернативу ресурсному методу в задачах бизнес-планирования.

Разработанная методика обеспечивает значительное ускорение расчетов: в полномасштабных экономических оценках время выполнения одного сценария превышает 20 часов, тогда как расчет экономики нормативным методом в ИМ-прокси занимает менее 25 секунд.

Практическая апробация подтвердила работоспособность алгоритмов и доказала эффективность перехода к нормативному методу оценки, что в совокупности обеспечило существенное сокращение времени подготовки сценарных вариантов без потери достоверности итоговых показателей.

Итоги

В настоящей работе продемонстрирован результат разработки и интеграции специализированного модуля оперативной экономической оценки в авторский инструмент интегрированного прокси-моделирования, который представляет собой синергию современных методов разработки программного обеспечения и полномасштабной экономической модели Компании.

Созданный инструмент позволяет существенно оптимизировать процесс анализа эффективности стратегии разработки, обеспечивая оперативную оценку вариантов без необходимости глубокого погружения в сложные нюансы расчетов полномасштабной модели на ранних этапах планирования.

Внедрение разработанного модуля позволяет перераспределить вычислительные и трудовые ресурсы таким образом, чтобы трудоемкие расчеты ресурсным методом применялись исключительно на финальных стадиях верификации наиболее перспективных сценариев.

Использование ИМ-прокси в сочетании с модулем оперативной экономической оценки способствует существенному ускорению прогнозирования показателей разработки и снижению вычислительной нагрузки на полномасштабные гидродинамические и интегрированные симуляторы.

Таким образом, разработан автоматизиро-

ванный инструмент экономической оценки нормативным методом, который позволяет оперативно охарактеризовать широкий спектр расчетных вариантов и ускорить цикл принятия решений в задачах бизнес-планирования.

Данная работа вносит вклад в цифровую трансформацию бизнес-процессов газового блока и полностью соответствует стратегическим целям ПАО «НК «Роснефть» до 2030 года в области цифровизации и инновационного развития.

Выводы

Разработано решение по реализации оперативного метода экономической оценки с целью оптимизации ускорения процесса принятия решений в задачах бизнес-планирования разработки газовых и газоконденсатных активов.

Выполнено внедрение разработанного модуля в авторский инструмент интегрированного прокси-моделирования, что позволяет обеспечить численное моделирование физико-технологических процессов в единой системе «пласт–скважина–наземная инфраструктура–экономика».

Разработанная методика оперативной экономической оценки была успешно апробирована на реальных производственных объектах, что подтвердило высокую сходимость результатов нормативного метода с эталонными расчетами ресурсным методом. Практическая ценность инструмента доказана обоснованием смещения сроков ввода ДКС, что обеспечило значительный прирост ЧДД. Таким образом, разработанный модуль признан надежным средством предварительного анализа и верификации технических сценариев разработки.

Литература

1. Выломов Д.Д., Колесников И.В., Барабанов Д.Е. Автоматизация обоснования проектных решений для перспективных газовых и газоконденсатных залежей в условиях низкой изученности // Инженер-нефтяник. 2025. № 4. С. 60–65.
2. Фоменко И.Ш., Садыков Т.И., Ядрышников О.А. и др. Инструмент оперативной оценки экономической привлекательности синергетического



Рис. 7. Сходимость экономических показателей
Fig. 7. Convergence of economic indicators

- развития газовых и газоконденсатных месторождений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 5. С. 188–194.
3. Ядрышников О.А., Воропаев Е.Н., Гнилицкий Р.А., Плиткин И.Б. Информационная система «Экспресс-оценка участков нераспределенного фонда недр» // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 47–50.
 4. Выломов Д.Д., Зенкова Ю.Г. Комплексный подход к оценке неопределенностей при проектировании разработки перспективных газовых объектов с применением многовариантных расчетов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 7. С. 103–107.
 5. Мамонов Д.М., Падин Е.А., Жильцова Д.С. Анализ и развитие методики интегрированного моделирования // Нефтяная провинция. 2024. № 4. С. 253–272.
 6. Мамонов Д.М., Падин Е.А., Орехов Е.Н., Балановский Д.Ю., Жильцова Д.С. Развитие инструментов оперативного моделирования для поиска эффективных решений по планированию разработки газовых месторождений // Территория Нефтегаз. 2024. № 11–12. С. 34–39.
 7. Архипов Ю.А., Русанов А.С., Орехов Е.Н., и др. Оперативное прогнозирование разработки газовых месторождений на основе интегрированного прокси-моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 1. С. 74–76.
 8. Пospelova Т.А. Механизм построения универсальной математической прокси-модели гидродинамических систем нефтяных и газовых месторождений на основе метода крупных контрольных объемов // Бурение и нефть. 2021. № 5. С. 40–43.

ENGLISH

Results

This paper demonstrates the result of the development and integration of a specialized module for operational economic assessment into the author's integrated proxy modeling tool, which represents a synergy of modern software development methods and a full-scale economic model of the Company.

The created tool makes it possible to significantly optimize the process of analyzing the effectiveness of the development strategy, providing an operational assessment of options without the need to delve deeply into the complex nuances of calculating a full-scale model at the early stages of planning.

The implementation of the developed module makes it possible to redistribute computing and labor resources in such a way that labor-intensive calculations using the resource method are used exclusively at the final stages of verification of the most promising scenarios.

The use of an IM proxy in combination with the operational economic assessment module significantly accelerates the forecasting of development indicators and reduces the computational burden on full-scale hydrodynamic and integrated simulators.

Thus, an automated tool for economic assessment using the normative method has been developed, which allows us to quickly characterize a wide range of calculation options and accelerate the decision-making cycle in business planning tasks.

This work contributes to the digital transformation of the gas block's business processes and is fully consistent with Rosneft's strategic goals until 2030 in the field of digitalization and innovative development.

Conclusions

A solution has been developed to implement an operational method of economic assessment in order to optimize the acceleration of the decision-making process in business planning tasks for the development of gas and gas condensate assets.

The developed module has been integrated into the author's integrated proxy modeling tool, which allows for numerical modeling of physical and technological processes in a single system "reservoir-well-ground infrastructure-economy".

The developed method of operational economic assessment was successfully tested at real production facilities, which confirmed the high convergence of the results of the normative method with the reference calculations using the resource method. The practical value of the tool is proved by the justification of the postponement of the BCS commissioning dates, which provided a significant increase in NPV. Thus, the developed module is recognized as a reliable means of preliminary analysis and verification of technical development scenarios.

References

1. Vylomov D.D., Kolesnikov I.V., Barabanov D.E. Automation of justification of project solutions for perspective gas and gas condensate deposits in conditions of low-level of formation study. Petroleum Engineer, 2025, issue 4, P. 60–65. (In Russ).
2. Fomenko I.Sh., Sadykov T.I., Yadryshnikova O.A. et al. A tool for rapid assessment of the economic effect of synergistic development of gas and gas condensate fields. Oil and gas studies, 2021, issue 5, P. 188–194. (In Russ).
3. Yadryshnikova O.A., Voropaev E.N., Gnilitky R.A., Plitkin I.B. Information system: "express evaluation of the areas included into unallocated subsoil reserve fund". Neft. Gas. Novacii, 2018, issue 12, P. 47–50. (In Russ).
4. Vylomov D.D., Zenkova Yu.G. An integrated approach to assessing uncertainties when designing the development of promising gas facilities using multivariate calculations. Exposition Oil Gas, 2024, issue 7, P. 103–107. (In Russ).
5. Mamonov D.M., Padin E.A., Zhiltsova D.S. Analysis and development of methods of integrated modeling. Neftyanaya Provintsiya, 2024, issue 4, P. 253–272. (In Russ).
6. Mamonov D.M., Padin E.A., Orekhov E.N., Balanovskiy D.Yu., Zhiltsova D.S. Development of real-time simulation tools to identify efficient solutions for gas field development planning. Oil and Gas Territory, 2024, issue 11–12, P. 34–39. (In Russ).
7. Arkhipov Yu.A., Rusanov A.S., Orekhov E.N. et al. Operational forecasting of gas field development based on integrated proxy modeling. Oil Industry, 2022, issue 1, P. 74–76. (In Russ).
8. Pospelova T.A. Mechanism for constructing a universal mathematical proxy model of hydrodynamic systems of oil and gas fields based on the method of large control volumes. Drilling and oil, 2021, issue 5, P. 40–43. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вокина Виктория Руслановна, главный специалист,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: rvvokina@rn-gir.rosneft.ru

Выломов Денис Дмитриевич, начальник отдела,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Балановский Дмитрий Юрьевич, главный специалист,
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Vokina Viktoria Ruslanovna, chief specialist,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: rvvokina@rn-gir.rosneft.ru

Vylomov Denis Dmitrievich, “RN-Geology Research
Development” LLC, Tyumen, Russia

Balanovsky Dmitry Yurievich, chief specialist,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

Доспех специалиста: справочная система как способ снизить риски и усилить экспертизу

В условиях сжатых бюджетов потребность в решениях, которые повышают эффективность без масштабных вложений, выходит на первый план. На примере типовых задач в нефтегазовой отрасли рассмотрим одно из таких решений — профессиональную справочную систему, которая может кратко усилить «боевую мощь» инженера и снизить вероятность критических ошибок.

Инженер на нефтегазовом производстве — ключевое звено. Грамотный специалист способен настроить тонкий баланс между инновациями, надежностью и экономической эффективностью. Однако и цена его ошибки может быть крайне высока: вплоть до угрозы безопасности людей и оборудования. При этом нехватка квалифицированных кадров и растущие требования к профессии диктуют свои условия: бизнесу важнее найти не столько «самого лучшего» специалиста («самых лучших» на всех физически не хватит), сколько универсальное решение. Нужен инструмент, который усилит любого сотрудника, — своего рода «экзоскелет» с бонусом +5 к экспертизе. Он должен помогать уверенно решать задачи любой сложности и одновременно нивелировать риски.

Профессиональная справочная система (ПСС) «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» как раз и выполняет роль такого «экзоскелета» (рис. 1). Это не просто база документов, а целый набор сервисов, который помогает быстрее принимать верные решения, избегать ошибок в документах, своевременно реагировать на изменения и поддерживать квалификацию. Ниже — четыре направления, где поддержка системы становится по-настоящему ощутимой для самого специалиста, и отдельный, пятый пункт: выгода для всей компании.

Держать руку на пульсе без потери времени

Нормативные изменения в нефтегазовом секторе требуют заблаговременной подготовки, но их отслеживание отнимает у инженера ценное время. Стандарты обновляются, ведомства выпускают разъяснения, а нормативная база содержит множество перекрестных ссылок. В итоге специалист тратит время не на инженерный анализ, а на поиск и верификацию документов.

В ПСС «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» эту нагрузку помогают снять встроенные сервисы, которые берут на себя трудоемкий мониторинг нормативной базы.

Сервис «Обзор изменений» систематизирует ключевые обновления в отраслевых документах по месяцам, а сервис «Проекты документов» дает доступ к текстам новых документов еще до их утверждения — вместе с информацией о сроках публичного обсуждения и контактами разработчика.

Автоматизированно отслеживать изменения в ключевых документах и даже требованиях помогают сервисы «Документ на контроле» и «Требование на контроле». В то же время сервис «Умные подборки»

позволит выстроить мониторинг нормативной базы по определенной теме — без привязки к конкретным документам. Он автоматически учтет новые документы, даже если они вступят в силу уже после формирования подборки, и уведомит пользователя о важных корректировках.

Получать точные трактовки

Знать о новом нормативном требовании — лишь половина задачи: не менее важно оценить его влияние на текущие процессы. В ряде случаев для принятия взвешенного решения инженеру необходима экспертная поддержка, которая помогает увидеть «подводные камни» и избежать ошибок в трактовке документов. В «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» эту нагрузку снимают сразу несколько сервисов.

Справочный раздел «Комментарии, статьи, консультации» содержит обширную базу экспертных разъяснений по требованиям к продукции и применению стандартов. На регулярной основе в раздел добавляются новые аналитические материалы по отраслевой тематике, а также по вопросам метрологии и стандартизации.

«Гид по применению стандартов» — это навигатор по жизненному циклу нормативного документа: он подскажет, как работать со стандартами на разных стадиях

их жизненного цикла, а также поможет выстроить внедрение стандарта на предприятии, избежать ошибок и даже оформить обращение в Росстандарт.

Сервис «Сравнение норм и стандартов» позволяет детально изучить изменения нормативной базы: он наглядно демонстрирует различия между утратившим силу документом и его актуальной заменой. В подготовке материалов участвуют профильные аналитики — они дополняют сравнения экспертными комментариями, раскрывающими суть нововведений и их практические последствия.

Раздел «Основы правового регулирования нефтегазового комплекса» объединяет и систематизирует правовые акты всех уровней — от документов высших органов власти до решений профильных ведомств, включая утратившие силу архивные материалы. Это позволяет в развитии оценивать порядок организации и осуществления деятельности в отрасли.

Параллельно пользователям доступен раздел «Нормы, правила, стандарты по нефтегазовому комплексу», содержащий нормативные документы, непосредственно регламентирующие производственную деятельность: от инженерных изысканий, строительства и эксплуатации объектов до транспортировки, хранения и контроля качества углеводородов. Отдельное внимание уделено

Служба поддержки пользователей	Обучение по продукту	Онлайн-услуги	Количество документов 2354185	Новые документы 1117	Измененные документы 756	Вступают в силу 83	Скоро вступят в силу 100
--------------------------------	----------------------	---------------	----------------------------------	-------------------------	-----------------------------	-----------------------	-----------------------------

Техэксперт: Нефтегазовый комплекс

Аналитика, опыт, практика

- Справочник по оценке соответствия
- Цифровые модели
- Сравнение норм и стандартов
- Системы менеджмента

- Система менеджмента безопасности труда и охраны здоровья
- Гид по применению стандартов
- ГОСТы на продукцию
- Профессиональная библиотека

Не ищите — приобретайте! Любой стандарт мира для вашего проекта

Рис. 1. «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» — отраслевая справочная система, не имеющая аналогов в России, которая содержит более 2 млн нормативных и авторских документов

вопросам производственной безопасности: в разделе представлены документы по пожарной и экологической безопасности, а также охране труда.

А если готового решения нет, на помощь придет Служба поддержки пользователей (СПП) — уникальный сервис, где можно получить адресную консультацию по вопросам нормативного и технического регулирования. Эксперты со стажем более 10 лет подготовят персональный ответ в течение трех рабочих дней — со ссылками на актуальные нормы и практическими пояснениями, как применить их на предприятии. Услуга входит в подписку, число обращений не ограничено.

Сопровождать проекты уверенно и без ошибок

Умение закладывать нормы технического регулирования еще на этапе проектирования — один из ключевых навыков квалифицированного специалиста. Если заранее учесть требования следующих стадий жизненного цикла (например, нормы по ремонтпригодности или порядку вывода объекта из эксплуатации), многих дорогостоящих доработок и переделок можно безболезненно избежать.

На практике реализовать такой подход мешает рутина, ведь специалисту приходится не просто включать в проектную документацию ссылки на регламентирующие документы, но и непрерывно отслеживать их актуальность.

Минимизировать нагрузку на инженера позволяют встроенные программные инструменты, например интеграционный модуль «Кассист». Он автоматически проверит все ссылки на нормативные документы, выделит цветом те, что требуют внимания, и предложит актуальные замены для действующих документов. Модуль интегрируется в прикладное программное обеспечение специалиста, что позволяет отслеживать изменения, не выходя из привычной рабочей среды.

Для подготовки проекта на основе действующих норм пригодятся специализированные инструменты. SMART-сервис «Цифровые модели. Конструирование» предоставляет базу готовых 3D-моделей, которые разработаны в строгом соответствии с нормативной технической документацией и оперативно актуализируются при обновлении базовых документов (рис. 2).

Еще один прикладной инструмент — сервис «Параметрический поиск металлопроката». Он включает два функциональных подраздела, ориентированных на разные задачи инженера-конструктора. Подраздел «Марочники» служит справочником по маркам металлов и сплавов. Для каждой марки представлены данные о химическом составе, механических свойствах и действующих ГОСТах на сортаменты металлопроката. Второй подраздел — собственно «Параметрический поиск металлопроката» — предназначен для подбора металлопроката по заданным характеристикам. В нем собраны данные по сортаментам и механическим свойствам материалов в соответствии с ГОСТами на металлопродукцию, что позволяет оперативно находить позиции, соответствующие требуемым параметрам.

Развивать компетенции

Быстрый технологический прогресс, регулярное обновление нормативной базы и растущая сложность междисциплинарных задач требуют от специалиста постоянного

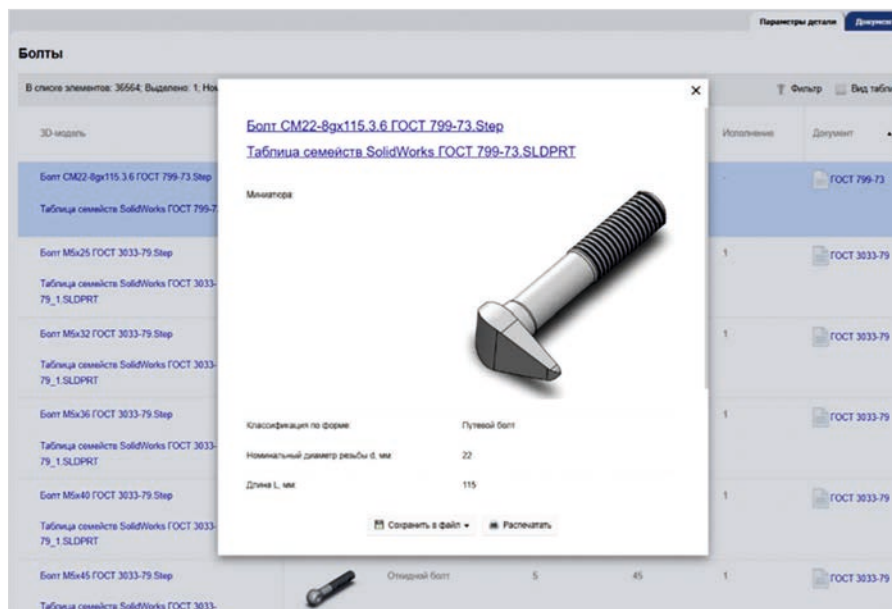


Рис. 2. Сервис «Цифровые модели. Конструирование» содержит модели крепёжных изделий, стандартных и нормализованных деталей и узлов, оснастки, трубопроводной арматуры, режущих инструментов, элементов электропроводки и деталей для железнодорожной отрасли

освоения новых инструментов и стандартов. Инженеру приходится регулярно осваивать новые направления и учиться применять современные подходы в связке с актуальными требованиями. Система «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» помогает быстрее и увереннее ориентироваться в этом массиве информации.

«Справочник по оценке соответствия» дает целостное представление о том, как проверяют продукцию, процессы и услуги на соответствие установленным требованиям. В нем описаны формы подтверждения соответствия и собраны ссылки на профильные реестры, а вся справочная информация опирается на действующие нормативные и технические документы в сфере оценки соответствия и технического регулирования.

Сервис «ГОСТы на продукцию» упрощает поиск и сопоставление нормативных требований для конкретного объекта стандартизации. Он позволяет сформировать подборку действующих ГОСТов на интересующий вид продукции. Информация представлена в удобном табличном формате: документы систематизированы от общих положений по виду продукции до детализированных норм по группам и подгруппам.

Раздел «Комплексы стандартов» объединяет стандарты, имеющие общую целевую направленность либо устанавливающие согласованные требования к взаимосвязанным объектам стандартизации. При обращении к конкретному комплексу пользователь получает подборку релевантных стандартов по выбранному объекту стандартизации — от базовых положений и терминологии до методов испытаний и контрольных процедур, — что позволяет учитывать всю совокупность требований в едином контексте.

Экспертиза, которая передается по наследству

Есть еще один важный аспект, который нередко остается в тени: знания и опыт, разработанные специалистами, — ценный актив компании, и их потеря при смене кадров может серьезно повлиять на стабильность работы. Профессиональная справочная система

помогает надежно сохранять экспертные знания и беспрепятственно передавать их внутри коллектива. Она выступает своего рода хранилищем профессиональной мудрости: доступ к системе есть у всей команды, поэтому накопленная совокупность знаний не привязана к конкретному сотруднику и естественным образом переходит от одного специалиста к другому.

Разумеется, каждый работник со временем формирует уникальный набор решений, учитывающий особенности именно этого предприятия. Сохранить и систематизировать такой опыт позволяет встроенный сервис «Материалы пользователя»: в нем можно собрать базу необходимых документов, требований, шаблонов, справочных материалов и проверенных подходов. Это помогает опытному сотруднику структурировать свои наработки, а новичку — значительно быстрее разобраться в рабочих процессах и опираться на уже существующую экспертизу команды.

117*

«Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» — решение, которое снижает риски компании и поддерживает квалификацию специалиста. Закажите демонстрацию системы, чтобы увидеть, как она закрывает потребности вашей организации.



**КОДЕКС
ТЕХЭКСПЕРТ**

8-800-505-78-25
spp@kodeks.ru
cntd.ru

Материал подготовлен специалистами
Информационной сети «Техэксперт»

Оптимизация жизненного цикла попутного нефтяного газа с учетом климатических метрик: экономико-технологическое исследование

Саттарова Р.Ф., Терегулова Г.Р., Болдырев Е.С.

Филиал ООО «РН-Гир» в городе Уфе – БашНИПнефть, Уфа, Россия
sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Декарбонизация является одним из ключевых вызовов для глобальной энергетики. Многолетнее увеличение выбросов парниковых газов и вызванное им глобальное потепление формируют растущую обеспокоенность за перспективы планеты. В ответ на этот вызов энергетические корпорации во всем мире интегрируют принципы декарбонизации в свою систему менеджмента и устанавливают целевые ориентиры по достижению нулевого углеродного следа.

Формирование плана по снижению выбросов представляет собой многоэтапную задачу с уникальной спецификой для каждого предприятия. Ее содержание определяется составом производственных мощностей, используемыми технологическими процессами, структурой капиталовложений, а также нормами национального законодательства.

Эффективность этого перехода напрямую зависит от государственных механизмов стимулирования и трансграничной кооперации. Совместные усилия должны быть сосредоточены на создании прототипов и внедрении технологий с низким уровнем выбросов, а также на формировании благоприятного инвестиционного климата для развития альтернативной энергетики. Кроме того, стоит отметить, что важным направлением в борьбе с изменением климата является развитие технологий по улавливанию и хранению углекислого газа. Эти технологии могут сыграть важную роль в снижении углеродных выбросов от промышленных предприятий и теплоэнергетических установок.

Для российского нефтегазового сектора, характеризующегося высокой долей выбросов парниковых газов, разработка эффективных механизмов снижения углеродного следа приобретает стратегическое значение. В статье рассмотрены различные пути снижения выбросов парниковых газов, как с точки зрения технологии, так и с точки зрения экономики. Результаты исследований могут быть использованы при разработке корпоративных стратегий декарбонизации, а также при формировании государственной политики в области климатического регулирования и налогового стимулирования низкоуглеродных технологий.

Материалы и методы

ПНГ рассматривается как ценный ресурс для нефтегазового сектора, а также как источник негативного воздействия на окружающую среду при факельном сжигании. Исследование охватывает технологические цепочки сбора, подготовки, транспортировки и утилизации ПНГ, применен многофакторный экономический анализ.

Ключевые слова

углеродный след, парниковые газы, попутный нефтяной газ, декарбонизация, применение CO₂, штрафы за сжигание газа, подземные хранилища газа, углеродная нейтральность

Для цитирования

Саттарова Р.Ф., Терегулова Г.Р., Болдырев Е.С. Оптимизация жизненного цикла попутного нефтяного газа с учетом климатических метрик: экономико-технологическое исследование // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 118–124. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-118-124

Поступила в редакцию: 04.09.2026

ECOLOGY

UDC 622.276.5 | Original Paper

Optimizing the life cycle of associated petroleum gas, taking into account climate metrics: an economic and technological study

Sattarova R.F., Teregulova G.R., Boldyrev E.S.

Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia
sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Decarbonization is one of the key challenges for global energy. The long-term increase in greenhouse gas emissions and the resulting global warming are causing growing concern about the planet's future. In response to this challenge, energy corporations around the world are integrating decarbonization principles into their management systems and setting targets to achieve a zero carbon footprint.

Developing a plan to reduce emissions is a multi-stage task with unique specifics for each enterprise. Its content is determined by the composition of production capacities, the technological processes used, the structure of capital investments, as well as the norms of national legislation.

The effectiveness of this transition directly depends on government incentive mechanisms and cross-border cooperation. Joint efforts should be focused on creating prototypes and implementing low-emission technologies, as well as on creating a favorable investment climate for the development of alternative energy. In addition, it is worth noting that an important area in the fight against climate change is the development of technologies for capturing and storing carbon dioxide. These technologies can play a significant role in reducing carbon emissions from industrial enterprises and thermal power plants.

For the Russian oil and gas sector, which emits a high proportion of greenhouse gases, developing effective mechanisms to reduce its carbon footprint is of strategic importance. This article examines various ways to reduce greenhouse gas emissions from both a technological and economic perspective. For the first time, a quantitative comparative analysis of two alternative approaches to associated gas decarbonization in the Russian institutional environment is conducted, taking into account the distribution of benefits between subsoil users and the state. The research results can be used in developing corporate decarbonization strategies, as well as in shaping public policy on climate regulation and tax incentives for low-carbon technologies.

Materials and methods

PGS is considered a valuable resource for the oil and gas sector, as well as a source of negative environmental impact when flared. The study covers the technological chains of PGS collection, preparation, transportation, and disposal, and employs a multifactorial economic analysis.

For citation

Sattarova R.F., Teregulova G.R., Boldyrev E.S. Optimizing the life cycle of associated petroleum gas, taking into account climate metrics: an economic and technological study. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 118–124. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-118-124

Received: 04.09.2026

Keywords

carbon footprint, greenhouse gases, associated petroleum gas (APG), decarbonization, CO₂ use, gas flaring penalties, underground gas storage, carbon neutrality

Введение

На текущий момент вопросы экологии играют важнейшую роль как в структуре формирования долгосрочной стратегии развития государств, так и передовых Компаний. Сегодня декарбонизация — это не только средство для решения экологических и климатических задач, но и способ обеспечить дифференциацию своей продукции и конкурентоспособность в глобальном масштабе.

Проблематика глобального изменения климата вышла на международный уровень во второй половине прошлого века. Впоследствии мировое сообщество инициировало принятие ряда межправительственных актов, регламентирующих совместные действия по стабилизации экологической обстановки. В перечень актуальных стратегических инициатив в данной сфере входит Парижское соглашение 2015 года, принятое под эгидой Рамочной конвенции ООН. Оно, среди прочего, координирует усилия по сокращению объемов углекислого газа в атмосфере.

В 2019 году статус участницы данного соглашения получила и Российская Федерация, подтвердив тем самым намерение следовать его целевым ориентирам. Российский нефтегазовый сектор стоит на пороге интеграции глобальных стандартов устойчивого развития. Синхронизация усилий компаний, профильных ведомств и общества создает окно возможностей для ускоренной модернизации производств. Масштаб российской ресурсной базы позволяет не просто достичь углеродной нейтральности, но и стать поставщиком технологий для других стран [1].

Регулирование выбросов парниковых газов в России

Регулирование выбросов парниковых газов (ПГ) в РФ находится на начальном этапе развития, нет правил ценообразования на CO₂, отсутствуют стандарты интенсивности выбросов ПГ. Россия входит в топ 5 стран по выбросам ПГ за 2025 год (рис. 1).

Большая часть выбросов генерируется вследствие сжигания топлива. Основная доля 58 % приходится на топливно-энергетический комплекс (рис. 2) [3].

В этих условиях актуальным является поиск эффективных механизмов снижения выбросов CO₂ при обращении с ПНГ.

В 2021 году в России вышел федеральный закон об ограничении выбросов, и в том же году Российская Федерация утвердила стратегию социально-экономического развития. Данная стратегия определяет меры по обеспечению к 2030 году сокращения выбросов парниковых газов. Пути решения экологической проблемы лежат в плоскостях экономической, технологической и инновационной сферах.

Стоит отметить, что на сегодняшний день существуют определенные способы, которые могут снизить выбросы в РФ [3]. Это такие меры, как:

- увеличение объемов утилизации попутного нефтяного газа;

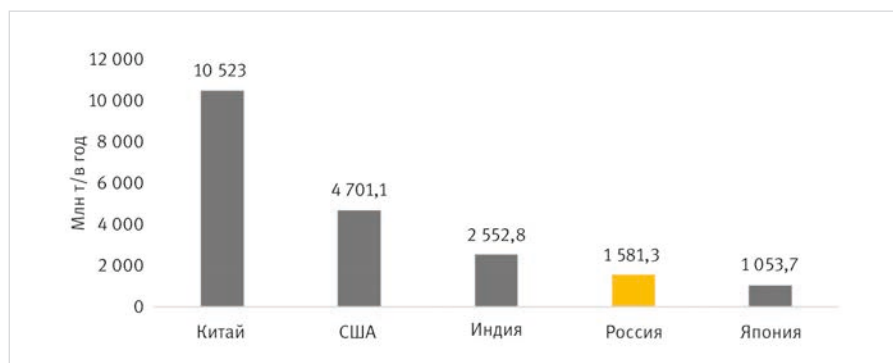


Рис. 1. Рейтинг стран по выбросам CO₂ в атмосферу
Fig. 1. Ranking of countries by CO₂ emissions into the atmosphere



Рис. 3. Доля сжигания газа в России по округам [4]
Fig. 3. Share of gas combustion in Russia by region [4]

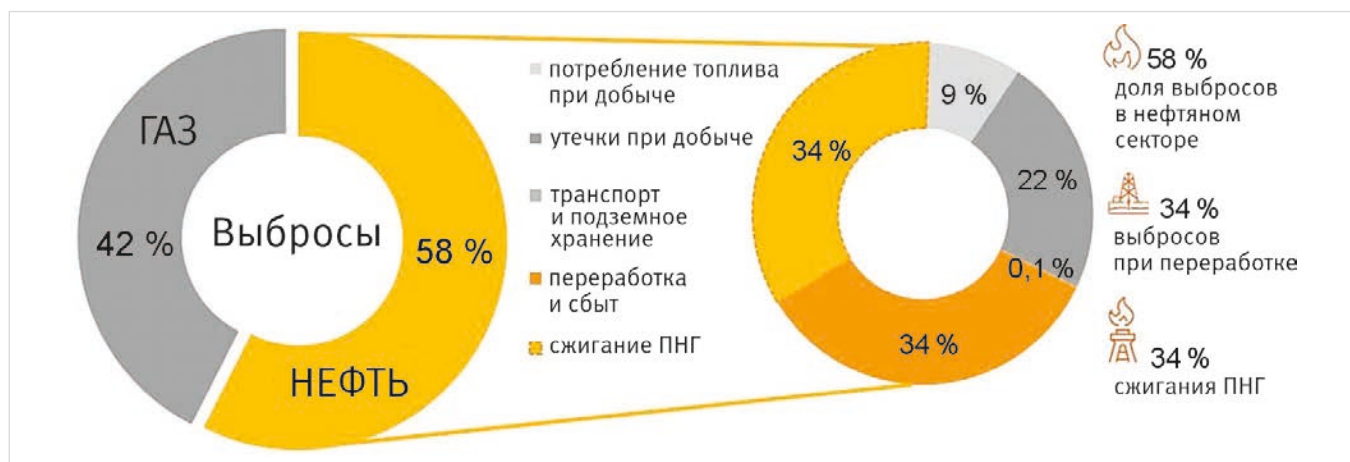


Рис. 2. Текущая ситуация с выбросами в топливно-энергетическом комплексе
Fig. 2. The current situation regarding emissions in the fuel and energy sector



Рис. 4. Классификация штрафных санкций
Fig. 4. Classification of punitive sanctions

Табл. 1. Экономическая оценка введения штрафных санкций за выбросы CO₂
Tab. 1. Economic assessment of introducing penalty sanctions for CO₂ emissions

Показатели	Ед. изм.	Без штрафных санкций	Штраф — 11 долл./т CO ₂	Штраф — 56 долл./т CO ₂	Штраф — 90 долл./т CO ₂
Производственные показатели					
Ввод новых скважин			4 697		
Количество ГТМ на доп. добычу			10 427		
Добыча нефти	у.е.		254		
Добыча ПНГ			32		
Объем сжигания ПНГ			2		
Объем продаж газа прочим потребителям			15		
Структура выручки (номинальные цены)					
Выручка от реализации			9 832		
Нефтегазовые налоги			5 825		
Операционные затраты			851		
Прочие налоги и выплаты			281		
Внереализационные расходы	у.е.		18		
EBITDA			2 876		
Налог на прибыль			198		
Капитальные вложения (без НДС)			1 915		
Штрафы		-	4	26	42
Чистый денежный поток		723	717	685	662
Показатели эффективности					
Дисконтированный доход Государства	у.е.	2 070	2 073	2 092	2 105
Дисконтированный поток наличности (NPV)		199	197	186	178

- введение штрафа за выбросы CO₂;
 - разработка и внедрение технологий улавливания, захоронения и дальнейшего использования углекислого газа;
 - создание соответствующей инфраструктуры, обеспечивающей снижение выбросов;
 - применение энергоэффективных технологий, позволяющих снизить выбросы за счет оптимизации производственных процессов и модернизации оборудования.
- В данной статье авторами предложены два основных подхода сокращения выбросов CO₂:
- стимулирование через штрафы и налоговые платежи на сжигание газа;
 - улавливание CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения добычи нефти (технология CCS-EOR).

Выплаты штрафных санкций на сжигание газа

Многие страны, присоединившиеся к Парижскому соглашению, либо уже создали системы торговли выбросами CO₂ (или приняли другие способы установления цены на CO₂), либо планируют сделать это в ближайшем будущем.

Рассмотрим первый подход снижения выбросов парниковых газов в России, а именно, выплата штрафных санкций на сжигание газа. Наибольшая доля сжигания газа в России приходится на Ханты-Мансийский автономный округ — 33 % (рис. 3) [4].

Для исследования выбрано типовое месторождение Западной Сибири, характеризующееся значительными объемами сжигания ПНГ.

Изучив мировой опыт [5], авторами были распределены штрафные санкции на 3 группы (рис. 4):

1. 11 долл./т CO₂ — средневзвешенная цена в системах торговли выбросами Азиатско-Тихоокеанского региона (по опыту азиатских);
2. 56 долл./т CO₂ — средняя цена в Европейской системе торговли выбросами (по опыту европейских стран)
3. 90 долл./т CO₂ — некий прогнозный сценарий для России. Данная величина используется как стресс-сценарий для оценки рисков и возможностей декарбонизации, соответствует методологии надзорных стресс-тестов Банка международных расчетов (BIS). В мире пока нет единого штрафа такого размера, но когда мировые регуляторы всерьез возьмутся за экспортеров с высоким углеродным следом, цена может взлететь мгновенно. Моделирование последствий такого штрафа позволяет понять, какие меры необходимо принять уже сегодня, чтобы подготовиться к возможному ужесточению экологического законодательства в будущем.

Результаты расчета влияния штрафных санкций на эффективность месторождения Западной Сибири представлены в таблице 1.

Введение штрафных санкций приводит к снижению NPV проекта на 1–10 % в зависимости от уровня штрафа. При максимальной ставке (90 долл./т CO₂) снижение составляет 21 у.е. (10,6 % от базового уровня). При этом сокращения выбросов не происходит, поскольку отсутствуют технологические изменения. Кроме того, штрафные санкции не рентабельны для крупных

нефтегазовых компаний. Поэтому вопрос декарбонизации необходимо рассматривать не только с экономической точки зрения, но и с технологической.

Улавливание CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения добычи нефти (технология CCS-EOR)

Авторами рассмотрен еще один подход решения экологической проблемы — это улавливание CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения добычи нефти (технология CCS-EOR) [6, 7]. Этот подход одновременно становится еще и драйвером технологического развития нефтегазовой отрасли.

Технология CCS-EOR имеет три этапа: первый этап — улавливание, второй — подготовка, третий — закачка в пласт, т.е. его утилизация (рис. 5).

Первый этап технологии предполагает сбор и очистку промышленного CO₂, образованного на электростанциях, заводах и нефтеперерабатывающих комплексах. Следующий этап — доставка захваченного CO₂ до местоположения нефтяного месторождения. Обычно CO₂ доставляется в сжиженном виде для минимизации потерь и удобства транспортировки. При транспортировке важно поддерживать высокое качество транспортабельности газа, исключив риск потерь и загрязняющих эффектов.

Третий этап данной технологии — это утилизация CO₂, т.е. закачка его в пласт. Газ закачивается под высоким давлением в продуктивную зону нефтяного пласта. Основная задача — достичь равномерного проникновения CO₂ по всей толщине пласта, что обеспечит максимальное взаимодействие с остаточной нефтью:

1. растворяет тяжелые фракции нефти, делая ее менее вязкой и подвижнее;
2. формирует дополнительное давление в пласте, которое способствует притоку нефти к скважинам;
3. создает пузырьковую структуру, увеличивающую объемы фильтрующейся нефти.

Известны различные технологии закачки CO₂.

Например, закачка карбонизированной воды. По сути, представляет собой в техническом плане наиболее легко реализуемую технологию. Закачивается частично (до 3–5 %) либо полностью насыщенная CO₂ вода. Применение данной технологии увеличивает коэффициент извлечения нефти на 10–15 %, в том числе для месторождений, где ранее

система ППД была организована с применением воды [8].

При применении CO₂ в качестве агента закачки происходит уменьшение вязкости нефти, увеличивается ее объем, происходит снижение поверхностного натяжения на границе нефть-вода.

Использование карбонизированной воды обладает важным достоинством: для реализации процесса требуется относительно невысокий объем CO₂ в сравнении с прочими методами воздействия.

Недостатком технологии является отставание фронта концентрации углекислого газа от основного фронта вытеснения. Скорость



Рис. 5. Технология улавливания CO₂ и закачка его в пласт с целью увеличения КИН

Fig. 5. Technology for capturing CO₂ and injecting it into the reservoir to increase the oil recovery factor

Табл. 2. Критерии применимости водогазового воздействия

Tab. 2. Criteria for the applicability of water gas treatment

Параметр	Критерии применимости
Глубина залегания пласта, м	1 500–2 000
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный
Пластовое давление, МПа	Более 15–18
Толщина пласта, м	15–20
Давление насыщения, МПа	Ниже начального пластового на 25–30 % и более
Насыщенность нефти растворенным газом	Недонасыщенна
Проницаемость, мкм ²	0,1–0,8
Пластовая температура, °C	Более 50
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	Менее 10
Содержание асфальто-смолистых веществ, %	До 10–15

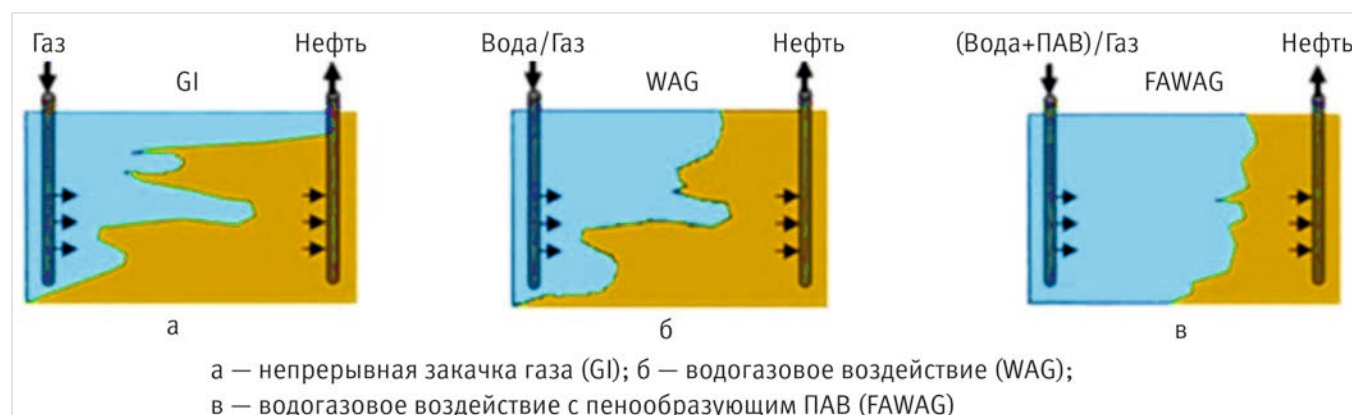


Рис. 6. Схема профиля вытеснения нефти при различных технологиях повышения нефтеотдачи — CO₂

Fig. 6. Diagram of the oil displacement profile for various PN – CO₂ technologies

Табл.3. Критерии применимости закачки CO₂
Tab.3. Criteria for the applicability of CO₂ injection

Показатель	Рекомендованные значения
Состав нефти	Высокий процент фракций C5+ – C12, отсутствие проблем с АСПО
Вязкость нефти, сПз	< 10
Плотность, т/м ³	0,806–0,922
Глубина (м), если плотность (т/м ³) < 0,825	> 750
0,825–0,865	> 850
0,866–0,887	> 1 000
0,888–0,922	> 1 200
> 0,922	Несмешивающийся режим
0,922–0,979	> 550 м — несмешивающийся режим
Коэффициент текущей нефтенасыщенности, д.е.	> 0,2
Эффективная н/н толщина, м	< 25
Проницаемость, мД	Не критично
Температура, ОС	Не критично
Давление, атм	> 80
Тип коллектора	Терригенный/карбонатный, однородный коллектор
Расчлененность	Не критично
Наличие трещин ГРП	Не рекомендуется

Табл. 4. Экономическая оценка технологии улавливания и хранения углекислого газа (CCS) с методами увеличения нефтеотдачи (EOR) за счет закачки CO₂ в пласт
Tab. 4. Economic assessment of CCS EOR (Carbon Capture and Storage — Enhanced Oil Recovery)

Показатели	Ед. изм.	Без штрафов и технологии CCS-EOR	Технология CCS-EOR
Производственные показатели			
Ввод новых скважин	у.е.	4 697	4 697
Количество ГТМ на доп. добычу		10 427	10 442
Добыча нефти		254	286
Выбросы CO ₂		38	38
Улавливание CO ₂		–	14
Утилизация CO ₂		–	14
Структура выручки (номинальные цены)			
Выручка от реализации	у.е.	9 832	14 800
Нефтегазовые налоги		5 825	8 845
Операционные затраты		851	1 351
Прочие налоги и выплаты		281	281
Внереализационные расходы		18	18
EBITDA		2 876	4 323
Налог на прибыль		198	1 080
Капитальные вложения (без НДС)		1 915	3 962
Чистый денежный поток		723	- 719
Показатели эффективности			
Дисконтированный доход Государства	у.е.	2 070	12 451
Дисконтированный поток наличности (NPV)		199	-877

этого процесса зависит от растворимости CO₂ в воде и нефти, а также от давления и температуры в условиях залегания пласта. Это приводит к значительному увеличению времени, необходимого для проявления технологического эффекта [9].

Отечественный практика применения закачки карбонизированной воды включает опыты, проведенные на Александровской площади Туймазинского месторождения (Республика Башкортостан) в 1967 году. Эксперимент включал закачку карбонизированной воды в двух добывающих скважинах, при этом дополнительная добыча составила 27,3 у.е., рост КИН на 15,6 %. Кроме того, зафиксированы следующие положительные изменения: снижение доли воды в добываемой продукции, увеличение степени охвата пласта по толщине на 30 %, а также увеличению приемистости нагнетательных скважин до 40 % [9].

Ранее было описано, что при использовании карбонизированной воды отмечается отставание области концентрации CO₂ от фронта вытеснения. Этот негативный эффект можно преодолеть, если закачивать в пласт чистый углекислый газ в виде оторочки, а затем нагнетать чистую или карбонизированную воду. Существуют два возможных подхода в реализации данной технологии: в жидком или газообразном состоянии.

Однако, использование жидкого CO₂ имеет свои ограничения, прежде всего его критическая температура. Исследования по оценке эффективности использования CO₂-воздействия, проведенные в лабораториях, показали, что он является самым эффективным рабочим агентом.

Наибольшее распространение в отрасли получила технология нагнетания газообразного CO₂. При совместном движении с водой он образует свободную газовую «пробку» с четкими краями: большая часть газа скапливается прямо перед водяным фронтом, а за его границы уходит лишь малая фракция. Поскольку при перемещении эта газовая оторочка постоянно насыщает воду углекислым газом, ее суммарный объем неизбежно сокращается. В данном случае также образуется барьер, сформированный из карбонизированной воды, насыщенной CO₂ [8].

Применение этой технологии имеет ограничения для пластов с большой вертикальной проницаемостью из-за того, что существует сильная зависимость между условиями гравитационного распределения и вытеснением нефти с применением газообразных оторочек CO₂.

Суть водогазового воздействия заключается в комбинации высокого коэффициента вытеснения газа и широкого охвата пласта водой. Методика достаточно вариативна: ее можно внедрять как на единичных скважинах, так и задействовать во всей инфраструктуре поддержания пластового давления (ППД) месторождения.

Однако технология имеет свои ограничения по геолого-техническим параметрам нефтяных пластов. Главные критерии, при которых использование водогазового воздействия будет эффективным, указаны в таблице 2.

Как уже ранее было сказано, важнейшей проблемой при использовании углекислого газа в качестве рабочего агента в системах ППД является возможный прорыв газа к забоям добывающих скважин. Для предотвращения этой угрозы или для снижения вероятности ее появления можно использовать

Табл. 5. Анализ рассматриваемых путей сокращения выбросов CO₂
 Tab. 5. Analysis of the considered ways to reduce CO₂ emissions

Наименование	Выплата штрафных санкций	Технология CCS-EOR
Преимущества	1. Отсутствие капитальных затрат в части промышленного строительства	1. Прогнозируемое увеличение добычи нефти при закачке CO ₂ в пласт; 2. Сокращение выбросов CO ₂ ;
Недостатки	1. Выплаты за выбросы парниковых газов;	1. Дополнительные капитальные затраты для промышленного строительства.

различные химические реагенты, например, ПАВ, способствующие образованию стабильных пен с более высокими значениями вязкости [10].

Следует отметить, что при условии применения ПАВ вместе с водогазовым воздействием позволяет получить наиболее устойчивый профиль вытеснения и предотвратить преждевременные прорывы и образование языков повышенной вязкости (рис. 6).

Еще одним возможным вариантом воздействия на пласт при помощи газа является закачка CO₂ непосредственно в добывающую скважину, которая затем останавливается на какое-то время, чтобы призабойная зона пропиталась и только потом запускается под добычу нефти. Эта технология носит название газоциклической закачки (Huff-N-Puff process). Технология включает три этапа: закачка CO₂, выдержка скважины, перевод под добычу.

Преимуществом в данном случае является то, что можно очень серьезно снизить капитальные вложения на обустройство, необходимое для организации технологического процесса, например, специальных нагнетательных скважин. Еще одним важным моментом является то, что можно обеспечить доставку сжиженного CO₂ при помощи автотранспорта, т.к. в этом случае не требуется строительство трубопровода. Кроме того, в данной ситуации очень важным является наличие дорожной сети, связывающий источник сжиженного CO₂ и месторождение. А расстояние автовывоза должно быть разумным, оставляя возможность для получения экономического эффекта от организации технологии. Одним из возможных вариантов применения данной технологии является тестирование в принципе применимости закачки CO₂ на месторождении [7, 8].

Диоксид углерода превосходит другие рабочие агенты благодаря рекордно низким порогам критического давления и температуры. Отличительной особенностью технологии является способность CO₂ достигать сверхкритического состояния прямо в пласте, что недоступно для других распространенных агентов, которые остаются ограниченными рамками классических агрегатных состояний.

Эксплуатационные риски при работе с данным газом минимальны, поскольку он лишен пожаро- и взрывоопасности, а его токсичность пренебрежимо мала.

В таблице 3 представлены критерии применимости закачки CO₂ согласно Методическим указаниям ПАО «НК «Роснефть» [10].

Резюмируя вышеизложенное, можно сказать, что применение CO₂ предусматривает выполнение ряда условий.

В России технология CCS-EOR находится на этапе изучения и пилотных проектов, активно исследуется на месторождениях

Ханты-Мансийского автономного округа и Тюменской области [8]. Перспективы ее развития весьма привлекательны как с точки зрения сохранения окружающей среды, так и с позиции обеспечения энергетической независимости страны, но это большие капитальные вложения для недропользователей, а также риски возникновения убытков. Результаты расчета эффективности технологии CCS-EOR представлены в таблице 4.

Из таблицы 4 видно, что технология CCS-EOR обеспечивает:

1. Прирост добычи нефти на 12 % (32 у. е.) от базового уровня;
2. Сокращение выбросов CO₂ на 14 у. е. (37 % от общего объема);
3. Рост выручки на 51 %.

Однако данная технология достаточно капиталоемкая. Операционные затраты выросли на 59 % в связи с тем, что увеличились энергопотребление установок улавливания, обслуживание инфраструктуры и их мониторинг. Капитальные вложения увеличились в 2 раза из-за необходимости строительства установок улавливания CO₂, оборудования закачки. В результате чистая приведенная стоимость для недропользователя стала отрицательной (-877 у.е.), что делает проект нерентабельным без государственной поддержки. При этом дисконтированный доход государства возрос с 2 070 до 12 451 у. е. (в 6 раз) за счет увеличения налоговых поступлений от дополнительной добычи в 32 у.е. и расширения налогооблагаемой базы.

Таким образом, проведенный анализ позволяет выявить принципиальные различия между рассмотренными подходами (табл. 5).

Проведенный анализ позволяет сделать выводы о том, что вложение в технологию улавливания CO₂ требует больших затрат вначале, однако позволяет превратить экологические расходы в дополнительную прибыль по сравнению со штрафными санкциями.

Итоги

Таким образом, в рамках проведенного исследования авторами были рассмотрены два ключевых подхода к декарбонизации в России: внедрение штрафных санкций за выбросы парниковых газов и применение технологий улавливания и закачки CO₂ в пласт с целью увеличения добычи нефти.

Проведенный анализ показал, что Россия обладает существенным резервом для снижения выбросов парниковых газов за счет внедрения как экономических, так и технологических инструментов. Введение штрафных санкций за выбросы CO₂ при сжигании ПНГ может рассматриваться больше, как фискальная мера. В то время, как рассмотренная технология CCS-EOR позволило снизить количество выбросов CO₂ на 14 у.е., а прирост добычи нефти при этом составил «плюс» 32 у.е.

Однако двукратный рост капитальных затрат и отрицательное значение NPV для недропользователя делают невозможным ее широкое внедрение без государственной поддержки.

Выводы

В целом, декарбонизация в России — это не только вызов, но и стратегический вектор развития, способный обеспечить устойчивый экономический рост, укрепить энергетическую безопасность и повысить качество жизни населения в долгосрочной перспективе.

Литература

1. Новак А. Декарбонизация отраслей ТЭК: решение климатических задач без ущерба для энергобезопасности // Энергетическая политика. URL: <https://energy-policy.ru/dekarbonizaciya-otraslej-tek-reshenie-klimaticheskikh-zadach-bez-ushherba-dlya-energobezopasnosti/business/2024/07/12/> (дата обращения: 17.01.2025).
2. Десятая часть всех выбросов парниковых газов в России приходится на транспорт // Ведомости. URL: <https://www.vedomosti.ru/esg/climate/articles/2024/04/02/1029384-desyataya-chast-vseh-vibrovov-parnikovih-gazov-v-rossii-prihoditsya-na-transport> (дата обращения: 17.01.2025).
3. Российская Федерация. Законы. Об ограничении выбросов парниковых газов: Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ: принят Государственной Думой 9 июня 2021 года: одобрен Советом Федерации 23 июня 2021 года. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 19.02.2026).
4. В ХМАО уровень утилизации попутного нефтяного газа превысил 95 % // Информационно-аналитический портал Neftegaz.RU. URL: <https://neftegaz.ru/news/neftechim/221995-v-khmao-uroven-utilizatsii-poputnogo-neftyanogo-gaza-prevysil-95> (дата обращения: 19.02.2026).
5. Российская Федерация. Правительство. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года: утв. распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 № 3052-п. URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 19.02.2026).
6. Министерство энергетики Российской Федерации. Доклад о состоянии и перспективах использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации. Москва: Минэнерго России, 2025. 78 с.
7. Улавливание углерода — ключевой инструмент в борьбе с глобальным

потеплением // Ведомости URL: <https://www.vedomosti.ru/esg/ecology/articles/2022/02/08/908282-ulavlivanie-ugleroda-klyuchevoi-instrument-v-borbe-s-globalnim-potepleniem> (дата обращения: 19.02.2026).

8. Улавливание и хранение углерода // Википедия: свободная энциклопедия: URL: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D0%B8%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B>

8%D0%B5_%D0%B8_%D1%85%D1%80%D0%B0%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D1%83%D0%B3%D0%BB%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0 (дата обращения: 19.02.2026).

9. Отчет по опытно-промышленным работам на Туймазинском месторождении (Александровская площадь), 1967 г. Материалы по применению карбонизированной воды и пилотным испытаниям технологий увеличения

нефтеотдачи.

10. Методические указания ПАО «НК «Роснефть» по применению газовых методов увеличения нефтеотдачи, включая закачку CO₂ и водогазовое воздействие (WAG). Критерии применимости, технологические схемы, рекомендации по проектированию и мониторингу.

ENGLISH

Results

Thus, within the framework of the study, the authors examined two key approaches to decarbonization in Russia: the introduction of penalties for greenhouse gas emissions and the use of technologies for capturing and injecting CO₂ into the reservoir to increase oil production. The analysis showed that Russia has a significant potential to reduce greenhouse gas emissions through the implementation of both economic and technological tools. The introduction of penalties for CO₂ emissions from the combustion of associated gas can be viewed primarily as a fiscal measure. While the considered CCS-EOR technology made it possible

to reduce CO₂ emissions by 14 units, the increase in oil production amounted to “plus” 12 units. However, the twofold increase in capital expenditures and the negative NPV value for the resource user make its widespread implementation impossible without government support.

Conclusions

Overall, decarbonization in Russia is not only a challenge but also a strategic development direction that can ensure sustainable economic growth, strengthen energy security, and improve the quality of life for the population in the long term.

References

1. Novak A. Decarbonization of the fuel and energy sector: solving climate challenges without compromising energy security. URL: <https://energypolicy.ru/dekarbonizaciya-otraslej-tekreshenie-klimaticheskikh-zadach-bez-ushherba-dlya-energobezopasnosti/business/2024/15/12> (accessed: 17.01.2025). (In Russ).
2. One-tenth of all greenhouse gas emissions in Russia come from transport. URL: <https://www.vedomosti.ru/esg/climate/articles/2024/04/02/1029384-desyataya-chast-vseh-vibrosov-parnikovih-gazov-v-rossii-prihoditsya-na-transport> (accessed: 17.01.2025). (In Russ).
3. The Russian Federation. Laws. On limiting greenhouse gas emissions: federal law No. 296-FZ dated July 2, 2021; adopted by the State Duma on June 9, 2021; approved by the Federation Council on June 23, 2021. URL: <http://pravo.gov.ru> (accessed: 19.02.2026). (In Russ).
4. In the Khanty-Mansi Autonomous Okrug, the

level of associated petroleum gas utilization exceeded 95% / Information and analytical portal Neftegaz.RU URL: <https://neftegaz.ru/news/neftechim/221995-v-khmaproven-utilizatsii-poputnogo-neftyanogogaza-prevysil-95> (accessed: 19.02.2026). (In Russ).

5. Russian Federation. Government. Strategy for the socio-economic development of the Russian Federation with a low level of greenhouse gas emissions until 2050: approved by Order No. 3052-r of the Government of the Russian Federation dated 29.10.2021. URL: <http://pravo.gov.ru> (accessed: 19.02.2026). (In Russ).
6. The Ministry of Energy of the Russian Federation. Report on the state and prospects for the use of associated petroleum gas in the Russian Federation. Moscow: Ministry of Energy of Russia, 2025. 78 p. (In Russ).
7. Carbon capture is a key tool in the fight against global warming. Vedomosti URL: [https://www.vedomosti.ru/esg/ecology/articles/2022/02/08/908282-ulavlivanie-](https://www.vedomosti.ru/esg/ecology/articles/2022/02/08/908282-ulavlivanie-ugleroda-klyuchevoi-instrument-v-borbe-s-globalnim-potepleniem)

ugleroda-klyuchevoi-instrument-v-borbe-s-globalnim-potepleniem (accessed: 19.02.2026). (In Russ).

8. Carbon capture and storage // Wikipedia: the free encyclopedia: URL: https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A3%D0%BB%D0%B0%D0%B2%D0%BB%D0%B8%D0%B2%D0%B0%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D0%B8_%D1%85%D1%80%D0%B0%D0%BD%D0%B5%D0%BD%D0%B8%D0%B5_%D1%83%D0%B3%D0%BB%D0%B5%D1%80%D0%BE%D0%B4%D0%B0 (date of reference: 02/19/2026). (In Russ).
9. Report on pilot industrial work at the Tuumazinskoye field (Alexandrovskaya Square), 1967. Materials on the use of carbonized water and pilot tests of enhanced oil recovery technologies. (In Russ).
10. Methodological guidelines of PJSC “NK “Rosneft” on the use of gas methods to increase oil recovery, including CO₂ injection and water-gas exposure

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Саттарова Регина Флоридовна, старший специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Терегулова Гульнара Римовна, к.э.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Болдырев Егор Сергеевич, к.э.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе – БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Sattarova Regina Floridovna, senior specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: sattarovarf1@rn-gir.rosneft.ru

Teregulova Gulnara Rimovna, ph.d. of economic sciences, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Boldyrev Egor Sergeevich, ph.d. of economic sciences, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Совершенствование методики процесса подготовки инвестиционных проектов для лицензионных участков: анализ подходов и новые решения

Проваторова Е.А., Тропина И.А.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Проведено исследование процесса подготовки инвестиционного проекта на проектирование лицензионного участка на основе стандартного подхода. Результатом выполненной работы является оценка и детальный анализ применяемых в отечественной и мировой практике подходов к проектированию инвестиционных меморандумов, выделены недостатки традиционного алгоритма, предложены дополнительные инструменты для усовершенствования подхода, которые вносят более высокую точность и снижают риски, проведена апробация нового подхода на новом месторождении, находящемся в арктической зоне Российской Федерации и отличающимся сложным строением.

Материалы и методы

Опыт отечественных и зарубежных компаний проектирования инвестиционных проектов на нефтяное месторождение, оценка геологического риска месторождения, разработка нового подхода для оценки изученности месторождения в целом, уточнение подхода для расчета профиля добычи месторождения.

Ключевые слова

инвестиционный меморандум, прогнозирование добычи, риск, проектирование месторождения

Для цитирования

Проваторова Е.А., Тропина И.А. Совершенствование методики процесса подготовки инвестиционных проектов для лицензионных участков: анализ подходов и новые решения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 6. С. 125–129. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-125-129

Поступила в редакцию: 24.07.2026

ECONOMICS AND MANAGEMENT

UDC 622.276 | Original Paper

Improving the methodology for preparing investment projects for licensed areas: analysis of approaches and new solutions

Provatorova E.A., Tropina I.A.

“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia

ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

Research was carried out on the preparation of an investment memorandum for the design of a licensed site based on the approach applied in the company. The result of the work carried out is an evaluation and detailed analysis of the approaches applied in domestic and global practice to the design of investment memorandums, highlighting the shortcomings of traditional algorithms, proposing additional tools for improving the approach, which bring higher accuracy and reduce risks, the testing of a new approach has been carried out on a new deposit located in the Arctic zone of the Russian Federation and characterized by complex structure.

Materials and methods

Experience of domestic and foreign companies in the design of investment projects for an oil field, assessment of geological risk of the deposit, development of a new approach to assess the study of the deposit as a whole, clarification of the approach to calculate the profile of the extraction of the deposit.

Keywords

investment memorandum, production projecting, risk, location projecting

For citation

Provatorova E.A., Tropina I.A. Improving the methodology for preparing investment projects for licensed areas: analysis of approaches and new solutions. Exposition Oil Gas, 2026, issue 6, P. 125–129. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-6-125-129

Received: 24.07.2026

Одной из важнейших целей нефтегазовых проектов является достижение их максимальной экономической эффективности. Разрабатываемое месторождение должно быть рентабельно, по этой причине при покупке лицензионного участка учитывают всю имеющуюся и перспективную информацию. Для этих целей составляется инвестиционный меморандум (ИМ), в котором демонстрируется перспективность вложения средств, основанная на результатах расчетов технологических

показателей разработки участка и добычи углеводородного сырья [1].

Представляемая информация в ИМ должна быть максимально объективной, точной и подтверждаемой [2], чтобы избежать завышенного или наоборот заниженного риска. Однако на данный момент большинство инвестиционных меморандумов основано на усредненной оценке, которая вносит значительный риск в реализацию проекта и ставит под сомнение его рентабельность, что приводит к задержкам

в реализации нефтегазовых проектов и превышению бюджета, которые, по последним данным зарубежных экспертов, могут составлять до 60 % и 38 % соответственно [3].

Стандартный подход к проектированию ИМ содержит несколько ключевых этапов:

1. Обоснование геолого-физических параметров залежи за счет подбора месторождений аналогов (однородные отложения, близкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС)

- и физико-химические свойства (ФХС));
- 2. Обоснование варианта разработки, размещение и кустование проектного фонда;
- 3. Обоснование запусковых дебитов скважин, формирование рейтинга бурения, графика бурения;
- 4. Обоснование темпов падения;
- 5. Обоснование характеристик вытеснения;
- 6. Расчет технологических показателей разработки;
- 7. Техничко-экономическая оценка показателей разработки [1].

Тем не менее при работе с данным алгоритмом были определены сложности, которые приводят к быстрому устареванию итогового документа: применение оценки показателей с усредненными параметрами, отсутствие детализации в части технологий и разработки. По этой причине было принято решение о поиске способов для усовершенствования методики.

В работе В.А. Орлова и Р.А. Ошмари-на с соавторами [4] авторы делают акцент на том, что крупные нефтегазовые проекты геологоразведочных работ (ГРП) обладают высокой неопределённостью, а это в свою очередь ведет к большим инвестиционным затратам, что снижает привлекательность проекта. Исходя из этого предлагается усовершенствовать подход к составлению и обоснованию программы геологоразведочных работ таким образом, чтобы ускорить сами работы и снизить неопределённость.

Во многих работах заметен интерес к усовершенствованию подхода оценки рисков нефтегазовых проектов. Например, в работе А.М. Сазонова [5] предлагается ряд требований, которые помогли бы существенно снизить риски при проектировании нефтегазовых проектов, что, в свою очередь, повышает инвестиционную привлекательность проекта. Об этом же рассуждают в работе А.А. Толстоногова и И.К. Кифоренко [6], в которой авторы выделяют целый список рисков, с которыми можно столкнуться в процессе разработки месторождения. Например, на этапе поисково-разведочных работ возникают риски по причине того, что все простые структуры залегающих флюидов уже давно разведаны, остались только сложные трудноизвлекаемые запасы, которые сложнее выявить и, соответственно, разрабатывать. Также существуют инфраструктурные риски, которые связаны с поломкой оборудования, некачественным обслуживанием, различными осложнениями в процессе эксплуатации. Авторы также выделяют риски, связанные с экономическими факторами, такими как инфляция и падение цен на нефть. В целом, нефтегазодобывающие компании сталкиваются с большим количеством рисков, и не всегда получается их вовремя учесть и не допустить.

Середкина В.А. в своей работе [7] подмечает проблему срыва сроков производства и превышения бюджета. Это довольно распространенная проблема, связанная со слишком оптимистичными расчетами и прогнозированием разработки месторождений, также автор выделяет в качестве причины недостаточно эффективное управление проектами — слишком оптимистичная оценка бюджета, технологий и рисков.

На основе анализа различных источников информации, определен основной перечень проблем:

- риски на поисково-разведочном этапе, связанные с увеличением числа трудноизвлекаемых запасов и с усложнением поиска залежей в целом;

- высокая степень геологической неопределённости, связанная с низкой изученностью;
- инфраструктурные риски, которые связывают с различными поломками и осложнениями в процессе бурения и эксплуатации;
- усреднённое прогнозирование добычи, которое ведет к слишком оптимистичным оценкам бюджета и срокам разработки;
- экономические риски, связанные с инфляцией и падением цен на нефть.

Все описанные выше риски являются причиной слишком оптимистичной и неточной оценки проекта, что в процессе разработки может привести к срыву сроков разработки и серьезному превышению бюджета, что многократно снижает рентабельность проекта.

Опираясь на вышеизложенную проблематику, необходимо сформировать подходы, которые позволят сократить риски и сделать проект более реалистичным.

Наибольшая группа рисков — неопределенности геологоразведочных работ и низкая изученность месторождения, именно эта группа вносит наибольшую неточность в итоговый проект.

Исходя из особенностей разработки на этапе геологоразведочных работ [8–12], можно выделить основные категории, влияющие на геологический риск. Например, существование породы-коллектора и ловушки УВ, ее заполнение, сохранность залежи УВ, качество сейсмических работ или гидродинамических исследований скважин, достоверность проведенных испытаний скважин в рамках поисково-разведочного бурения и т. д. На данный момент четкий подход к оценке рисков отсутствует, и в целом данная оценка является достаточно субъективной и исходит из конкретных особенностей месторождения. Для примера можно привести работу [12], в которой выделены две основные группы для оценивания: изученность участка и достоверность проведенного поисково-разведочного этапа, в каждой группе выделены необходимые критерии, по которым производится оценка. Сам подход заключается в численной оценке каждого критерия по выделенным параметрам. Итогом оценки является итоговый коэффициент — $R_{\text{общ}}$, он получается перемножением полученных численных значений каждого критерия. По полученному значению $R_{\text{общ}}$ присуждается ранг лицензионного участка, определяемый по следующим значениям:

1. $R_{\text{общ}} > 0,500$ — отличная изученность участка, минимальные геологические риски при реализации проекта;
2. $R_{\text{общ}} \in [0,490; 0,100]$ — средняя изученность, необходим контроль и дополнительные работы;
3. $R_{\text{общ}} < 0,099$ — недостаточная изученность, необходимы дополнительные исследования.

Границы критериев для оценки коэффициента $R_{\text{общ}}$ определены экспертно на базе выполненного тестирования выборки десяти лицензионных участков разной изученности. Граничные значения выше полученных как средние значения протестированных участков.

Итоговый коэффициент показывает степень изученности и качество полученных данных. Этот подход и будет использоваться в дальнейшем.

Стандартно аналитические расчеты для прогнозирования профиля добычи проводятся на «среднюю скважину», что обычно

вносит большую нереалистичность в итоговый результат, так как на практике не бывает запуска скважин с абсолютно одинаковыми запусковыми показателями — запусковыми дебитами жидкости и нефти и стартовой обводненностью. Нереалистичность рассчитанных данных заметна при сопоставлении расчетных данных с фактическими, полученными в результате поисково-разведочного бурения (ПРБ), что приводит к рискам невыполнения планов разработки. Необходимо тщательно подходить к расчету профиля добычи, учитывая особенности геологического строения пласта, возможность реализации ОПР, дифференциацию нефтенасыщенных толщин по рентабельности.

Также стоит обратить внимание на график бурения скважин. Аналогично профилю добычи, график бурения скважин обычно рассчитывается по средним показателям, без учета дополнительных рисков, таких как погодные условия, паводки и т. д. По этой причине часто возникают задержки в производстве, что приводит к большим финансовым потерям. Поэтому рекомендуется уточнить процесс планирования графика бурения, учитывая при этом такие условия как:

- коммерческие скорости бурения по годам;
- коэффициенты сезонности;
- сроки освоения скважин;
- порядок освоения скважин для каждого куста;
- затраты времени на проведение исследований.

Данные рекомендации применялись при оценке нового месторождения, которое находится в арктической зоне РФ.

Месторождение относится к району Крайнего Севера, находится за полярным кругом в труднодоступном районе, объекты подготовки и транспорта нефти, газа и конденсата отсутствуют, геологическое строение сложное. Изначальная доля общего риска проекта оценивается в 0,69 долей ед.

Для начала необходимо оценить изученность участка, для этого будет использован алгоритм, описанный в работе [12]. Краткая схема используемых критериев представлена на рисунке 1.

Применяя оценку, подробно описанную в работе [12], к исследуемому месторождению можно отметить, что оно относится к 3-му рангу — низкая изученность (табл. 1). В первую очередь это связано с довольно низкой достоверностью испытаний скважин, так как некоторые поисково-разведочные скважины были подвержены гидратообразованию и поломке. Исходя из этой оценки, для уменьшения рисков в процессе разработки рекомендуется усилить программу доизучения в части поисково-разведочного бурения. На данный момент запланировано бурение двух разведочных скважин с выносом керна, забором для лабораторных исследований и проведением испытаний.

Итоговый критерий определяется по формуле:

$$P_{\text{общ}} = P_1 \times P_2 \times P_3 \times P_4 \times P_5 \times P_{6.1} \times P_{6.2},$$

где P_1 — значение коэффициента, показывающего долю разведанных запасов категории C_1 на месторождении; P_2 — значение коэффициента, показывающего качество проведенных сейсморазведочных работ (СРР); P_3 — значение коэффициента, характеризующего тип ловушки; P_4 — значение коэффициента, показывающего средневзвешенную

вероятность геологического успеха в рамках лицензионного участка по нефти или газу, этот коэффициент рекомендован методическими указаниями Компании при составлении ранжирования участков геологоразведочных работ (ГРП); P_5 — значение коэффициента, показывающего характер насыщения и его подтверждение. Этот критерий можно реверсировать в зависимости от того, на какое насыщение ориентирован недропользователь — нефть или газ; $P_{6,1}$ — значение коэффициента, показывающего качество и достоверность проведенных испытаний в процессе поисково-разведочного бурения (группа ПРБ); $P_{6,2}$ — значение коэффициента, показывающего качество и достоверность проведенных исследований в процессе поисково-разведочного бурения (группа Исследования).

Каждый из описанных выше коэффициентов обладает равным «весом», и дополнительная нормировка не требуется. Данный подход максимально подробно описан в работе [12].

Как было сказано выше, подход к расчету профиля добычи для каждого месторождения должен быть индивидуален на основе геологических и технологических особенностей участка. Рассматриваемое месторождение отличается высокой расчлененностью пластов и наличием водонасыщенных зон. Поэтому стандартный подход (на основе усредненных показателей) к аналитической оценке профиля добычи не совсем корректен — это заметно при сравнении фактических данных с расчетными — разница составляет практически в два раза, что показано в таблице 2.

Предполагается, что такая большая разница фактических данных с расчетными связана с более сложным геологическим строением пласта, чем оценивалось ранее. Из-за очень низких ФЕС коллектора затруднено выделение эффективных нефтенасыщенных толщин, также после петрофизического и ядерного анализа было установлено наличие субколлекторов, содержащих преимущественно связанную воду [13]. Таким образом, предполагается чередование водо- и нефтенасыщенных толщин. Ввиду разработки месторождения с применением ГРП, необходимо учесть риски подключения водонасыщенных пропластков, для этого при оценке стартовых дебитов нефти и жидкости предлагается учитывать и водонасыщенные толщины (рис. 2). Для этого для одной скважины расчет проводится дважды: первый раз рассчитывается только нефтяная толщина, во второй — только водонасыщенная в тех же эффективных толщинах. Далее дебит жидкости получается сложением двух расчетов. Такой подход позволяет получить наиболее приближенное к фактическому значение дебита жидкости (табл. 3).

Выше были выделены недостатки графика бурения. Для решения этих проблем нами совместно с коллегами было разработано специальное автоматизированное ПО под названием «График бурения». Целью данного программного продукта является оперативное определение оптимальных и наиболее точных сроков бурения, освоения и вводы в добычу скважин.

Расчет учитывает: количество буровых установок и время, затраченное на переезд между кустовыми площадками

(КП), очередность разбуривания КП и скважин с учетом их приоритета/ранжирования. Например, в связи с особенностями монтажа бурение первой скважины на КП длится дольше на 2,5 суток, а последней — дольше на 3 суток. Также учтены коммерческие скорости бурения по годам и сезонность бурения скважин с помощью коэффициентов (зима — 0,9 д. ед., лето — 1,1 д. ед.), учитывается время на проведение ГРП, бурение МЗС и пилотных стволов, время на забор керна и проведение безметражных работ и т.п. Информация по коммерческим скоростям и срокам безметражных работ часто актуализируется в зависимости от условий территории и технических возможностей. Данное ПО позволяет использовать его при оперативных вариативных расчетах профиля добычи, при этом точность расчета не падает.

Такой подход позволил более реалистично оценивать сроки бурения скважин с учетом возможных осложнений и особенностей месторождения, что, в свою очередь, внесло больше корректности в инвестиционный проект.

Таким образом, описан новый подход, позволяющий более реалистично оценить инвестиционный проект, состоящий из нескольких критериев и подходов (рис. 3):

1. Оценка изученности участка, которая позволяет учитывать геологические риски;
2. Уточнение расчета профиля добычи месторождения;
3. Уточнение подхода проектирования графика бурения скважин.

Табл. 1. Итоговые значения примененной методики

Tab. 1. The final values of the applied methodology

Лицензионный участок	Изученность объекта					Достоверность испытаний		$P_{общ}$
	P_1	P_2	P_3	P_4	P_5	$P_{6,1}$ Группа ПРБ	$P_{6,2}$ Группа Исследования	
Участок	1	1	0.636	0.332	1	0.603	0.700	0.089

*разбиение критериев на группы ПРБ и Исследования показано на рисунке 1

Табл. 2. Сравнение фактических данных, полученных с разведочной скважины, с расчетными

Tab. 2. Comparison of the actual data obtained from the exploration well with the calculated ones

Пласт	Версия	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность, %
Про-пласток 1	Факт	452,1	51,0
	Расчет	277,2	34,2



Рис. 1. Блок-схема критериев ранжирования объектов по изученности
Fig. 1. A block diagram of the criteria for ranking objects by study

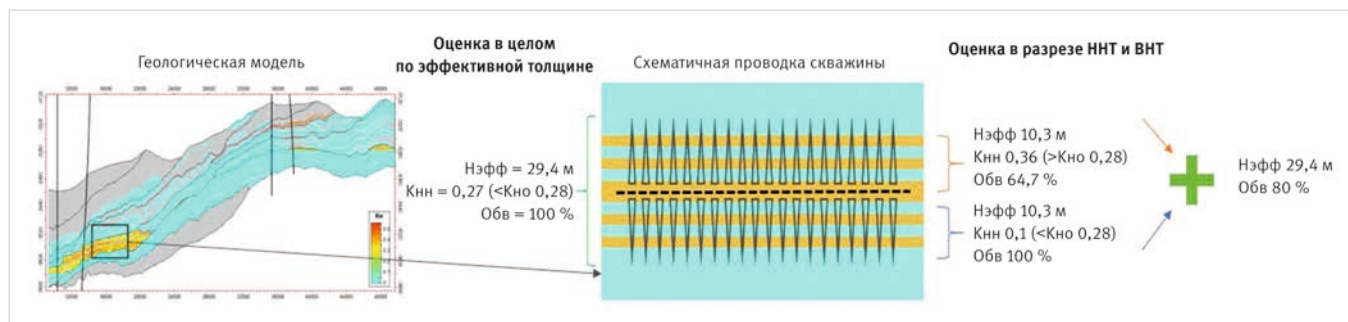


Рис. 2. Расчет с учетом нефте- и водонасыщенных толщин
Fig. 2. Calculation based on oil and water saturated thicknesses

Каждый из описанных выше критериев влияет на экономические и рисковые факторы. Для определения эффективности нового подхода необходимо сравнить основные факторы: NPV, IRR и долю общего риска реализации проекта, указанные в таблице 4, где вариант 1 — стандартный подход, вариант 2 — усовершенствованный.

Заметно, что вторая модель, которая была составлена по новой методике, обладает более высокими значениями, что говорит о ее устойчивости и большей выгоды и эффективности.

Итоги

При помощи используемой иностранной и отечественной литературы доказана актуальность необходимости усовершенствования методологии подготовки инвестиционных проектов на нефтяные месторождения. Были предложены дополнительные критерии, позволяющие понизить общий риск проекта.

Выводы

Для повышения точности инвестиционного проекта была уточнена методика с применением дополнительных инструментов оценки:

1. Предложена оценка изученности участка, которая показывает качество проведенных исследований и испытания скважин;
2. Расчет профиля добычи предлагается

делать не «по средней скважине», а с учетом особенностей участка;

3. Предложено применение графика бурения с учетом риска и дополнительных коэффициентов, описывающих возможные осложнения.

Также была проведена апробация описанных инструментов на реальном месторождении Красноярского края и выполнена оценка экономической эффективности, которая показала высокую эффективность нового подхода, а также снижение общего риска проекта на 0,16 д. ед.

Литература

1. Смирнов Д.С., Грандов Д.В., Смагина Т.Н. и др. Практическое руководство инженера-разработчика пласта. Тюмень.: ООО «Тюменский нефтяной научный центр» ИПЦ «Экспресс», 2022. 712 с.
2. Подольский Ю.В., Прищепа О.М., Отмас А.А. Неопределенности и риски при количественной оценке ресурсов, запасов и инвестиционных проектов разработки месторождений УВ // Geomodel 2014-16th EAGE science and applied research conference on oil and gas geological exploration and development. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2014.
3. Bradstock F. Why the oil industry is set to thrive for decades to come. Oilprice.com,

Табл. 3. Средние значения рассматриваемых методик на 47 проектных скважинах
Tab. 3. The average values of the considered techniques for 47 design wells

	Старый подход*	Новый подход128	Факт
Обводненность, %	34,1	58,5	51,2
Дебит жидкости, т/сут	277,2	468,4	452,1

* – стандартная оценка

128 – новая оценка, учитывающая нефте- и водонасыщенные толщины

Табл. 4. Сопоставление экономических показателей по вариантам оценки ИМ
Tab. 4. Comparison of economic indicators by assessment options

Вариант	NPV, у.е.	IRR, %	Риск, доли ед.
1	0,3	20,5	0,69
2	2,7	48,6	0,53

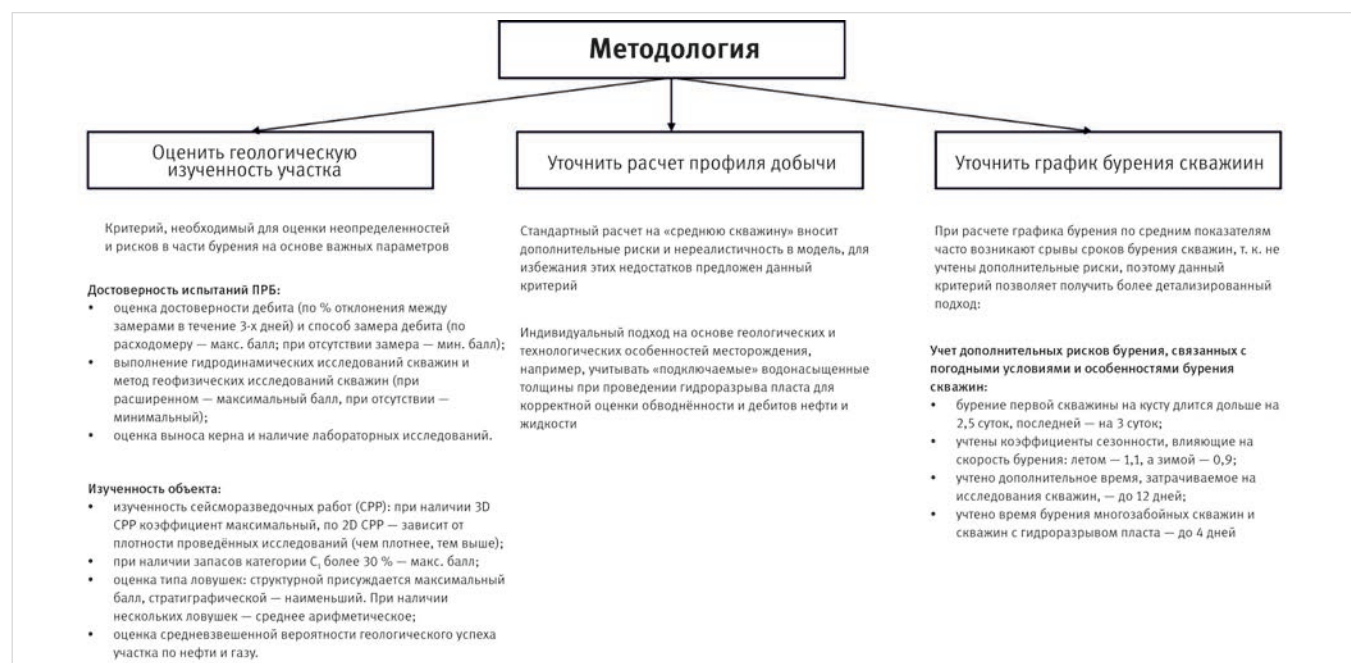


Рис. 3. Итоговая методика
Fig. 3. The final methodology

- Nov 15, 2020 URL: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Why-The-Oil-Industry-Is-Set-To-Thrive-For-Decades-To-Come.html> (дата обращения: 21.05.2026). (In Eng).
4. Орлов В.А., Ошмарин Р.А., Бочков А.С. и др. Повышение ценности проекта геолого-разведочных работ на основе ранней проработки интегрированной концепции развития // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти № 3. 2018. С. 46–50.
 5. Сазонов А.М. Специфические особенности построения комплексной системы управления рисками в нефтегазовой отрасли // Транспортное дело России. 2011. С. 90–92.
 6. Толстоногов А.А., Кифоренко И.К. Принципы формирования инвестиционных проектов разработки нефтяных месторождений с учетом влияния рисков // Фундаментальные исследования. 2014. № 6-3. С. 577–580.
 7. Середкина В.А. Методы повышения эффективности управления инвестиционными проектами в нефтегазовой отрасли // Молодой ученый. 2019. № 51. С. 425–427.
 8. Емельянова Н.М., Пороскун В.И. Методика вероятностной оценки ресурсов нефти и газа участков недр с учетом зависимости геологических рисков агрегируемых локальных объектов по площади и разрезу // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2021. Т. 16. № 3. 19 с. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/796/28_2021.pdf (дата обращения: 23.05.2026).
 9. Шашель В.А., Жуков В.В., Ошмарин Р.А. и др. Системный подход к формированию стратегии развития ресурсной базы актива // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. № 1. С. 68–73.
 10. Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика Т. 7. 2012. № 4. 29 с. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (дата обращения: 23.05.2026).
 11. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 20.09.2019 №638 «Правила разработки месторождений углеводородного сырья» [Электронный ресурс]. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926> (дата обращения: 23.05.2026).
 12. Проваторова Е.А., Смирнова Е.В., Тропина И.А. Ранжирование лицензионных участков для выделения наиболее перспективных из них под цели опытно-промышленной разработки // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2025. № 3. С. 110–121.
 13. Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдощук А.А., Смирнова Е.В. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 30–35.

ENGLISH

Results

With the help of used foreign and domestic literature, the urgency of the need to improve the methodology for preparing investment projects on oil fields has been proven. Additional criteria were proposed to reduce the overall risk of the project.

Conclusions

To improve the accuracy of the investment project, the methodology was refined using additional valuation tools:

1. An evaluation of the study of the site is proposed, which shows the

quality of the conducted studies and tests of wells;

2. The calculation of the production profile is not proposed to be made "according to the medium well", but taking into account the characteristics of the site;
3. The application of a drilling schedule is proposed, taking into account risk and additional factors describing possible complications.

Also, a testing of the described instruments was carried out on the real field of Krasnoyarsk region and an economic efficiency assessment was carried out, which showed high effectiveness of the new approach, as well as a reduction of 0,16 per cent in the overall risk of the project.

References

1. Smirnov D.S., Grandov D.V., Smagina T.N. et al. Practical guide for the reservoir engineer. Tyumen: "Tyumen petroleum research center" LLC, IPC «Express», 2022, 712 p. (In Russ).
2. Podolsky Yu.V., Prishcheva O.M., Otmaz A.A. Uncertainties and risks in the quantitative assessment of resources, reserves and development investment projects of hydrocarbon fields. Geomodel 2014 – 16th EAGE Science and Applied Research Conference on Oil and Gas Geological Exploration and Development: Proceedings. European Association of Geoscientists & Engineers, 2014. (In Russ).
3. Bradstock F. Why the oil industry is set to thrive for decades to come. Oilprice.com, Nov 15, 2020 URL: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Why-The-Oil-Industry-Is-Set-To-Thrive-For-Decades-To-Come.html> (accessed: 21.05.2026). (In Eng).
4. Orlov V.A., Oshmarin R.A., Bochkov A.S. et al. Maximization of major oil&gas project value at identification/access stage by reframing of exploration strategy. PRONEFT: Professional about oil, 2018, issue 3, P. 46–50. (In Russ).
5. Sazonov A.M. Specific features of construction integrated risk management system in oil and gas sector. Transport business in Russia, 2011, issue 3, P. 90–92. (In Russ).
6. Tolstoyonov A. A., Kiforenko I. K. The principles of investment project formation of oil field development considering the influence of risks. Fundamental research, 2014, issue 6-3. P. 577–580. (In Russ).
7. Seredkina V.A. Methods for increasing the efficiency of investment project management in the oil and gas industry. Young scientist, 2019, issue 51, P. 425–427. (In Russ).
8. Emelyanova N.M., Poroskun V.I. Probabilistic oil and gas resource assessment for subsurface areas taking into account the dependence of geological risks of aggregated local objects by area and section. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. 2021, Vol. 16, issue 3, 19 p. URL: https://www.ngtp.ru/upload/iblock/796/28_2021.pdf (received: 23.05.2026). (In Russ).
9. Shashech V.A., Zhukov V.V., Oshmarin R.A. et al. Systematic approach of creating optimal resource base development strategy. PRONEFT. Professionally about Oil, 2019, issue 1, P. 68–73. (In Russ).
10. Polyakov A.A., Murzin Sh.M. International experience in geological risk analysis. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2012, Vol. 7, issue 4, 29 p. URL: http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf (accessed: 23.05.2026). (In Russ).
11. Order of the Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation dated 20 September 2019 No. 638 «Rules for the Development of Hydrocarbon Deposits» [Electronic resource]. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001201910030031?ysclid=1z2j519ed2692578926> (accessed: 23.05.2026). (In Russ).
12. Provatorova E.A., Smirnova E.V., Tropina I.A. Ranking license areas to identify the most promising candidates for pilot field development. Oil and Gas Studies, 2025, issue 3, P. 110–121. (In Russ.)
13. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability achimov deposits. Oil industry, 2022, issue 3, P. 30–35. (In Russ.)

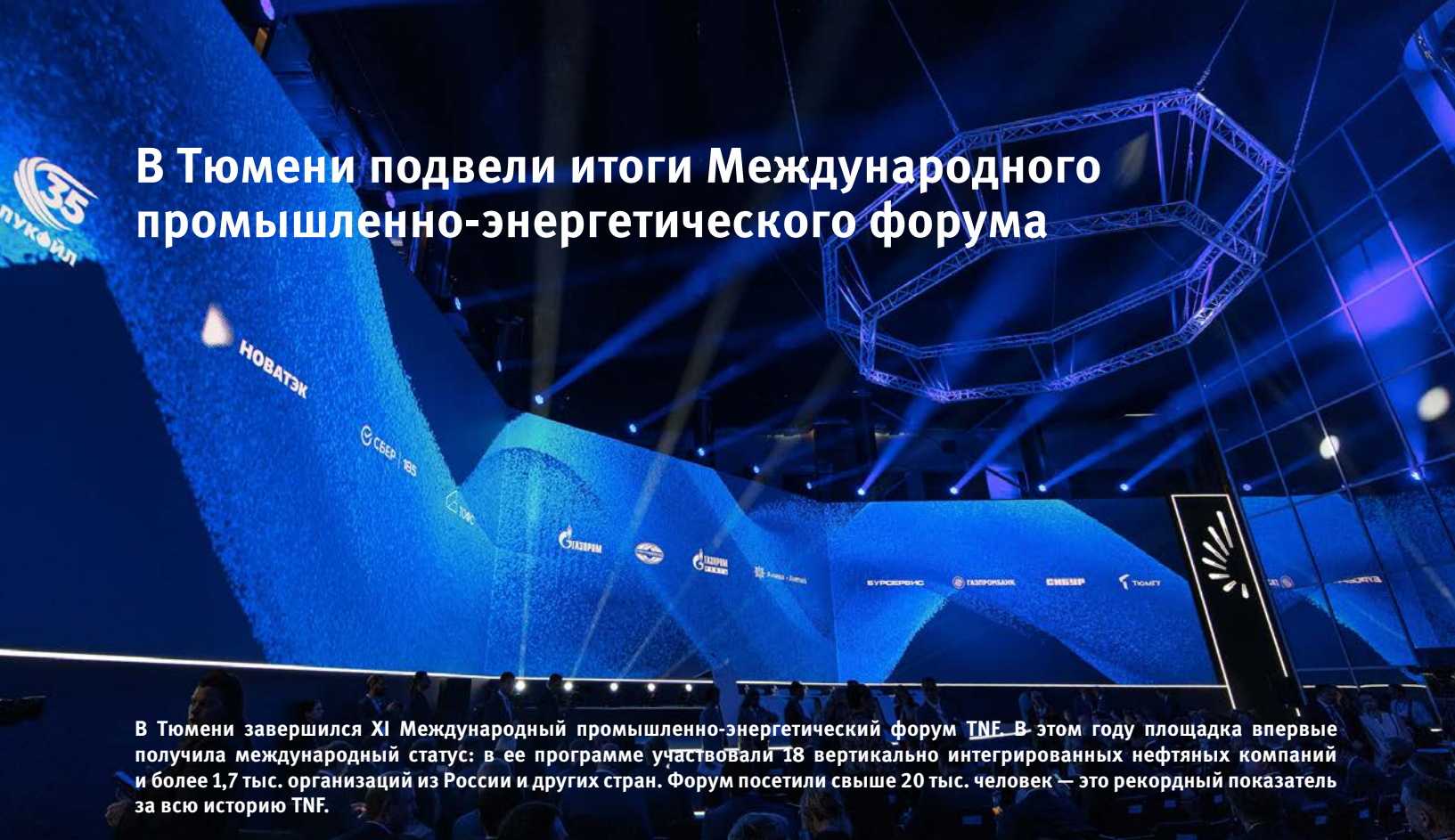
ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Проваторова Елена Александровна, ведущий специалист
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия
Для контактов: ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Тропина Ирина Анатольевна, начальник отдела
ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Provatorova Elena Alexandrovna, leading specialist,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ea_provatorova@rn-gir.rosneft.ru

Tropina Irina Anatolyevna, head of department,
“RN-Geology Research Development” LLC, Tyumen, Russia



В Тюмени подвели итоги Международного промышленно-энергетического форума

В Тюмени завершился XI Международный промышленно-энергетический форум TNF. В этом году площадка впервые получила международный статус: в ее программе участвовали 18 вертикально интегрированных нефтяных компаний и более 1,7 тыс. организаций из России и других стран. Форум посетили свыше 20 тыс. человек — это рекордный показатель за всю историю TNF.

За дни форума состоялось более 140 мероприятий, а на технологической выставке EXPO показали более 160 единиц оборудования. В B2B-зонах провели 227 встреч; через мобильное приложение TNF контакты установили более 3 тыс. участников. Результатом деловой работы стало подписание свыше 40 соглашений о сотрудничестве.

В числе договоренностей — соглашение Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа — Югры и Ямало-Ненецкого автономного округа о межрегиональной кооперации и расширении Нефтегазового кластера. Одной из центральных дискуссий форума стала пленарная сессия «Нефтегазовая отрасль будущего: энергия лидерства». В ней приняли участие министр промышленности и торговли Антон Алиханов, заместитель председателя правления «Газпрома» Виталий Маркелов, председатель правления «Сибур Холдинга» Михаил Карисалов, председатель правления «Газпром нефти» Александр Дюков и генеральный директор группы «Когнитив Пилот» Ольга Ускова, заместитель Председателя Правления, директор Департамента ПАО «Газпром» Олег Аксютин.

Участники обсудили развитие нефтегазового машиностроения, локализацию производства и переход отрасли к созданию собственных решений. По данным Антона Алиханова, примерно 75 % из 220 критических позиций, включенных в планы локализации, находятся на завершающей стадии НИОКР, испытываются или уже выпускаются серийно. «Следующий этап — переход от замещения к технологическому лидерству: технологические карты должны регулярно обновляться, а фокус — смещаться на перспективные решения, глубокую переработку сырья и развитие новых производственных цепочек», — отметил министр.

Ольга Ускова сообщила, что в России создана беспилотная наземная транспортная платформа, ключевые компоненты которой — от сенсоров и камер до лидаров, радаров и электродвигателей — производятся

внутри страны. «Единственным компонентом иностранного происхождения пока остается нейропроцессор, хотя российские разработки уже существуют и конкурентоспособны по качеству и цене», — сказала она.

В деловую программу TNF также вошло заседание Координационного совета Минпромторга по межотраслевому оборудованию и технике для ТЭК. На встрече рассмотрели ход реализации федеральных программ, входящих в национальный проект «Новые атомные и энергетические технологии».

Еще одним событием форума стал запуск испытаний газотурбинного двигателя ТМ16, созданного «Тюменскими моторостроителями» совместно с машиностроительными предприятиями «Газпром энергохолдинга». В запуске по видеосвязи участвовал председатель правления «Газпрома» Алексей Миллер. Он выразил уверенность в надежности двигателя и отметил, что в дальнейшем ТМ16 должен стать серийным продуктом.

Цифровым технологиям была посвящена пленарная сессия «Цифровая трансформация ТЭК-2036: от стратегических ориентиров к системной реализации». Ее участники, включая заместителя министра энергетики Эдуарда Шереметцева, обсуждали импортозамещение, внедрение искусственного интеллекта в критические процессы и подготовку инженерных кадров. «Нам важно лучше видеть, как устроена собственная отрасль, и выстраивать цифровые решения вокруг реальных потребностей людей и организаций», — отметил Шереметцев. По его словам, технологии должны помогать совершенствовать процессы и быть удобным инструментом для их участников.

Международную повестку TNF обсуждали на сессии о технологической кооперации и поддержке экспортеров. В ней участвовали губернатор Тюменской области Александр Моор, министр энергетики Республики Беларусь Денис Мороз, вице-министр

энергетики Казахстана Кайырхан Туткышбаев, заместитель генерального директора Вьетнамского института нефти Нгуен Тхань Тунг, заместитель председателя правления по разведке и добыче «QazaqGaz» Асылжан Даулетов и другие эксперты. В центре обсуждения были перспективы поставок, валютные риски, реакция зарубежных партнеров на вторичные санкции, льготное кредитование и субсидирование логистики.

Александр Моор сообщил, что в 2026 году регион начал сотрудничество с Вьетнамом, а в TNF участвовали партнеры из Китая, Ирана и Турции. «Для нас международный статус форума — подтверждение того, что он способен быть эффективной площадкой для взаимодействия с зарубежными странами», — подчеркнул губернатор. По его словам, нефтегазовая отрасль может стать одним из направлений развития международной кооперации.

На форуме также подвели итоги премии «Территория технологий». На нее поступило более 324 заявок из 33 российских регионов и один проект из Белоруссии. В пяти номинациях были отмечены 14 компаний, а главный приз в размере 1 млн руб. получила «Лабаванс». Кроме того, на TNF наградили победителей премии «HR-проект года в промышленности 2026» и второго отраслевого хакатона «Цифровые двойники в энергетике».

В заключительный день форума более 2 тыс. студентов из десяти вузов и семи городов приняли участие в Молодежном дне TNF. Для студентов провели мастер-классы по работе с ИИ, на которых разбирали реальные задачи отрасли, а также сессии по развитию предпринимательских проектов и встречи с представителями компаний. Кроме того, участники обсудили формирование национальной системы робототехнического образования на сессии «Русские роботы»: от дошкольного уровня до вузов, а также подходы к закупкам образовательной робототехники и созданию общей технологической платформы.



Российская
Энергетическая
Неделя 2026

 РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЦВЗ «Манеж»

ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ТЭК

Гостиный двор



МОСКВА, РОССИЯ



14-16 ОКТЯБРЯ 2026 г.



Подробнее на сайте

Реклама



В рамках международного проекта
«БЕЛОРУССКИЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ ФОРУМ»



ХИМИЯ НЕФТЬ И ГАЗ

25-я международная специализированная выставка
химической и нефтегазовой промышленности и науки

14–16 ОКТЯБРЯ 2026

Минск, пр. Победителей, 20/2



ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ЭКСПОЗИЦИИ:

- Технологии, сырье и продукция химических производств
- Химические продукты и материалы в различных секторах экономики
- Лабораторное оборудование, приборы для химического анализа, программное обеспечение для лабораторий
- Автоматизация процессов добычи и подготовки нефти и газа к транспортировке
- Охрана окружающей среды. Техника безопасности



BELPROMFORUM.BY/chemistryexpo

16+

ОРГАНИЗАТОР:



ЭКСПОФОРУМ
выставочное предприятие

ПОДАТЬ ЗАЯВКУ НА УЧАСТИЕ:

Алла Пухта



+375 33 631 29 08



pan@expoforum.by



2027

7-9 апреля
Атырау, Казахстан



ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

24-я Северо-Каспийская
региональная выставка

«Атырау Нефть и Газ»



Подробная информация:
www.oil-gas.kz



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



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+



Организатор





Ежегодная Международная конференция

Трудноизвлекаемые запасы нефти

Будущее рождается здесь!

13-14
октября



Направления конференции:

- Технологии добычи, подготовки и обустройства месторождений
- Геология и геофизика: от теории к практическим решениям
- Бурение, строительство и ремонт скважин
- Цифровые технологии и ИИ в нефтегазовой отрасли
- Разработка и эксплуатация месторождений углеводородов

Для кого?

- Для специалистов естественно-научных направлений в области биотехнологий, химии, биологии, медицины
- Для студентов программ бакалавриата, специалитета и магистратуры
- Для экспертов и молодых исследователей



Место проведения:

Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Советская, 186а

almet-trizn.ru

А-НФ

**АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

**28–30
ОКТАБРЯ
2026**

NT-EXPO.RU



КОНТЕЙНЕКС РУС

Специалист по мобильным модульным системам

Телефон: +7 (495) 9250047

Эл. почта: info@kontejneks-rus.ru

www.kontejneks-rus.ru



Подписывайтесь
на нас!

