

ЖУРНАЛ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОПЕРАТОРОВ

ISSN 2076-6785

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

№5 (122) сентябрь 2026

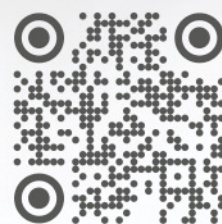


ГЕНЕРАЦИЯ БЕЗ ОГРАНИЧЕНИЙ

от природного газа до ПНГ

100 кВт - 3,8 МВт

85 стр.





Техническая база:

- Современные комплексы геолого-технологических (ГТИ) и геохимических (ГХИ) исследований реализуются на базе станций ГТИ нового поколения с использованием специализированных программных продуктов.
- Современное оснащение автономно-кабельными аппаратурными комплексами для исследования разведочных скважин и геофизического сопровождения кустового бурения.
- Колтюбинговые установки для проведения геофизических работ с использованием гибкой насосно-компрессорной трубы.
- Центр метрологии и сертификации.
- Собственное приборостроительное подразделение.
- Широкие возможности импортозамещения.

Ключевые услуги:

- Геофизическое сопровождение строительства нефтяных и газовых скважин.
- Прострелочно-взрывные работы и вертикальное сейсмопрофилирование.
- Полевые геофизические исследования.
- Более 30 видов дополнительных услуг по техническому и информационному сопровождению жизненного цикла скважин и месторождений.



геофизических исследований и работ в скважинах



Надежность и безопасность:

- Высокие требования к надежности и взрывозащищенности оборудования.
- Профессионализм и добросовестность персонала.

Дополнительные услуги:

- Удаленный мониторинг: контроль параметров бурения, испытания, освоения, капитального ремонта при строительстве и восстановлении скважин.
- Проведение испытаний скважин с помощью трубных испытателей и опробователей.

Геофизическое сопровождение подземных хранилищ газа (ПХГ):

- Многоуровневая система геолого-геофизического мониторинга ПХГ.
- Широкий спектр услуг по контролю за разработкой месторождений.

Расходомеры-счётчики ИРВИС нашли своё применение на различных объектах нефтегазовой отрасли, химической промышленности, металлургических и других компаний в задачу которых входит учёт различных газообразных энергоносителей, таких как природный газ, попутный нефтяной газ, азот, кислород, воздух, водяной пар и многие другие.



ИРВИС-УЛЬТРА-ПП-К-16-DN50-100(200)

Умный, самодиагностичный ультразвуковой расходомер-счетчик, на смену механическим-ротационным счетчикам. Полная взаимозаменяемость по монтажным габаритам и креплению.

- ▲ Установка в габариты ротационного счетчика
- ▲ Диапазоны расходов от 0,5 до 100 м³/ч и от 0,5 до 200 м³/ч
- ▲ Расширенные допуски на диаметры присоединяемых участков газопровода (допускается ступенька в месте присоединения)
- ▲ Отсутствуют требования к углам установки на газопроводе (Любое пространственное расположение при монтаже в газопровод)
- ▲ Не регламентируются требования к сварным швам по их высоте
- ▲ Требования к длине измерительных участков всего 2Ду (достаточно выполнения требований к сварным соединениям на газопроводе)



ИРВИС-УЛЬТРА-ПП

Ультразвуковые расходомеры-счетчики для газообразных энергоносителей с температурой среды от минус 40 °С до 60 °С и давлением до 16 МПа



ИРВИС-РС4М-ПП

Вихревой расходомер-счётчик для учета газообразных энергоносителей с температурой измеряемой среды от минус 40 °С до 60 °С и давлением до 10 МПа



ИРВИС-РС4М-ПП-ПАР

Вихревой расходомер-счетчик для учета газообразных энергоносителей с температурой измеряемой среды от минус 40 °С до 250 °С и давлением до 10 МПа

Поверочные газодинамические установки с диапазоном воспроизводимых расходов от 0,003 м³/ч до 16000 м³/ч с пределом основной относительной погрешности $\pm 0,2\%$ и $\pm 0,3\%$



ИРВИС-К300

Вихревой преобразователь расхода для учета газообразных энергоносителей с температурой измеряемой среды от минус 40 °С до 250 °С и давлением до 10 МПа, выходные сигналы: 0-5 мА, 4-20 мА и 0-1000 Гц

ПАРТНЕРЫ

ПАО «Газпром»
 ООО «Газпроммежрегионгаз»
 ПАО «Роснефть»
 ПАО «Лукойл»
 ПАО «Татнефть»
 ОАО «Краснодарнефтегаз»
 ПАО «Сургутнефтегаз»
 ООО «Газпромнефть»
 ООО «Газпром инжиниринг»
 ООО «Сибур»
 ООО «ИНК»
 Муниципальные предприятия



Производство точных
 поверочных
 газодинамических
 установок и услуги
 по поверке расходомеров
 с погрешностью от 0,5 %

КОНТАКТЫ

ООО НПП «ИРВИС»
 420095, г. Казань,
 ул. Восстания, д. 98Н
 Технополис «Химград»
 +7 (843) 212-56-29
 +7 (843) 212-56-30
 1@gorgaz.ru
 www.gorgaz.ru



Уважаемые коллеги!

Сентябрь для нефтегазовой отрасли традиционно становится временем насыщенных профессиональных встреч и стратегических дискуссий. В центре этого делового календаря неизменно находится Тюменский нефтегазовый форум (TNF) — площадка, где формируется повестка технологического суверенитета России. В этом году мы подготовили специальный выпуск журнала, который является печатным партнером форума. С 14 по 17 сентября Тюмень превратится в эпицентр инженерной мысли, и наш номер будет доступен всем участникам и гостям TNF в рамках деловой программы.

Новый выпуск также увидят участники отраслевых мероприятий в Сургуте, Алматы и на других специализированных площадках. Мы стремимся, чтобы материалы номера сопровождали профессиональный диалог там, где он происходит.

Содержание этого выпуска — прямое отражение текущих запросов отрасли. Мы сосредоточились на практическом опыте и инженерных решениях, которые уже доказывают свою эффективность на промыслах.

Мы благодарим авторов за доверие и готовность делиться результатами своей работы. Уверен, что представленные материалы станут полезным инструментом для специалистов, принимающих технические и управленческие решения.

Желаю вам продуктивного чтения и плодотворной работы на отраслевых мероприятиях!

**Основатель журнала
Ильдар Шарафутдинов**

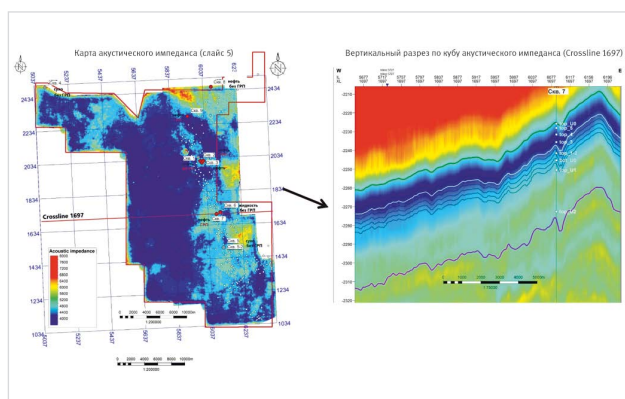
СОДЕРЖАНИЕ

- 14 ООО «Татнефть-Пресскомпозит»: Гибкая колонна: как полимерная труба меняет подход к ремонту скважин

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- 26 Хлебников Д.С. Картирование перспективных зон в отложениях баженовской свиты с учетом акустической инверсии на примере одного из участков в Западной Сибири



- 32 Высочин А.О. Фациально-фильтрационная структура запасов нефти тюменской свиты в пределах ХМАО-Югры и ее значение для оценки добычного потенциала

Гидродинамика

- 40 Бобренёва Ю.О. Моделирование роста трещин авто-ГРП в высоту для предупреждения появления зон аномального пластового давления в нецелевых пластах

Геофизика

- 48 Карарова А.З. Комплексирование петрофизики и фациального анализа терригенного разреза тюменской свиты Западно-Сибирских месторождений для улучшения результативности бурения

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

- 54 Исаев А.А. Разработка технологии свабирования скважин с применением стационарной лебедки, желонки и комплекса оборудования по отбору газа. Опыт эксплуатации
- 59 Исаев А.А. Разработка каплевидного клапана



НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (122) Сентябрь 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 09-26/02-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 07.09.2026

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.

ПРОИЗВОДСТВО КОМПЛЕКТУЮЩИХ И СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОРШНЕВЫХ КОМПРЕССОРОВ И ГАЗОПОРШНЕВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ



Дисковые клапаны



Кольцевые клапаны



Сальниковые уплотнения
штоков в сборе



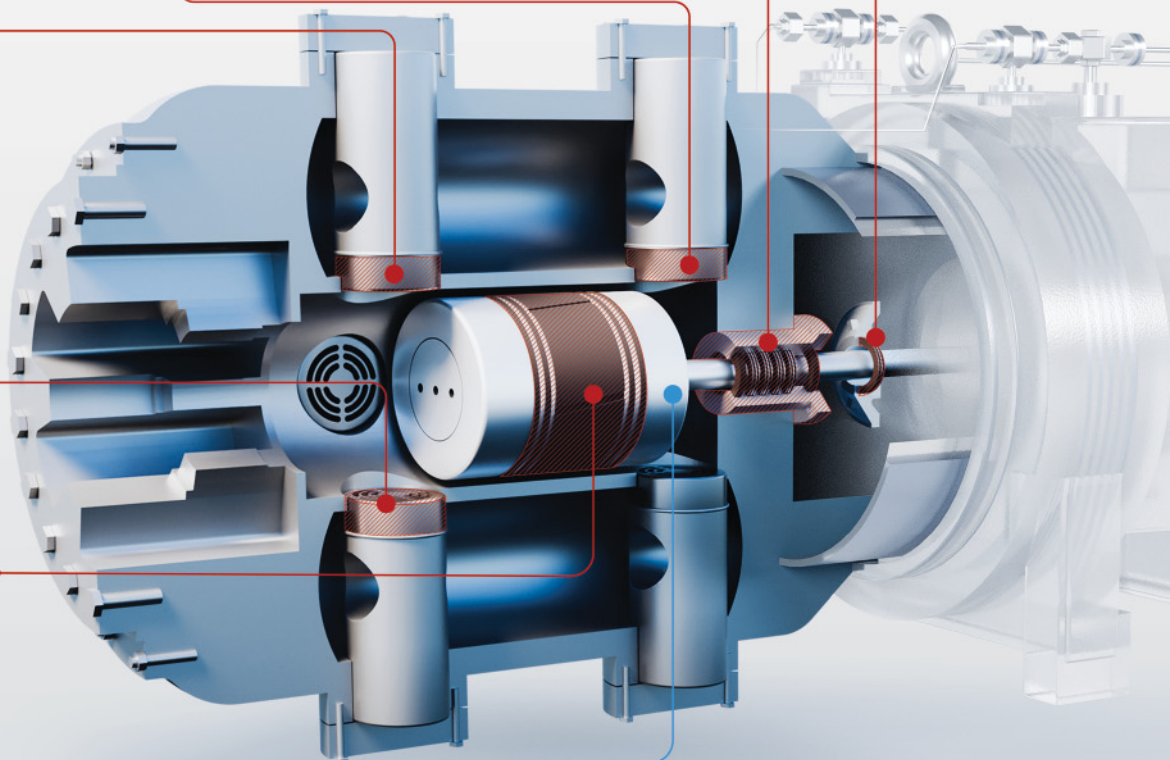
Маслосъёмные кольца



Модульные клапаны



Поршневые кольца
для компрессора



Поршни и штоки



Гильзы цилиндров



Крейцкопфы



Подшипники (вкладыши)



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



ОТВЕТСТВЕННОСТЬ В КАЖДОМ РЕШЕНИИ!

+7 (495) 777-01-35/36 agv@agv.ag www.agv.ru

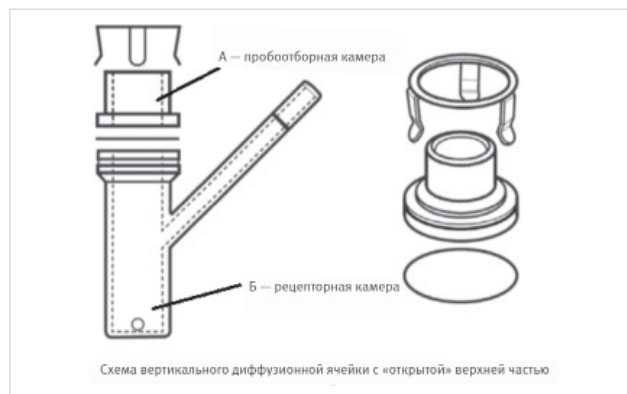


СОДЕРЖАНИЕ

ТРАНСПОРТИРОВКА

Коррозия

- 64 Карачевский Д.Ю. Исследование диффузионных свойств ингибиторов коррозии в условиях наличия отложений на поверхности металла



КИПИА

Кабельная продукция

- 76 Косилов А.А. О необходимости ГОСТ на индустриальные кабели
- 81 Гладких С.А. Особенности оценки применимости систем автоматизации с физическим уровнем передачи данных по волоконно-оптическим кабелям во взрывоопасных средах

Энергетика

- 85 ООО «Электросистемы»: Собственная газовая генерация: современные и надежные решения
- 86 ООО «Русь-Турбо»: где опыт встречается с инновациями



- 89 Белов Д.А. «КоммерЦъ»: Смеси, нормализующие заземление. В чем «соль» вопроса или как не ошибиться при выборе заполнителя

ОБРАЗОВАНИЕ

Цифровая трансформация образования

- 93 Прозорова Г.В. Использование синтетических данных в образовательных программах для нефтегазовой отрасли: возможности и методические решения

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шустер В.Л. — д.г.-м.н., академик РАЕН / 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. Технология бурения и освоения скважин
2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений



Акционерное общество по монтажу
и наладке радиационной техники

Поставка источников и производство радиационно-защитной техники

для нефтегазовой
и добывающей
промышленности

Полный цикл
обращения
с источниками
ионизирующего
излучения



инжиниринг
и проектирование



разрешительное
сопровождение



производство
и поставка



транспортирование
и ввод в эксплуатацию



сервис и эксплуатационное
сопровождение



вывод
из эксплуатации

Продукция:



упаковочные комплекты
транспортные



мобильный пункт хранения
радиоактивных веществ



аварийное радиационно-
защитное устройство



специализированное оснащение
транспортных средств



источникодержатель



620010, Россия,
Екатеринбург,
Академика Губкина, 78
+7 (343) 227-60-06
info@zaokvant.ru
www.zaokvant.ru

CONTENT

UPSTREAM

Geology

- 26** Khlebnikov D.S. Mapping of prospective zones in the bazhenov formation sediments taking into account acoustic inversion using the example of one of the sites in Western Siberia
- 31** Vysochin A.O. Facies-filtration structure of oil reserves in the Tyumen Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra and its significance for production potential assessment

Hydrodynamics

- 38** Bobreneva Yu.O. Modeling of vertical self-induced fracture growth for predicting of abnormal pore pressure zones in non-target intervals

Geophysics

- 46** Kararova A.Z. Integration of petrophysics and facies analysis of the terrigenous section of the Tyumen formation of West Siberian deposits to improve drilling performance

Oil production

- 52** Isaev A.A. Development of a well swabbing technique employing a stationary winch, a bailer and a set of equipment for gas extraction. Operational experience
- 58** Isaev A.A. Development of a droplet-shaped valve

MIDSTREAM

Corrosion

- 64** Karachevsky D.Yu. Study of the diffusion properties of corrosion inhibitors under conditions of deposits on the metal surface

OIL & GAS EXPOSITION

ISSUE: 5 (122) September 2026

ISSUE DATE: 07.09.2026

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

30-летний опыт **автоматизации** Газомотокомпрессоров ГМК



Система контроля температуры шатунных подшипников СКТШП
Система контроля технологических параметров СКТП
Система автоматического управления САУ ГМК

Агрегатная автоматика

- Регулятор оборотов РО
- Электронная система зажигания ЭСЗ
- Блок управления БУ
- Блок экстренного останова и управления БЭОУ
- Удаленный измерительный модуль УИМ
- Монитор графический промышленный МГП
- Катушка зажигания, высоковольтный провод

АСОИ «Скважина»

Удаленный мониторинг технологических процессов.
Беспроводные датчики давления, температуры. Регистратор выноса песка.

Измеряемые параметры:

- Избыточное давление среды от 0 до 60 МПа;
- Температура среды от -50...+100 °С;
- Вынос твердых фракций (песка) от 0,002 г/с.

Области применения:

- Удаленные скважины;
- Кустовые площадки скважин;
- Протяженные объекты/трубопроводы;
- Площадные объекты.

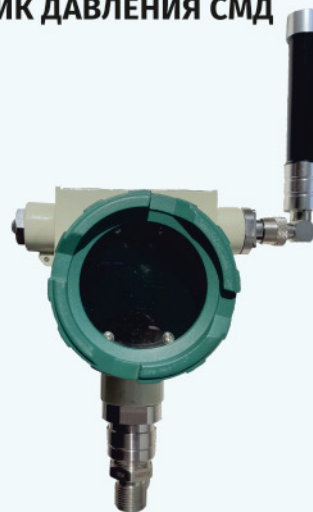
ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРЫ СМТ



Автономный источник питания
10 лет непрерывной работы на одной батарее

Расширенный температурный диапазон
эксплуатации
сохраняет работоспособность при
температуре до -50°С

ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ СМД



РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ «КАДЕТ»

инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной работы скважин



Регистратор выноса твердых фракций (РВТФ) «КАДЕТ» ВН1228 обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе информацию для поддержания работы скважины в оптимальном режиме.

Высокая помехоустойчивость.
Нулевое значение при отсутствии выноса песка.
Регистрирует только твердые частицы

Наличие «имитатора выноса песка» позволяет
проводить дистанционную проверку
работоспособности регистратора



607188, Нижегородская область, г. Саров,
Южное шоссе, д. 12, стр. 17А,
+7 (83130) 5-99-35, 5-99-53
binar@binar.ru, www.binar.ru



Гибкая колонна: как полимерная труба меняет подход к ремонту скважин

Коррозия эксплуатационных колонн остается одной из проблем старого фонда скважин, у которой до недавнего времени не было универсального решения. Особенно остро она проявляется на скважинах системы поддержания пластового давления. Постоянный контакт с закачиваемой водой, длительная эксплуатация и постепенная потеря герметичности колонн рано или поздно приводят к необходимости капитального ремонта. Чем старше фонд, тем дороже обходятся традиционные методы восстановления.

«Татнефть-Пресскомпозит» совместно со специалистами «Татнефти» сегодня отработывает альтернативный подход. Вместо дополнительной металлической колонны внутрь старой эксплуатационной трубы спускают непрерывную гибкую полимерно-армированную трубу (ГПАТ). Межтрубное пространство цементируют, и внутри металла формируется новый, коррозионностойкий контур.

Технология не нова по своей сути — ГПАТ трубы давно и успешно применяются на промысловых трубопроводах. Однако перенос труб с поверхности в скважину, их адаптация к условиям забоя, цементирование и экономическое обоснование потребовали решения отдельной инженерной задачи. И, судя по первым результатам, задача оказалась вполне решаемой.

Из трубопровода в скважину

Гибкая полимерно-армированная труба представляет собой многослойную конструкцию на основе полиэтилена с армирующими слоями, которые обеспечивают прочность. В отличие от обычного пластика, такие трубы выдерживают давление до 25 МПа, но при этом сохраняют главное преимущество полимера — полную устойчивость к коррозии.

«Татнефть-Пресскомпозит» изначально производил эти трубы для систем нефтесбора и перекачки воды. Труба выпускается непрерывной длиной, наматывается на барабан и доставляется на объект готовой плетью. На месте её разматывают по траншее, соединяя между собой сваркой через металлические фитинги из нержавеющей стали.

У такого решения есть очевидные плюсы: высокая скорость строительства и минимум стыков. А соединение — это всегда самое слабое место трубопровода.

Именно непрерывность трубы и подсказала инженерам другое направление. В нефтяной практике существует технология колтубинга, то есть спуска гибкой металлической трубы в скважину без последовательной сборки секций. А почему бы не попробовать то же самое с полимерной трубой? Она легче металлической, не подвержена коррозии и также выпускается непрерывной длиной.

Так началась совместная работа специалистов «Татнефть-Пресскомпозита», «ТатНИПИнефти» и специалистов «Татнефти». Сначала сформировали техническое задание и провели стендовые испытания. Затем для проведения опытно-промышленных испытаний выбрали скважины ППД с нарушенной герметичностью эксплуатационных колонн.

Как это работает

Принцип достаточно прост. Гибкую трубу спускают внутрь существующей металлической эксплуатационной колонны, после чего межтрубное пространство заливают цементом. Сечение скважины при этом ожидаемо уменьшается. Но взамен нефтяники получают дополнительную колонну из материала, которому не страшна коррозия.

Технология не восстанавливает старый металл, а заменяет материал внутреннего контура скважины, исключая дальнейшую коррозию. Старых скважин становится больше, и продление их жизни — это уже не просто ремонт, а вопрос рентабельности.

Пока технология применяется только на нагнетательных скважинах. И это логично: здесь нет штангового оборудования, которое могло бы повлиять на поведение трубы. Можно сосредоточиться на главном: как ведет себя колонна при спуске, как схватывается цемент, как работает материал в реальных условиях.

Цифры первых спусков

На сегодняшний день по новой технологии отработаны три скважины. Первый спуск стал проверкой концепции. ГПАТ удалось спустить на глубину около 860 метров. Эксперимент признали успешным, после чего поставили следующую задачу: уйти глубже полутора километров.

Здесь проявилось технологическое ограничение. Производство было рассчитано на выпуск трубы длиной 800–900 метров, что мало для скважины. Одним из главных преимуществ технологии является непрерывность колонны, а значит, длину трубы на барабане нужно было увеличивать.

Предприятие модернизировало оборудование и технологию намотки. Задача была амбициозной: произвести трубу длиной под 1 700 метров.

Первый спуск на 1 600 метров завершился неудачей — труба порвалась. В таких случаях ценен не сам факт аварии, а инженерный анализ. Причины изучили, конструкцию доработали. И повторили операцию.

На второй скважине глубину довели до 1 633 метров. На третьей — до 1 715 метров.

Первые две скважины уже эксплуатируются и работают штатно. На третьей проведение перфорации, запуск ожидается в ближайшие дни.

Таким образом, за несколько операций технология прошла путь от предельной заводской длины до непрерывного спуска на глубину более 1,7 километра.

Технические нюансы и экономика

Перфорация требует отдельного инженерного решения. Чтобы вода, закачиваемая в скважину, уходила в нужный пласт, на определенном уровне в трубе нужно сделать отверстие.



С полиэтиленом такой опыт пока отсутствует. Поэтому на первых скважинах нижнюю часть колонны длиной около 60 метров выполняют из металлических обсадных труб. Через них и проводят перфорацию традиционным способом.

Следующим шагом производители планируют заменить металл в нижней части на стеклопластик. В перспективе возможен полный отказ от металла по всей длине дополнительной колонны. Но это уже поле для исследований: поведение композитов при перфорации, характер разрушения, сохранение прочности вокруг отверстий, взаимодействие с цементным камнем.

Техническая возможность — это полдела. В нефтяной экономике не менее важен вопрос стоимости. ГПАТ дороже стальной обсадной трубы. Но капитальный ремонт скважины — это не только цена трубы. Металлическую колонну собирают из отдельных секций непосредственно при спуске. Каждую трубу нужно подать, установить, соединить с предыдущей. На все это уходит около двух суток. Гибкая труба поступает на объект в виде готовой плиты непрерывной длины. Спуск 1 700 метров занимает порядка четырех часов.

Сокращение времени работы бригады КРС снижает затраты на оплату труда и эксплуатацию техники. Скважина быстрее возвращается в эксплуатацию. На одной скважине разница кажется небольшой. Но вот при тиражировании на десятки скважин экономия во времени и ресурсах становится ощутимой.

По предварительному технико-экономическому обоснованию, совокупная стоимость ремонта с гибкой трубой оказывается ниже, чем с дополнительной металлической колонной. Точные цифры ещё предстоит подтвердить статистикой, но расчёты дают основание говорить об экономической эффективности.

Срок службы и планы на тиражирование

Для наземных трубопроводов нормативный ресурс ГПАТ составляет 35 лет. В скважине условия другие: труба зафиксирована цементом, нет подвижек грунта и части внешних нагрузок. Так что теоретически ресурс может быть и выше. В отрасли встречаются оценки

и в 100 лет, но подтверждённых данных по такому сроку пока нет.

Фактический срок службы покажут время и накопленная статистика. Но для производителя и заказчика важно другое: первые скважины — это не только промышленные объекты, но и исследовательская база. Наблюдения требуют изменение свойств материала, состояние армирующих слоёв, герметичность и взаимодействие с цементом.

Самым надёжным показателем перспективности технологии остается готовность заказчика применять ее повторно. По итогам первых работ решение о тиражировании принято. В планах до конца текущего года — планируется отработать еще около 20 скважин. На следующий год рассматривается уже 73 объекта.

При этом возникает новое ограничение — производственные мощности. Гибкие трубы востребованы и для строительства трубопроводов, поэтому резкое увеличение скважинной программы создает дополнительную нагрузку для «Татнефть-Пресскомпозита» и открывает новые возможности для расширения производства. Если технология подтвердит свою эффективность при масштабировании, то развитие производственной базы станет не только технической, но и инвестиционной задачей.

Что дальше?

Нагнетательные скважины стали первым этапом развития технологии. Разработчики рассматривают применение ГПАТ в строительстве новых скважин, а не только при ремонте старого фонда. Следующим этапом может стать применение технологии на добывающих скважинах. Но там условия сложнее: нужно изучить поведение внутренней поверхности трубы при трении штанг, оценить абразивный износ, понять, как долго конструкция сохраняет герметичность.

Отдельное направление — использование гибких полимерно-армированных труб в качестве насосно-компрессорных. Мировой опыт таких решений существует. В Китае, например, коллеги пробовали применять композитные трубы как НКТ и получили как

положительные, так и отрицательные результаты. Но вот вариант с формированием дополнительной эксплуатационной колонны внутри старой с последующим цементованием — это разработка именно «Татнефти» и «Татнефть-Пресскомпозита». Когда о ней рассказали китайским партнерам, те, по словам разработчиков, очень удивились.

Нефтяная отрасль вступила в период, когда эффективность все чаще определяется не только тем, как мы строим новые скважины, но и тем, как долго, рационально и экономно умеем эксплуатировать уже созданный фонд.

Гибкая полимерно-армированная труба не претендует на универсальную замену металла. Речь идет о другом: в каких конструкциях и при каких условиях полимер уже сегодня может быть эффективнее стали по совокупным затратам на ремонт и эксплуатацию.

Три скважины — это пока статистика, но статистика обнадеживающая. А программа на десятки объектов в ближайшие годы даст то, чего технологии сегодня не хватает больше всего: длительную промышленную практику. И если она подтвердит расчетные параметры, у этой разработки есть все шансы пройти путь от инженерной идеи до типового решения для старого фонда.

 **ТАТНЕФТЬ**
ООО «Татнефть-Пресскомпозит»



423601, Республика Татарстан,
район Елабужский, ул. 22.1
(промышленная площадка Алабуга
тер.), корпус 48/3
+7 (905) 347-0380
info@tnpc.ru
tnpc.ru

РН-ПУРНЕФТЕГАЗ

ОТМЕЧАЕТ 40 ЛЕТ СО ДНЯ СОЗДАНИЯ

«РН-Пурнефтегаз» — один из ключевых центров нефтегазодобычи «Роснефти» в Ямало-Ненецком автономном округе — отмечает 40-летие со дня образования. Предприятие было создано для ускоренного ввода в разработку группы новых нефтяных месторождений Ямала. В 1995 году «Пурнефтегаз» вошел в состав «Роснефти», став одним из первых добывающих активов Компании.

За четыре десятилетия нефтяниками «РН-Пурнефтегаз» введено в эксплуатацию 18 месторождений, добыто более 280 млн тонн нефти и газового конденсата, свыше 138 млрд куб. м. газа. Благодаря реализации газовой программы уровень рационального использования попутного нефтяного газа составляет 99%, что является одним из самых высоких показателей в отрасли.



РОСНЕФТЬ

НАРАЩИВАЕТ ДОБЫЧУ БЛАГОДАРЯ

ВНЕДРЕНИЮ ИННОВАЦИОННОГО ПО

Специалисты уфимского научного института «Роснефти» продолжают успешное внедрение программного обеспечения «EchoTools» — первого отечественного ПО, которое с помощью искусственного интеллекта определяет уровень жидкости и скорость звука в межтрубном пространстве скважины. На основе полученных данных рассчитывается забойное давление и подбирается оптимальный режим эксплуатации для максимальной производительности скважин.

За первое полугодие 2026 года с помощью ПО проанализирована информация на более 2 тысячах скважин. Сформирован рейтинг из более 500 скважин, на которых запланирована оптимизация режима работы для увеличения добычи. В результате фактически реализованных мероприятий суточная добыча нефти суммарно увеличена на 114 тонн.

РОСНЕФТЬ

СОЗДАЛА САМУЮ СЕВЕРНУЮ В СТРАНЕ

СЕТЬ СЕРВИСНЫХ АВТОЦЕНТРОВ

Компания «РН-Ванкор» (предприятие нефтегазодобывающего комплекса НК «Роснефть») в рамках реализации проекта «Восток Ойл» создала крупнейшую сеть автосервисных центров, расположенных на маршруте от Ямало-Ненецкого автономного округа до «Бухты Север» в Красноярском крае.

Для пополнения автопарка предприятия отечественными машиностроительными компаниями поставлено около пяти тысяч единиц специальной и дорожно-строительной техники.





РОСНЕФТЬ

ПРЕДСТАВИЛА ОБНОВЛЕННЫЙ ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС

ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Центр разработки и внедрения наукоемких технологий «Роснефти» выпустил новую версию программного комплекса «РН-Буровые расчеты» (версия 2.0). Это универсальный инструмент, который помогает инженерам проводить расчеты и моделировать процессы при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин.

«Роснефть» — лидер в разработке и внедрении инновационных технологий для устойчивого развития нефтегазовой

отрасли и единственная из российских нефтегазовых компаний, обладающая линейкой собственного импортозамещающего программного обеспечения. Наукоемкое ПО Компании применяется для производственных задач в области геологии, проектирования, разработки и эксплуатации месторождений. ПО превосходит импортные аналоги по скорости, перечню решаемых задач, применению современных алгоритмов и понятному интерфейсу.

РОСНЕФТЬ

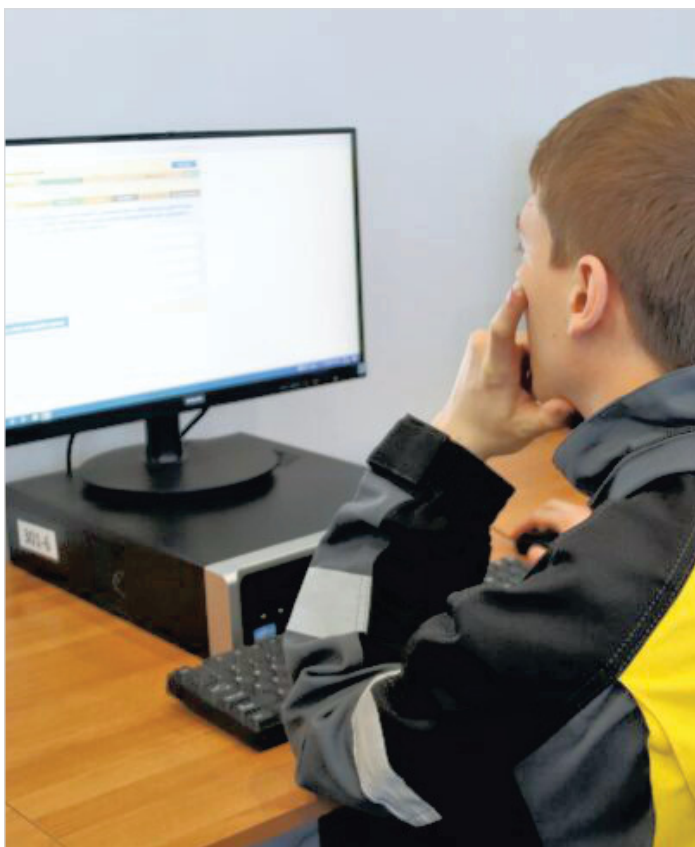
АВТОМАТИЗИРУЕТ МОДЕЛИРОВАНИЕ

ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Сотрудники томского проектного института «Роснефти» разработали и успешно внедрили информационную систему «Поток». Инновационное решение значительно улучшает проектирование нефтегазовых объектов и минимизирует технологические риски до начала строительства.

«Поток» совершенствует процесс проектирования за счет адаптивной детализации расчетов: система автоматически переходит с годового планирования на ежемесячное в те периоды, когда прогнозируется изменение свойств водонефтяной эмульсии. Информационная система также выполняет рутинные операции — самостоятельно выгружает данные и переносит их в симулятор, что сокращает трудозатраты инженеров.

Эффективность системы подтверждена на реальном проекте одного из месторождений Восточной Сибири. Использование «Потока» при моделировании инфраструктуры помогло выявить вероятный риск: на одной из кустовых площадок прогнозное давление на два месяца незначительно превышало допустимый предел.





АСТРАХАНСКОЕ

ГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ

ПОЛВЕКА ИСТОРИЧЕСКИХ СВЕРШЕНИЙ

14 августа 1976 года, ровно 50 лет назад, было открыто Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ). Этому яркому событию предшествовали годы поиска, жарких споров, аргументированных доказательств.

Астраханское газоконденсатное месторождение было официально открыто 14 августа 1976 года. Именно в этот день руководство Астраханской нефтегазодобывающей экспедиции рапортовало в Министерство геологии СССР: «В скважине № 5 Ширяевской закончен испытанием второй объект. В интервале 4 070–4 100 м получен фонтан газа дебитом 400 тыс. куб. м/сут. на 14 мм штуцере».

В 1977 году был получен новый газовый фонтан на Воложковской площади, расположенной в 40 км от скважины № 5 Ширяевской. В последующие годы скважины №№ 8, 20, 26 «Астраханские», находящиеся на значительном расстоянии друг от друга, также подтвердили газоносность подсолоевого комплекса. В декабре 1986 года началась опытно-промышленная эксплуатация АГКМ.

ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ

80 ЛЕТ ПЕРВОМУ ДАЛЬНОМУ МАГИСТРАЛЬНОМУ

ГАЗОПРОВОДУ «САРАТОВ — МОСКВА»

11 июля исполнилось 80 лет со дня ввода в эксплуатацию газопровода «Саратов — Москва» — первого отечественного дальнего магистрального газопровода. Его строительство стало знаковым событием для газовой отрасли страны, открыв новую эпоху в развитии отечественной газотранспортной системы. Впервые природный газ начал транспортироваться на сотни километров от месторождения к крупнейшему центру потребления, заложив основу для формирования Единой системы газоснабжения России.

САХГУ И ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ШЕЛЬФ ЮЖНО-САХАЛИНСК

ЗАПУСКАЮТ МАГИСТЕРСКУЮ ПРОГРАММУ

ДЛЯ ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ

2 июля состоялось заседание Ученого совета Сахалинского государственного университета (СахГУ), на котором единогласно утверждена новая структура в составе вуза — базовая кафедра освоения морских месторождений с использованием систем подводной добычи. Кафедра создана совместно с компанией «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».

На базе новой кафедры стартует магистерская программа «Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений». Первые магистранты приступят к обучению по востребованной инженерной специальности уже в сентябре текущего года.

В 2026 году Сахалинский государственный университет первым на Дальнем Востоке получил статус опорного вуза ПАО «Газпром». Создание кафедры и запуск программы — логичное развитие партнерских отношений СахГУ и ПАО «Газпром».



Газопровод протяженностью около 840 километров соединил Елшанское месторождение Саратовской области со столицей. Реализация проекта потребовала разработки принципиально новых инженерных решений в области строительства, эксплуатации и обеспечения надежности протяженных газотранспортных объектов. У истоков строительства и освоения газопровода «Саратов — Москва» стояли специалисты, которые впоследствии вошли в число первых ученых ВНИИГАЗа.

ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ

ГАЗОДОБЫТЧИКИ ПРОДОЛЖАЮТ

РЕАЛИЗАЦИЮ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Участники 27-го заседания проектного комитета Общества «Газпром добыча Оренбург» обсудили достижение стратегических целевых показателей по итогам I квартала 2026 года и ход реализации проектов, определенных Стратегией развития предприятия до 2050 года.

В центре внимания — реконструкция и техническое перевооружение объектов добычи газа.

Ведется работа над проектами по наращиванию минерально-сырьевой базы и вовлечению в разработку зачехленных запасов газа Оренбургского месторождения, диверсификации видов добываемой и реализуемой продукции.

Участники совещания обсудили перспективы внедрения цифровых инициатив и искусственного интеллекта в деятельность предприятия.



Проекты, направленные на развитие культуры безопасности и экологической культуры в ООО «Газпром добыча Оренбург», дополняются лучшими практиками в ходе обмена опытом с коллегами из дочерних обществ «Газпрома» и проведения мероприятий в территориях присутствия.

ГАЗПРОМ НЕДРА

СОВМЕСТНО С ПАРТНЕРАМИ РАЗРАБОТАЛА

ГАЗОПОРШНЕВОЙ ЭЛЕКТРОАГРЕГАТ ГПЭА-25

Успешно завершён первый этап испытаний газопоршневого электроагрегата ГПЭА-25 — нового отечественного устройства номинальной мощностью 22 кВт, созданного на базе российских комплектующих.

Разработка электроагрегата проведена совместно ООО «Газпром недр», ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и ООО «Юникс групп» в рамках действующего Соглашения о сотрудничестве.

«Разработка отечественных решений для генерации энергии — стратегическая необходимость. ГПЭА-25 демонстрирует, что мы способны создавать надежные, эффективные и ремонтопригодные решения. Устройство может использоваться как основной или резервный источник электроэнергии, а также в режиме когенерации — одновременно вырабатывать электричество и тепло. Это делает его особенно ценным для удаленных и труднодоступных объектов, где стабильность энергоснабжения критически важна», — отметил заместитель генерального директора — главный инженер ООО «Газпром недр» Анатолий Суходолов.





ЛУКОЙЛ

ПОДДЕРЖАЛ ПРОВЕДЕНИЕ В ПЕРМИ

ПЕРВОГО ФОРУМА НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ ПФО

При поддержке ЛУКОЙЛа в Перми прошел первый форум недропользователей Приволжского федерального округа. Мероприятие объединило более 450 представителей органов власти, научного сообщества, образовательных организаций и предприятий недропользования из регионов ПФО, а также Центрального и Уральского федеральных округов.

В течение двух дней участники форума обсудили актуальные вопросы развития минерально-сырьевой базы, совершенствования системы недропользования, внедрения современных технологий и цифровы. Лукойл испытал новый реагент для повышения эффективности добычи нефтяных решений, повышения экологической ответственности отрасли, а также кадрового обеспечения геологической сферы. В рамках деловой программы состоялись пленарные заседания, тематические круглые столы и экспертные дискуссии, посвященные вопросам государственного регулирования недропользования, лицензирования, геологического изучения недр, государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и информационного обеспечения отрасли. Впервые в рамках такого масштабного профессионального мероприятия состоялся конкурс на лучшую научно-техническую разработку среди молодых специалистов ЛУКОЙЛА.

ПОЛИПЛАСТИК И ЛУКОЙЛ

ЗАПУСТЯТ СП ПО ПРОИЗВОДСТВУ

ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ

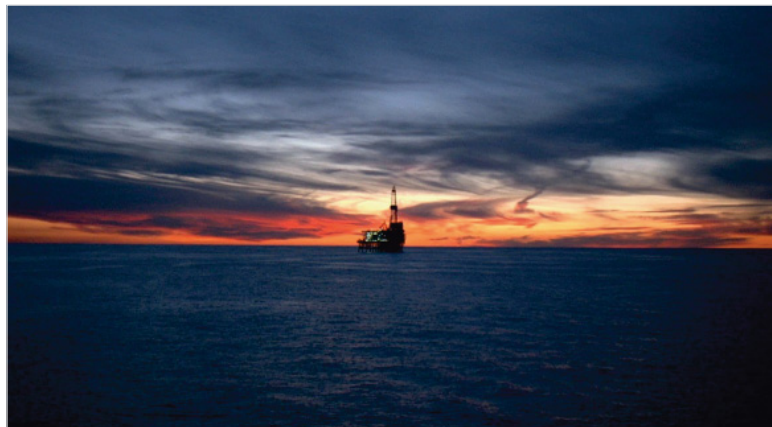
Совместное предприятие «Группы Полипластик» и «ЛУКОЙЛа» по производству гибких полимерных армированных труб (ГПАТ) для нефтегазовой отрасли в Когалыме будет запущено в четвертом квартале 2026 года, сообщил в интервью "Интерфаксу" председатель совета директоров "Группы Полипластик" Лев Гориловский.

«Все идет по плану. Предприятие уже построено, идет пусконаладка. Технически завод уже практически готов к началу производства, полноценный запуск будет в четвертом квартале», — сказал он.

Гориловский рассчитывает, что продукция предприятия будет пользоваться спросом не только у «ЛУКОЙЛа», но и у других нефтегазовых компаний, работающих в ХМАО и ближайших регионах.

«За это время (последние два года) большинство крупных компаний — “Татнефть”, “Газпром нефть”, “Роснефть”, “Иркутская нефтяная компания” и другие — приступили к реализации пилотных проектов по применению полимерных труб. Поэтому мы считаем, что ничего не мешает более массовому применению этой технологии. Мы надеемся, что это станет новым стандартом, но пока это не так: по-прежнему много металлических труб на этих диаметрах», — добавил он.





ЛУКОЙЛ

ПОДАЛА ЗАЯВКУ НА УЧАСТОК НЕДР

«НАДЕЖДА» НА БАЛТИКЕ

Компания «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» подала заявку на геологическое изучение участка недр «Надежда», расположенного в Калининградской области, сообщили ТАСС в Минприроды России.

Рассмотрение документов с участием федеральных и региональных ведомств может занять до месяца. Если все инстанции поддержат инициативу, министерство передаст материалы на утверждение в правительство России.

ЛУКОЙЛ

ИСПЫТАЛ НОВЫЙ РЕАГЕНТ

ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

«Лукойл» испытал на месторождении в Самарской области новый термостойкий реагент для повышения эффективности добычи высоковязкой нефти, сообщила компания.

«Лукойл» повышает эффективность разработки месторождений с высоковязкой нефтью. Компания применила принципиально новый термостойкий реагент для расщепления смол и асфальтенов при гидротермальном воздействии на пласт с трудноизвлекаемыми запасами.

Отмечается, что первые испытания состоялись на месторождении «Лукойла» в Самарской области, где удалось в полтора раза снизить вязкость нефти в пластовых условиях.

ГАЗПРОМ И ЛУКОЙЛ

ГОТОВЯТ ЗАПУСК

ЛАЯВОЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В НАО

«Газпром» и «ЛУКОЙЛ» в 2026 году запустят Лаявожское месторождение в Ненецком автономном округе, сообщила губернатор НАО Ирина Гехт на встрече с президентом Владимиром Путиным.

«Мы — один из ключевых регионов Арктической зоны. На нашей территории сосредоточены запасы нефти, газа, из которых освоены только 34 % нефти, и 2 % газа. Многие жители говорили о том, что не было давно открытия новых месторождений. В этом году мы запускаем два: Лаявожское месторождение (совместный проект "Газпрома" и компании "ЛУКОЙЛ") и Командишорское месторождение (тоже компания "ЛУКОЙЛ", которая тоже в этом году уже в сентябре начинает добычу нефти)», — сообщила руководитель региона.

«Для округа это, конечно, такие знаковые проекты. С точки зрения того, что этого давно не было, открытия новых месторождений. Я считаю, что это тоже новые возможности для развития, привлечения туда новых людей, создания рабочих мест — порядка 300 новых рабочих мест будет создано», — отметила Гехт.



ГАЗПРОМ НЕФТЬ

ВНЕДРЯЕТ НОВОЕ ПОКОЛЕНИЕ

БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

На месторождении «Газпром нефти» на Ямале прошли испытания мобильных российских буровых для сейсморазведки в зоне вечной мерзлоты. Оборудование на треть ускорило создание скважин и подтвердило эффективность в условиях сурового климата Крайнего Севера.

В ходе геологоразведки бурятся скважины для размещения источников сейсмосигнала — упругих волн, которые отражаются от пород и фиксируются на поверхности. Получаемые с их помощью данные позволяют уточнить строение недр, местоположение и свойства залежей.

«При участии экспертов «Газпром нефти» создан и испытан ряд образцов передового оборудования для ТЭК — от первого российского флота гидроразрыва пласта до цифровых сервисов для поиска и добычи нефти. Новые технологические решения помогают в решении прикладных задач компании и преодолении глобальных вызовов, стоящих перед российской нефтегазовой отраслью. Современные буровые помогут ускорить операции по созданию сейсмических скважин в зоне вечной мерзлоты, а также обеспечат высокое качество работ в сложных геологических и климатических условиях». Богдан Костюк, начальник департамента по технологическому развитию Газпром Нефть»



ГАЗПРОМ НЕФТЬ

СОЗДАЛА ПЕРВЫЙ В ТЭК ЦИФРОВОЙ СИМУЛЯТОР

ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ НА ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Инженеры «Газпром нефти» запустили первый в нефтегазовой отрасли цифровой симулятор для повышения эффективности заводнения — одного из основных методов разработки зрелых месторождений. Программное решение позволяет прогнозировать образование трещин в пласте и подбирать оптимальные параметры технологических операций, что повысит эффективность процесса добычи нефти на 7 % на месторождениях с использованием технологии заводнения.

Специалисты «Газпром нефти» разработали цифровую модель, которая прогнозирует появление таких разломов. На основе данных о свойствах залежи симулятор воспроизводит процессы в пласте и помогает выбрать оптимальные параметры заводнения: режим закачки жидкости, давление и схему размещения скважин. Это позволяет заранее учитывать особенности каждого месторождения и снижает риск образования нежелательных трещин.





ГАЗПРОМ НЕФТЬ

ПОВЫСИЛА ТОЧНОСТЬ КОНТРОЛЯ

ИНФРАСТРУКТУРЫ В ЗОНЕ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

«Газпром нефть» внедрила на месторождении в Ямало-Ненецком автономном округе новую систему лазерного аэромониторинга инфраструктуры. Технология обеспечит высокоточный контроль за состоянием производственных объектов компании, экологичность и надежность добычи в Арктике.

Запасы углеводородов на Ямале расположены под толщей многолетнемерзлых грунтов. От сохранения неизменной температуры этих пород зависят безопасность и долговечность расположенной на них инфраструктуры. Для защиты грунтов от теплового воздействия объекты месторождений «Газпром нефти» построены на свайных фундаментах и оснащены термостабилизаторами.

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

МОДЕРНИЗИРОВАЛА СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ

НА КРУПНЕЙШЕМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ОРЕНБУРЖЬЯ

«Газпром нефть» внедрила на Восточном участке Оренбургского месторождения цифровую систему управления скважинами, использующими для извлечения нефти энергию газа. Компактное российское оборудование сократило производственные затраты, повысило эффективность и безопасность добычи.

Миниатюрная плата весом 100 грамм пришла на смену крупногабаритным установкам контроля расхода и давления газа. Устройства круглосуточно отслеживают и анализируют параметры работы газлифтных скважин*, передавая данные в цифровой центр управления производством и предлагая оптимальные режимы загрузки оборудования.

ГАЗПРОМ НЕФТЬ

ВНЕДРИЛА ПЕРВЫЙ РОССИЙСКИЙ КОМПЛЕКС

ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

На Южно-Приобском месторождении «Газпром нефти» в ХМАО-Югре начал работу первый российский флот гидро разрыва пласта (ГРП) — мобильный парк техники для повышения эффективности добычи. До 2030 года для проектов компании в Западной и Восточной Сибири поставят еще несколько серийно произведенных российских комплексов ГРП.

Для планирования и проведения операций используют российское программное обеспечение, включая цифровой симулятор гидроразрыва пласта «Кибер ГРП». Разработанное «Газпром нефтью» совместно с партнерами решение моделирует процессы формирования подземных трещин, подбирает оптимальные рецептуры реагентов и сценарии для проведения геологических операций.



ЮБИЛЕЙ

НГДУ АЗНАКАЕВСКНЕФТЬ

70 ЛЕТ ВЕРНОСТИ ТРАДИЦИЯМ

Азнакаево также стало центром большого торжества. В минувшую субботу здесь отметили 70 летие НГДУ «Азнакаевскнефть» и 95 летие муниципалитета. Масштаб этих дат подчеркивает сама история: созданное в 1956 году, когда «Татнефть» добыла рекордные объемы нефти в Советском Союзе, управление стало одним из ключевых активов Компании. Главными героями праздника были те, кто создавал эту историю. Мероприятие объединило разные поколения и увенчалось масштабным парадом.



В ТАТАРСТАНЕ

ПОЯВИТСЯ ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ

СОРБЕНТОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ ЛИТИЯ

«Татнефть» построит в Татарстане завод по производству сорбентов для извлечения лития из попутных вод нефтяных месторождений. Об этом сообщает РБК Татарстан.

По словам генерального директора компании Наиля Маганова, мощность предприятия составит 30 тыс. тонн. Разработанные технологии позволяют практически полностью извлекать литий из попутной воды, добываемой вместе с нефтью. Компания уже проводит испытания на действующих скважинах и получает результаты по добыче лития.

Помимо лития, планируется извлекать и другие компоненты.

ТАТНЕФТЬ

ПОСТРОИТ ПЕРВЫЙ В РОССИИ

ЗАВОД ПО ПРОИЗВОДСТВУ DL-МЕТИОНИНА

В Татарстане дали старт строительству первого в России завода по производству высококачественной кормовой аминокислоты — DL-метионина. Здесь отходы нефтепереработки будут превращать в стратегический продукт, обеспечивающий продовольственную безопасность страны.



ТАТНЕФТЬ

СОЗДАСТ В ТАТАРСТАНЕ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГЕОПАРК ЮНЕСКО

Масштабный проект по созданию международного геопарка ЮНЕСКО на юго-востоке Татарстана планирует реализовать «Татнефть». Он познакомит жителей республики и туристов с уникальными памятниками природы и истории: геологическими разрезами, археологическими находками, а также даст новый толчок экономическому развитию региона.

Для этого проекта у «Татнефти» уже имеется основательная инфраструктура. Усилиями компании облагорожено более 500 родников, благоустроены берега рек, высажено свыше 34 млн деревьев, построены санатории, базы отдыха, гольф-центр. Просветительским центром будущего парка, что вполне логично, станет Музей нефти. Теперь предстоит объединить весь потенциал в одну большую экосистему.



ТАТНЕФТЬ

ПРИНЯЛА УЧАСТИЕ В ВЫСТАВКЕ

«НЕФТЯНОЙ САММИТ — 2026»

Выставка технологий и оборудования была выстроена вокруг темы глобальных вызовов нефтегазовой отрасли.

Экспозиция отражала ключевой принцип Компании, когда эффективность строится на максимальном вовлечении сырья в последующие переделы. Речь идет об экономике замкнутого цикла — бизнес-модели, построенной на глубокой интеграции всех производственных процессов. Такой подход максимизирует общую добавленную стоимость, открывает смежные рынки и обеспечивает долгосрочную устойчивость бизнеса.

Например, Компания показала проекты по улавливанию и использованию CO₂. Это ресурс, который после улавливания

и подготовки может быть возвращен в производственный цикл и использоваться с дополнительным технологическим и экономическим эффектом.

Другим эффективным проектом на основе циркулярной экономики стала закачка очищенных сточных вод в нефтяные пласты взамен пресной воды из реки Камы. Кроме этого, «Татнефть» продемонстрировала химические методы увеличения нефтеотдачи пластов, энергоэффективное оборудование и композитные материалы, включая гибкую полимерную армированную трубу (ГПАТ) и другие технические и технологические новинки, а также стенды партнеров Компании.

Картирование перспективных зон в отложениях баженовской свиты с учетом акустической инверсии на примере одного из участков в Западной Сибири

Хлебников Д.С., Хлебников М.С.

Филиал ООО «РН-Гир» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия
khlebnikovds1@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

Проблема картирования перспективных зон в отложениях бажена, рассмотренная на примере одного из участков сейсморазведочных работ МОГТ-3D в Западной Сибири, в первую очередь связана с недостаточной изученностью представленных отложений, недостаточным количеством данных по скважинам: испытаний, опробований и т.п., а также с неполным охватом исследуемого интервала керновым материалом, петрофизических исследований данной толщи отложений. Поэтому необходимо более детально изучать сейсмические данные, в том числе с проведением акустической детерминистической инверсии. В данной работе подробно описаны основные критерии для картирования вероятных перспективных зон в отложениях бажена на рассмотренном участке. Выполнен структурный анализ, проведен расчет сейсмических атрибутов и акустическая детерминистическая инверсия. Выделены наиболее перспективные области в отложениях баженовской свиты.

Материалы и методы

Проблема картирования перспективных зон в отложениях бажена, рассмотренная на примере одного из участков сейсморазведочных работ МОГТ-3D в Западной Сибири. Проведен структурный анализ, проведена интерпретация (кинематики) разломов, расчет

акустическая детерминистическая инверсия, расчет сейсмических атрибутов.

Ключевые слова

акустическая инверсия, отложения баженовской свиты, атрибутный анализ, разрывные нарушения, Западная Сибирь

Для цитирования

Хлебников Д.С., Хлебников М.С. Картирование перспективных зон в отложениях баженовской свиты с учетом акустической инверсии на примере одного из участков в Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 26–30. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-26-30

Поступила в редакцию: 25.08.2026

GEOLOGY

550.3 | Original Paper

Mapping of prospective zones in the bazhenov formation sediments taking into account acoustic inversion using the example of one of the sites in Western Siberia

Khlebnikov D.S., Khlebnikov M.S.

Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
khlebnikovds1@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The problem of mapping promising zones in the deposits of the Bazhenov Formation using the example of a 3D seismic exploration site in Western Siberia is primarily associated with insufficient study of the presented deposits, the presence of an insufficient amount of well data: tests, assays, etc. As well as insufficient availability of core material, petrophysical studies of this sedimentary strata. Therefore, a more detailed study of seismic data is necessary, including the use of acoustic deterministic inversion. This paper describes in detail the main criteria for mapping promising zones in Bazhenov sediments. A structural analysis was performed, seismic attributes were calculated, and acoustic deterministic inversion was performed. The most promising areas in the Bazhenov Formation deposits were identified.

Materials and methods

Structural analysis, interpretation (kinematics) of faults, acoustic deterministic inversion calculation, and seismic attributes calculation were carried out.

Keywords

acoustic inversion, deposits of the Bazhenov Formation, attribute analysis, faults, Western Siberia

For citation

Khlebnikov D.S., Khlebnikov M.S. Mapping of prospective zones in the bazhenov formation sediments taking into account acoustic inversion using the example of one of the sites in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 26–30. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-26-30

Received: 25.08.2026

Введение

В представленной работе анализируются отложения баженовской свиты и их продуктивность. Продуктивность баженовской свиты связана с тремя типами пород: тонколистоватыми трещиноватыми кремнисто-глинистыми отложениями, кавернозно-трещиноватыми карбонатными разностями и песчаными линзами в составе глинистой толщи («аномальные разрезы»).

В данном случае по скважинным данным продуктивные толщи баженовской свиты представлены следующими породами: переслаиванием радиоларита кальцитового темно-серого с крючками онихит, ихтиодетритом с глинисто-карбонатно-кремнистой породой; непродуктивная часть представлена кремнисто-глинистой породой темно-коричневой

с редкими прослоями глинисто-кремнистой породы с вкраплениями и стяжениями пирита, с онихитами, с редкими рострами белемнитов.

Аномальные разрезы баженовской свиты изучались многими видными исследователями. Этой важной, сложной и интересной теме посвятили свои работы В.С. Бочкарев, Ф.Г. Гурари, О.Г. Зарипов, В.А. Корнев, Г.С. Кузнецов, О.М. Мкртчян, Г.П. Мясников, А.А. Нежданов и др. [1, 2].

Согласно представлениям А.А. Нежданова [3]: по данным сейсморазведки МОГТ-3D О.М. Горским и А.С. Перегозиным (ООО «Газпром геологоразведка») на Северо-Тамбейском и Вынгапурском месторождениях (ЯНАО) закартированы небольшие и округлые в плане (первые км²) структуры,

на которых баженовская свита сорвана и залегает в качестве отдельного блока в вышележащих ачимовских отложениях. Его наличие, вероятно, свидетельствует о сильных вторичных изменениях пород под действием глубинной дегазации Земли. Подобная картина сейсмической записи наблюдается и южнее — на Кустовой и Западно-Котухтинской площадях.

О.М. Мкртчян [4], основываясь на интерпретации данных бурения и сейсморазведки, показывает зоны АР (аномальный разрез) не как «вздернутые» вверх блоки, а как односторонние клиновидные тела, раскрывающиеся и переходящие в ачимовские клиноформы в восточном направлении и выклинивающиеся до толщины обычной баженовской пачки в западном. На основе

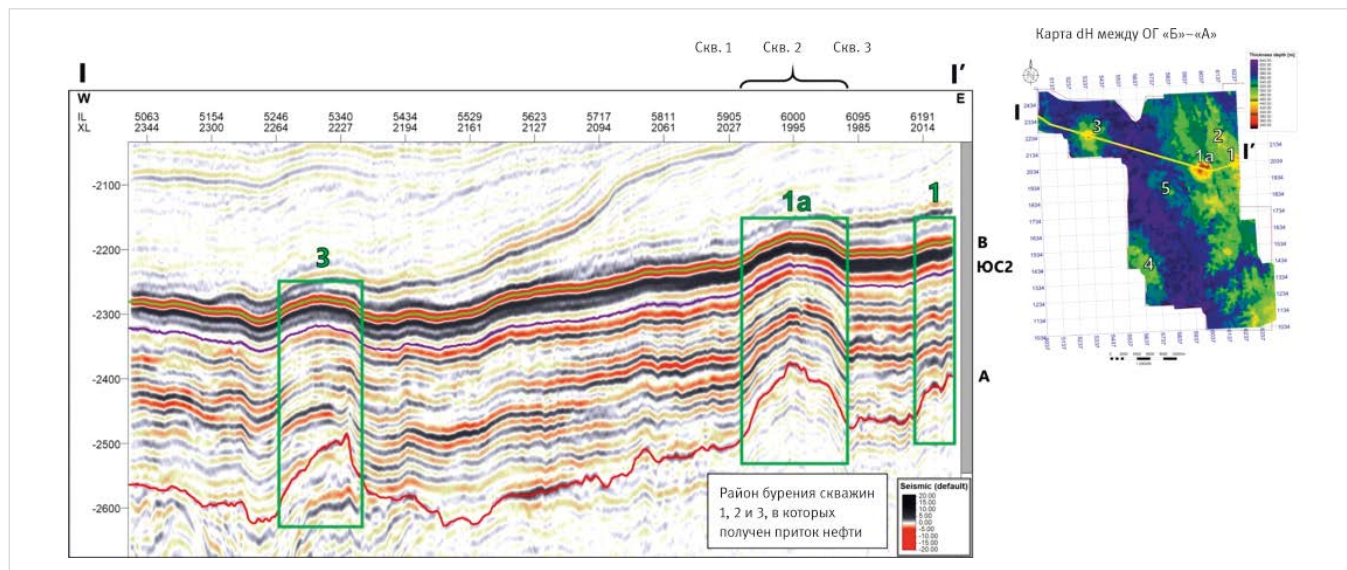


Рис. 1. Временной разрез по амплитудному кубу
Fig. 1. Time section through the amplitude cube

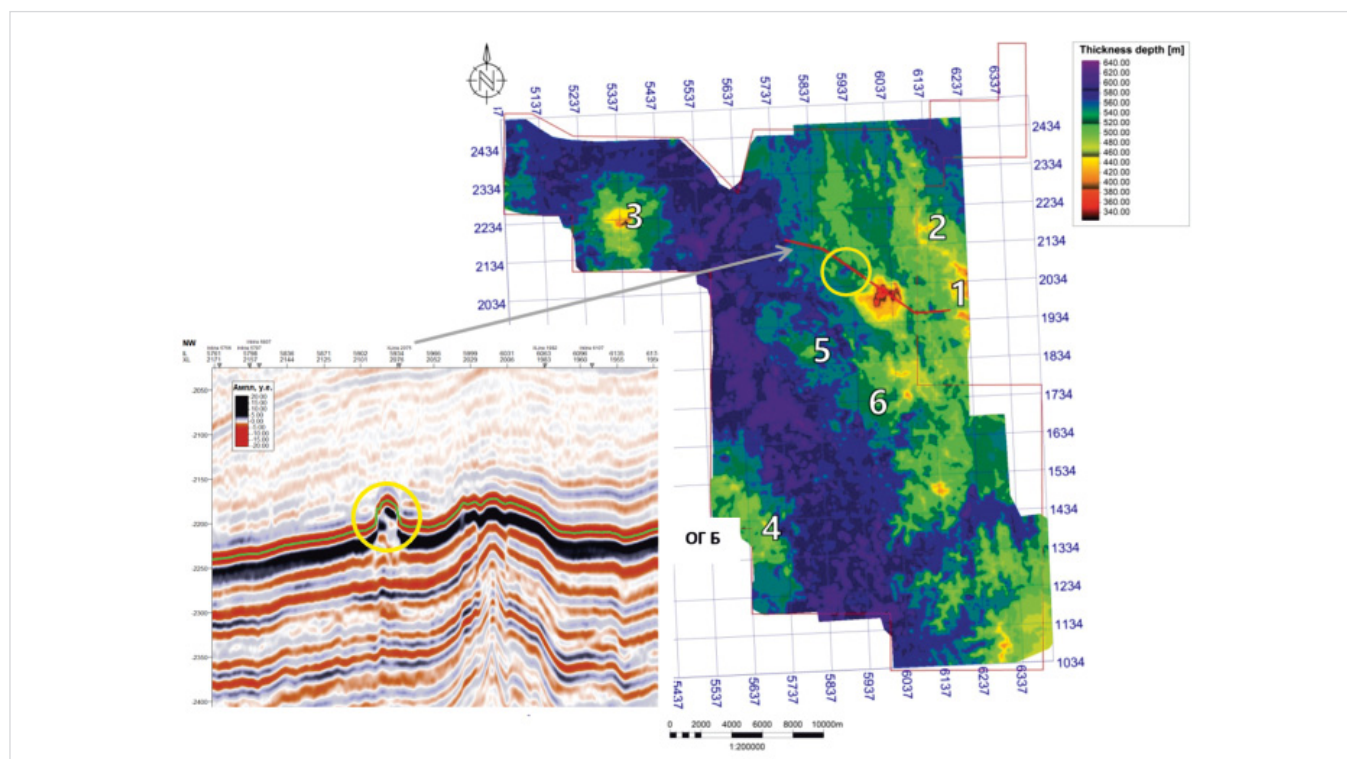


Рис. 2. Карта изопахит между ОГ «Б»-«А»
Fig. 2. Isopach map between seismic horizons "B"-"A"

проведенного анализа О.М. Мкртчян выдвинул гипотезу о клиноформном залегании баженовских отложений в зонах АР [2].

Картирование перспективных зон на участке работ МОГТ-3Д

Для выделения перспективных зон в отложениях баженовской свиты была выполнена детальная интерпретация сейсмических данных, в которую вошли: анализ волнового поля, анализ структурных карт по отражающим горизонтам (ОГ) Б и А, изучение тектоники данного района, анализ результатов расчета акустической инверсии, а также атрибутный анализ.

Одним из основных критериев для картирования перспективных зон стал анализ волнового поля в районе продуктивных и непродуктивных скважин (рис. 1):

1. Сейсмическая (волновая) характеристика разреза в районе продуктивных скважин. К кровле доюрского основания приурочен высокоамплитудный ОГ А, ниже границы выделяются зоны высокоамплитудной хаотической записи. Также в интервале между ОГ Б и А наблюдается затухание амплитуд, теряется устойчивость формы волнового сигнала в районе продуктивных скважин [5]. Скважины, попадающие в такую зону (1а), — продуктивные (скважины 1, 2, 3). В результате проведенного анализа выявлены следующие закономерности: распространение перспективных зон (1 и 3) связано с наличием выступов фундамента и характерного рисунка сейсмической записи.
2. Сейсмическая (волновая) характеристика разреза в районе непродуктивных скважин. Волновая картина в непродуктивной части разреза в интервале баженовской свиты представлена относительно однородной по амплитудно-частотной характеристике и более выдержанной по латерали записью. Пробуренные в данной зоне скважины 4 и 5 в данной зоне оказались непродуктивными.

Результаты испытания скважин свидетельствуют, что выявленные перспективные зоны приурочены к отдельным тектоническим блокам доюрского основания, связанные с горами в фундаменте.

В дополнение к вышеописанному критерию можно отнести структурный фактор, основанный на близости фундамента к ОГ Б (бажен). Была построена карта изопакит (dN) между ОГ «Б»–«А», как разница между структурными картами бажена и фундамента. На представленной карте dN между ОГ «Б»–«А» (рис. 2) можно выделить наиболее минимальные по значению толщины (перспективные) области (1, 2, 3, 4, 5 и 6), связанные с выступами фундамента. Также на временном разрезе можно наблюдать область, связанную с аномальным разрезом бажена (желтая окружность). Особенно выделяется северо-западная часть, где произошло резкое поднятие отложений бажена, увеличение общей толщины и нарушение прослеживаемости осей синфазности в волновом поле.

Далее была проведена интерпретация (кинематики) разломов в интервале между фундаментом и баженовской свитой (3 критерий). Для этого анализировались временные разрезы не только через перспективные зоны, но и в целом по площади сейсморазведочных работ. Также был выполнен атрибутный анализ, наиболее информативным для трассирования разрывных нарушений оказался атрибут «Variance». Атрибут «Variance» используется для выделения разрывов сплошности горизонтальной непрерывности амплитуд. В районе скважин 1, 2 и 3, разломы имеют сбросовую тектонику [6]. В данной области на отложения в интервале между ОГ «Б»–«ЮС2» воздействовали силы сжатия, которые привели к формированию большого количества разломов, трещин и предположительно к образованию аномально высокого пластового давления. Что в свою очередь, привело к благоприятным условиям накопления углеводородов.

Возможно, аналогичная область имеется на северо-западе участка, но на временных разрезах в явном виде разломы не выделяются.

Четвертым критерием для картирования перспективных зон бажена стали результаты выполнения акустической детерминистической инверсии для представленных отложений.

В пределах исследуемого участка работ была выполнена акустическая инверсия. Фактическим материалом для выполнения акустической инверсии были сейсмический временной куб и данные акустического и плотностного каротажей по 69 скважинам. По этим скважинам была выполнена сейсмостратиграфическая привязка отражений с осредненным статистическим импульсом в интервале, включающем юрские отложения и интервал доюрского основания. Средний коэффициент взаимной корреляции фактических и синтетических сейсмотрасс по скважинам составил 0,9.

Априорная модель опирается на значения Р-импеданса в данных скважинах и структурный каркас по горизонтам: «Б», «Ю2», «А». Построение модели проводилось путем трехмерной интерполяции данных акустического импеданса, полученного по скважинным данным, с использованием метода Inverse Distance Power. При создании низкочастотной модели применен фильтр низких частот 10/15 Гц. Изменение значений импеданса внутри слоев стратиграфического каркаса по площади участка не превышает 580 г/см³·м/с.

В результате проведенной инверсии был получен куб акустического импеданса, который использовался для картирования перспективных зон бажена. Было рассчитано 20 пропорциональных слайсов по кубу акустического импеданса в интервале между ОГ «Б» и «ЮС2». На рисунке 4 представлены результаты акустической инверсии: на карте акустического импеданса (слайс 5) и на вертикальном разрезе по кубу акустического импеданса можно наблюдать следующее: по мере

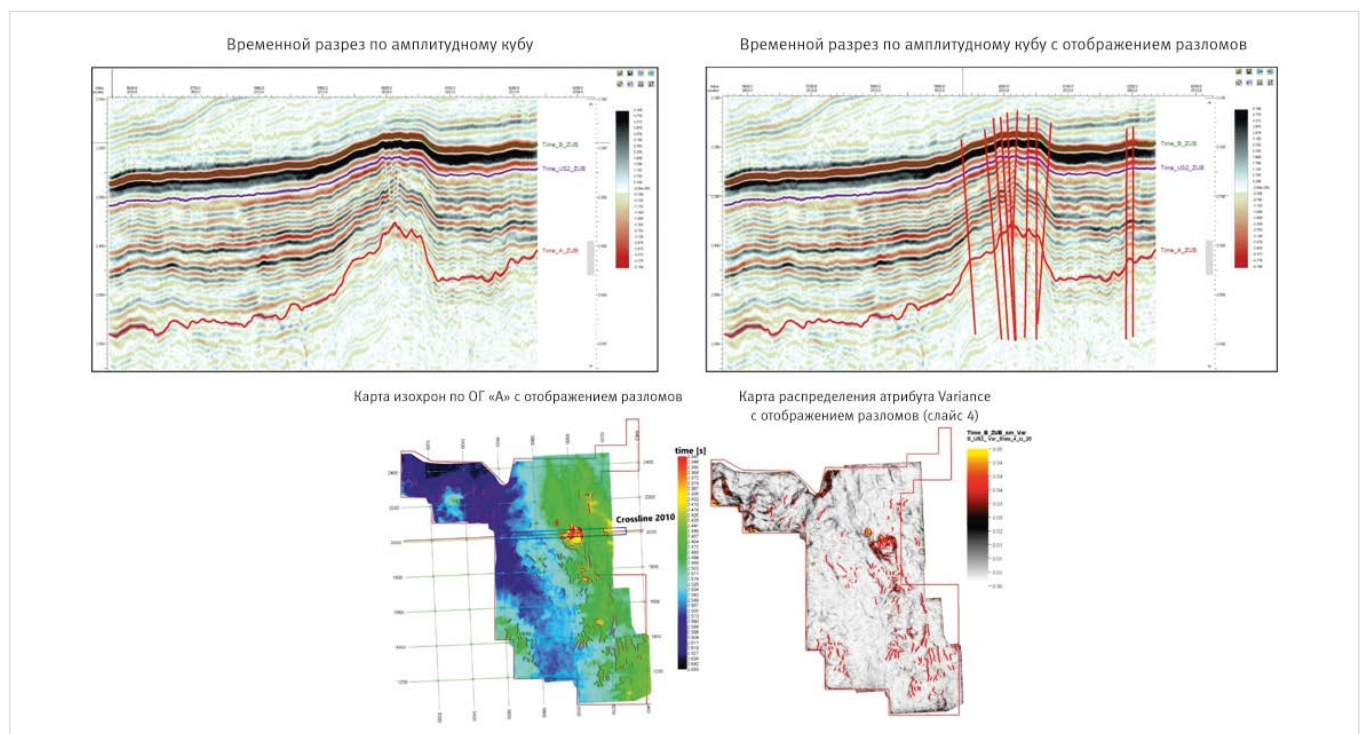


Рис. 3. Тектоника разрывных нарушений
Fig. 3. Fault tectonics.

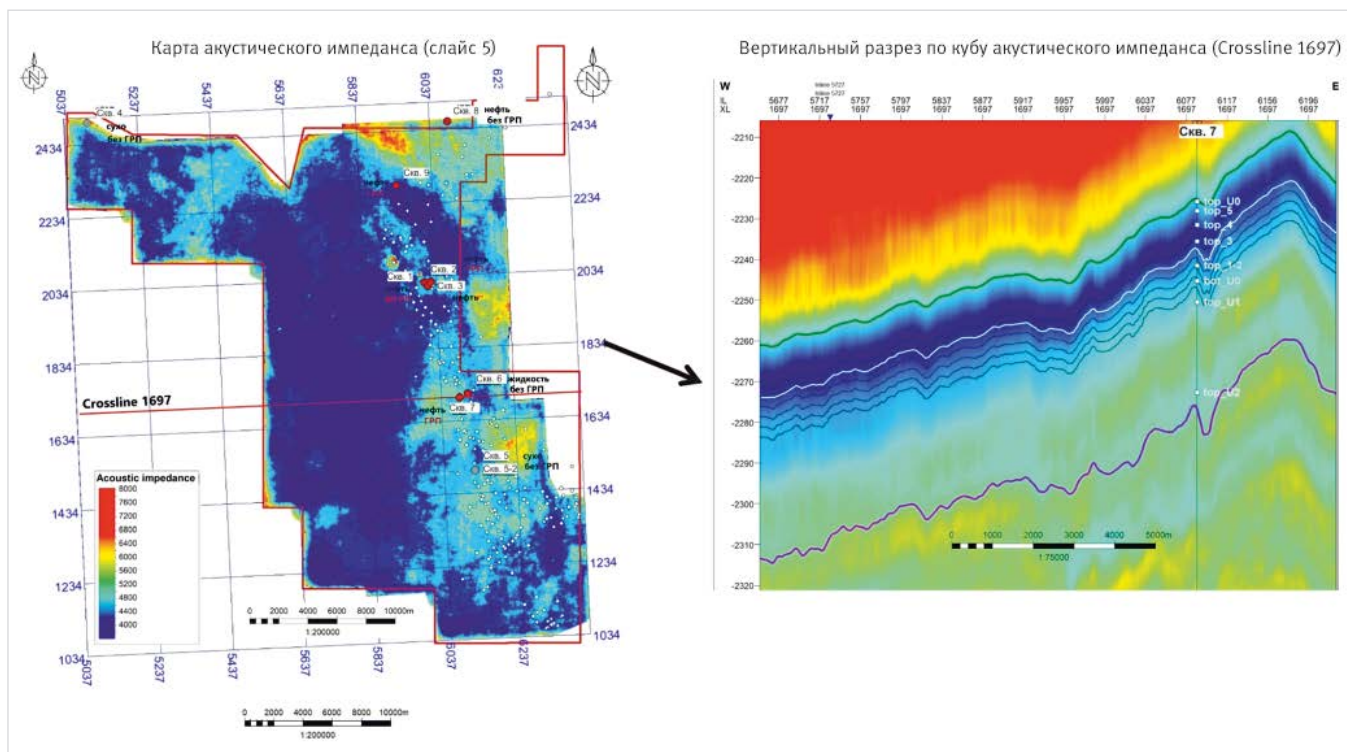


Рис. 4. Результаты акустической детерминистической инверсии
Fig. 4. Deterministic acoustic inversion results

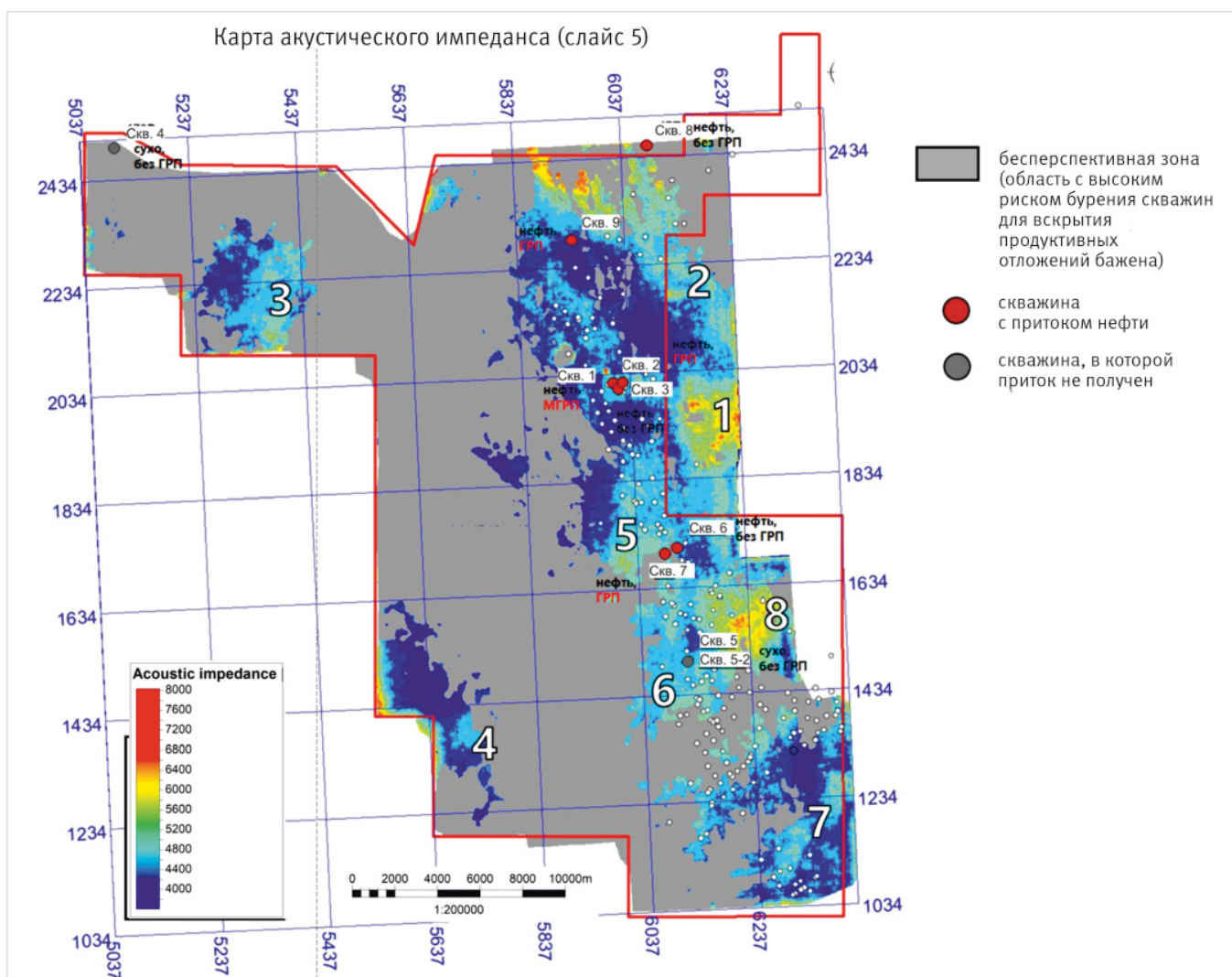


Рис. 5. Перспективные зоны в отложениях баженовской свиты
Fig. 5. Prospective zones within the Bazhenov Formation deposits.

приближения к отложениям пачки 1–2 и подошве отложений баженовской свиты области с повышенными значениями акустического импеданса (продуктивный интервал пачки 3) приобретают локальный линзовидный характер распространения. Остальную часть площади участка работ занимают относительно низкоскоростные (пониженные значения импеданса) отложения — которые сопоставляются с «условным» неколлектором.

Подводя итог, можно резюмировать, что при использовании всех 4-х критериев более детально закартированы вероятные перспективные зоны (рис. 5) в отложениях баженовской свиты для дальнейшего заложения поискового или эксплуатационного бурения. Было выделено 8 перспективных зон на данном участке, серым цветом показана бесперспективная область.

Итоги

В результате проведенных исследований для картирования перспективных зон в отложениях бажена на представленном участке СРР были выделены 4 основных критерия:

1. Сейсмическая характеристика волнового разреза (в интервале между ОГ Б и А наблюдается затухание амплитуд, теряется устойчивость формы волнового сигнала) в районе продуктивных скважин;
2. Структурный фактор, основанный на близости фундамента к ОГ Б;

3. Тектонический фактор, приуроченный к перспективным областям (в районе продуктивных скважин разломы имеют сбросовую кинематику);
4. Изменения акустического импеданса в интервале пачек баженовской свиты (повышенные значения АИ).

Выводы

Таким образом, на основании вышеизложенного можно отметить, что только при применении комплексного подхода с привлечением как сейсмических данных, в том числе акустической инверсии, так и скважинных данных (акустический и плотностной каротаж, керновый материал), возможно более детальное выделение вероятных перспективных зон в отложениях баженовской свиты для постановки поисково-оценочных работ и наращивания ресурсной базы углеводородов.

Литература

1. Яценко В.М., Гаврилова Е.В., Торопов К.В. и др. Способы локализации перспективных зон баженовской свиты // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 84–86.
2. Гутман И.С. Комплексное обоснование тектонической природы аномальных разрезов верхнеюрской баженовской свиты и нижнемеловой ачимовской толщи Западной Сибири. Часть 1. Аномальные

разрезы верхнеюрской баженовской свиты и нижнемеловой ачимовской толщи // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. № 3. 27 с.

3. Нежданов А.А., Кулагина С.Ф., Корнев В.А., Хафизов Ф.З. Аномальные разрезы баженовской свиты: взгляд через полвека после обнаружения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2017. № 6. С. 34–42.
4. Мкртчян О.М. Сейсмические комплексы доюрских и мезозойских отложений среднего Приобья. Депрессионный баженовский комплекс // Сейсмогеологический анализ нефтегазовых отложений Западной Сибири. М.: Наука, 1987. С. 58–72.
5. Бембель С.Р., Цепляева А.И. Геологическое строение и некоторые особенности формирования аномальных разрезов баженовской свиты в Западной Сибири // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014. Т. 13. № 10. С. 7–17.
6. Колодяжный С.Ю., Полещук А.В., Зыков Д.С. Латентная тектоника среднерусского пояса деформаций Восточно-Европейской платформы // Геотектоника. 2021. № 4. С. 41–72.

ENGLISH

Results

As a result of the conducted studies, 4 main criteria were identified for mapping promising zones in the Bazhenov deposits in the presented area of the SRR:

1. Seismic characteristics of the wave section (in the interval between OG B and A, attenuation of amplitudes is observed, stability of the wave signal shape is lost) in the area of productive wells;
2. Structural factor based on the proximity of the basement to OG B;
3. Tectonic factor confined to promising areas (in the area of productive wells, faults have a “flower” structure, as well as a shear component);
4. Changes in acoustic impedance in the interval of the Bazhenov Formation members (reduced AI values).

References

1. Yatsenko V.M., Gavrilova E.V., Toropov K.V. et al. Method for localizing the Bazhenov formation promising zones. Oil Industry, 2022, issue 11, P. 84–86. (In Russ).
2. Gutman I.S. Comprehensive confirmation of tectonic nature of the anomalous sections of the Bazhenov formation and the Lower Cretaceous Achimov stratum of Western Siberia. Part 1. The anomalous sections of the Bazhenov formation and the Lower Cretaceous Achimov stratum of Western Siberia. Actual Problems of Oil and Gas, 2019, issue 3, 27 p. (In Russ).
3. Nezhdanov A.A., Kulagina S.F., Kornev V.A., Khafizov F.Z. Anomalous sections of bazhenov suite: a view through fifty years after discovery. Oil and Gas Studies, 2017, issue 6, P. 34–42. (In Russ).
4. Mkrtychyan O.M. Seismic complexes of pre-Jurassic and Mesozoic deposits of the middle Ob. Depression of the Bazhenov complex. Seismogeology of oil and gas deposits in Western Siberia. Moscow: Nauka, 1987, P. 58–72. (In Russ).
5. Bembel S.R., Tseplyaeva A.I. Geological

Conclusions

Thus, based on the above, it can be noted that only by using an integrated approach involving both seismic data, including acoustic inversion, and well data (acoustic and density logging, core material), is it possible to more thoroughly identify probable promising zones in the Bazhenov Formation deposits for the purpose of launching exploration and evaluation work and expanding the hydrocarbon resource base.

structure and some features of the formation of anomalous sections of the Bazhenov Formation in Western Siberia. Bulletin of Perm National Research Polytechnic University. Geology. Oil & Gas Engineering & Mining, 2014, Vol. 13, issue 10, P. 7–17. (In Russ).

6. Kolodyazhny S.Yu., Poleschuk A.V., Zikov D.S. Latent tectonics of the central Russian deformation belt of the East European platform. Geotectonics, 2021, issue 4, P. 41–72. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хлебников Дмитрий Сергеевич, ведущий специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия
Для контактов: khlebnikovds1@rn-gir.rosneft.ru

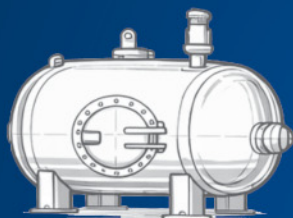
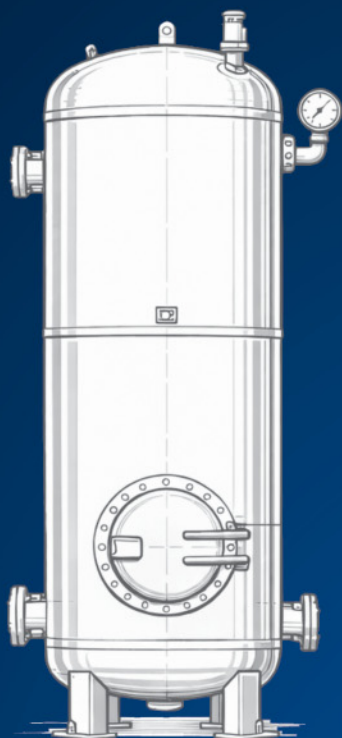
Хлебников Михаил Сергеевич, начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Khlebnikov Dmitry Sergeevich, leading specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa — BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: khlebnikovds1@rn-gir.rosneft.ru

Khlebnikov Mikhail Sergeevich, head of department, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa — BashNIPIneft, 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

Фацциально-фильтрационная структура запасов нефти тюменской свиты в пределах ХМАО-Югры и ее значение для оценки добычного потенциала

Высочин А.О.¹, Фурсов А.Я.²

¹ООО «ИПНЭ», Москва, Россия; ²«ВНИИнефть», Москва, Россия
andrewvys@yandex.ru

Аннотация

В статье рассматривается нефтегазоносность среднеюрских отложений ХМАО-Югры и обосновывается необходимость перехода от традиционного количественного описания запасов тюменской свиты к анализу их фацциально-фильтрационной структуры. На основе обобщения исходных материалов предложена интерпретационная схема, в которой русловые песчаники рассматриваются как дренажный каркас резервуара, пойменные и глинисто-песчаные отложения — как область концентрации трудноизвлекаемых и слабодренлируемых запасов, а болотные и углисто-глинистые разности — как система внутренних экранов. Такой подход позволяет связать оценку запасов с прогнозом их вовлекаемости в разработку и повысить обоснованность геологического моделирования.

Материалы и методы

Анализ результатов обработки и интерпретации детальных сейсморазведочных работ МОГТ-3D, данные фацциальных исследований и фильтрационно-емкостных свойств по керну и ГИС для среднеюрских отложений Западной Сибири, материалы научных статей.

Ключевые слова

тюменская свита, средняя юра, ХМАО-Югра, Западная Сибирь, структура запасов, фацциальная архитектура, фильтрационно-емкостные свойства, Кп, Кпр, трудноизвлекаемые запасы, геологическое моделирование

Для цитирования

Высочин А.О., Фурсов А.Я. Фацциально-фильтрационная структура запасов нефти тюменской свиты в пределах ХМАО-Югры и ее значение для оценки добычного потенциала // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 32–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-32-38

Поступила в редакцию: 04.08.2026

GEOLOGY

UDC 553.982 | Original Paper

Facies-filtration structure of oil reserves in the Tyumen Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra and its significance for production potential assessment

Vysochin A.O.¹, Fursov A. Ya.²

¹“IPNE” LLC, Moscow, Russia; ²“VNIIneft JSC”, Moscow, Russia
andrewvys@yandex.ru

Abstract

The article examines the petroleum potential of the Middle Jurassic deposits within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra and substantiates the need to move from a traditional quantitative description of the Tyumen Formation reserves to an analysis of their facies-filtration structure. Based on the synthesis of the available data, an interpretative framework is proposed in which channel sandstones are considered as the drainage framework of the reservoir, floodplain and argillaceous-sandy deposits as zones of concentration of hard-to-recover and poorly drained reserves, and swamp and carbonaceous-argillaceous deposits as a system of internal barriers. This approach makes it possible to link reserve assessment with the prediction of their involvement in development and to improve the geological justification of reservoir modeling.

Materials and methods

Analysis of the processing and interpretation results of detailed 3D CDP seismic surveys, facies studies and reservoir properties from core and well logs for the Middle Jurassic deposits of Western Siberia, as well as scientific publications.

Keywords

Tyumen Formation, Middle Jurassic, Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra, Western Siberia, reserve structure, facies architecture, reservoir properties, porosity, permeability, hard-to-recover reserves, geological modeling

For citation

Vysochin A.O., Fursov A.Ya. Facies-filtration structure of oil reserves in the Tyumen Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug–Yugra and its significance for production potential assessment. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 32–38. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-32-38

Received: 04.08.2026

Введение

Среднеюрские отложения Западной Сибири традиционно рассматриваются как один из крупных резервов поддержания добычи нефти в пределах ХМАО-Югры. В составе этого комплекса особое значение имеет тюменская свита, продуктивные пласты которой формировались преимущественно в континентальных и переходных аллювиально-дельтовых условиях [7]. По исходным материалам среднеюрский комплекс содержит около 12,4 % начальных суммарных ресурсов ХМАО-Югры, а тюменская свита обладает существенной долей запасов нефти категорий АВ1С1 — около 15,3 %. С начала разработки из объектов средней юры добыто порядка 400 млн т нефти, что подтверждает промышленную значимость комплекса, но одновременно показывает, что значительная часть потенциала остается нереализованной (рис. 1) [3].

Проблема тюменской свиты состоит в том, что величина запасов сама по себе не определяет их добычную ценность. Для массивных и сравнительно однородных резервуаров достаточно оценивать эффективные толщины, Кп, Кпр и нефтенасыщенность в пределах залежи. Для тюменской свиты такой подход неполон: здесь запасы распределены в системе разновозрастных русловых тел, пойменных песчаников, дельтовых каналов, озерно-болотных и углисто-глинистых отложений [6]. Поэтому одна и та же величина геологических запасов может соответствовать принципиально разным сценариям разработки: от эффективно дренируемого руслового тела до изолированной линзы с низкой проницаемостью.

Научная идея настоящей статьи заключается в том, что структуру запасов тюменской свиты необходимо рассматривать как результат взаимодействия трех факторов: фациальной архитектуры, фильтрационно-емкостных свойств и гидродинамической связности. Именно их сочетание определяет, какая часть запасов является подвижной, какая требует специальных методов воздействия, а какая остается практически недренируемой при стандартной системе разработки.

Материалы и методический подход

Исходной основой статьи послужили сводные данные по запасам, площади нефтеносности и накопленной добыче пластов Ю₂–Ю₉ в пределах ХМАО-Югры за 2014–2023 гг.; материалы по распределению запасов по нефтегазоносным областям; карты накопленных отборов и плотности запасов; сведения о фациально-фильтрационной типизации коллекторов, а также материалы по 3D-сейсморазведке, ГИС, ПГИ и керну на примере Средне-Назымского участка и сопоставимых объектов Красноленинской группы месторождений [11, 12].

Методический подход основан на последовательном переходе от региональной оценки запасов к их внутренней морфо-фациальной структуре. На первом этапе анализируются изменения запасов, площади нефтеносности и добычи во времени. На втором этапе рассматривается территориальная неоднородность освоения по нефтегазоносным областям. На третьем этапе запасы интерпретируются через фациальную архитектуру резервуара и типы коллекторов, различающиеся по Кп, Кпр, связности и роли в фильтрационном процессе. Такой подход позволяет уйти от формального усреднения параметров и перейти к оценке запасов

по степени их потенциальной вовлекаемости в разработку.

Региональная структура запасов и добычи

Сравнение состояния ресурсной базы тюменских отложений за 2014–2023 гг. показывает активное доизучение комплекса. За рассматриваемый период текущие геологические запасы нефти увеличились на 24,5 %, площадь нефтеносности — на 33,4 %, а накопленная добыча — на 156,4 %. Годовая добыча нефти из тюменских отложений в 2023 г. составила около 35 млн т. Эти цифры отражают двойственный характер современного этапа освоения: с одной стороны, тюменская свита остается объектом прироста ресурсной базы, с другой — накопленная добыча растет быстрее, чем площадь и геологические запасы, что усиливает необходимость более точного ранжирования оставшихся запасов по качеству и дренируемости.

Основная часть текущих геологических запасов промышленных и разведанных категорий сосредоточена в малышевском нефтегазоносном комплексе, соответствующем пластам Ю₂–Ю₄. Это закономерно: верхняя часть тюменской свиты в пределах многих участков характеризуется наиболее выраженным развитием песчаных тел и большей изученностью по сравнению с нижележащими горизонтами. Вместе с тем концентрация запасов в Ю₂–Ю₄ не должна трактоваться только как преимущество. Эти пласты часто обладают сложной внутренней расчлененностью, а эффективные толщины могут быть связаны как с дренируемыми русловыми телами, так и с изолированными песчаными линзами.

Особенно показательным является соотношение запасов и накопленной добычи. По исходным материалам накопленная добыча составляет лишь около 3 % от начальных геологических запасов и около 13 % от начальных извлекаемых запасов продуктивных отложений тюменской свиты. Следовательно, значительный объем запасов остается в недрах не из-за отсутствия ресурсной базы, а из-за ограниченной способности существующих систем разработки вовлекать неоднородный и слабосвязанный резервуар.

Карта плотности запасов пластов Ю₂–Ю₉ демонстрирует наличие локальных зон с высокой концентрацией нефти (рис. 2). По исходным материалам участки с плотностью запасов от 2 до 8 т/м² связаны с 18 месторождениями, не введенными в разработку или находящимися на стадии разведки, с запасами категорий С1 и С2 [1]. Такой результат важен не только как поисково-оценочный критерий. Он показывает, что часть наиболее емких по запасам объектов еще не проверена с позиции фактической дренируемости, а значит, требует более детального фациально-фильтрационного анализа перед проектированием разработки. В таблице 1 представлены основные закономерности разработки тюменских отложений и их практическое значение в освоении запасов.

Фациальная архитектура как главный контроль структуры запасов

Тюменская свита в пределах ХМАО-Югры представляет собой не единый пластовый резервуар, а сложную систему генетически различных тел [7]. В одном стратиграфическом интервале могут присутствовать русловые и прирусловые песчаники, вдольбереговые валы, пойменные отложения, старицы, озерные и болотные фации, углисто-глинистые прослои [5]. Поэтому для неё неприменима простая логика: больше эффективной толщины больше дренируемых запасов. В действительности эффективная толщина должна интерпретироваться с учетом морфологии тела и его связи с соседними песчаными элементами.

Русловые тела формируются в условиях повышенной гидродинамической активности и характеризуются лучшей сортировкой песчаного материала, меньшей глинистостью и более благоприятной структурой порового пространства. Для них характерны Кп порядка 12–18 % и Кпр, достигающая десятков миллиардов. Их главное преимущество — не только относительно высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), но и латеральная связность. Такие тела способны обеспечивать передачу давления и формировать

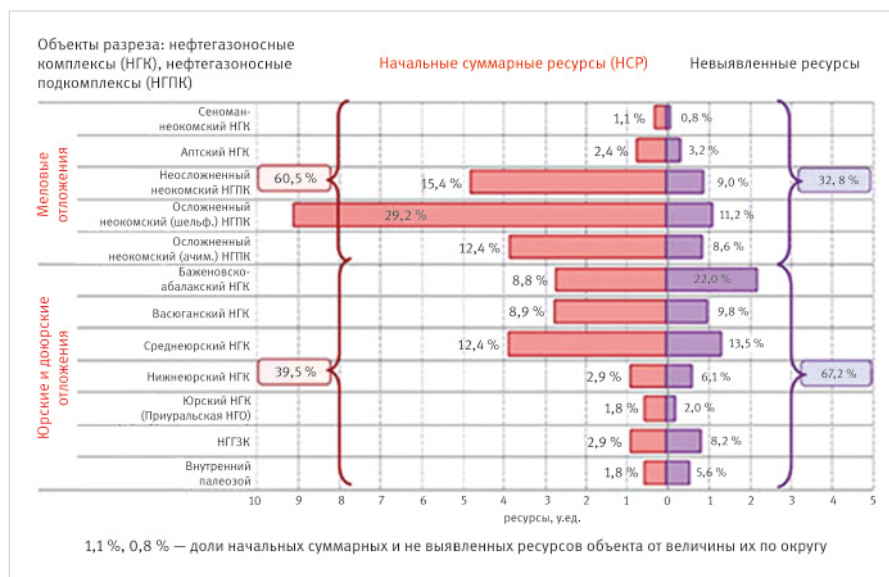


Рис. 1. Распределение начальных суммарных ресурсов нефти, газа и конденсата по нефтегазоносным комплексам ХМАО-Югры [3]

Fig. 1. Distribution of initial total oil, gas and condensate resources by petroleum complexes of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra [3]

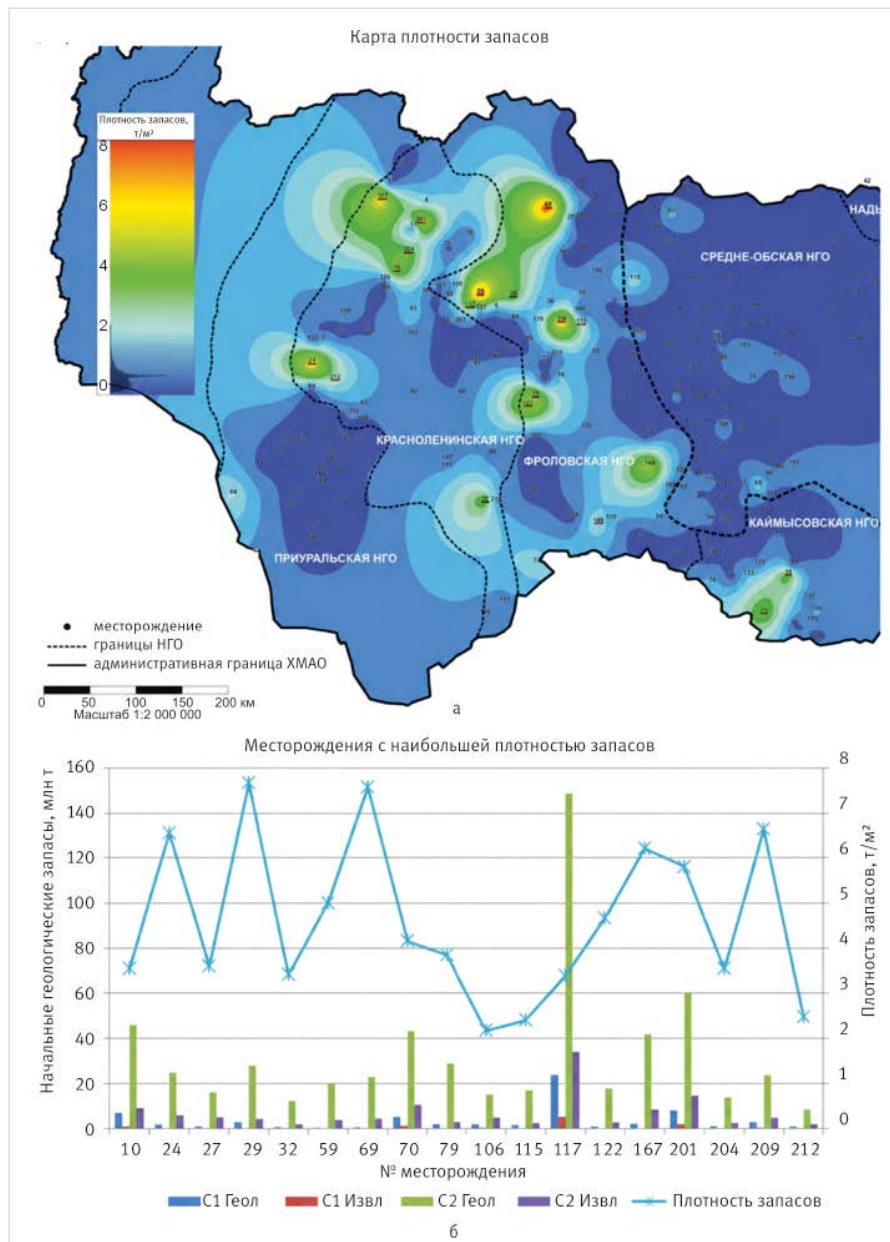


Рис. 2. Плотность запасов нефти пластов Ю₂–Ю₄ и распределение запасов по месторождениям с наибольшей плотностью запасов: а — карта плотности запасов; б — месторождения с наибольшей плотностью запасов
Fig. 2. Oil reserve density in the Yu₂–Yu₄ reservoirs and distribution of reserves among fields with the highest reserve density: а — reserve density map; б — fields with the highest reserve density

Табл. 1. Основные закономерности разработки тюменских отложений и практическое значение
Tab. 1. Key development patterns of the Tyumen deposits and their practical significance

Закономерность	Фактическое проявление	Научная интерпретация	Практическое значение
Рост запасов и площади нефтеносности	За 2014–2023 гг. ТГЗ увеличились на 24,5 %, площадь нефтеносности — на 33,4 %	Тюменская свита остается объектом активного доизучения и переинтерпретации	Необходима регулярная актуализация моделей и карт нефтеносности
Добыча растет быстрее площади и запасов	Накопленная добыча увеличилась на 156,4 %, годовая добыча в 2023 г. — около 35 млн т	Начинается этап более интенсивного вовлечения ранее менее освоенных объектов	Требуется ранжировать остаточные запасы по дренируемости
Концентрация запасов в Ю ₂ –Ю ₄	Основной объем промышленных и разведанных запасов сосредоточен в малышевском НГК	Верхнетюменские пласты являются ключевым объектом ресурсной базы	Приоритет детального фациального моделирования Ю ₂ –Ю ₄
Высокая плотность запасов в неосвоенных объектах	Зоны 2–8 т/м ² связаны с 18 месторождениями категорий С1–С2	Сохраняется значительный разведочный и технологический потенциал	Перед вводом в разработку нужны 3D сейсмика, атрибутный анализ и типизация коллекторов
Низкая реализация НИЗ	Накопленная добыча — около 13 % от НИЗ	Запасы частично локализованы в слабосвязанных и низкопроницаемых телах	Необходимо применять адресные технологии воздействия, а не усредненную систему разработки

протяженные зоны дренирования. Поэтому в структуре запасов они выполняют функцию дренажного каркаса.

Пойменные песчаники и глинисто-песчаные разности имеют иной смысл. При Кп порядка 11–15 % они могут сохранять заметную емкость, однако Кпр обычно не превышает 1 мД и часто находится на уровне десятых долей миллиарда. Это типичный пример емкостного, но слабодренируемого коллектора. Нефть в таких телах может учитываться в геологических запасах, но ее фактическое вовлечение в разработку ограничено. Именно здесь формируется значительная часть трудноизвлекаемых запасов тюменской свиты.

Болотные, углистые и глинистые отложения имеют преимущественно экранирующую роль. Они снижают вертикальную связность, разделяют песчаные тела и формируют многоярусную систему слабосвязанных резервуаров. При традиционном осреднении параметров такие экраны часто теряют свое значение в модели, что приводит к искусственному повышению связности и завышению ожидаемого охвата вытеснением.

Фациально-фильтрационная типизация коллекторов

Для оценки добычного потенциала тюменской свиты целесообразно использовать не только фациальные названия [5], но и фациально-фильтрационные типы. В таком подходе фация рассматривается не как описательный элемент палеогеографии, а как носитель определенной фильтрационной функции в резервуаре. Один тип формирует дренажные каналы, другой — слабодренируемые емкостные зоны, третий — экраны и разобщающие элементы. В таблице 2 представлены основные фациально-фильтрационные типы коллекторов тюменской свиты в пределах ХМАО–Югры.

Сейсмофациальная основа уточнения структуры запасов

Наиболее убедительно необходимость архитектурного подхода проявляется на примере Средне-Назымского участка. По материалам 3D-сейсморазведки, ГИС, ПГИ и керн пласты ЮК₂ и ЮК₃ формировались в переходных условиях — от континентальных к прибрежно-морским. На стратиграфических срезах и атрибутах сейсмического поля выделяются аномалии типа русел, конусов выноса, пойменных озер, стариц,

Табл. 2. Фациально-фильтрационная интерпретация коллекторов тюменской свиты
Tab. 2. Facies-filtration interpretation of Tyumen Formation reservoirs

ФФ-тип	Фациальная природа	Ориентировочные ФЕС	Роль в структуре запасов	Требования к модели
Тип 1. Руслово-канальный дренажный	Русловые отмели, каналы, дельтовые каналы	Кп 12–18 %, Кпр от единиц до десятков мД	Основной объем подвижных и быстро вовлекаемых запасов; дренажный каркас	Моделировать как пояса с направленной связностью и анизотропией
Тип 2. Пойменно-линзовый емкостный	Пойменные песчанники, пески разливов, междурусловые линзы	Кп 11–15 %, Кпр обычно <1 мД	Емкость присутствует, но вовлечение в разработку затруднено	Выделять как отдельные слабосвязанные объемы; не объединять с русловыми телами
Тип 3 Экранирующий уплотно-глинистый	Болота, старицы, пойменные глины, уплотно-глинистые прослои	Кп <10–12 %, Кпр <1–5 мД	Формирует внутренние экраны и изолирует запасы	Обязательно учитывать как барьеры вертикальной и латеральной фильтрации

береговых валов и заболоченных участков, что подтверждает мозаичную природу резервуара (рис. 3) [2].

В центральной части площади выделяется долина крупной палеореки протяженностью около 10 км. Палеорека дважды раздваивалась, образуя прирусловые отмели; ширина русел составляет порядка 1,5–2 км. Максимальные эффективные толщины 12–16 м соответствуют зонам развития этих русел. Иными словами, локальное увеличение эффективной толщины здесь имеет не случайный, а фациально обусловленный характер: оно связано с песчаными телами палеодолин, которые одновременно формируют ловушку, коллектор и дренажный каркас залежи (рис. 4).

По результатам переинтерпретации и бурения скважины 231 были уточнены распространение эффективной нефтенасыщенной толщины и категория запасов. Для пласта ЮК₃₋₄ принятие новой геологической модели на основе данных 3D-сейсморазведки привело к увеличению начальных геологических запасов на 89,0 %, эффективных нефтенасыщенных толщин — на 38,7 %, тогда как изменение Кп составило лишь около 0,01 д. ед. Эта пропорция принципиальна: основной прирост запасов обеспечен не изменением петрофизики, а изменением геометрии и архитектуры резервуара. Значит, для тюменской свиты сейсмофациальная модель является не иллюстрацией, а одним из главных факторов подсчета запасов.

Научный смысл выявленных закономерностей

Главный научный результат анализа заключается в переопределении понятия «структура запасов». В традиционном балансовом смысле структура запасов — это распределение по категориям, пластам, территориям и степени освоения. Для тюменской свиты этого недостаточно. Здесь структура запасов должна пониматься как пространственно организованная система нефтенасыщенных тел, различающихся по происхождению, связности и способности отдавать нефть.

Из этого следует важное методическое следствие: нельзя механически усреднять Кп и Кпр по пласту или по месторождению, а затем относить весь объект к одному типу коллектора. Такое усреднение уничтожает саму геологическую информацию. Если в пределах одного пласта присутствуют русловые песчанники с Кпр в десятки мД и пойменные линзы с Кпр менее 1 мД, среднее значение не описывает ни один реальный фильтрационный элемент. Оно создает

фиктивный «средний коллектор», которого в природе нет.

Поэтому для тюменской свиты более корректна не объектная, а фациальная типизация: тип должен присваиваться не месторождению в целом и не пласту в целом, а фациально-фильтрационному элементу. Месторождение может включать несколько типов одновременно, а его добычный потенциал определяется соотношением этих типов и характером их связи. Именно это объясняет, почему большие запасы не всегда дают высокий темп отбора, а отдельные участки с меньшими запасами могут быть более эффективными в разработке.

Вторая важная идея состоит в разделении геологических запасов на три функциональные группы: дренируемые, условно дренируемые и изолированные. Дренируемые запасы связаны с руслово-канальными телами и вовлекаются стандартной системой разработки. Условно дренируемые сосредоточены в пойменных и дельтовых фациях и требуют более плотной сетки скважин, ГРП, направленного заводнения или иных методов

воздействия. Изолированные запасы контролируются глинистыми экранами, выклиниванием песчаных тел и разобщенностью линз; их вовлечение возможно только при адресном геологическом и технологическом обосновании.

Ошибки традиционного моделирования и пути их устранения

Наиболее опасная ошибка при моделировании тюменской свиты — искусственное создание непрерывного коллектора. Сглаживающая интерполяция Кп, Кпр и эффективных толщин способна соединить песчаные тела, которые в действительности разделены пойменными, болотными или углито-глинистыми экранами. В результате модель показывает завышенную связность, завышенный охват вытеснением и более оптимистичную оценку извлекаемых запасов.

Вторая ошибка — объединение разнородных интервалов в один «эффективный» пласт без проверки их фильтрационной функции. В таком случае слабопроницаемые пойменные песчанники начинают участвовать

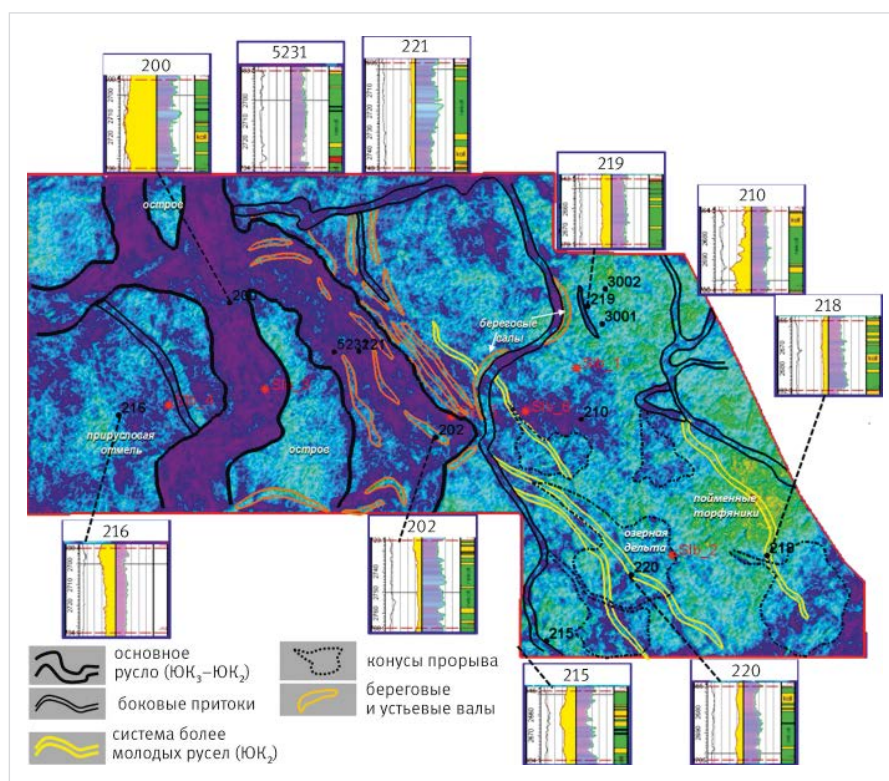


Рис. 3. Сейсмофациальная схема пласта ЮК₂₋₃ Средне-Назымского участка [2]
Fig. 3. Seismic facies scheme of the YuK₂₋₃ reservoir, Sredne-Nazymsky area [2]

в модели как полноценные коллекторы, хотя фактически они могут не обеспечивать промышленных притоков или вовлекаться только после интенсивного воздействия.

Третья ошибка — игнорирование внутренних литологических ловушек. В тюменской свите залежь может быть не только структурной, но и литологически расчлененной внутри общего контура нефтеносности. Выклинивание русловых тел, отмирание русел, развитие глинистых пробок, углисто-глинистых прослоев и стариц создают локальные ловушки и изолированные блоки. Поэтому контур залежи не равен контуру единой фильтрационной системы.

Для устранения этих ошибок необходимо строить модели не только по стратиграфическим пластам, но и по архитектурным элементам: русловым телам, прирусловым отмелям, дельтовым каналам, пойменным линзам и экранирующим глинистым фациям. В трехмерной сетке параметры литологии и ФЕС должны моделироваться отдельно для перспективных русловых объектов и для пойменной части пласта. Именно такой подход был использован при литологическом моделировании объектов Ю₃, Ю₄, Ю₅ Западно-Новомостовского месторождения, где геометрия русловых тел выполнена как самостоятельный этап построения модели (рис. 5) [4].

По результатам трехмерного моделирования на данном объекте проведена дифференцированная оценка запасов отдельно в высокопродуктивных русловых частях и пойменных отложениях. В целом по продуктивным пластам тюменской свиты в зонах палеоканалов сосредоточено 12 % запасов нефти, в пойменных частях — 88 % [4].

Практическое значение фациально-фильтрационной типизации для разработки месторождений

Фациально-фильтрационная структура запасов имеет прямое значение для выбора системы разработки. Русло-канальные тела следует рассматривать как приоритетные объекты размещения добывающих скважин и горизонтальных стволов. Их протяженность,

латеральная связность и повышенная Кпр позволяют формировать эффективные зоны дренирования и быстрее получать промышленный эффект.

Пойменные, междельтовые и дельтовые фации требуют иной стратегии. Здесь простое увеличение числа скважин может оказаться недостаточным, если не решена задача связи изолированных линз с системой фильтрации. Для таких объектов более обоснованы ГРП, локальное уплотнение сетки, направленное заводнение, подбор режима закачки и адресное воздействие на слабодренируемые зоны.

Для неосвоенных месторождений с высокой плотностью запасов ключевым критерием ввода в разработку должна быть не только величина запасов категорий С1 и С2, но и вероятность формирования дренажного каркаса. Если высокая плотность запасов связана с протяженными русловыми телами, объект может иметь высокий добычный потенциал. Если же она обусловлена суммарной емкостью множества слабосвязанных линз, необходимы более осторожные проектные решения и более детальная сейсмофациальная проработка.

Авторская схема оценки добычного потенциала

Для практического применения результатов целесообразно ввести последовательную схему оценки добычного потенциала тюменской свиты. На первом этапе определяется региональная позиция объекта: нефтегазоносная область, пластовый интервал, категория запасов, плотность запасов и степень освоения. На втором этапе выполняется фациальное расчленение резервуара с выделением русловых, дельтовых, пойменных и экранирующих элементов. На третьем этапе каждому элементу присваивается фациально-фильтрационный тип на основе Кп, Кпр, эффективной толщины, глинистости и формы тела. На четвертом этапе рассчитывается не только объем запасов, но и их функциональная принадлежность: дренируемые, условно дренируемые или изолированные.

Итогом такой схемы должна стать не одна карта плотности запасов, а серия карт: карта

плотности геологических запасов, карта дренируемых запасов, карта слабодренируемых запасов, карта экранирующих фаций и карта фациально-фильтрационного риска. Именно такой набор позволяет связать подсчет запасов с проектированием разработки и избежать ситуации, когда крупный по запасам объект оказывается низкоэффективным по фактическому дебиту.

Итоги

Анализ исходных материалов показывает, что тюменская свита в пределах ХМАО-Югры обладает значительным ресурсным и добычным потенциалом, однако его реализация ограничена сложным строением резервуара [8–10]. За 2014–2023 гг. отмечены рост текущих геологических запасов, увеличение площади нефтеносности и существенное наращивание накопленной добычи. При этом накопленная добыча остается небольшой относительно начальных геологических и извлекаемых запасов, что указывает на сохранение крупного объема слабвовлеченных ресурсов.

Главная закономерность состоит в том, что запасы тюменской свиты контролируются не только площадью нефтеносности и эффективной толщиной, но и фациальной архитектурой. Русловые тела образуют дренажный каркас и концентрируют подвижные запасы; пойменные и глинисто-песчаные фации формируют слабодренируемую часть ресурсной базы; углисто-глинистые и болотные отложения выполняют роль внутренних экранов. Поэтому структура запасов должна оцениваться через систему фациально-фильтрационных типов.

Для геологического моделирования тюменской свиты принципиально важно отказаться от избыточного осреднения Кп, Кпр и эффективных толщин. Модель должна сохранять геометрию русловых тел, латеральные барьеры, вертикальную разобщенность и различия в гидродинамической связности. Только в этом случае расчет запасов будет отражать не формальный объем нефти в пласте, а реальную степень ее вовлечения в разработку.

Практическое значение предложенного подхода заключается в возможности ранжировать объекты не только по величине запасов, но и по ожидаемой дренируемости. Это особенно важно для 18 неосвоенных и разведочных месторождений с повышенной плотностью запасов, а также для объектов малышевского НГК Ю₂–Ю₄, где сосредоточена основная часть промышленных и разведанных запасов тюменской свиты. Перспективным направлением дальнейших исследований является построение карт фациально-фильтрационного риска и количественная оценка долей дренируемых, условно дренируемых и изолированных запасов по нефтегазоносным областям ХМАО-Югры.

Выводы

1. Тюменская свита сохраняет значение одного из ключевых среднеюрских объектов ХМАО-Югры: за 2014–2023 гг. по исходным данным зафиксированы прирост НГЗ на 24,5 %, площади нефтеносности на 33,4 % и накопленной добычи на 156,4 %.
2. Основная часть промышленных и разведанных запасов сосредоточена в малышевском нефтегазоносном комплексе, прежде всего в пластах Ю₂–Ю₄, однако высокая концентрация запасов не гарантирует их высокую дренируемость.
3. Несовпадение зон максимальных запасов

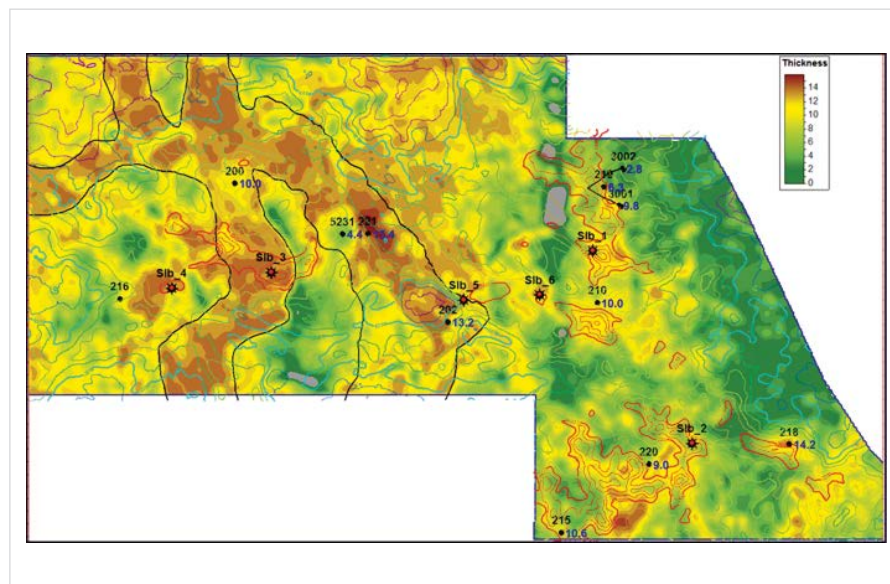


Рис. 4. Прогнозная схема эффективных толщин пласта ЮК₂₋₃ с наложением структурных изолиний кровли тюменской свиты и контуров основного палеоканала [2]
Fig. 4. Forecast map of effective thickness of the YuK₂₋₃ reservoir overlain with structural contours of the Tyumen Formation top and the main paleochannel outline [2]

и максимальных отборов показывает, что добычный потенциал определяется не только объемом запасов, но и морфо-фациальной организацией резервуара.

4. Русловые песчаники следует рассматривать как дренажный каркас тюменской свиты, пойменные и глинисто-песчаные фации — как основную область трудноизвлекаемых запасов, а углисто-глинистые и болотные отложения — как внутренние экраны.
5. При подсчете и моделировании запасов необходимо переходить от средних значений по пласту к телесной фациально-фильтрационной типизации, в которой единицей анализа является не месторождение в целом, а конкретное фациальное тело.
6. Данные 3D-сейсморазведки, стратиграфических срезов и атрибутного анализа должны использоваться как основа геометризации русловых и пойменных объектов, поскольку именно изменение архитектурной модели может существенно изменить оценку запасов.
7. Для практики разработки целесообразно выделять три группы запасов: дренируемые, условно дренируемые и изолированные; такое деление напрямую связано с выбором системы бурения и методов воздействия на пласт.

Литература

1. Приказ Минприроды России от 01.11.2013 № 477 «Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: pravo.gov.ru (дата обращения: 05.05.2026).
2. Кашеев Д.Е., Кунин К.Н., Саламатина Е.А. и др. Выполнение обработки материалов широкоазимутальных сейсморазведочных работ МОГТ-3D на Средне-Назымском лицензионном участке. Договор № DG9 11R1365. Отчет. Schlumberger PTS, ООО «ГеоПрайм», № документа 16101/2012.
3. Материалы по данным Научно-аналитического Центра (НАЦ) им. Шпильмана за 2025 г. URL: https://www.crru.ru/mrb.html?utm_medium=organic&utm_source=yandexsmartcamera (дата обращения: 05.05.2026).
4. Киришев А.С., Головкина М.В., Панферова Е.Ю. и др. А.С. Опыт моделирования отложений Тюменской свиты на примере Новомостовского, Западно-Новомостовского месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 34–38.
5. Шиманский В.В. Отчет. Создание палеогеографических карт по продуктивным комплексам Западной Сибири с целью зонального прогноза залежей углеводорода. М.: 2018.
6. Конторович А.Э., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А. и др. Седиментогенез коллекторов среднего-верхнего бата и их нефтеносность в Широком Приобье // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 2. С. 187–200.
7. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.

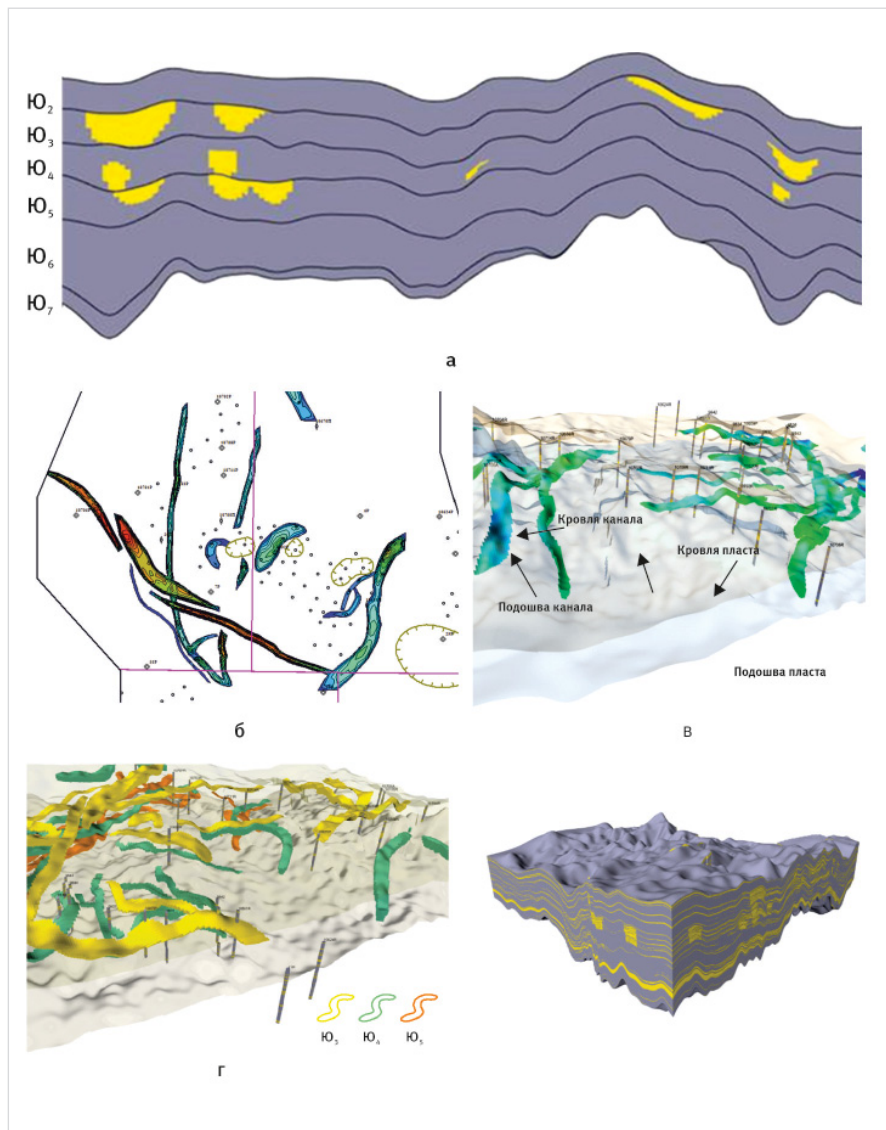


Рис. 5. Результат структурного моделирования и дискретные параметры геометрического объема каналов пластов Ю₃, Ю₄, Ю₅ в 3D-модели: а — поверхности кровли и подошвы палеоканалов, встроенные в структурную модель; б — карты общих толщин для палеоканалов; в — результат структурного моделирования поверхностей русловых тел и их взаимоувязка в объеме пласта; г — распространение параметра литологии и фильтрационно-емкостных свойств в трехмерной модели [4]

Fig. 5. Structural modeling results and discrete parameters of the geometric volume of channels in the Yu₃, Yu₄ and Yu₅ reservoirs in the 3D model: а — top and bottom surfaces of paleochannels integrated into the structural model; б — maps of total thicknesses for paleochannels; в — the result of structural modelling of channel body surfaces and their correlation within the reservoir volume; г — distribution of the lithology parameter and reservoir properties (porosity and permeability) in the 3D model [4]

8. Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Маслов А.В. и др. Состав и генезис отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2007. 209 с.
9. Алексеев В.П., Федоров Ю.Н., Савенко В.А. и др. Строение и корреляция отложений тюменской свиты Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2009. 227 с.
10. Амон Э.О., Алексеев В.П., Глебов А.Ф. и др. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2010. 257 с.
11. Шиманский В.В., Жарков А.М., Танинская Н.В. и др. Оценка перспектив

нефтегазоносности и подготовка рекомендаций по проведению ГРП на территории Красноленинского свода и западной части Ханты-Мансийского автономного округа. Отчет. Санкт-Петербург: Ассоциация ученых «Будущее Санкт-Петербурга» при СПб НЦ РАН, 2001. № документа 14700/2001.

12. Виноградов В.М., Бурдыгина Г.В., Маликова А.Х., и др. Сейсморазведочные работы по методике 3D на Восточно-Новомостовской площади (Яхлинский Л.У. ХМН 00493 НЭ, Пайтыхский Л.У. ХМН 14414 НЭ, Ловинский Л.У. ХИН 00489 НЭ, Потанай-Картопьянский Л.У. ХМН 14416 НЭ). Договор № 16С4395/17Т0057 от 13.01.2017 г. Тюмень: ООО НПЦ «Геостра», Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. № документа 917/2018.

Results

Analysis of the source materials shows that the Tyumen Formation within the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra has substantial resource and production potential; however, its realization is limited by the complex reservoir architecture [8–10]. In 2014–2023, current geological reserves increased, the oil-bearing area expanded, and cumulative production rose considerably. At the same time, cumulative production remains low relative to initial geological and recoverable reserves, indicating that a large volume of resources remains poorly involved in development.

The principal pattern is that Tyumen Formation reserves are controlled not only by oil-bearing area and effective thickness, but also by facies architecture. Channel bodies form the drainage framework and concentrate mobile reserves; floodplain and clayey-sandy facies form the poorly drained part of the resource base; carbonaceous-clayey and swamp deposits act as internal baffles. Therefore, the reserve structure should be assessed through a system of facies-filtration types.

For geological modeling of the Tyumen Formation, it is essential to avoid excessive averaging of porosity, permeability and effective thickness. The model should preserve the geometry of channel bodies, lateral barriers, vertical compartmentalization and differences in hydrodynamic connectivity. Only in this case will reserve estimation reflect not a formal oil volume in the reservoir but the actual degree of its involvement in development.

The practical significance of the proposed approach is the ability to rank targets not only by reserve volume but also by expected drainability. This is particularly important for the 18 undeveloped and exploration-stage fields with elevated reserve density, as well as for the Yu₂–Yu₄ reservoirs of the Malyshevka petroleum complex, which contain the bulk of the industrial and explored reserves of the Tyumen Formation. A promising direction for further research is the construction of facies-filtration risk maps and quantitative assessment of the shares of drainable, conditionally drainable

and isolated reserves by petroleum area of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra.

Conclusions

1. The Tyumen Formation remains one of the key Middle Jurassic targets in the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra: according to the source data for 2014–2023, geological reserves increased by 24,5 %, the oil-bearing area by 33,4 %, and cumulative production by 156,4 %.
2. The bulk of industrial and explored reserves is concentrated in the Malyshevka petroleum complex, primarily in the Yu₂–Yu₄ reservoirs; however, a high concentration of reserves does not guarantee high drainability.
3. The mismatch between zones of maximum reserves and maximum production indicates that production potential is controlled not only by reserve volume but also by the morphofacies organization of the reservoir.
4. Channel sandstones should be regarded as the drainage framework of the Tyumen Formation, floodplain and clayey-sandy facies as the main domain of hard-to-recover reserves, and carbonaceous-clayey and swamp deposits as internal baffles.
5. Reserve estimation and modeling should shift from reservoir-average values to body-based facies-filtration typification, in which the unit of analysis is a specific facies body rather than the field as a whole.
6. 3D seismic data, stratigraphic slices and attribute analysis should be used as the basis for geometrizing channel and floodplain bodies, because changes in the architectural model can substantially alter reserve estimates.
7. For field development, it is advisable to distinguish three groups of reserves: drainable, conditionally drainable and isolated; this subdivision is directly related to the choice of drilling pattern and reservoir stimulation methods.

References

1. Order of the Ministry of Natural Resources of Russia dated November 1, 2013 No. 477 “On Approval of the Classification of Oil and Combustible Gas Reserves and Resources”. Official Internet Portal of Legal Information. URL: pravo.gov.ru (accessed 05.05.2026). (In Russ).
2. Kashcheev D.E., Kunin K.N., Salamatina E.A. et al. Processing of wide-azimuth 3D seismic data from the Sredne-Nazymskoye license area. Contract № DG9 11R1365. Report. Schlumberger PTS, “GeoPrime” LLC. Document № 16101/2012. (In Russ).
3. Materials based on data from the V.I. Shpilman Research and Analytical Center for 2025. URL: https://www.crru.ru/mrb.html?utm_medium=organic&utm_source=yandexsmartcamera (accessed 05.05.2026). (In Russ).
4. Kirishev A.S., Golovkina M.V., Panferova E.Y. et al. Experience of modeling deposits of the Tyumen formation on the example of the Novomostovskogo, Zapadno-Novomostovskogo fields Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 34–38. (In Russ).
5. Shimansky V.V. Report. Creation of paleogeographic maps for productive complexes of Western Siberia for zonal prediction of hydrocarbon accumulations. Moscow: 2018. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Vakulenko L.G., Kazanenkov V.A. et al. Sedimentogenesis and resource potential of middle-upper bathonian reservoirs in the middle Ob' region. Geology and Geophysics, 2010, Vol. 51, issue 2, P. 187–200. (In Russ).
7. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and Geophysics, 2013, Vol. 54, issue 8, P. 972–1012. (In Russ).
8. Alekseev V.P., Fedorov Yu.N., Maslov A.V. et al. Composition and genesis of the deposits of the tyumen formation in the shaim petroleum region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University (UGGU) Publishing House, 2007, 209 p. (In Russ).
9. Alekseev V.P., Fedorov Yu.N., Savenko V.A. et al. Structure and correlation of the deposits of the Tyumen formation in the shaim petroleum region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University (UGGU) Publishing House, 2009, 227 p. (In Russ).
10. Amon E.O., Alekseev V.P., Glebov A.F. et al. Stratigraphy and paleogeography of the mesozoic–cenozoic sedimentary cover of the shaim petroleum region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University (UGGU) Publishing House, 2010, 257 p. (In Russ).
11. Shimansky V.V., Zharkov A.M., Taninskaya N.V. et al. Assessment of petroleum potential and preparation of recommendations for exploration activities in the Krasnoleninsk arch and the Western part of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Report. Saint Petersburg: Association of scientists “Future of Saint Petersburg” at the St. Petersburg Scientific Center of the Russian Academy of Sciences, 2001. Document № 14700/2001. (In Russ).
12. Vinogradov V.M., Burdygina G.V., Malikova A.Kh. et al. 3D seismic survey over the Vostochno-Novomostovskaya Area (Yakhlinsky License Area KhMN 00493 NE, Paytykhsky License Area KhMN 14414 NE, Lovinsky License Area KhIN 00489 NE, Potanai-Kartopyinsky License Area KhMN 14416 NE). Contract № 16S4395/17T0057 dated January 13, 2017. Tyumen: “Geostra Research and Production Center” LLC, “KogalymNIPIneft” Branch of “LUKOIL-Engineering” LLC in Tyumen. Document № 917/2018. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Высочин Андрей Олегович, ведущий инженер-геолог, ООО «ИПНЭ», Москва, Россия
Для контактов: andrewvys@yandex.ru

Фурсов Альберт Яковлевич, доктор геолого-минералогических наук, член РАЕН, советник генерального директора АО «ВНИИнефть», Москва, Россия
Для контактов: afursov@nestro.ru

Vysochin Andrey Olegovich, lead geological engineer, “IPNE” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: andrewvys@yandex.ru

Fursov Albert Yakovlevich, doctor of geological and mineralogical sciences, member of the Russian Academy of Natural Sciences, advisor to the director general, “VNIIneft” JSC, Moscow, Russia
Corresponding author: afursov@nestro.ru



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

Моделирование роста трещин авто-ГРП в высоту для предупреждения появления зон аномального пластового давления в нецелевых пластах

Федоров А.И.¹, Бобренёва Ю.О.¹, Кондратьева Н.Р.¹, Сафарова А.Р.¹, Павлов А.И., Хисамиев Т.Р.¹, Хабибуллин Г.И.¹,
Мирошниченко В.П.², Щутский Г.А.², Герб Д.А.², Сукманов А.С.²

¹Филиал ООО «РН-ГИР» в г. Уфе – БашНИПнефть (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия;

²ООО «РН-Юганскнефтегаз» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Нефтеюганск, Россия

bobrenevayo@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрена проблема прогноза прорывов трещин самопроизвольного разрыва пласта (авто-ГРП) в нецелевые проницаемые интервалы. Такие прорывы могут привести к сложностям при бурении как новых, так и боковых стволов скважин. При длительной закачке жидкости через нагнетательные скважины с трещинами авто-ГРП возникает риск появления зон аномально высокого порового давления в нецелевых пластах. Это может привести к возникновению неконтролируемых газонефтеводопроявлений, что зачастую ведет к аварийному прекращению процесса бурения. Практика показывает, что количество случаев появления техногенных аномалий порового давления постоянно увеличивается. Относительно простому прогнозированию поддается только та часть аномалий, которая встречается в целевых пластах, поскольку здесь локальное давление можно определить согласно гидродинамической модели или по результатам гидродинамических исследований на скважинах окружения. В настоящей работе приведен метод прогноза роста трещины в высоту с целью выявления прорывов между пластами и определения риска появления возникновения аномалий порового давления в нецелевых пластах. Метод основан на использовании инструмента для расчета прорывов трещин авто-ГРП программного комплекса «РН-СИГМА». В работе представлены результаты работы метода как для ретроспективного анализа, так и для прогноза давлений прорыва на скважинах, планируемых к переводу под нагнетание жидкости. Также проведен анализ чувствительности результатов применения метода относительно неопределенности механических свойств и текущего пластового давления в зоне работы нагнетательных скважин. Выявленная зависимость давления прорыва от пластового давления легла в основу способа контроля роста трещин авто-ГРП.

Материалы и методы

Материалы: механические свойства пород, замеры горного и пластового давлений.

Методы: гидродинамическое моделирование, моделирование роста трещины в ПК «РН-СИГМА».

Ключевые слова:

газонефтеводопроявление (ГНВП), авто-ГРП, низкопроницаемый коллектор, рост трещины в высоту, прорыв барьера, трещина гидроразрыва, гидроразрыв пласта, забойное давление нагнетательных скважин

Для цитирования

Федоров А.И., Бобренёва Ю.О., Кондратьева Н.Р., Сафарова А.Р., Павлов А.И., Хисамиев Т.Р., Хабибуллин Г.И., Мирошниченко В.П., Щутский Г.А., Герб Д.А., Сукманов А.С. Моделирование роста трещин авто-ГРП в высоту для предупреждения появления зон аномального пластового давления в нецелевых пластах // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 40–46. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-40-46

Поступила в редакцию: 25.08.2026

HYDRODYNAMICS

UDC 532 | Original Paper

Modeling of vertical self-induced fracture growth for predicting of abnormal pore pressure zones in non-target intervals

Fedorov A.I.¹, Bobrenova Yu.O.¹, Kondratieva N.R.¹, Safarova A.R.¹, Pavlov A.I.¹, Hisamiev T.R.¹, Habibullin G.I.¹,
Miroshnichenko V.P.², Schutsky G.A.², Gerb D.A.², Sukmanov A.S.²

¹Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia; ²"RN-Yuganskneftegas" LLC, Nefteyugansk, Russia

bobrenevayo@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

This paper addresses the problem of predicting of spontaneous hydraulic fracture (SHF) breakthroughs into non-target conductive intervals. Such breakthroughs can cause significant difficulties during the drilling of both new and sidetrack wells. Long-term operation of water injection in wells with SHF is associated with the risk of developing zones with abnormally high pore pressure in non-target layers. This can cause uncontrolled oil, gas, and water kicks, often leading to the emergency termination of drilling operations. Practical evidences show steady increase in the occurrence of anthropogenic pore pressure anomalies. Currently, only anomalies within target reservoirs are relatively easy to predict, as local pressure can be determined using hydrodynamic models or results from offset well tests. This work proposes a method for predicting vertical fracture growth to identify inter-layer breakthroughs and assess the risk of abnormally high pore pressure in non-target intervals. The method is based on the spontaneous hydraulic fracture breakthrough calculation tool within the "RN-SIGMA" software package. The results are presented for both retrospective analysis and breakthrough pressure prediction for wells slated for conversion to water injection. Furthermore, a sensitivity analysis was conducted to evaluate the impact of uncertainties in mechanical properties and current reservoir pressure. The identified correlation between breakthrough pressure and reservoir pressure serves as the basis for a method to control SHF growth.

Materials and methods

Materials: mechanical properties of rocks, measurements of rock and formation pressures.

Methods: hydrodynamic modeling, fracture growth modeling in RN-SIGMA.

For citation

Fedorov A.I., Bobreneva Yu.O., Kondratieva N.R., Safarova A.R., Pavlov A.I., Hisamiev T.R., Habibullin G.I., Miroshnichenko V.P., Schutsky G.A., Gerb D.A., Sukmanov A.S. Modeling of vertical self-induced fracture growth for predicting of abnormal pore pressure zones in non-target intervals. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 40–46. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-40-46

Received: 25.08.2026

Keywords

gas-oil-water production, self-induced hydraulic fracture, low-permeability reservoir, vertical fracture growth, barrier breakthrough, hydraulic fracture, hydraulic fracturing

Введение

Газонефтеводопроявление (ГНВП) — один из видов осложнений, при котором в процессе бурения или ремонта скважины происходит неконтролируемое поступление пластового флюида (газа, нефти, воды или их смеси) в ствол скважины. Основным условием возникновения ГНВП является превышение пластового давления над давлением, создаваемым столбом жидкости в интервале продуктивного пласта. Поступление пластового флюида в ствол скважины происходит при недостаточном противодавлении на пласт. Данный процесс может быть обусловлен рядом факторов, среди которых выделяют диффузионные и осмотические процессы, а также гравитационное замещение и контракционные эффекты. Кроме того, существенным триггером ГНВП может стать высокая скорость разбуривания газонасыщенных пород. Крайним вариантом ГНВП является открытый фонтан (ОФ). В настоящее время ГНВП считается одной из наиболее значимых технологических сложностей, которая может привести к определенным экономическим и техническим потерям на разных стадиях разработки скважин. Учитывая высокую сложность ликвидации неуправляемого потока пластовых флюидов через устье скважины, первоепенное значение приобретает их предупреждение. Это делает оперативную диагностику ГНВП критически важной задачей для всех видов работ по строительству и эксплуатации скважин. Об этом говорит и тот факт, что данной проблеме уделено много внимания в специализированной литературе [1–7]. Например, в работах [8] описаны основные причины возникновения и первые признаки проявления ГНВП. Предлагаются способы устранения ГНВП и бурения скважин в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) на техническом уровне. В работе [9] предложена диагностика ГНВП на основе искусственного интеллекта, который позволяет оперативно оценивать риски на основе параметров, получаемых в период бурения скважины.

Причины ГНВП можно разделить на естественные и техногенные. К первому типу относятся случаи вскрытия пластов с естественными аномалиями порового давления. Такие аномалии можно прогнозировать еще на начальном этапе освоения месторождения, анализируя данные сейсморазведки или разведочного бурения [10]. Причины второго типа — это аномалии порового давления, вызванные процессами, сопутствующими разработке коллекторов. Такие аномалии прогнозировать сложнее, поскольку для этого необходим не только контроль за параметрами эксплуатации скважин, но и своевременная их корректировка. К техногенным причинам можно отнести авто-ГРП — явление самопроизвольного роста трещин гидро-разрыва пласта на скважинах нагнетательного фонда. Этот процесс приводит к росту

порового давления в вышележащих нецелевых пластах. В дальнейшем это создает риски при бурении новых стволов скважин, проходящих через данные интервалы. Отдельно отметим, что далее в работе будем считать, что прорывы вызываются критическими нагрузками, приводящими к быстрому образованию трещин в породе. Процессы докритического усталостного роста трещин при циклических нагрузках гидравлической, термической или иной природы в работе не рассматриваются.

В настоящей статье рассмотрены условия возникновения зон ГНВП при прорыве трещин авто-ГРП в нецелевые пласты и его устранение до начала проведения всех работ. На первых этапах изучения данной проблемы был предложен алгоритм оценки рисков ГНВП в целевых пластах [11] с помощью геомеханико-гидродинамического моделирования и функционала «Расчет вертикального роста трещины авто-ГРП» в программном комплексе (ПК) «РН-СИГМА», разработанного силами специалистов Филиала ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть и описанного в работе [12]. На сегодняшний день подход к прогнозированию рисков ГНВП значительно усовершенствовался. Анализ дополнен новыми инструментами, которые позволяют взглянуть на проблему со всех сторон, при этом обосновав риски не только теоретически, но и с помощью промысловых исследований. По результатам анализа оперативно формулируется перечень работ, необходимый для снятия рисков ГНВП и проведения безаварийных работ с минимальными потерями. Инструмент моделирования роста трещин авто-ГРП в высоту является одним из первых в отрасли примеров интеграции средств геомеханического и гидродинамического моделирования в бизнес-процесс сопровождения бурения, что соответствует самым современным тенденциям развития технологий в области планирования бурения и мониторинга разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Описание задачи

В настоящей работе рассмотрена задача прогнозирования прорывов трещин нагнетательных скважин в вышележащие пласты на одном из месторождений Западной Сибири. Первым индикатором АВПД является прямое проявление ГНВП на скважинах нового бурения. Кроме того, выявление зон, где отмечается закачка в нецелевые пласты, происходит при адаптации гидродинамической модели на данные гидродинамических исследований в скважинах месторождения. На рисунке 1 приведена карта доли расчетной нецелевой накопленной закачки по результатам адаптации гидродинамической модели. Видно, что несоответствия встречаются по всей площади месторождения.

Основной задачей является анализ допустимых давлений эксплуатации, как при текущем значении, так и при наборе возможных

значений пластового давления в области расположения выбранных скважин. Подобный анализ позволит дать рекомендации по значениям давления эксплуатации при изменении режима работы скважины. Для первоначальной настройки рабочего процесса была сформирована выборка из 15 скважин. По 13 скважинам одним из способов (по термометрии либо путем адаптации гидродинамической модели) зафиксированы факты прорывов. Для двух скважин, которые в ближайшее время будут переведены в нагнетательный фонд, расчет безопасного давления является прогнозом.

Моделирование прорывов трещин авто-ГРП

Основой моделирования прорывов является геомеханическая модель. С целью повышения оперативности принятия решения по большому количеству скважин необходим эффективный и быстрый метод построения геомеханических моделей. Для данного месторождения разработана библиотека механических свойств. Основные параметры библиотеки по пластам данного месторождения

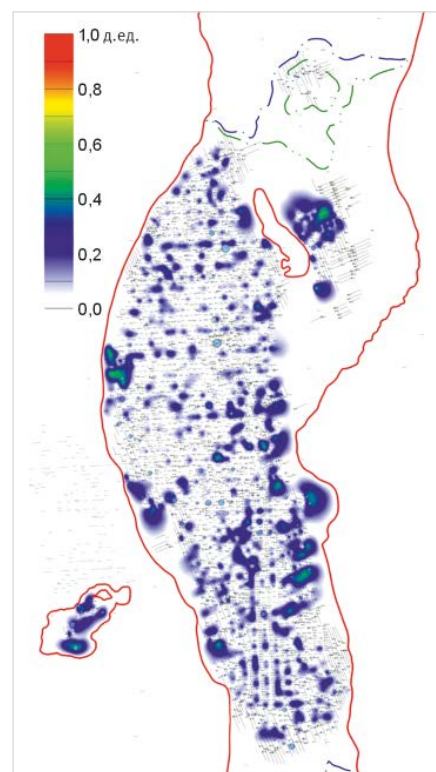


Рис. 1. Карта доли расчетной нецелевой накопленной закачки по результатам адаптации гидродинамической модели
Fig. 1. Map of the proportion of estimated non-targeted cumulative injection based on the results of adaptation of the hydrodynamic model

приведены в таблице 1. Для определения профиля давления смыкания $p_{см}$ трещин принята модель ограниченной деформации для горизонтальных напряжений:

$$p_{см} = \sigma_{min} = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v + \frac{\alpha(1-2\nu)}{1-\nu} p_{пл} + \frac{E}{1-\nu^2} (\epsilon_{min} + \nu \epsilon_{max}), \quad (1)$$

где σ_v — горное давление, $p_{пл}$ — пластовое давление, σ_{min} — минимальное горизонтальное напряжение, E , ν , α — модуль Юнга, коэффициент Пуассона и коэффициент Био соответственно, ϵ_{min} , ϵ_{max} — минимальная

и максимальная тектонические деформации. Для текущего месторождения тектонические деформации принимают следующие значения: $\epsilon_{min} = 4,3 \cdot 10^{-4}$, $\epsilon_{max} = 4,5 \cdot 10^{-4}$, а градиент горного давления равен 0,2204 атм/м. Процесс построения геомеханической модели представляет собой присвоение значений свойств согласно библиотеке с учетом фактического стратиграфического разбивания и литологии, на каждой конкретной скважине. Пример библиотеки для пласта БС приведен в таблице 1, библиотека содержит аналогичные таблицы и для остальных пластов в разрезе. Напряжения рассчитываются

в пороупругой модели ограниченной деформации с учетом фактического значения пластового давления в коллекторе.

В программном комплексе «РН-СИГМА» для автоматизации многоскважинных расчетов используется менеджер рабочих процессов, который позволяет выполнять массовые расчеты после однократной настройки процесса. Для рассматриваемого участка месторождения создан рабочий процесс, включающий:

1. Инициализацию профилей механических свойств пород согласно литологии.
2. Расчет профиля горного давления на основании заданного градиента.
3. Расчет профилей пластового давления с учетом текущего или ретроспективного значения в коллекторе.
4. Расчет профиля давления смыкания трещин (минимального горизонтального напряжения) для всех возможных значений пластового давления.

На рисунке 2 приведены профили механических свойств и напряжений для нескольких выбранных скважин. Стратиграфическая колонка содержит

Табл. 1. Библиотека механических свойств пласта БС исследуемого месторождения
Tab. 1. Library of mechanical properties of the BS formation of the studied field

Пласт	Литотип	Модуль Юнга, ГПа	Коефф. Пуассона	Коефф. Био
БС	Песчаник	17,31	0,26	0,73
	Плотный	30,91	0,278	1,0
	Алевриты	17,80	0,268	1,0
	Аргиллиты	17,20	0,279	1,0
	Глины	16,97	0,284	1,0

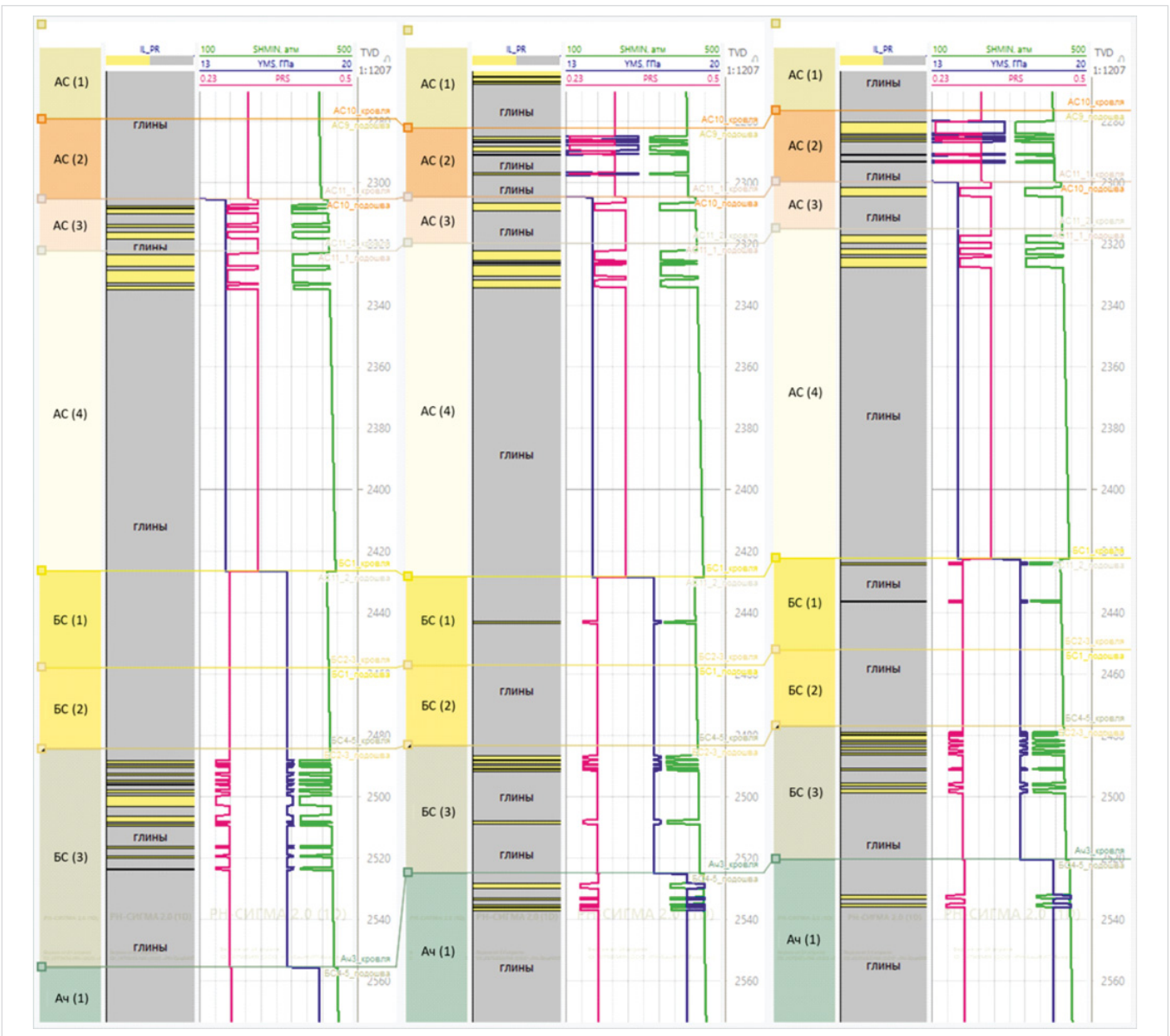


Рис. 2. Профили модуля Юнга, коэффициента Пуассона и минимального горизонтального напряжения, полученные на основе библиотеки геомеханических свойств
Fig. 2. Profiles of Young's modulus, Poisson's ratio and minimum horizontal stress obtained from the geomechanical properties library

разбиение пласта на отдельные зоны/пропластки, которые обозначены индексами в скобках. Далее кровлю БС(3) будем называть кровлей коллектора, а кровлю БС(1) — кровлей пласта БС.

После построения геомеханической модели выполнены расчеты давлений прорыва границы определенного пласта с использованием функционала «Высота трещины авто-ГРП» программного комплекса «РН-СИГМА». Схема определения высоты трещины для однородной среды с кусочно-постоянным распределением горизонтальных напряжений описана в работе [12] и основана на ячеистой псевдотрехмерной модели трещины ГРП (рис. 3). Функционал включает определение высоты трещины авто-ГРП, а также глубин расположения ее границ по вертикали при заданном значении забойного давления. Кроме того, функционал позволяет выбрать оптимальное давление на забое (эксплуатационное давление) в нагнетательных скважинах с целью ограничения роста трещины в высоту на основании заданных границ, лежащих как выше, так и ниже начального положения трещины.

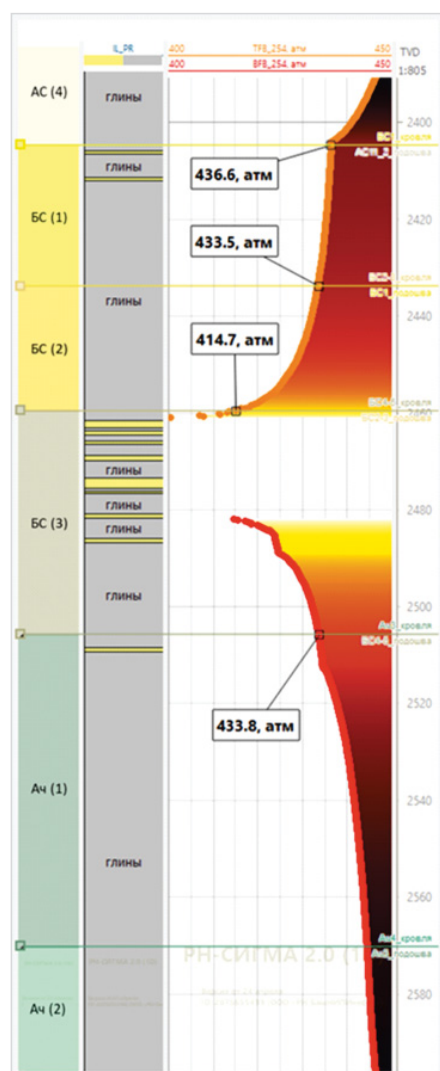


Рис. 3. Результат работы функционала «Высота трещины авто-ГРП» программного модуля «РН-СИГМА». Маркерами отмечены значения давления прорыва выбранных границ
Fig. 3. The result of the “Automatic Fracture Height” software module of the RN-SIGMA software module. The breakthrough pressure values of the selected boundaries are marked with markers

Пример расчета прорыва трещины авто-ГРП, выполненный для одной из скважин, приведен на рисунке 3. Маркерами отмечены давления прорыва трещины по вертикали через соответствующие границы. Расчет показывает, что рост трещины при меньших давлениях происходит преимущественно вверх, но после того, как трещина дорастает до границы пласта АС, начинается ее рост вниз. Расчет ограничен диапазоном наличия данных по глубине как вверх, так и вниз по разрезу. Это приводит к тому, что при отсутствии данных о нижележащих интервалах бывает невозможно построить прогноз прорыва вышележащих границ.

Поставленная задача позволяет получить давление прорыва границ пласта БС. В таблице 2 приведены данные о давлениях прорыва кровли коллектора, а также кровли пласта БС.

Расчет показывает, что при текущем пластовом давлении давление прорыва пласта БС находится на уровне или выше максимального забойного давления. Это означает, что в текущих пластовых условиях эксплуатационного давления недостаточно для образования трещины прорыва. Следовательно, зарегистрированная трещина должна была образоваться ранее при более низком пластовом давлении. Это подтверждает расчет, выполненный на начальное значение пластового давления в окрестности скважины. Эксплуатационного давления скважин при начальном пластовом давлении по большинству скважин достаточно для образования трещины прорыва вплоть до границы пласта БС.

Такое поведение трещины объясняется тем, что повышение пластового давления сопровождается увеличением сжимающих сил (1) в зоне коллектора. Это приводит к тому, что для выполнения условия роста трещины необходимо более высокое внутреннее давление для преодоления внешнего воздействия. При снижении пластового давления уменьшается сжимающее усилие, вследствие чего для

роста трещины требуется меньшее внутреннее давление. Так, расчет показывает, что при переводе скважины x03 и x05 в режим нагнетания в текущих условиях необходимо поддерживать давление не выше 416 атм. и 406 атм. соответственно для ограничения ее роста по высоте в пределах объекта разработки. На основании сказанного можно сделать вывод о том, что для подтверждения условий возникновения прорыва необходимо не только моделирование на текущую дату, но и ретроспективный анализ на более ранние времена, вплоть до момента перевода скважины в нагнетание.

Зависимости давления прорыва от пластового давления

По результатам расчета (табл. 2) было отмечено, что существует зависимость давления прорыва от текущего пластового давления. С практической точки зрения эта зависимость наиболее интересна. На рисунке 4 приведены зависимости давления прорыва границ зон пласта БС от пластового давления в коллекторе. Анализируя полученные зависимости, можно отметить следующие особенности:

- давление прорыва границы всегда растет с увеличением пластового давления согласно уравнению (1);
- удаление границы прорыва от границы коллектора приводит к увеличению давления прорыва и ослаблению влияния на него пластового давления.

На основании полученных зависимостей можно предложить применение пошагового изменения забойного давления при переводе скважин в нагнетание (рис. 5). Первоначальное забойное давление иначе рассчитывается на основании геомеханической модели, а также информации о текущем пластовом давлении. По прошествии определенного времени необходимо провести повторное исследование пластового давления, на основании которого можно вычислить величину

Табл. 2. Данные о текущих значениях давления эксплуатации, текущем пластовом давлении, а также давлении прорыва кровли коллектора и пласта БС для текущего и начального значений пластового давления. Голубым цветом выделены скважины, планируемые к переводу в нагнетательный фонд

Tab. 2. Data on current operating pressures, current reservoir pressure, and reservoir roof and BS formation breakthrough pressure for current and initial reservoir pressures. Wells planned for conversion to injection are highlighted in blue

Скв.	Экспл. давление, атм	Пластовое давление, атм	Давление прорыва, атм			
			Коллектор, тек. условия	Пласт БС, тек. условия	Коллектор, нач. условия	Пласт БС, нач. условия
x01	440	396	434	441	417	439
x02	445	233	422	453	424	440
x03	260	271	416	446	413	437
x04	432	359	435	482	423	452
x05	53	235	401	406	423	440
x06	445	396	441	465	427	452
x07	444	396	436	455	418	442
x08	445	366	432	503	420	440
x09	427	263	426	493	427	455
x10	445	347	433	453	423	439
x11	418	379	430	446	415	437
x12	443	198	423	461	427	441
x13	436	238	423	—	424	450
x14	440	251	430	465	430	446
x15	440	404	435	446	423	437

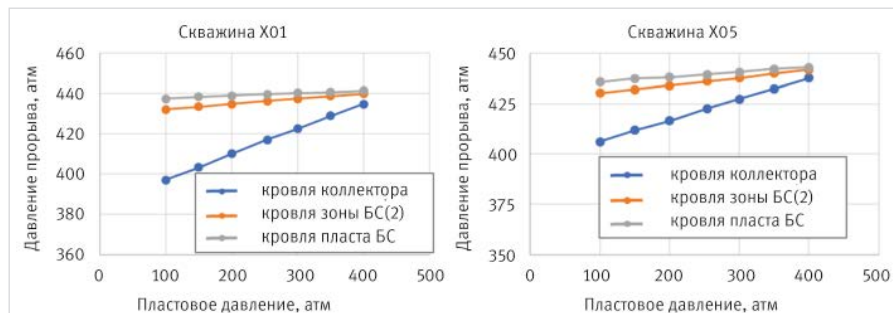


Рис. 4. Зависимости давления прорыва границ зон пласта БС от пластового давления для скважин x01 и x05
Fig. 4. Dependences of the breakthrough pressure of the BS formation zones on the formation pressure for wells x01 and x05

нового допустимого забойного давления. Таким образом, можно постепенно повышать забойное давление до целевого значения р_{цел}. Зависимость давления прорыва от пластового давления также может быть рассчитана в самом начале и далее использоваться по мере обновления информации о текущем пластовом давлении.

Очевидно, что такой сценарий можно использовать только для скважин, которые еще не переведены в нагнетание или скважин, для которых не выполнены условия роста трещины авто-ГРП на текущий момент. В противном случае, единственным вариантом действий для снижения рисков возникновения АВПД является разрядка скважины.

Разрядка скважины, однако, не всегда способна повлиять на АВПД в нецелевом пласте. Такой подход может не сработать в случае, когда между целевым и нецелевым пластами присутствует мощная перемычка, давление смыкания в которой выше давления смыкания в коллекторе даже в условиях повышенного пластового давления. В этом случае при разрядке возможно полное смыкание трещины в перемычке и, как следствие, изоляция зоны АВПД в нецелевом пласте от коллектора. Разрядка при этом будет работать только в области коллектора, а скорость понижения давления в нецелевом пласте будет зависеть исключительно от его проводящих характеристик.

Табл. 3. Результаты исследования чувствительности определения давлений прорыва зон пласта БС к механическим свойствам пород разреза. Голубым цветом обозначены результаты расчета на основании библиотеки геомеханических свойств
Tab. 3. Results of a study examining the sensitivity of BS formation zone breakthrough pressure determination to the mechanical properties of subsurface rocks. Results of calculations based on a library of geomechanical properties are shown in blue

Значение	Давление прорыва кровли коллектора, атм	Давление прорыва кровли пласта БС, атм
Коэффициент Пуассона коллектора		
0,2	420,7	436,5
0,23	424,6	437,2
0,26	428,5	437,9
0,284	432,1	438,6
Модуль Юнга коллектора, ГПа		
17,3	428,5	437,9
20	430,5	438,2
23	432,9	438,6
Коэффициент Пуассона глин		
0,26	416	424,3
0,284	428,5	437,9
0,3	437,5	448,5
0,33	455,3	469,8
Модуль Юнга глин, ГПа		
12	411,6	421,5
15	421,8	429,9
17	428,5	437,9
Коэффициент Био коллектора		
0,6	424,5	437,3
0,73	428,5	437,9
0,8	430,8	438,3
1	436,9	439,3

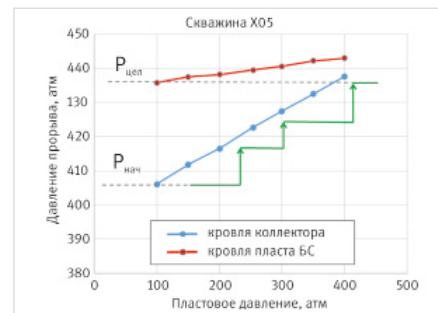


Рис. 5. Пошаговое повышение забойного давления для предотвращения роста трещины авто-ГРП в высоту на примере скважины x05
Fig. 5. Step-by-step increase of bottomhole pressure to prevent the growth of an auto-fracturing crack in height using well x05 as an example

Рис. 5. Пошаговое повышение забойного давления для предотвращения роста трещины авто-ГРП в высоту на примере скважины x05

Неопределенности решения — анализ чувствительности к геомеханическим свойствам

Для повышения достоверности выводов, основанных на моделировании роста трещин, необходимо затронуть вопрос чувствительности результатов моделирования к входным параметрам. Для оценки влияния входных данных на результат расчета высоты трещины авто-ГРП произведен анализ чувствительности по отношению к механическим свойствам песчаника и глины (табл. 3). Коэффициент Био варьировался только для песчаника. При проведении исследования принято, что значения коэффициента Пуассона песчаника меньше, чем глины, а значения модуля Юнга, наоборот, больше. Это предположение, как правило, выполняется для большого количества месторождений.

Результаты расчетов показывают, что наибольшей чувствительностью давление прорыва обладает по отношению к свойствам глин. Так, вариации коэффициента Пуассона коллектора в диапазоне 0,09 дают различие в давлениях прорыва порядка 11 атм. для песчаника, тогда как вариации этого параметра в глинах в меньшем диапазоне 0,07 приводят к различию в давлениях прорыва почти в 40 атм. Не в последней мере это связано с тем, что глины в данном разрезе занимают гораздо больший объем пласта, чем песчаник и полностью составляют барьер. Однако этот факт только подчеркивает ценность достоверных знаний о механических свойствах пород, слагающих неколлектор. Можно с уверенностью утверждать, что увеличение объемов исследований механических свойств пород барьеров, а также исследование их состава необходимо для дальнейшего снижения рисков прорывов трещин авто-ГРП по высоте.

Можно также заметить, что чувствительность к механическим свойствам коллектора падает при удалении границы прорыва от границы коллектора, тогда как чувствительность к свойствам глин даже немного возрастает.

Итоги

В работе представлен метод расчета давления прорыва трещин авто-ГРП с использованием ПК «РН-СИГМА» и геомеханических моделей месторождения, который подходит для выполнения многоскважинных расчетов. На основе выявленной зависимости давления прорыва от пластового давления разработан пошаговый алгоритм перевода скважин в нагнетание для минимизации рисков

неконтролируемого роста трещин. Внедрение данной методики позволит предотвратить возникновение зон аномального давления и рисков ГНВП, что делает её применимой для тиражирования на другие объекты Западной Сибири.

Выводы

В настоящей работе показан способ массового расчета критического давления прорыва трещин нагнетательных скважин через нежелательные границы. Способ основан на использовании возможностей программного комплекса «РН-СИГМА» и его функционала «Высота трещины авто-ГРП». Для работы способа также необходима библиотека механических свойств и напряжений конкретного месторождения, либо иной способ массового расчета скважинных геомеханических моделей. Показано, что для полноценного анализа возникновения прорывов трещин авто-ГРП необходимо выполнение расчетов не только с учетом текущего пластового давления, но и с учетом более ранних его значений, а также истории изменения забойного давления. Для большей части из рассмотренного в работе набора скважин условия роста трещины авто-ГРП не выполняются в текущих условиях, однако выполняются для более ранних времен с меньшим значением порового давления. Расчеты показывают, что давление прорыва трещин авто-ГРП растет с увеличением пластового давления. Чем ближе граница безопасного роста трещины к коллектору, тем более значима эта зависимость. При существенном удалении этой границы от коллектора значение давления прорыва увеличивается, а влияние пластового давления снижается.

Расчеты также показывают, что оптимальным способом перевода скважин в нагнетание является пошаговый способ, основанный на предварительно рассчитанной зависимости давления прорыва от пластового давления в коллекторе, а также мониторинге пластового давления во времени. Такой способ позволяет учесть влияние пластового давления на давление прорыва и тем самым составить план пошагового повышения забойного давления вплоть до целевого значения с существенным снижением риска возникновения трещины авто-ГРП.

Анализ чувствительности прогноза давления прорыва к значениям механических свойств показывает, что в данном случае важными параметрами являются механические

свойства глин, слагающих барьеры. Таким образом, для повышения качества прогноза необходимо проведение детализации геофизических исследований, а также увеличение объема исследований механических свойств и состава пород, слагающих барьеры. Внедрение предложенных решений в процессы формирования системы разработки позволит предупредить риски получения зон аномального давления в транзитных пластах и ГНВП при бурении, исключить возможную непроизводительную закачку по нагнетательным скважинам и повысить эффективность разработки рассмотренного эксплуатационного объекта. Возможно тиражирование результатов работы и предлагаемых методических подходов на другие объекты месторождений Западной Сибири, разрабатываемые с применением системы ППД.

Литература

1. Михалюк А.В., Войтенко Ю.И. Дилатационный механизм генезиса трещиноватости породных массивов: Сборник научных материалов УкрДГРИ. 2011. № 4. С. 50–62.
2. Байков В.А., Давлетбаев А.А., Усманов Т.С. и др. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2011. № 1. С. 65–77. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf (дата обращения: 05.05.2026).
3. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д. и др. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 30–33.
4. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А. и др. Исследование развития трещин автоГРП на опытной площадке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
5. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated interwell connectivity measuring in the presence of self-induced fracturing effect. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October 2017. (In Eng).
6. Гильмутдинов Р.А., Малышев В.Л., Нуртдинов А.Р. Анализ влияния приемистости нагнетательных скважин на развитие трещин автоГРП // Нефтегазовое дело. 2019. Т. 17. № 4. С. 65–71.
7. Салимов О.В., Гирфанов И.И., Кочетков А.В., Зиятдинов Р.З., Морозов П.Г. Влияние термоупругого эффекта на развитие трещин АвтоГРП в нагнетательной скважине с трещиной ГРП // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 1. С. 46–50.
8. Кузьменко С.Е. Современные способы предупреждения ГНВП при бурении на шельфе // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации): Материалы Девятой Международной научно-технической конференции (посвященной 100-летию со дня рождения Протожанова Александра Константиновича). Тюмень: 2014. Т. 2. С. 275–277.
9. Исайчева Е.А., Овезов Б.А., Календарова Л.Р. Пилотный проект по оперативной диагностике ГНВП с элементами технологий искусственного интеллекта // Международная научно-практическая конференция молодых ученых и специалистов «Технологии будущего нефтегазодобывающих регионов» (РАН). Нижневартовск: 2023. С. 98–101.
10. Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И. Исследование и прогноз аномально высокого давления на Приразломном нефтяном месторождении // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 20–24.
11. Иващенко Д.С., Бобренёва Ю.О., Гимранов И.Р., Давлетбаев А.А., Сергейчев А.В., Щутский Г.А. Комплексирование результатов гидродинамических исследований и геомеханико-гидродинамического моделирования для прогнозирования зон аномально высокого пластового давления // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 66–70.
12. Давлетова А.Р., Федоров А.И., Щутский Г.А. Анализ риска самопроизвольного роста трещины гидроразрыва пласта в вертикальном направлении // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 50–53.

ENGLISH

Results

The paper presents the method of SHF breakthrough pressure calculation that is based on instruments of “RN-SIGMA” software and geomechanical models. The method is suitable for multi-well calculations. A new step-by-step algorithm of wells conversion to water injection is suggested based on dependence between breakthrough pressure and reservoir pressure. The algorithm allows to minimize risks of uncontrolled self-induced fracture growth. Algorithm implementation will lead to prevent abnormal pressure zones generation in non-target intervals and following risks of uncontrolled oil, gas or water kicks. This makes the developed algorithm applicable to replication on the other oil-gas fields of Western Siberia.

Conclusions

This paper presents a method for mass-calculating the critical fracture breakthrough pressure in injection wells through undesirable boundaries. The method is based on the capabilities of the RN-SIGMA software package and its “Self-Induced Fracture Height” module. This method also requires a library of mechanical properties and stresses

for a specific field, or another method for mass-calculating of wellbore geomechanical models. It is shown that a comprehensive analysis of self-induced fracture breakthrough requires calculations taking into account not only the current reservoir pressure but also its earlier values, as well as the history of bottomhole pressure changes. For most of the wells considered in this paper, the conditions for self-induced fracture growth are not met under current conditions, but are met for earlier periods with lower pore pressure. Calculations show that the breakthrough pressure of self-induced fractures increases with increasing reservoir pressure. The closer the boundary of safe fracture growth to the reservoir, the more significant this dependence is. As this boundary moves away from the reservoir, the breakthrough pressure increases, but the influence of reservoir pressure decreases. Calculations also show that the optimal method for converting wells to injection is a step-by-step algorithm based on a pre-calculated relationship between breakthrough pressure and reservoir pressure together with monitoring of reservoir pressure over time. This algorithm allows for the influence of reservoir pressure on breakthrough pressure to be taken into account, thereby developing a step-by-step plan for

increasing bottomhole pressure to the target value, significantly reducing the risk of self-induced fracturing.

An analysis of the sensitivity of the breakthrough pressure forecast to mechanical properties shows that, in this case, the most important parameters are the mechanical properties of the clays that make up the barriers. Therefore, to improve the quality of the forecast, it is necessary to conduct more detailed geophysical surveys, as well as to increase the scope of research on the mechanical properties and composition of the rocks that make up the barriers. Implementing the proposed solutions

into the development system will prevent the risk of abnormal pressure zones in transition formations and followed risk of uncontrolled oil, gas or water kicks during drilling, thus eliminating potential unproductive water injection through injection wells, and improving the development efficiency of the considered production facility. The results of this work and the proposed methodological approaches can be replicated at other fields in Western Siberia developed using the reservoir pressure maintenance system.

References

1. Mikhalyuk A.V., Voytenko Yu.I. Dilatational mechanism of fracture genesis in rock masses. Collection of scientific materials of UkrDGRI, 2011, issue 4, P. 50–62. (In Russ).
2. Baikov V.A., Davletbaev A.Y., Usmanov T.S. et al. Special well tests to fractured water injection wells. Electronic scientific journal "Petroleum Engineering", 2011, issue 1, P. 65–77. URL: https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Baikov/Baikov_1.pdf (accessed: 05.05.2026). (In Russ).
3. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D. et al. Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. Oil Industry, 2012, issue 11, P. 30–33. (In Russ).
4. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A. et al. Esting of AUTO hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of Priobskoye oil field. Oil Industry, 2012, issue 5, P. 70–73. (In Russ).
5. Ivaschenko D.S., Kravets D.A., Mumber P.S., Musin A.A., Sakhibgareev E.E. Automated interwell connectivity measuring in the presence of self-induced fracturing effect. SPE Russian Petroleum Technology Conference. Moscow, Russia, October 2017. (In Eng).
6. Gilmutdinov R.A., Malyshev V.L., Nurtudinov A.R. Analysis of impact of injection well capacity on self-induced hydraulic fracture development. Petroleum Engineering, 2019, Vol. 17, issue 4, P. 65–71. (In Russ).
7. Salimov, O.V., Girfanov, I.I., Kochetkov, A.V., Ziyatdinov, R.Z., Morozov, P.G. The influence of thermoelastic effect on cracks of automatic hydraulic fracturing in injection wells. Georesources, 2016, Vol. 18, issue 1, P. 46–50. (In Russ).
8. Kuzmenko S.E. Modern methods for preventing fluid influxes during offshore drilling // Geology and Oil and Gas Potential of the West Siberian Mega-basin (Experience, Innovations): Materials of the Ninth International Scientific and Technical Conference. Tyumen: 2014, Vol. 2, P. 275–277. (In Russ).
9. Isaicheva, E.A., Ovezov, B.A., Kalendarova L.R. Pilot project on operational diagnostics of gnvp with elements of artificial intelligence technologies. International Scientific and Practical Conference of Young Scientists and Specialists "Future Technologies of Oil and Gas Producing Regions" (RAS). Nizhnevartovsk: 2023, P. 98–101. (In Russ).
10. Trofimchuk, A.S., Khabibullin, G.I. The research and prediction of abnormally high reservoir pressure at Pirazlomnoye oil field. Scientific and Technical Bulletin of JSC NK «Rosneft», 2016, issue 1, P. 20–24. (In Russ).
11. Ivashchenko D.S., Bobreneva Yu.O., Gimranov I.R., Davletbaev A.Y., Sergeychev A.V., Shchutsky, G.A. Forecasting risks of overpressured zones by combining well tests, geomechanical and reservoir simulation. Oil Industry, 2019, issue 6, P. 66–70. (In Russ).
12. Davletova A.R., Fedorov A.I., Shchutsky G.A. Risk analysis of self-induced hydraulic fracture growth in vertical plane. Oil Industry, 2019, issue 6, P. 50–53. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Федоров Александр Игоревич, к.ф.-м.н., эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Fedorov Alexander Igorevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, expert, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Бобренёва Юлия Олеговна, к.ф.-м.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Bobreneva Yuliya Olegovna, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

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

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

Кондратьева Найля Рашитовна, к.ф.-м.н., начальник отдела, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Kondratieva Naylia Rashitovna, ph.d. of physico-mathematical sciences, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Сафарова Алина Ринатовна, техник, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Safarova Alina Rinatovna, technician, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Павлов Андрей Иванович, главный специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Pavlov Andrey Ivanovich, chief specialist, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Хисамиев Тимур Радикович, к.т.н., главный инженер проектов, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Khisamiyev Timur Radikovich, ph.d. of engineering sciences, chief project engineer, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Хабидуллин Галиаскар Исмагилович, начальник управления, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПИнефть, Уфа, Россия

Khabibullin Galiaskar Ismagilovich, head of department, Branch of "RN-GIR" LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of department, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia

Шутский Григорий Анатольевич, главный менеджер, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Shutskiy Grigory Anatolyevich, chief manager, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia

Герб Дмитрий Анатольевич, начальник отдела, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Gerb Dmitry Anatolyevich, head of department, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia

Сукманов Александр Сергеевич, начальник отдела, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Sukmanov Alexander Sergeevich, head of department, "RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk, Russia

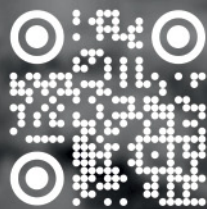


АТЭК
МЫ КОМАНДА

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 приёмистости на нагнетательном фоне

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ

протекторной трибоэлектрической антикоррозионной защиты стальных трубопроводов

Комплексирование петрофизики и фациального анализа терригенного разреза тюменской свиты Западно-Сибирских месторождений для улучшения результативности бурения

Габдуллина Г.Т., Карарова А.З., Сулейманов Э.Д., Байбурина Г.Ф.

Филиал ООО «РН-Гир» в г. Уфе – БашНИПнефть (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрено комплексирование исследований пластов тюменской свиты для уточнения петрофизических, геологических моделей и для выбора наиболее оптимальной системы разработки.

Несоответствие геологических моделей результатам эксплуатационного бурения на объектах со сложным строением — частое явление. Сложность строения пластов тюменской свиты обусловлена в первую очередь особенностями формирования данных отложений. Характерной спецификой является полифациальность обстановок осадконакопления пластов, которая выражается в отсутствии реперных горизонтов, наличии залежей литологического типа, неопределенности насыщения, неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В условиях анизотропии ФЕС для достоверного планирования запускных параметров, добычи нефти и выделения перспективных участков для кустового бурения, геологические модели формируются специалистами разного профиля, представляющими все аспекты современного моделирования.

Комплексный подход к имеющемуся керновому, петрофизическому, седиментологическому, геологическому материалу позволил получить достоверные петрофациальные модели на 12 месторождениях Западной Сибири.

Отложения пластов ЮС2 и ЮС3 тюменской свиты сложены континентальными отложениями с постепенным переходом в прибрежно-морские. В континентальных условиях осадконакопления выделяются в основном 4 фации (речное русло, прирусловый вал, конус прорыва и пойма), в прибрежно-морских — от 6 до 8 фаций (устьевые бары, дельтовые каналы, темпеститы, ватты, отмели, промоины, лагуны и марши). Для основных обстановок осадконакопления получены петрофизические паспорта, для каждого месторождения — «палетка» проницаемости, собрана библиотека морфометрических параметров, а также построены концептуальные фациальные модели.

Полученные петрофациальные модели легли в основу прогнозных геологических моделей. Собранные при этом информация о более точном строении объектов, построенные концептуальные схемы, позволяют своевременно корректировать стратегию выработки запасов месторождения, выбрать наиболее эффективную систему разработки для разнообразных условий осадконакопления на каждом месторождении. Получены подтверждения обновленных геологических моделей со средними запускными дебитами нефти 58 т/сут и более.

Материалы и методы

Анализ условий осадконакопления и керновых исследований юрских отложений. Изучение фаций, литотипов, а также материалов научных статей. Ревизия, комплексирование и анализ всей геолого-промысловой информации по объекту исследования. Компилирование и экстраполяция полученных результатов с последующим внедрением в практику.

Ключевые слова

Западная Сибирь, тюменская свита, континентальные отложения, прибрежно-морские отложения, фациальный анализ, петрофизическая модель, пористость, проницаемость, керн, геофизические исследования скважин

Для цитирования

Габдуллина Г.Т., Карарова А.З., Сулейманов Э.Д., Байбурина Г.Ф. Комплексирование петрофизики и фациального анализа терригенного разреза тюменской свиты Западно-Сибирских месторождений для улучшения результативности бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 48–53. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-48-53

Поступила в редакцию: 11.08.2026

GEOPHYSICS

UDC 1.6.9 | Original Paper

Integration of petrophysics and facies analysis of the terrigenous section of the Tyumen formation of West Siberian deposits to improve drilling performance

Gabdullina G.T., Kararova A.Z., Suleymanov E.D., Bayburina G.F.

Branch of "RN-GIR" LLC in Ufa – BashNIPneft (OG PJSC NK Rosneft), Ufa, Russia
az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Abstract

The article considers the integration of studies of the Tyumen formation strata to refine petrophysical and geological models and to select the most optimal mining system.

The discrepancy between geological models and the results of production drilling at sites with complex structures is a frequent occurrence. The complexity of the structure of the layers of the Tyumen formation is primarily due to the peculiarities of the formation of these deposits. A characteristic feature is the polyfaciality of sedimentation environments, which is expressed in the absence of reference horizons, the presence of lithological-type deposits, saturation uncertainty, and heterogeneity of filtration and capacitance properties. In conditions of FES anisotropy, geological models are formed by specialists of various profiles representing all aspects of modern modeling for reliable planning of launch parameters, oil production and the allocation of promising areas for cluster drilling.

An integrated approach to the available core, petrophysical, sedimentological, and geological material has allowed us to obtain reliable petrofacial models at 12 deposits in Western Siberia.

The deposits of the YuS2 and YuS3 formations of the Tyumen formation are composed of continental sediments with a gradual transition to coastal-marine ones. In the continental sedimentation conditions, there are mainly 4 facies (riverbed, riverbed shaft, breakout cone and floodplain), in the coastal marine – from 6 to 8 facies (estuarine bars, delta channels, tempestites, watts, shoals, washouts, lagoons and marshes). Petrophysical passports were obtained for the main sedimentation environments, a “palette” of permeability was created for each deposit, a library of morphometric parameters was collected, and conceptual facies models were constructed.

The obtained petrofacial models formed the basis of predictive geological models. The information collected at the same time about the more accurate structure of the facilities, the constructed conceptual schemes, allow timely adjustment of the strategy for developing reserves of the deposit, and choosing the most effective development system for a variety of sedimentation conditions at each deposit. Confirmations of updated geological models with average oil launch rates of 58 tons/day or more have been obtained.

Materials and methods

Analysis of sedimentation conditions and core studies of Jurassic sediments. Study of facies, lithotypes, as well as materials of scientific articles. Revision, integration and analysis of all geological and commercial information on the research object. Compilation and extrapolation of the obtained results with subsequent implementation into practice.

For citation

Gabdullina G.T., Kararova A.Z., Suleymanov E.D., Bayburina G.F. Integration of petrophysics and facies analysis of the terrigenous section of the Tyumen formation of West Siberian deposits to improve drilling performance. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 48–53. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-48-53

Received: 11.08.2026

Keywords

Western Siberia, Tyumen formation, continental sediments, coastal marine sediments, facies analysis, petrophysical model, porosity, permeability, core, geophysical studies of wells

Введение

Западная Сибирь начала интенсивно исследоваться и разрабатываться в 60-е годы 20 века. Первыми выявленными нефтеносными объектами являлись меловые отложения прибрежно-морского генезиса, данные о которых стали образцовыми с точки зрения геологии, петрофизики и геофизики. Со временем пласты АС и БС групп стали всесторонне изученными, находящимися на последней стадии разработки. В связи с этим нефтяники-исследователи переходили на нижележащие пласты. В начале к таким объектам как ачимовская толща и тюменские пласты, отрасли подходили с накопленным

за десятилетия опытом и знаниями вышедших отложений. Однако быстро выяснялось, что их нельзя уложить в привычные модели и шаблоны.

Начиная с 2012–2016 гг., особенности разреза объекта ЮС2 проявились совершенно четко. В результате интенсивных исследований, связанных с увеличением бурения новых скважин, накопился достаточный материал для полноценного анализа. Для создания надежных и более достоверных моделей и подходов, в рамках текущего мониторинга месторождений, группы специалистов подошли к сбору информации и созданию новых моделей с самых азов — исследованию

условий осадконакопления, изучению их петрофизических характеристик и определению региональных закономерностей.

Тюменская свита — это переслаивание проницаемых и непроницаемых пластов с карбонатизированными и углистыми прослоями. Она имеет региональное развитие на территории Западной Сибири, о чем написано много работ и статей, что стало отправной точкой для решения поставленных задач [1, 2, 3].

Фациальный анализ региона

Из 34 месторождений рассматриваемого региона, в 32 доказана нефтеносность

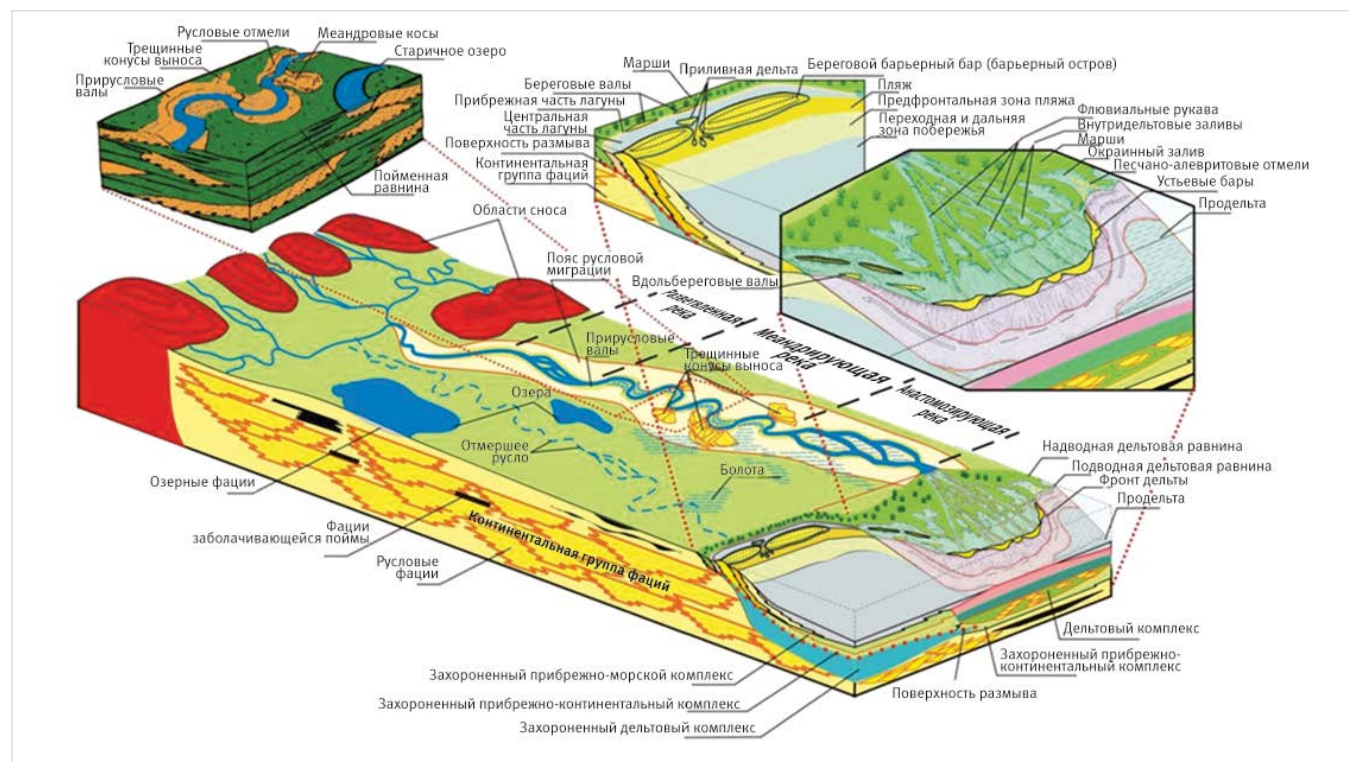


Рис. 1. Блок-диаграмма распределения ландшафтных обстановок в пределах аллювиального, прибрежно-континентального, дельтового и прибрежно-морского комплексов пласта ЮС2 ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Fig. 1. Flowchart showing the distribution of landscape settings within the alluvial, coastal-continental, deltaic, and coastal-marine complexes of the US2 reservoir of “RN-Yuganskneftegaz” LLC

Табл. 1. Изменение медианного диаметра и сортировки в зависимости от условий осадконакопления
Tab. 1. Changes in median diameter and sorting depending on sedimentation conditions

Тип коллектора	Фация	Кп, %	Кпр, 10 ⁻³ мкм ²	Md, мм	So	Процентное соотношение степени сортированности		
						хорошая	средняя	плохая
Прибрежно-морские отложения								
Лучше коллекторы	Канал	15,0	6,23	0,162	2,23	7,8	35,9	56,3
Лучше коллекторы	Промоина	13,6	2,54	0,127	2,39	5,0	36,4	58,6
Коллекторы и субколлекторы	Бар	12,0	1,90	0,098	2,50	6,2	20,4	73,1
Коллекторы и субколлекторы	Ватт, темпеститы	11,8	0,23	0,088	2,71	0,9	8,9	90,2
Неколлекторы	Марш, лагуна	9,7	0,48	0,076	2,96	2,0	9,0	89,1
Континентальные отложения								
Лучше коллекторы	Русло	13,4	4,24	0,174	2,09	11,6	47,2	41,2
Коллекторы и субколлекторы	Конус прорыва	13,3	1,73	0,124	2,23	5,9	39,9	54,2
Коллекторы и субколлекторы	Прирусловой вал	11,3	0,55	0,081	2,55	2,3	17,4	80,2
Неколлекторы	Пойма, болото	9,8	0,34	0,068	2,67	3,5	8,5	88,0

от наилучшего к наихудшему значению параметра
от наилучшего к наихудшему значению параметра

тюменских отложений. На 12 месторождениях выполнена детальная фациальная интерпретация. На остальных месторождениях степень освещенности геолого-промысловой информации недостаточна для данных работ. Это в свою очередь инициирует формирование и выполнение обширной и комплексной программы дополнительного изучения пластов ЮС2 и ЮС3.

Территория района работ во время формирования отложений пласта ЮС2

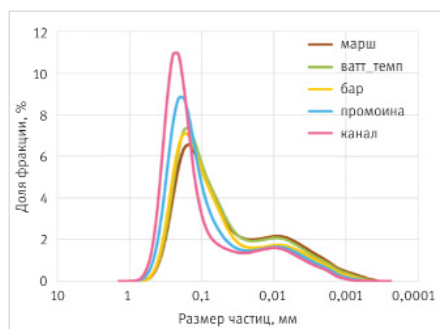


Рис. 2. Распределение размера зерен с учетом фаций прибрежно-морских отложений

Fig. 2. Grain size distribution, taking into account the facies of coastal-marine deposits

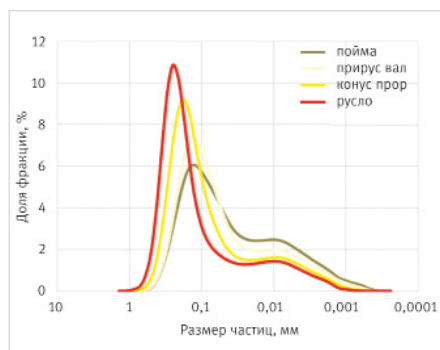


Рис. 3. Распределение размера зерен с учетом фаций континентальных отложений

Fig. 3. Grain size distribution taking into account the facies of continental deposits

представляет собой прибрежную низменную равнину, временами затопливаемую морем [4, 5]. По данным исследований керна пласт ЮС2 относится к различным участкам дельты: верхней дельтовой равнины, нижней дельтовой равнины и проделты. Выделены фации маршей, заболоченных маршей, смешанных песчано-глинистых и песчаных отмелей, промоин и канала дельты промоин, а также баров, лагун и шельфа (рис. 1).

Пласт ЮС3 формировался в обстановке аллювиальной равнины. Выделены фации речного русла, конуса выноса (песков разлива), стрежневой части русла, прируслового вала, старицы, поймы и болота.

На месторождениях рассмотрены и проанализированы фотографии и результаты исследования керна выноса (песков разлива), стрежневой части русла, прируслового вала, старицы, поймы и болота.

Сформирована библиотека морфометрических параметров (более 520 групп) продуктивного пласта ЮС2 с привязкой к фациальной принадлежности (типизировано 6 фаций по ГИС), с соответствующими фильтрационно-емкостными свойствами и промысловыми характеристиками.

Литолого-петрофизические характеристики

Отражением условий осадконакопления являются петрофизические свойства объекта. Зачастую мы видим, что фации с высоким промысловым потенциалом и продуктивностью обладают лучшими фильтрационно-емкостными свойствами, а с низким — худшими. В зависимости от динамики среды свойства пород сменяются то плавно, то резко, также на геолого-физические характеристики пласта влияют и вторичные преобразования. Именно поэтому на основных петрофизических зависимостях мы наблюдаем низкие коэффициенты корреляции, большой разброс точек или же отсутствие какого-либо тренда между петрофизическими параметрами.

Разные условия осадконакопления в первую очередь сказываются на качестве породы, ее первичных признаках — медианный диаметр зерен (Md), их размер и степень сортированности (So) (табл. 1, рис. 2, 3) [6, 7].

Так в таблице 1 наблюдается следующее: при уменьшении медианного диаметра и ухудшении степени сортированности материала происходит ухудшение петрофизических свойств в зависимости от фации в прибрежно-морских и континентальных отложениях.

Распределение по размеру зерен показывает, что наиболее «зрелыми» породами являются фации дельтового канала, промоины в верхней прибрежно-морской части изучаемого разреза и фации речного русла и конуса прорыва в средней и нижней континентальной части (рис. 2, 3). Стоит также отметить, что с ухудшением качества разреза уменьшается доля крупнозернистого материала.

Таким образом, условия осадконакопления с преобладанием коллекторов являются фациями-коллекторами (это каналы и русла), а условия осадконакопления с преимущественным распределением неколлекторов — фациями-неколлекторами (это поймы, марши, болота, лагуны).

После детальной лито-фациальной интерпретации были созданы паспорта для 14 фациальных условий осадконакопления с петрофизическими, литологическими и геофизическими характеристиками (характерная форма кривых ГИС, граничные значения для выделения коллекторов при представительности фации) по каждому месторождению (рис. 4, 5) [2, 3, 8].

Лучшими ФЕС обладают отложения канала со средней пористостью 15,9 %, проницаемостью 5,5·10⁻³мкм² и речного русла с пористостью 14,6 % и проницаемостью 5,6·10⁻³мкм². Фации промоин, конусы прорыва характеризуются увеличением алевроитового материала и средними значениями Кп и Кпр [9]. Отложения баров, ваттов, прируслового вала обладают ухудшенными свойствами, со средними значениями Кп и Кпр чуть выше граничного значения по месторождению. Некolleкторы, приуроченные к лагунам, маршам и поймам, где преобладает алевроитовый материал и петрофизические параметры ниже граничного значения.

В процессе анализа определены литотипы (песчаник, глина, карбонатный прослой и угли), граничные значения по фациям с представительной керна коллекцией. Также по кривым ГИС получены критерии выделения

коллекторов с учетом их фацальной принадлежности. Так, для фаций с лучшими коллекторскими свойствами граничные значения по кривой двойного разностного параметра ГК ($\Delta\gamma$) имеют более высокие показания, а для ухудшенных коллекторов — низкие.

Зависимости оценки проницаемости с учётом фацальной принадлежности использовались при количественной интерпретации данных ГИС. Пористость оценивалась по единой зависимости, на которой наблюдаются тенденции по распределению фаций:

фации-коллекторы и неколлекторы находятся в своих пределах, остальные — распределены во всем диапазоне изменения свойств, как фации с промежуточными ФЕС. Оценка нефтенасыщенности также проводилась по имеющейся методике для пластов на месторождениях.

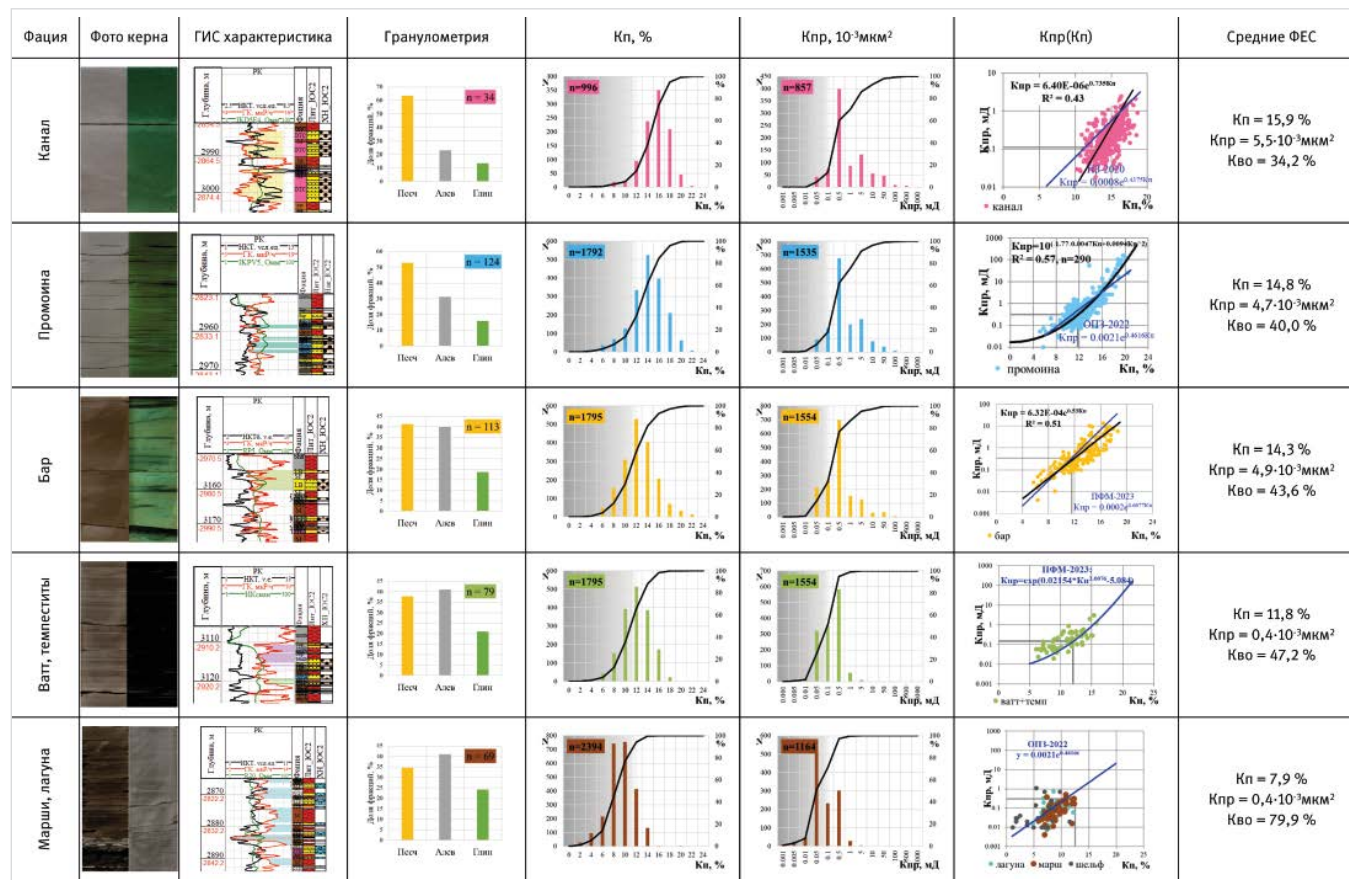


Рис. 4. Типовая петро-фацальная характеристика прибрежно-морских отложений
Fig. 4. Typical petrofacies characteristics of coastal-marine deposits

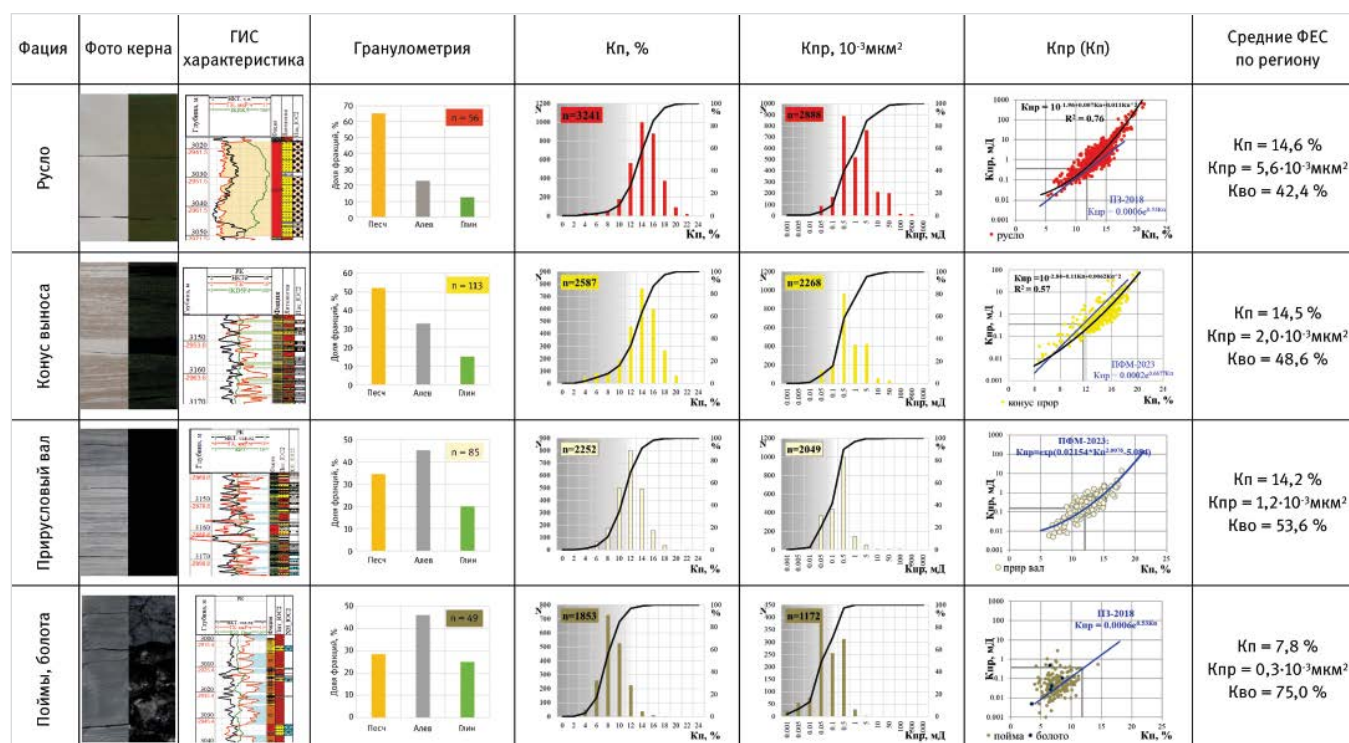


Рис. 5. Типовая петро-фацальная характеристика континентальных отложений
Fig. 5. Typical petrofacies characteristics of continental deposits

Во время детального петро-фациального анализа (ПФА) скважин на месторождениях по фотографиям керна определялись фации с точностью от десятков сантиметров. Также выделялся пятый литотип — глинистый песчаник. Это привело к локальному приросту эффективных толщин. Однако при распространении фаций на всю площадь месторождений существенного увеличения толщин не произошло, так как опорных скважин с петро-фациальной проработкой на месторождениях немного. Таким образом, в отсутствии керновой информации по кривым ГИС выделяются лишь укрупненные фации — каналы и русла. В целом по месторождениям прирост эффективных толщин составляет от 3 до 5 %.

Синхронизация геологии и разработки

В результате комплексирования данных интерпретации 3D сейсморазведки с данными керна, ГИС и сопоставления с региональными фаціальными схемами тюменских отложений построены концептуальные 2D

фаціальные модели [9]. По пластам ЮС2 удалось определить пространственное положение устьевых баров, дельт, субширотную ориентацию каналов дельт, русел и ассоциированных с ними меандровых отелей (рис. 6).

Анализ проведенных опробований и испытаний скважин показал, что максимальные притоки нефти получены из фаций каналов дельты и речных русел, в которых средний дебит нефти составил 158 т/сут. Средние притоки нефти, полученные из отложений песчаных отелей и промоин, составляют 39 т/сут. Самые низкие дебиты получены из отложений ваттов и прирусловых валов — 14 т/сут, которые преимущественно относятся к непромышленным притокам нефти.

Полученные результаты проведенной работы легли в основу геологической модели, что позволило рассмотреть разные варианты систем разработки и выбрать оптимальные. Предложена комбинированная система продольных и поперечных горизонтальных

скважин (ГС) в зависимости от петро-фациальных и геолого-физических характеристик района. Поперечная система на истощение предложена в отложениях с низкой проницаемостью и худшими фильтрационно-емкостными свойствами. Продольная система расположения ГС предложена в участках с лучшими свойствами, где ожидается эффект от системы с поддержкой пластового давления (ППД).

Начиная с 2021 г. проведены успешные опробования на многих месторождениях, на которых выполнен ПФА. В комплексе с петро-фациальным моделированием выделены первоочередные зоны для бурения. За счет этого вырос объем запущенных скважин на тюменскую свиту в регионе, что позволило в разы увеличить добычу нефти тюменской свиты. На текущий момент накопленная добыча составляет более 52 млн тонн.

Подготовлена детальная лито-фациальная колонка по выборке более чем 250 скважине. Проведен анализ более 9 600 образцов керна, выделено 14 типов фаций, проведена сравнительная характеристика ФЕС по группам фаций по среднему значению $K_{пр} 0,3-27 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ в коллекторе (табл. 2). Запланировано выполнение аналогичных работ на оставшихся 20 месторождениях.

Сформирована библиотека морфометрических параметров (более 520 групп) продуктивного пласта ЮС2 с привязкой к фациальной принадлежности (типизировано 6 фаций по ГИС), характеристиками ФЕС и промысловыми параметрами (табл. 3).

Итоги

Петро-фациальный анализ, построение концептуальных моделей и подбор зон эксплуатационного бурения выполнен в мультиплатформенной группе, состоящей из специалистов таких направлений как геология, геофизика, разработка с привлечением сейсмиков и седиментологов.

Собранная база данных позволяет избирательно подходить к выбору систем разработки в зависимости от петрофизических свойств объекта и его морфометрических параметров.

Благодаря уточненным по ПФА знаниям о строении и структуре песчаных тел и их морфологии повышена прогнозная способность геологической модели, что позволило пробурить более 1 800 скважин за пятилетний период на объект ЮС2 со средним дебитом нефти 58 т/сут. В период 2025–2030 гг. запланировано бурение более 1 900 скважин.

Постоянно действующие геологические модели, подготовленные специалистами разного профиля, позволяют оперативно реагировать на изменения в представлениях о геологическом строении объекта, своевременно корректировать стратегию выработки месторождения, выбрать точечную и наиболее эффективную систему разработки для разнообразных условий осадконакопления.

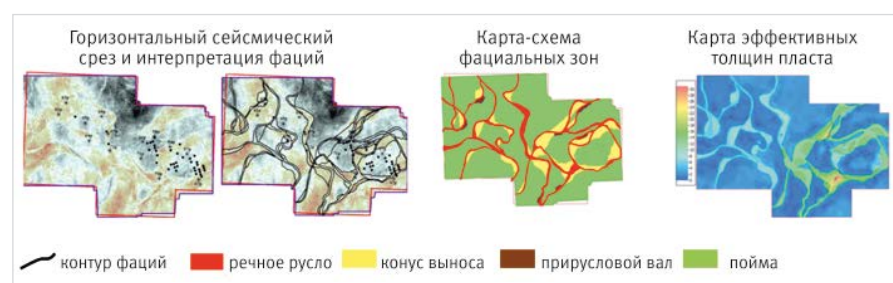


Рис. 6. Пример поэтапного двумерного моделирования условий осадконакопления и карт эффективных толщин континентальных отложений

Fig. 6. An example of step-by-step two-dimensional modeling of sedimentation conditions and maps of effective thicknesses of continental deposits

Табл. 2. Сводный анализ проницаемости продуктивных фаций
Tab. 2. Summary analysis of the permeability of productive facies

Место- рождение	Фации					Лучшая
	Бар	Промоина	Канал	Русло		
M_BC4	23,27	0,95	0,49	9,55	23,3	бар
ГМ3.1	5,27	35,52	–	8,1	35,5	промоина
M2	1,33	1,08	11,81	13,23	13,2	русло
M_ПТ5	0,59	8,74	–	3,88	8,7	промоина
ГМ3.2	0,89	7,88	6,75	–	7,9	промоина
M_ЮС6	4,07	6,86	5,33	5,42	6,9	промоина
M_УБ7	1,65	2,19	4,28	6,11	6,1	русло
M_МБ8	1,39	0,99	2,08	6,36	6,4	русло
ГМ3.3	0,33	4,59	–	2,77	4,6	промоина
ММ9	0,68	1,33	–	2,6	2,6	русло
ГМ3.4	0,55	0,66	–	4,15	4,2	русло
M1	0,22	0,22	0,29	0,28	0,3	канал

от наилучшего к наихудшему значению параметра

Табл. 3. Сводная таблица фациального районирования кластера месторождений
Tab. 3. Summary table of facies zoning of the deposit cluster

Месторож- дение	Пласт	Фация	hэф, м	Геом.песч.тела (длина/ширина, м)	Кпесч, д.ед.	Кн, д.ед.	Коеф-т связности, д.ед.	Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	Обв, %
M2	ЮС2-1	Ватт	2,4	1 350/560	0,22	0,50	0,33	35	5,6	82
M2	ЮС2-1	Бары	4,8	3 300/1 220	0,40	0,58	0,50	56	32,1	34
M2	ЮС2-2	Русло	15,3	1 140/450	0,54	0,74	0,54	82	62,2	14

Выводы

Проведен полный цикл петрофизического моделирования пластов Тюменской свиты (ЮС2). Построены фациальные карты-схемы 12 месторождений. Выполнена оценка перспектив эксплуатационного бурения с последующим вводом в разработку.

Литература

1. Рыкус М.В., Сулейманов Д.Д. Седиментологический контроль промысловых свойств терригенного коллектора тюменской свиты на западе Широкого Приобья // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 80–85.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
3. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного

- бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. Т. 54. № 8. С. 972–1012.
4. Федорова Д.В., Кобяков И.Н., Карарова А.З. и др. Применение сейсмофациального анализа для русловых тюменских отложений Западной Сибири в поддержку эксплуатационного бурения // Нефтяное хозяйство. 2025. № 3. С. 14–18.
 5. Габдуллина Г.Т., Сулейманов Э.Д., Карарова А.З., Фахрутдинова А.М. Актуализация петрофизической и геологической модели среднеюрских отложений при мониторинге скважин // Нефтегазовое дело. 2024. Т. 22. № 3. С. 8–18.
 6. Тугарова М.А., Жигулина Д.И., Супей В.В., Кайгородцев Е.Б., Илюшин Д.В. Вторичные процессы в юрских обломочных породах-коллекторах Верхнесалымской площади Западной Сибири // Нефтегазовая

- геология. Теория и практика. 2024. Т. 19. № 3 URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/18_2024.html (дата обращения: 05.05.2026).
7. Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. 1967. № 5. С. 86–103.
 8. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
 9. Кулбаева Д.Р., Сербеева А.Р., Сулейманов Э.Д. Фациальный анализ тюменской свиты на основе комплексной интерпретации сейсмических и геофизических исследований с целью прогноза и повышения эффективности бурения на Чупальском лицензионном участке // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 1. С. 61–68.

ENGLISH

Results

The petrofacial analysis, the construction of conceptual models and the selection of production drilling zones were carried out in a multiplatform group consisting of specialists in such fields as geology, geophysics, development with the involvement of seismologists and sedimentologists. The collected database allows a selective approach to the choice of development systems, depending on the petrophysical properties of the object and its morphometric parameters.

Thanks to the knowledge refined by PFAS on the structure and structure of sand bodies and their morphology, the predictive ability of the geological model has been increased, which made it possible to drill more than 1,800 wells over a five-year period at the YuS2 facility with an average oil flow rate of 58 tons/day. It is planned to drill more than 1,900 wells in the period 2025–2030.

References

1. Rykus M.V., Suleymanov D.D. Sedimentological control of the terrigenous reservoir rocks properties of the Tyumen suite in the west of Ob region. Oil industry, 2019, issue 8, P. 80–85. (In Russ).
2. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
3. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V. et al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and geophysics, 2013, Vol. 54, issue 8, P. 972–1012. (In Russ).
4. Fedorova D.V., Kobayakov I.N., Kararova A.Z. et al. Application of seismic facies analysis

- for tyumen channel deposits of Western Siberia in support of production drilling. Oil Industry, 2025, issue 3, P. 14–18. (In Russ).
5. Gabdullina G.T., Suleymanov E.D., Kararova A.Z., Fakhrutdinova A.M. Update of petrophysical and geological model of middle jurassic deposits during well monitoring. Petroleum Engineering, 2024, Vol. 22, issue 3, P. 8–18. (In Russ).
 6. Tugarova M.A., Zhigulina D.I., Supey V.V., Kaygorodtsev E.B., Ilyushin D.V. Secondary processes in Jurassic clastic reservoir rocks of the Verkhnesalym area of Western Siberia. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2024, Vol. 19, issue 3, URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/18_2024.html (accessed: 05.05.2026). (In Russ).

Constantly operating geological models prepared by specialists of various profiles make it possible to quickly respond to changes in the understanding of the geological structure of the facility, adjust the strategy of field development in a timely manner, and select the point and most effective development system for a variety of sedimentation conditions.

Conclusions

A full cycle of petrophysical modeling of the layers of the Tyumen formation (YuS2) has been carried out. Facies maps of 12 deposits have been constructed. The prospects of production drilling with subsequent commissioning have been assessed.

7. Shutov V.D. Classification of sandstones. Lithology and minerals resources, 1967, issue 5. P. 86–103. (In Russ).
8. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandy bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
9. Kulbaeva D.R., Serbaeva A.R., Suleymanov E.D. Facial analysis of the tyumen formation based on a integrated interpretation of seismic and geophysical surveys for predicting and increasing drilling efficiency of the Chupalsky license area. Petroleum engineering, 2021, Vol. 19, issue 1, P. 61–68. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Габдуллина Галия Талгатовна, эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПнефть, Уфа, Россия
Для контактов: gabdullinagt@rn-gir.rosneft.ru

Карарова Альфия Зуфаровна, главный специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПнефть, Уфа, Россия
Для контактов: az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Сулейманов Эльдар Дамирович, эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПнефть, Уфа, Россия

Байбурина Гузель Фидайлевна, главный специалист, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфе — БашНИПнефть, Уфа, Россия

Gabdullina Galia Talgatovna, expert, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia
Corresponding author: gabdullinagt@rn-gir.rosneft.ru

Kararova Alfiya Zufarovna, chief specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia
Corresponding author: az_kararova@rn-gir.rosneft.ru

Suleymanov Eldar Damirovich, expert, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

Baiburina Guzel Fidailyevna, chief specialist, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPneft, Ufa, Russia

Разработка технологии свабирования скважин с применением стационарной лебедки, желонки и комплекса оборудования по отбору газа. Опыт эксплуатации

Исрафилов Д.Х., Цинк А.А., Исаев А.А., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р.

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация

В статье представлена разработка нового способа свабирования по эксплуатационной колонне с использованием стационарной лебедки и желонки, а также результаты испытаний. Свабирование является одним из ключевых методов освоения скважин, направленным на создание депрессии на пласт, снижение уровня жидкости в стволе и интенсификацию притока. Практическое применение стационарной лебедки для выполнения спуско-подъемных операций обеспечивает ряд технологических преимуществ: повышает точность контроля глубины спуска и скорости перемещения желонки; снижает трудоемкость процесса за счет его автоматизации; увеличивает производительность благодаря оптимизации режимов свабирования; минимизирует риски аварийных ситуаций и механических повреждений оборудования и ствола скважины. Предложенное техническое решение позволяет повысить эффективность и безопасность работ по вызову притока.

Материалы и методы

Материалы: подъемник каротажный несамоходный с электроприводом; желонка; система контроля глубины спуска и натяжения каната; превентор; фонтанная арматура с лубрикаторм; станция мониторинга с программным обеспечением для сбора и анализа данных; емкость приема и выхода жидкости; агрегат откачки жидкости из емкости в манифольд.

Методы: режимы откачки, тарировка датчиков глубины и натяжения каната, калибровка системы контроля, динамика изменения уровня жидкости в скважине.

Ключевые слова

свабирование, желонка, эксплуатационная колонна, превентор, подъемник каротажный, станция мониторинга, продуктивность скважины; депрессия на пласт

Для цитирования

Исрафилов Д.Х., Цинк А.А., Исаев А.А., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р. Разработка технологии свабирования скважин с применением стационарной лебедки, желонки и комплекса оборудования по отбору газа. Опыт эксплуатации // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 54–58. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-54-58

Поступила в редакцию: 23.07.2026

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.74 | Original Paper

Development of a well swabbing technique employing a stationary winch, a bailer and a set of equipment for gas extraction. Operational experience

Israfilov D.Kh., Tsink A.A., Isaev A.A., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R.

Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia
isaeff-oil@yandex.ru

Abstract

The article is focused on developing a new method of swabbing through the production casing using a stationary winch and a bailer, the test results are also presented. Swabbing is one of the major well completion techniques aimed at creating formation drawdown, reducing the fluid level in the wellbore, and stimulating inflow. The application of the stationary winch for tripping operations provides a number of engineering benefits: it improves the accuracy of controlling the running depth and speed of the bailer, reduces the labor intensity of the process through automation, increases productivity by optimizing swabbing modes; and minimizes the risks of emergency situations and mechanical damage to equipment and the wellbore. The proposed technical solution makes it possible to increase the efficiency and safety of inflow stimulation operations.

Materials and methods

Materials: towable logging winch with electric motor (PKN-E); bailer; depth and wireline tension monitoring system; blowout preventer (BOP); wellhead Christmas tree with lubricator; monitoring station equipped with data acquisition and analysis software; fluid receiving and discharge tank; a pump for transferring fluid from the tank to the manifold.

Methods: pumping modes; calibration of depth and wireline tension sensors; calibration of the monitoring system; monitoring the history of fluid level change in the wellbore.

Keywords

swabbing, bailer, production casing, blowout preventer (BOP), logging winch, monitoring station, well productivity; formation drawdown

For citation

Israfilov D.Kh., Tsink A.A., Isaev A.A., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R. Development of a well swabbing technique employing a stationary winch, a bailer and a set of equipment for gas extraction. Operational experience. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 54–58. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-54-58

Received: 23.07.2026

Известен способ свабиrowания с использованием стационарной лебедки и свабной корзины, который имеет ряд ограничений [1]. В ООО УК «Шешмаойл» было предложено заменить свабную корзину на желонку. При данном подходе отсутствует подвеска НКТ, а желонка движется по эксплуатационной колонне на геофизическом кабеле. Целью предложенного решения является увеличение дебита продукции по сравнению с подъемом жидкости при помощи свабной корзины, снижение гидродинамического сопротивления высоковязкой нефти при погружении свабного оборудования и обеспечение достаточной массы для преодоления вязкой среды.

Комплексный эффект от внедрения предложенного способа достигается за счет синергии технологических, экономических и организационных факторов. В технологическом плане решение обеспечивает высокую точность контроля глубины спуска и скоростных параметров движения желонки, что позволяет создавать стабильную депрессию на пласт. В организационно-экономическом плане метод позволяет полностью исключить НКТ.

Отработка и внедрение технологии в рамках НИОКР проводились с сентября 2021 г. по декабрь 2025 г. Опытнo-промысловые испытания (ОПИ) пилотного образца проведены на трех добывающих скважинах АО «Шешмаойл». Основными задачами являлись:

- адаптация подъемника каротажного несамоходного с электрическим приводом на саях (ПКН-Э) [1] к эксплуатации с желонкой и проведение ОПИ;
- разработка конструкции желонки, обеспечивающей увеличенный отбор жидкости;
- подбор параметров свабиrowания (глубина и скорость спуска/подъема, объем извлекаемой жидкости) для конкретных геолого-технических условий;
- разработка системы автоматического управления установкой с возможностью удаленного мониторинга параметров в режиме реального времени.

Результаты ОПИ

С учетом геолого-технических показателей скважины (пластовое давление, глубина залегания продуктивного горизонта, конструкция скважины), состояния флюида (вязкость, газосодержание) и состояния призабойной зоны (наличие коьматации, отложений) кандидатом для проведения ОПИ выбрана скважина № 3736 АО «Шешмаойл». Скважина эксплуатирует башкирский ярус, забой составляет 839 м, перфорация — в интервале 815–823 м. Максимальный зенитный угол на глубине 720 м составляет 22,2°,

максимальная интенсивность набора кривизны — 1,33°/10 м на глубине 440 м.

22.09.2021 г. на скважине № 3736 был произведен монтаж ПКН-Э (рис. 1) и глубинного оборудования (желонки), представляющего собой колонну полых НКТ 4" Ду 114 мм общей длиной 50 м (внутренний объем 0,34 м³), объединенных в единую конструкцию, имеющую, систему клапанов и канал в виде полых штанг для извлечения жидкости. Схема глубинного оборудования и устьевой части установки представлена на рисунке 2. Вместо колонной головки скважины установлен патрубок с колонным фланцем, нижний превентор ППШР-2ФТ-152×21, камера подачи газа, верхний превентор ПМП-80×21, сигнальное устройство, устьевой сальник и направляющий ролик с мачтой.

Для реализации технологии использовался комплекс основного оборудования:

- подъемник каротажный несамоходный с электроприводом;
- глубинное оборудование (желонка);
- комплекс оборудования для желонирования скважин КОЖ (устьевоe оборудование);
- комплекс откачки газа из скважин (КОГС-1М), применяемый для отбора попутного нефтяного газа (ПНГ) из близлежащих на кусте скважин и закачки его в тандем ресиверов [2];
- тандем ресиверов (РСГ), объемом 250 литров каждый, для накопления ПНГ под давлением до 1,6 МПа для последующего вытеснения жидкости из желонки;
- емкость сбора продукции (СБ) объемом 5 м³;

- насос шестеренчатый (НШ) откачки продукции из емкости СБ в линию сбора продукции скважины (ЛС).

Оборудование для сбора данных и автоматизации процесса:

- комплекс контроля спуско-подъемных операций (СПО) СПС-7Т для контроля натяжения, глубины и скорости геофизического кабеля при СПО при работе в ручном режиме;
- станция мониторинга с программным обеспечением для сбора и анализа данных (комплекс «Импульс-Универсал» с трехроликовым устройством);
- станция гидравлического управления превенторами.

Принципиальная схема комплекса оборудования для свабиrowания скважин с применением стационарной лебедки и желонки представлена на рисунке 3.

Комплекс оборудования работает следующим образом: открываются верхний, затем нижний превенторы; желонка спускается вниз под уровень жидкости и выдерживается для наполнения. Зажимается устьевой сальник для очистки геофизического кабеля от налипшей жидкости. Начинается подъем до устья. При касании желонкой сигнального устройства подъем прекращается, закрываются нижний, затем верхний превенторы, отсекая камеру подачи газа от скважины и атмосферы. Открывается задвижка на ресивере, и ПНГ под давлением нагнетается в камеру подачи газа, вытесняя жидкость из желонки через полые штанги в емкость сбора.

Система «скважина — желонка — емкость — ресивер — КОГС» обязана герметично, и при повышении давления в емкости



Рис. 1. Установка ПКН-Э на скв. № 3736
Fig. 1. PKN-E unit at the well No 3736

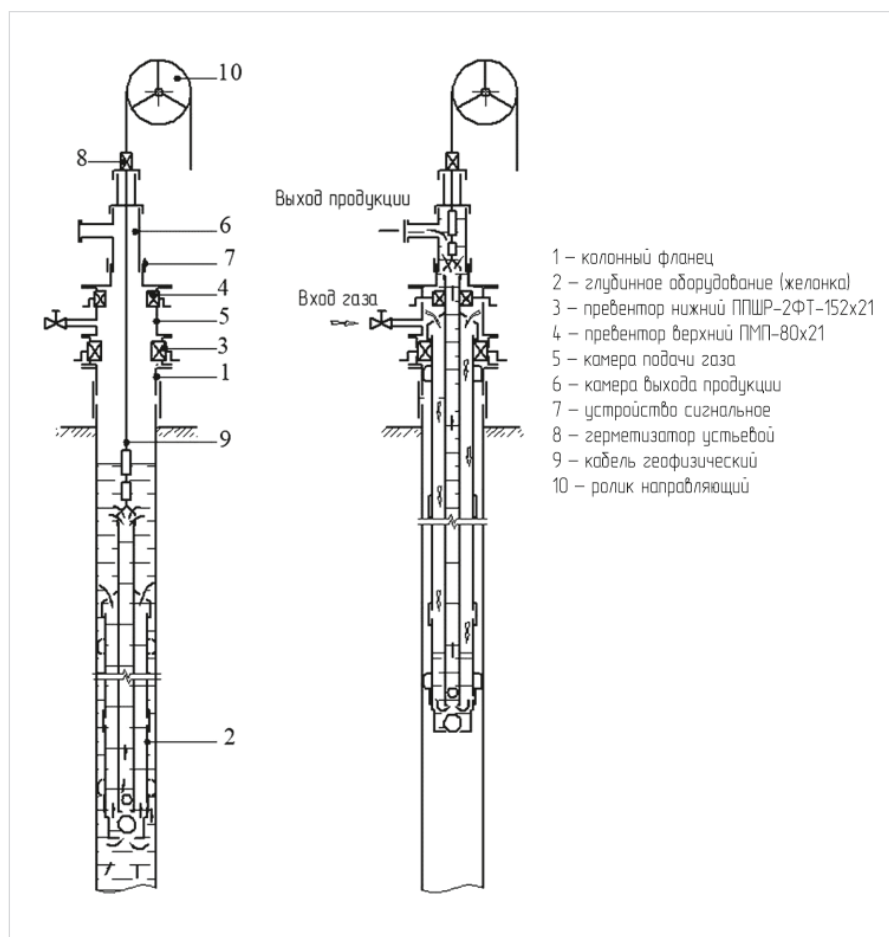


Рис. 2. Схема глубинного и устьевого оборудования
Fig. 2. Downhole equipment and wellhead equipment layout

СБ ввиду разгазирования продукции запускается КОГС-1М для откачки газа и нагнетания ПНГ в ресивер. При опустошении желонки от извлекаемой продукции, задвижка на ресиверах перекрывается. При достижении давления в ресиверах 1,6 МПа отключается КОГС-1М. СПО закончено.

На первом этапе ОПИ (с 22.09.2021 по 20.11.2021 г.) длительность СПО составляла

120 мин, что позволяло производить 6 СПО за рабочую смену (12 часов). В отличие от эксплуатации скважины свабной корзиной, у которой затруднен спуск вниз, желонка имеет значительный вес (1 170 кг). Время СПО формируется следующим образом: спуск — 15 мин, ожидание наполнения — 10 мин, подъем — 70 мин, извлечение жидкости из желонки — 25 мин. Среднесуточная

добыча составила по жидкости $Q_{ж} = 1,41 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 1,25 \text{ т/сут}$ при средней обводненности 5 %.

07.12.2021 г. ввиду повышенных нагрузок при подъеме глубинного оборудования во время СПО, что обусловлено искривлением скважины и наружным диаметром муфт (132 мм) при диаметре эксплуатационной колонны Ду 168 мм, с целью снижения силы трения желонки о стенки колонны провели уменьшение длины желонки до 30 метров (внутренний объем 0,20 м³). Длительность СПО при этом составила 90 мин, что позволяет произвести 8 СПО. Время СПО формируется следующим образом: спуск — 15 мин, ожидание наполнения — 10 мин, подъем — 40 мин, извлечение жидкости из желонки — 25 мин. За смену объем поднятой жидкости составляет 1,6 м³/сут. За данный период среднесуточная добыча составила по жидкости $Q_{ж} = 1,35 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 1,19 \text{ т/сут}$, средняя обводненность 6 %. Нарботка в таком режиме составила 273 сут.

Табл. 2. Результаты проведения ОПИ на скв. № 3736

Tab. 2. Results of field tests at the well № 3736

Год	Накопленная добыча по нефти, т	Нарботка, сут.	Дополнительная добыча по нефти, т
2021	178,5	153	16,3
2022	408,2	327	61,6
2023	491,7	310	163,1
2024	391,4	137	246,2
Итого:	1 469,9	927	487,3

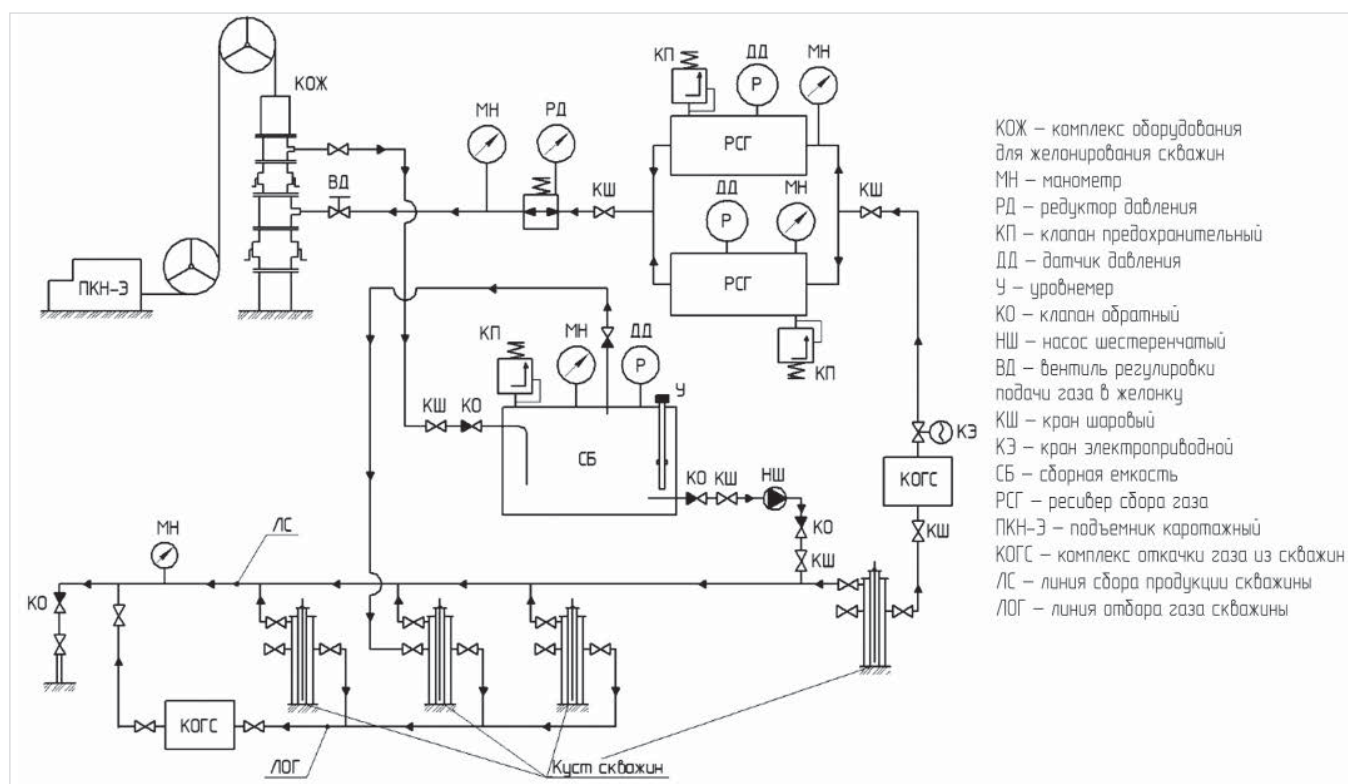


Рис. 3. Принципиальная схема комплекса оборудования для свабирования скважин с применением стационарной лебедки и желонки
Fig. 3. General arrangement of the swabbing system using a stationary winch and a bailer

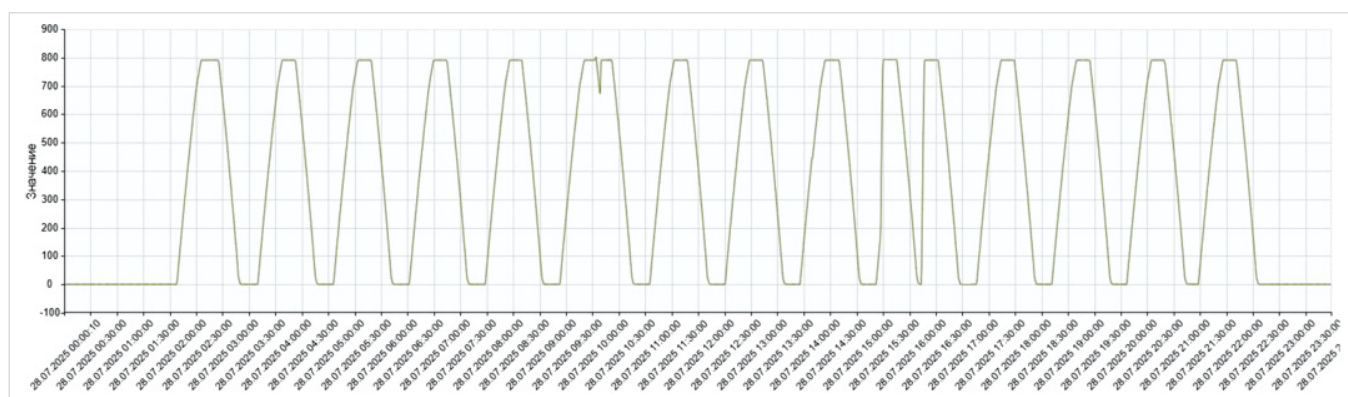


Рис. 4. Диаграмма суточной работы
Fig. 4. Diurnal operation graph

Табл. 3. Показатели работы скважин
Tab. 3. Wells' performance indicators

Скв. №	Забой, м	Интервал перфорации, м	При работе СК (до внедрения ПКН-Э)					При работе ПКН-Э				
			Глубина спуска насоса, м	Дин. уровень, м	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	Обв., %	Глубина спуска желонки, м	Дин. уровень, м	$Q_{ж}$, м ³ /сут	$Q_{н}$, т/сут	Обв., %
3736	839	815–823	770	677	1,7	1,36	9	800	640	2,05	1,67	10
3729	995,3	867–869	817,5	730	3,27	2,77	7	850	705	3,5	2,97	6
3205	871,8	867–869	836	786	3,1	1,93	33	850	758	2,42	1,24	49

Табл. 4. Показатели работы скважины по окончании ОПИ
Tab. 4. Wells' performance indicators after completion of field tests

Скв. №	Среднесуточные показатели дебита за месяц, по месяцам после окончания ОПИ, м ³ /сут														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3736	3,4	3,4	2,5	1,7	2,0	1,3	1,6	1,3	1,1	1,5	2,3	2,2	2,3	2,5	2,1
3729	3,2	4,0	4,1	3,7	3,7	3,3	3,6	3,8	3,7	3,5	3,3	3,3	3,3	3,2	3,4
3205	3,3	3,0	2,6	2,5	2,4	2,4	–	–	–	–	–	–	–	–	–

15.10.2022 г. внедрены шарнирные муфтовые соединения с целью компенсации перекося и несоосности жестких муфтовых соединений. Изготовлено 8 комплектов муфт, патрубки НКТ 4" — 9 шт. по 5,5 метра. Общая длина конструкции желонки составила 50 метров (объем 0,34 м³). Время СПО составило 77 мин: спуск — 25 мин, ожидание наполнения — 15 мин, подъем — 25 мин, извлечение жидкости из желонки — 12 мин. Внедрение шарнирных муфт позволило увеличить количество СПО до 10 за смену, увеличение объема желонки позволило извлекать $Q_{ж} = 0,3 \text{ м}^3$ за 1 СПО, нагрузки снизились. Ввиду снижения притока добываемой продукции среднесуточная добыча составила по жидкости $Q_{ж} = 1,91 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 1,6 \text{ т/сут}$ при обводненности 10 %. Нарботка при данном режиме составила 417 сут.

С 08.02.2024 г. установка переведена в автоматический круглосуточный режим работы. Внедрен ряд датчиков отслеживания положения глубинного оборудования, натяжения геофизического кабеля, система контроля намотки кабеля на барабан ПКН-Э. Превенторы с ручным приводом заменены на гидравлические: нижний ППОГ-2ФТ-152×21, верхний ПМПГ-80×21. Внедрена станция гидравлического управления превенторами. Также данной станцией производится управление устьевым сальником для обжима геофизического кабеля.

При работе в автоматическом режиме за сутки установка производила до 14 СПО. Среднесуточный дебит за данный период составил: по жидкости $Q_{ж} = 3,5 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 3,07 \text{ т/сут}$, при обводненности продукции 6 %. Нарботка составила 111 суток. 16.06.2024 г. установка ПКН-Э демонтирована и перемещена на скважину № 3729 по причине снижения притока и нулевого выхода жидкости.

Установка ПКН-Э с применением стационарной лебедки и желонки отработала 927 суток на скважине № 3736. За время работы общая добыча составила: по жидкости 1 706,42 м³, по нефти 1 469,95 т, из них 487,3 т составляет дополнительно добытая нефть. Результаты проведения ОПИ на скважине № 3736 представлены в таблице 2.

Скважина № 3729

Скважина № 3729 АО «Шешмаойл» эксплуатирует башкирский ярус, забой — 995,3 м, перфорация в интервале 867–869 м. Максимальный зенитный угол на глубине 670 м составляет 24,4°. Максимальная интенсивность набора кривизны — 2,33°/10 м на глубине 190 м.

23.08.2024 г. произвели запуск установки в ресивер, фракций асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) регулярно выходила из строя контрольно-измерительная аппаратура, без которой дальнейшее проведение ОПИ было нерационально.

Ввиду наличия в ПНГ, поступающем в ресивер, фракций асфальтено-смолисто-парафиновых отложений (АСПО) регулярно выходила из строя контрольно-измерительная аппаратура, без которой дальнейшее проведение ОПИ было нерационально. За время ОПИ среднесуточный дебит по жидкости составил $Q_{ж} = 3,31 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 2,9 \text{ т/сут}$, обводненность — 6 %. Общая добыча составила по жидкости 215 м³, по нефти 188,4 т. Дополнительная добыча нефти — 19,4 т. Нарботка установки составила 61 сут.

Из-за загрязненного ПНГ, поступающего из скважины и используемого для извлечения жидкости из желонки, не удалось добыть стабильного режима работы установки. 31.10.2024 г. установка ПКН-Э перемещена на скв. № 3205.

Скважина № 3205

Скважина № 3205 АО «Шешмаойл» эксплуатирует башкирский ярус, перфорация которой выполнена в интервале 867–869 м, с текущим забоем на глубине 871,8 м. Максимальный зенитный угол на глубине 740 м составляет 29,0°. Максимальная интенсивность набора кривизны 1,95°/10 м на глубине 100 м.

12.12.2024 г. произвели запуск установки в круглосуточный автоматическом режиме. Спуск желонки выполнили на глубину 850 метров. Длительность одного СПО составляла 84 мин, что позволило проводить до 15 СПО в сутки до заполнения емкости. Время СПО формируется следующим образом: спуск — 27 мин, ожидание наполнения — 15 мин, подъем — 27 мин,

извлечение жидкости из желонки — 15 мин. Диаграмма суточной работы отображена на рисунке 4.

Спустя 5 месяцев эксплуатации наблюдалось снижение выхода жидкости и неполное заполнение желонки, что указывало на снижение притока пластовой жидкости в призабойной зоне. 02.05.2025 г. установку перевели в периодический режим работы 12 ч через 12 ч. В период до 03.10.2025 г. дебит скважины составлял 2,12 м³/сут, а после возвращения на круглосуточный режим работы дебит увеличился до 3,41 м³/сут. Всего среднесуточная добыча составляла по жидкости $Q_{ж} = 2,42 \text{ м}^3/\text{сут}$, по нефти $Q_{н} = 1,24 \text{ т/сут}$, средняя обводненность 49 %, нарботка — 337 сут.

14.12.2025 г. ОПИ по данной теме завершены. За время работы ПКН-Э на скв. № 3205 общая добыча составила 809 м³ жидкости, 413 тонн нефти. Динамический уровень жидкости составлял 758 метров.

Итоги

До начала работ по проведению желонирования на скважинах применялся насосный способ добычи. Среднесуточные показатели нарботки по каждой скважине за последние три месяца до внедрения ПКН-Э и за время проведения ОПИ представлены в таблице 3. Из таблицы 3 видно, что при добыче жидкости методом желонирования в сравнении с насосным методом, на двух из трех скважин увеличился дебит продукции, при этом динамический уровень не удалось снизить ниже в сравнении с насосным методом. Это означает, что цикличность отбора волновым методом (значительное снижение динамического уровня за СПО) ведет к повышению дебита.

После окончания ОПИ скважины перевели на насосный способ добычи. Данные по дебиту (ежемесячный среднесуточный) представлены в таблице 4.

Как видно из таблицы 4, дебит жидкости после завершения ОПИ увеличился. Просматривается положительное влияние желонирования на разработку и дренирование пласта.

Выводы

1. Разработан и внедрен метод свабирования желонкой по эксплуатационной

- колонне, а также система автоматического управления агрегатом с возможностью мониторинга параметров в режиме реального времени.
2. Произведен монтаж установки и настройка системы управления, доступная как в ручном, так и в удаленном режиме посредством программы ИС КРОН-ТМ.
 3. Режимы работы установки определены эмпирическим путем по параметрам скорости спуска, подъема, объема извлекаемой жидкости, динамики изменения уровня в скважине.
 4. Нарботка установки ПКН-Э составила: скв. № 3736 — 927 сут; скв. № 3729 — 61 сут; скв. № 3205 — 337 сут.

5. Разработанная конструкция шарнирных муфтовых соединений желонки снижает нагрузки при СПО, позволяет извлекать 0,3 м³ жидкости за одно СПО. Время одного СПО составляет 84 минуты, что на 27 мин дольше, чем СПО с корзиной, при этом жидкости извлекается в 2 раза больше за то же количество СПО, в сравнении с установкой ПКН-Э свабирования с корзиной (0,3 м³ против 0,15–0,2 м³ за 1 СПО).
6. За время проведения ОПИ получены следующие результаты: общая добыча жидкости составила 2 730,42 м³, добыча нефти — 2 071,35 т, дополнительная добыча нефти — 506,76 т.

Литература:

1. Исрафилов Д.Х., Цинк А.А., Исаев А.А., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р. Разработка способа добычи жидкости из скважины методом свабирования при помощи стационарной лебедки // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 2. С. 88–93.
2. Исаев А.А., Малихин В.И., Шарифуллин А.А. Применение кустового компрессора для откачки попутного нефтяного газа из затрубного пространства скважины // Нефть.Газ. Новации. 2022. №7. С. 36–40.

ENGLISH

Results

Prior to the bailing operations, the wells were produced by pumping methods. The average daily operating time (run time) for each well over the last three months before the implementation of the PKN-E set of equipment and during the field tests are presented in table 3. Table 3 shows that when producing fluids by bailing, as compared to the pumping method, two out of three wells showed an increase in production rate, while the dynamic fluid level could not be reduced below that had been achieved by the pumping method. This indicates that cyclic fluid withdrawal using the wave method (i.e., a significant reduction in dynamic level during tripping operations) leads to higher production rates.

Upon completion of the field testing, the wells were switched back to pumping production. The production rate data (monthly average daily rates) are presented in table 4. As shown in table 4, the liquid production rate increased upon completion of the field tests. There is a clear positive impact of bailing on reservoir development and drainage.

Conclusions

1. A method of swabbing with a bailer through the production casing has been developed and implemented along with an automated unit control

system with real-time parameter monitoring capability.

2. The unit was installed and the control system was configured, which is accessible both manually and remotely via the KRON TM software package.
3. The unit operating modes were determined empirically, based on parameters such as running and hoisting speeds, volume of the recovered fluid, and rate of fluid level change in the wellbore.
4. The operating time (run time) of the PKN E unit was as follows: 927 days at the well № 3736; 61 days at the well № 3729; and 337 days at the well № 3205;
5. The developed design of the bailer's articulated coupling joints reduces loads during tripping operations and allows for recovering 0,3 m³ of fluid per single tripping operation. The duration of one tripping operation is 84 minutes, which is 27 minutes longer than tripping with a bucket; however, it recovers twice the amount of fluid for the same number of tripping operations compared to the PKN E swabbing unit with a basket (0,3 m³ vs. 0,15–0,2 m³ per one tripping operation).
6. Over the field-testing period, the following production results were obtained: total fluid production amounted to 2,730,42 m³, oil production reached 2,071,35 tons, and incremental oil production – 506,76 tons.

References

1. Israfilov D.Kh., Tsink A.A., Isaev A.A., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R. Developing a method to produce fluid from a well

by swabbing using stationary winch. Exposition Oil Gas, 2026, issue 2, P. 88–93. (In Russ).

2. Isaev A. A., Malykhin V. I., Sharifullin A. A.

Using a compressor to extract associated petroleum gas from annuli of a cluster of wells. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 7, P. 36–40. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исрафилов Даниль Хамзович, главный конструктор конструкторской группы ОИИЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Цинк Александр Александрович, ведущий инженер-конструктор конструкторской группы ОИИЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., главный специалист по инновационной деятельности, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Ломовцев Максим Николаевич, начальник отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Аюпов Рамис Равилевич, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Israfilov Danil Khamzovich, chief designer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia

Tsink Aleksandr Aleksandrovich, lead design engineer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia

Isaev Anatoliy Andreevich, candidate of engineering sciences, chief specialist for innovations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru

Lomovtsev Maxim Nikolaevich, head of department for innovations and examination, Sheshmaoil Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia

Ayupov Ramis Ravilevich, lead engineer of the department for innovations and examinations, Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almeteyevsk, Russia

Разработка каплевидного клапана

Лисин А.А.¹, Цинк А.А.¹, Исаев А.А.¹, Исрафилов Д.Х.¹, Ломовцев М.Н.¹, Аюпов Р.Р.¹, Ярош А.И.²

¹ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия; ²РГУ нефти и газа, Москва, Россия

isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация

В статье представлена разработанная специалистами ООО УК «Шешмаойл» оригинальная конструкция каплевидного всасывающего клапана со смещенным вниз центром тяжести и направляющими ребрами, обеспечивающими надежную посадку запорного элемента на седло без применения дополнительных пружинных механизмов. Внедрение клапана позволяет устранить характерные для стандартных шаровых клапанов проблемы зависания, залипания и запаздывания закрытия при работе в вязких средах (до 1 200 мПа·с).

Эффективность нового клапана оценена в ходе опытно-промышленных испытаний, проведенных на 11 скважинах АО «Шешмаойл» в период с 2020 по 2025 г. с использованием трубных насосов диаметром 44 и 57 мм. Технологический эффект выразился в получении 5 953,6 т дополнительной нефти за период испытаний (общая накопленная добыча составила 19 138 т), а максимальная наработка на отказ достигла 1 592 суток. Положительный эффект по дополнительной добыче получен на 8 из 11 скважин (72,7 %). Предложенное техническое решение рекомендуется для применения на месторождениях с высоковязкими и сверхвязкими нефтями, а также в осложненных условиях эксплуатации ШГН.

Материалы и методы

Материалы: клапан, капля, программное обеспечение. Методы: гидродинамическое моделирование, STAR-CCM+, построение полей распределения давления и скорости

Ключевые слова

скважинный штанговый насос, всасывающий клапан, каплевидный клапан, высоковязкая нефть, промысловые испытания, дополнительная добыча нефти, вязкость, плотность, перепад давления, коэффициент расхода

Для цитирования

Лисин А.А., Цинк А.А., Исаев А.А., Исрафилов Д.Х., Ломовцев М.Н., Аюпов Р.Р., Ярош А.И. Разработка каплевидного клапана // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 59–63. DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-59-63

Поступила в редакцию: 23.06.2026

OIL PRODUCTION Paper

Development of a droplet-shaped valve

Lisin A.A.¹, Tsink A.A.¹, Isaev A.A.¹, Israfilov D.Kh.¹, Lomovtsev M.N.¹, Ayupov R.R.¹, Yarosh A.I.²

¹Management Company “Sheshmaoil” LLC, Almetьевск, Russia; ²Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russia

isaeff-oil@yandex.ru

Abstract

The article presents an original design of a droplet-shaped suction valve developed by specialists of Management Company “Sheshmaoil” LLC. The valve features a downward-offset center of gravity, and guides that ensure reliable fitting of the shut-off element onto the valve seat without the use of additional spring mechanisms. The implementation of the valve eliminates the problems common to conventional ball valves, such as hanging, sticking, and delayed closure when operating in viscous media (up to 1 200 mPa·s).

The efficiency of the new valve was evaluated during pilot field trials conducted on 11 wells of “Sheshmaoil” JSC from 2020 to 2025. These trials used tubing pumps with diameters of 44 mm and 57 mm.

The operating effect resulted in 5,953.6 tons of additional crude oil, with total cumulative production amounting to 19,138 tons. The maximum MTBF reached 1,592 days. A positive effect on incremental production was achieved in 8 out of 11 wells (72,7 %). The proposed technical solution is recommended for application in fields with high-viscosity and extra-heavy oils. It is also recommended for challenging operating conditions of sucker-rod pumps (SRPs).

Materials and methods

Materials: valve, droplet-shaped element, software. Methods: hydrodynamic simulation, STAR-CCM+, pressure and velocity distribution fields mapping.

Keywords

sucker-rod pump, suction valve, droplet-shaped valve, high-viscosity oil, field trials, incremental oil production, viscosity, density, pressure drop, flow coefficient

For citation

Lisin A.A., Tsink A.A., Isaev A.A., Israfilov D.Kh., Lomovtsev M.N., Ayupov R.R., Yarosh A.I. Development of a droplet-shaped valve. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 59–63. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-59-63

Received: 23.06.2026

В подавляющем большинстве в скважинных штанговых насосах (СШН) применяются клапанные пары типа «седло-шар» [1, 2]. Недостатком указанных клапанных узлов является вероятность несвоевременной посадки шара на седло, возможность зависания или залипания шара, особенно при перекачивании вязкой и высоковязкой жидкостей, и, как

следствие, могут происходить значительные утечки жидкости через клапан.

В ходе проведения НИОКР в ООО УК «Шешмаойл» решалась задача обеспечения своевременной и надежной посадки клапана на седло в вязких и высоковязких средах, без применения каких-либо дополнительных механических устройств (например,

пружины). Результатом разработки стал каплевидный всасывающий клапан (КВК) [3–5]. Клапан состоит из корпуса с направляющими, ограничителя хода, седла, каплевидного запорного элемента и держателя седла (рис. 1).

Конструктивными особенностями КВК также являются:

- вес каплевидного запорного эле-

мента — 525 г, что в 2,7 раз больше веса шарика API V11-225 ST — 195 г;

- площадь контакта хвостовой части каплевидного запорного элемента KBK со сводом клапанной клетки — 7,5 мм², что в 8,3 раз меньше, чем у шарика API V11-225 — 62,2 мм².

Клапанный узел работает следующим образом. Во время работы в скважинных штанговых насосах при ходе плунжера вверх над каплевидным запорным элементом создается разрежение, за счет перепада давления каплевидный запорный элемент поднимается при максимальном ходе до упора в ограничитель хода и открывает кольцевой зазор между запорным элементом и седлом, при этом жидкость из подклапанной полости через держатель седла и седло поступает в направляющую клетку корпуса, где проходит по радиальным боковым каналам, обтекая при этом запорный элемент, а также по осевому проходному каналу между перемычками и ограничителем хода, далее поступает в надклапанную полость ниппеля, а затем в цилиндр под плунжер ШГН. При ходе плунжера вниз под действием собственного веса каплевидный запорный элемент садится на седло.

Технические характеристики и габаритные размеры клапана KBK представлены в таблицах 1 и 2.

Для оценки гидродинамической эффективности KBK было проведено численное моделирование в программной среде Simcenter STAR CCM+, позволяющей моделировать широкий спектр инженерных задач, связанных с течением жидкости.

Исследование проводилось на двух жидкостях с основными параметрами: вода (вязкость 1 мПа·с, плотность 1 000 кг/м³) и нефть (вязкость 21 мПа·с, плотность 780 кг/м³). Параметры выбраны для исследования влияния вязкости и плотности на работу клапана, так как они существенно влияют на гидродинамические характеристики потока.

Задан массовый расход на входе, соответствующий каждой исследуемой подаче, а именно, от 5 до 40 м³/сут с шагом 5 ед., позволяющим получить детальную зависимость параметров. Задано фиксированное давление на выходе, обеспечивающее стабильность расчетов и корректное распределение давления внутри клапана.

Для каждого сочетания эксплуатационных параметров, включая подачу и реологические свойства жидкости, были проведены отдельные вычислительные эксперименты. Основными целевыми показателями расчета являлись перепад давления и коэффициент расхода. Для оценки характеристик клапана по этим параметрам были построены соответствующие зависимости, которые легли в основу анализа работы оборудования.

Основные целевые параметры — это перепад давления и коэффициент расхода,

которые являются важнейшими показателями для оценки гидродинамической эффективности оборудования. Для каждого сочетания значений подачи и вязкости жидкости были построены графики, отображающие

зависимость этих параметров от эксплуатационных условий.

При вязкости 1 мПа·с и подаче 40 м³/сут перепад давления на клапане KBK равен 676 Па (рис. 2а).

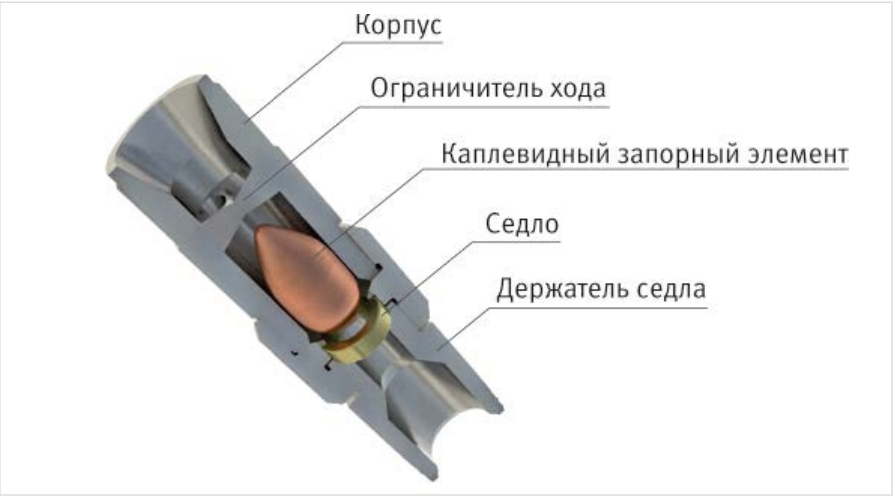


Рис. 1. Схема клапана KBK
Fig. 1. KVK droplet-shaped valve structure

Табл.1. Технические характеристики клапана KBK
Tab. 1. Technical properties of KVK valve

1.	Диаметр эксплуатационной колонны, мм	127; 146; 168
2.	Диаметр и тип насоса	ТН 125; 150; 175; 225; 275
3.	Диаметр НКТ, мм	60, 73, 89
4.	Максимальное рабочее давление, МПа	14,0
5.	Вязкость отбираемой продукции, мПа·с, (не более подтверждено промысловыми испытаниями)	1 200
6.	Обводненность отбираемой продукции, % (не более)	99
7.	Рабочая среда:	нефть, вода пластовая
	– содержание механических примесей, % (не более)	1,3
	– содержание сероводорода (H ₂ S), мг/л (не более)	50
	– газовый фактор, м ³ /т (не более)	25
	– значение водородного показателя (pH)	4,2–8,0
	– температура рабочей среды, °С (не более)	100

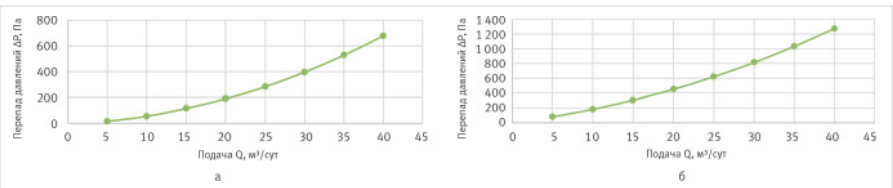


Рис. 2. Зависимость перепада давления от подачи при использовании воды — а и нефти — б
Fig. 2. Pressure drop vs. discharge rate for water — а and oil — б

Табл. 2. Габаритные размеры клапана KBK
Tab. 2. Overall sizes and dimensions of KVK valve

Диаметр корпуса, мм (не более)	86
Длина, мм (не более)	305
Диаметр проходного сечения седла, мм	26,57
Вес каплевидного запорного элемента, кг (не более)	0,52
Масса клапана, кг (не более)	7,67

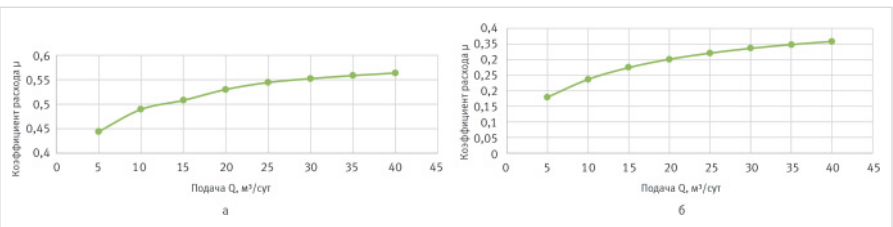


Рис. 3. Зависимость коэффициента расхода от подачи при использовании воды — а и нефти — б
Fig. 3. Flow coefficient vs. discharge rate for water — а and oil — б

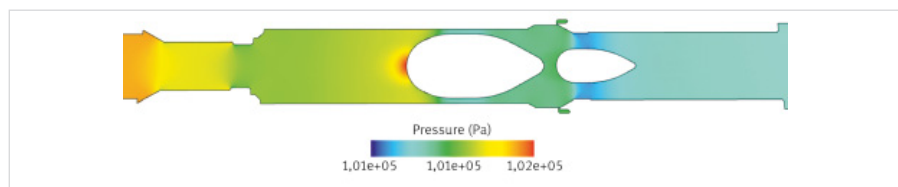


Рис. 4. Поле распределения давления клапана КВК
Fig. 4. Pressure distribution field for KVK valve

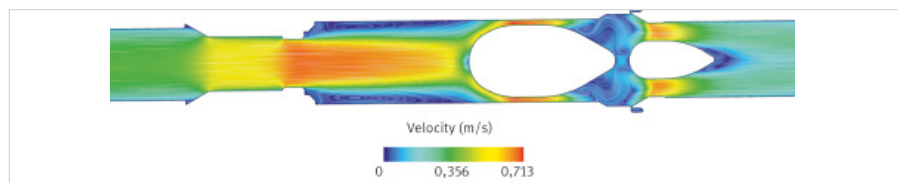


Рис. 5. Поле распределения скорости клапана КВК
Fig. 5. Fluid velocity distribution field for KVK valve

Табл. 3. Нарботка СШН-КВК за время ОПИ
Tab. 3. SRP-KVK operating time during field trials

№ скважины	Вязкость, мПа·с	Содержание мех. примесей, %	Общая наработка, сут.
3221	92	0,12	1 277
619	154	0,1	1 631
9732	191	0,02	1 561
3820	1 196	0,27	1 460
3506	71	0,05	1 592
3813	553	0,03	1 158
3171	838	0,08	20
3232	469	0,02	586
3492	112	0,18	1 002
3792	238	0,1	676
3817	232	0,12	776

Табл. 4. Результаты внедрения КВК на скв. 3221
Tab. 4. KVK introduction results at the well № 3221

11.04.2020 г. внедрение СШН-КВК				
№ п/п	Показатели	До внедрения КВК	Во время работы КВК	После извлечения КВК
1	$Q_{ж}$, м ³ /сут	6,6	10,7	5,8
2	$Q_{н}$, т/сут	0,2	2,9	2
3	Обводненность, %	97	61,7	61
4	Вязкость, мПа·с	91,8	–	–
5	Мех. примеси, %	0,1	0,12	0,01
6	Тип насоса	175 RHAM	25-175-TNM	175 RHAM
7	Зенит. угол в месте установки насоса	24,3	22,3	24,15
8	Глубина подвески насоса $H_{подв}$, м	886,9	936,07	904,78
9	Динамический уровень $H_{дин}$, м	500	833	820
10	Коэффициент подачи насоса $K_{под}$	0,86	0,56	0,62
11	Коэффициент наполнения насоса $K_{нап}$	0,95	0,91	0,94
12	Накопленная добыча нефти $Q_{н\ накоп}$, т	–	4079	–
13	Дополнительно добытая нефть $Q_{н\ доп. добыт}$, т	–	3823,7	–
14	Нарботка насоса, сут	–	1277	579

При вязкости 21 мПа·с клапан КВК показывает экспоненциальный рост перепада давления, который достигает почти 1 300 Па при максимальной подаче (рис. 26).

Графики на рисунке 3 показывают, что с увеличением подачи коэффициент расхода возрастает, что соответствует ожидаемому снижению гидравлического сопротивления при росте расхода. Максимальный коэффициент расхода при высокой вязкости составляет 0,36.

Эпюры давления и скорости для клапана КВК

Для более глубокого понимания влияния свойств жидкостей на работу клапана КВК были построены поля распределения давления и скорости при подаче 30 м³/сут.

Поле распределения давления: показано равномерное распределение давления с минимальными зонами высокого градиента (рис. 4). Поле распределения скорости: поток проходит плавно, без значительных турбулентных зон (рис. 5). Таким образом, клапан КВК может быть успешно применен в системах с менее вязкими жидкостями и там, где требования к коэффициенту расхода и перепаду давления не являются критичными. Его характеристики позволяют стабильно работать при различных подачах, что делает его подходящим выбором для широкого спектра задач.

Описание ОПИ

ОПИ скважинных штанговых насосов с каплевидным всасывающим клапаном (СШН-КВК) велось с 2020 г. Внедрение клапанов КВК производилось на 11 скважинах АО «Шешмайл» (табл. 3). В процессе ОПИ каплевидные всасывающие клапаны КВК устанавливались на трубные насосы ТНМ условным диаметром 44 и 57 мм. В качестве примера опыта эксплуатации СШН-КВК приведем скважину № 3221 Северного месторождения (табл. 4).

Анализируя работу СШН-КВК и эксплуатируемого до внедрения КВК вставного насоса с верхним механическим креплением по API 25-175 RHAM, следует отметить, что скважина характеризуется наличием водонефтяной эмульсии (ВНЭ) в добываемой продукции. По динамограмме на рис. 6 видно, что нагрузки доходили до 6,0 т при ходе колонны штанг вверх, при ходе вниз наблюдался эффект зависания колонны. После внедрения СШН - КВК работа скважинной установки нормализовалась, нагрузки на колонну штанг снизились до 4,3 т при ходе вверх (рис. 7).

На динамограмме (рис. 8) от 30.08.20 г., снятой по истечении 120 суток работы СШН-КВК, вновь проявляется наличие ВНЭ, нагрузки на колонну штанг выросли до 6,2 т. До проведения ремонта скважины 14.09.2021 г. СШН-КВК отработал 372 суток со средним дебитом по жидкости 10,7 м³ из них 3,1 т нефти. Коэффициент наполнения насоса $K_{нап}$ составлял 0,91, коэффициент подачи $K_{под}$ составлял 0,56.

Итоги

Проведенные исследования и промышленные испытания показали, что выполнение всасывающего клапанного узла штангового насоса с запорным элементом, в форме удлиненной капли со смещенным вниз центром тяжести и увеличенным весом, позволяет обеспечить надежное срабатывание при посадке запорного элемента на седло, уменьшить

вероятность его зависания, залипания и запаздывания закрытия в вязких и высоковязких нефтях.

Основными преимуществами каплевидных всасывающих клапанов КВК являются:

- конструкция каплевидного запорного элемента за счет своей формы имеет ~ в 9 раз меньшее гидродинамическое сопротивление в потоке обтекающей его жидкости по сравнению со стандартным шариковым клапаном V11-225;
- конструкция каплевидного запорного элемента в совокупности с увеличенным весом, предотвращает его «залипание» в верхней точке;
- увеличенный вес, вытянутая каплевидная форма и четыре направляющих ребра на клапанной клетке обеспечивают стабилизацию запорного элемента в потоке жидкости, минимальное отклонение от оси седла, надежную посадку запорного элемента на седло и его работу в целом.

Выводы

1. В период проведения НИОКР разработана конструкция каплевидного всасывающего клапана, который доказал свою работоспособность во время проведения ОПИ на скважинах АО «Шешмаойл». Внедрение 25 единиц клапанов произведено на 11 скважинах.
2. Из 11 скважин оборудованных СШН-КВК, эффект дополнительной добычи нефти получен на 8 скважинах, что составляет 72,7 %.
3. Общая накопленная добыча нефти на 11 скважинах составила 19 138,0 т, дополнительная добыча нефти составила 5 953,6 т.
4. В ходе проведения НИОКР по теме: «Разработка каплевидного клапана для насосов ШГН», была решена задача обеспечения своевременной и надежной посадки клапана на седло в вязких и высоковязких средах, без применения каких-либо дополнительных устройств.
5. Наибольшая продолжительность работы СШН-КВК составила 1 460 суток, с одним ПРС — без замены клапана, при вязкости нефти 1 129–1 196 мПа·с (скв. № 3820).
6. КВК в составе СШН, предназначены для работы в нефтесодержащих жидкостях с повышенной вязкостью (до 1 200 мПа·с) и с высоким содержанием мех. примесей (до 2,5 г/л). В процессе ОПИ, клапан КВК доказал свою работоспособность в скважине с вязкостью нефти до 1 129–1 196 мПа·с.

Литература

1. Ивановский В.Н., Долов Т.Р. Исследование эффективности работы клапанных узлов скважинных штанговых насосных установок // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2014. № 2. С. 29–33.
2. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. и др. Оборудование для добычи нефти и газа: в 2 ч. М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. Ч. 1. 768 с.
3. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A., Aliev M.M. Improving the operation efficiency of deviated wells with high oil viscosity values and abnormally low reservoir pressures. SPE Annual Caspian Technical Conference, Nur-Sultan,

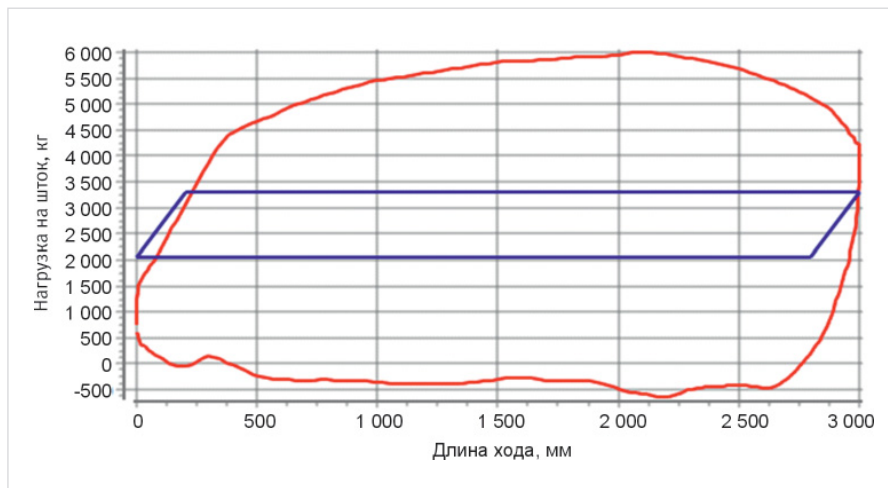


Рис. 6. До внедрения СШН-КВК (от 05.03.2019 г.)

Fig. 6. Before implementation of SRP-KVK (March 05, 2019)

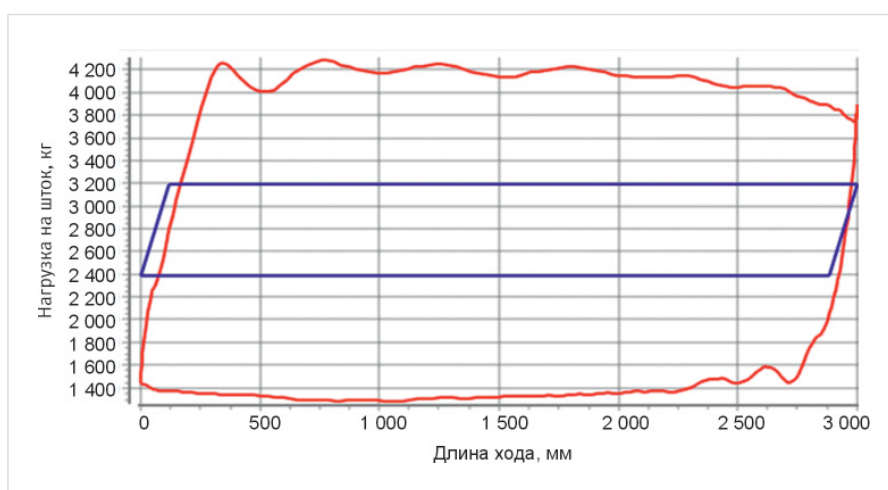


Рис. 7. После внедрения СШН-КВК (от 14.04.2020 г.)

Fig. 7. After implementation of SRP-KVK (April 04, 2020)

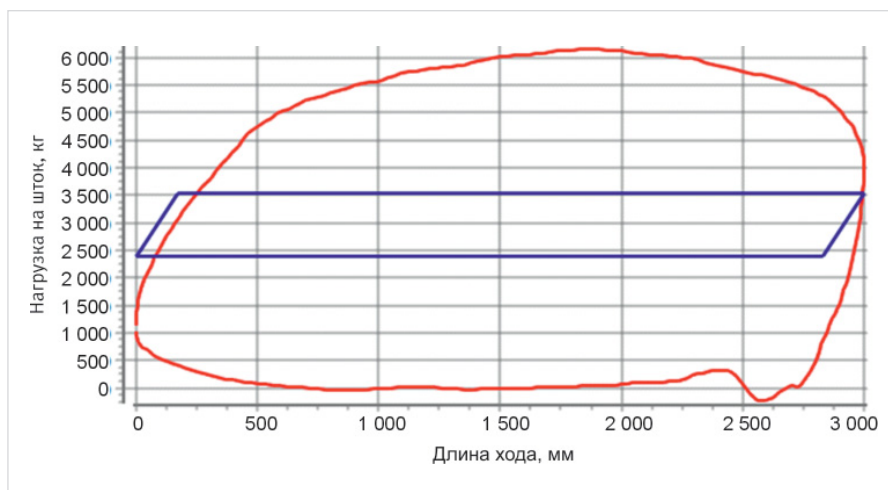


Рис. 8. После внедрения СШН-КВК (от 30.08.2020 г.)

Fig. 8. After implementation of SRP-KVK (August 30, 2020)

4. Лисин А.А., Кочубей М. В., Ахунов Р.М., Цинк А.А., Тахаутдинов Р.Ш. Патент РФ на изобретение № 2783311. Клапанный узел штангового насоса. Заявитель и патентообладатель ООО НПО «Инновация», Kazakhstan, November 2022, SPE-212134-MS. (In Eng).

5. Долов Т.Р. Исследование работы клапанных узлов скважинных штанговых насосных установок: автореферат дис. ... канд. техн. наук. Москва, 2017. 24 с.

Results

The conducted studies and field trials have shown that designing the suction valve assembly of a sucker-rod pump with a shut-off element in the shape of an elongated droplet with a downward-offset center of gravity and increased weight ensures reliable operation when fitting the shut-off element onto the valve seat, reduces the likelihood of its free floating ("hanging"), sticking, and delayed closure in viscous and highly viscous oils.

The main benefits of the droplet-shaped suction valves (KVK) are as follows:

- due to its shape, the droplet-shaped shut-off element is approximately 9 times less resistant in terms of hydrodynamics to the flow of the surrounding fluid compared to the standard ball valve V11-225;
- the design of the droplet-shaped shut-off element combined with its increased weight prevents it from sticking at the upper point;
- the increased weight, elongated droplet-shaped profile, and four guides on the valve cage ensure stabilization of the shut-off element in the fluid flow, minimal deviation from the seat axis, reliable fitting of the shut-off element onto the seat, and its overall reliable operation.

References

1. Ivanovskiy V.N., Dolov T.R. Studying of operational efficiency of valve assemblies of downhole sucker-rod pumping units. Equipment and technologies for the oil and gas complex, 2014, issue 2, P. 29–33. (In Russ).
2. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A. et al. Equipment for Oil and Gas Production: in 2 parts. Moscow: Publishing House "Oil and Gas" of Gubkin

Russian State University of Oil and Gas, 2003, 768 p. (In Russ).

3. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A., Aliev M.M. Improving the operation efficiency of deviated wells with high oil viscosity values and abnormally low reservoir pressures. SPE Annual Caspian Technical Conference, Nur-Sultan, Kazakhstan, November 2022, SPE-212134-MS. (In Eng).
4. Lisin A.A., Kochubey M.V., Akhunov R.M.,

Tsink A.A., Takhautdinov R.Sh. Russian Patent № 2783311.

- Rod pump valve assembly. Proprietor(s): NPO "Innovatsiya" LLC, Application: № 2022102237, Date of filing: 31.01.2022. (In Russ).
5. Dolov T.R. Study of the Operation of Valve Assemblies of Sucker-Rod Pump Installations: Extended Abstract of Cand. Tech. Sci. Dissertation. Moscow: 2017, 24 p. (In Russ).

Conclusions

1. During the R&D period, a design of the droplet shaped suction valve was developed which proved its operability during pilot field trials at the wells of "Sheshmaoil" JSC. A total of 25 valves were installed on 11 wells.
2. Out of the 11 wells fitted with SRP KVK units, a positive incremental oil effect was achieved in 8 wells, accounting for 72,7%.
3. Total cumulative oil production from the 11 wells amounted to 19,138.0 tons, with incremental production of 5,953,6 tons.
4. R&D work dedicated to developing a droplet shaped valve for SRP pumps successfully addressed the issue of ensuring timely and reliable fitting of the valve onto the valve seat in viscous and highly viscous media without the use of any additional devices.
5. The longest operating period that SRP KVK unit worked successfully at an oil viscosity of 1,129–1,196 mPa·s was 1,460 days. One workover operation was performed during this period without replacing the valve (the well № 3820).
6. The droplet-shaped suction valve (KVK) as part of a sucker-rod pump (SRP) is designed for operation in oil-containing fluids with high viscosity (up to 1200 mPa·s) and a high content of mechanical impurities (up to 2,5 g/L). During pilot field trials the KVK valve proved its operability in a well with oil viscosity of 1 129–1 196 mPa·s (well № 3820).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лисин Андрей Александрович, ведущий инженер-конструктор конструкторской группы ОИиЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Цинк Александр Александрович, ведущий инженер-конструктор конструкторской группы ОИиЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., главный специалист по инновационной деятельности, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Исрафилов Даниль Хамзович, главный конструктор конструкторской группы ОИиЭ, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Ломовцев Максим Николаевич, начальник отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Аюпов Рамис Равилевич, ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Артём Игоревич Ярош, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Lisin Andrey Aleksandrovich, lead design engineer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Tsink Aleksandr Aleksandrovich, lead design engineer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Isaev Anatoliy Andreevich, candidate of engineering sciences, chief specialist for innovations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia
For correspondence: isaeff-oil@yandex.ru

Israfilov Danil Khamzovich, chief designer at the design group of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Lomovtsev Maxim Nikolaevich, head of department for innovations and examination, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Ayupov Ramis Ravilevich, lead engineer of the department for innovations and examinations, Management Company "Sheshmaoil" LLC, Almet'yevsk, Russia

Yarosh Artyom Igorevich, postgraduate student, Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

Исследование диффузионных свойств ингибиторов коррозии в условиях наличия отложений на поверхности металла

Валекжанин И.В.¹, Карачевский Д.Ю.^{1,2}, В.В. Носов¹, Никонорова А.А.³, Ситдилов В.Д.^{1,4}

¹Уфимский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; ²Уфимский Институт химии — обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Уфа, Россия;

³ИХТИ УГНТУ в г. Стерлитамаке, Стерлитамаке, Россия; ⁴Институт физики молекул и кристаллов Уфимского научного центра РАН, Уфа, Россия
valekzhaniniv@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Аннотация

Основная цель работы — количественная оценка влияния минералогического состава отложений, толщины слоя, температуры и концентрации на эффективность транспорта ингибитора коррозии (ИК) для оптимизации защиты промышленного оборудования. Проведенный анализ показал, что фазовый состав отложений определяет как диффузионную доступность, так и адсорбционную емкость среды по отношению к ингибирующим компонентам. Наиболее значимыми фазами являются гематит (Fe_2O_3), пирит (FeS_2) и сидерит (FeCO_3), каждый из которых проявляет принципиально различное поведение в зависимости от своей кристаллической морфологии и химической природы поверхности.

Гематит в исследуемых отложениях присутствует преимущественно в виде рыхлых поликристаллических агрегатов с высокоразвитой пористостью. Данная морфология обуславливает максимальную диффузионную проницаемость: за 72 ч при 25 °C через слой отложения проникает 13,6 % введенного ИК. Потери на адсорбцию минимальны и составляют лишь 11,9 %, что свидетельствует о преобладании слабых физических взаимодействий между ИК и поверхностью оксида железа (III).

Пирит (FeS_2) выступает в роли критического диффузионного барьера: степень проникновения ИК не превышает 3,1 % за тот же временной интервал. Одновременно зафиксированы рекордно высокие адсорбционные потери — 58,1 %. Такое поведение обусловлено высокой кристаллической плотностью пиритовых зерен и наличием на поверхности активных центров, способных к необратимому хемосорбционному связыванию молекул ингибиторов.

Сидерит (FeCO_3) демонстрирует промежуточные характеристики: проницаемость составляет 5,0 %, а адсорбционные потери — 35,1 %.

Нагрев до 80 °C повышает эффективность транспорта ИК на: +149 % для гематита, +432 % для пирита, +347 % для сидерита. При этом одновременно снижаются адсорбционные потери в 2–6 раз. Увеличение толщины отложений до 3 мм снижает проникновение ингибитора коррозии: в 6 раз для гематита, в 60 раз для пирита, в 6 раз для сидерита, с параллельным ростом адсорбционных потерь до 90 % для пирита. Относительные доли проникшего сквозь и адсорбированного на минеральных отложениях ингибитора коррозии не зависят от начальной концентрации (10–500 мг/л), что упрощает прогнозирование скорости коррозии под отложениями. Результаты обеспечивают научную основу для проектирования систем ингибирования коррозии в нефтегазовом оборудовании.

Материалы и методы

В качестве модельных минеральных фаз использованы синтетические гематит, пирит и сидерит. Исследуемый ингибитор коррозии (ИК) представлял собой промышленный реагент на основе алкилимидазолина. Эксперименты по оценке адсорбции и диффузии ИК сквозь слой отложений проводились с использованием вертикальной двухкамерной диффузионной ячейки из ПТФЭ. Варьируемыми параметрами выступали температура среды (20–80 °C), толщина слоя минералов (0,5–3 мм) и начальная

концентрация ИК (10–800 мг/л). Количественное определение концентрации ИК до и после диффузии осуществляли экстракционно-спектрофотометрическим методом с применением красителя «метилоранжевый».

Ключевые слова

коррозия под минеральными отложениями, диффузия, ингибирование, адсорбция

Для цитирования

Валекжанин И.В., Карачевский Д.Ю., Носов В.В., Никонорова А.А., Ситдилов В.Д. Исследование диффузионных свойств ингибиторов коррозии в условиях наличия отложений на поверхности металла // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 64–75.

DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-64-75

Поступила в редакцию: 23.06.2026

CORROSION

UDC 620.197.3 | Original Paper

Study of the diffusion properties of corrosion inhibitors under conditions of deposits on the metal surface

Valekzhanin I.V.¹, Karachevsky D.Yu.^{1,2}, Nosov V.V.¹, Nikonorova A.A.³, Sitdikov V.D.^{1,4}

Ufa Branch “RN-Upstream design” LLC (Company of Rosneft Group), Ufa, Russia; ²Ufa Institute of Chemistry — a separate structural unit of the Federal State Budgetary Scientific Institution of the Ufa Federal Research Center of the Russian Academy of Sciences, Ufa, Russia; ³IHTI UGNTU in Sterlitamak, Sterlitamak, Russia;

⁴Institute of Molecular and Crystal Physics of the Ufa Scientific Center of the RAS, Ufa, Russia
valekzhaniniv@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Abstract

The main objective of the work is a quantitative assessment of the influence of the mineralogical composition of deposits, layer thickness, temperature, and concentration on the transport efficiency of a corrosion inhibitor (CI) to optimize the protection of industrial equipment. The conducted analysis showed that the phase composition of deposits determines both the diffusion availability and the adsorption capacity of the

medium regarding inhibiting components. The most significant phases are hematite (Fe_2O_3), pyrite (FeS_2), and siderite (FeCO_3), each of which exhibits fundamentally different behavior depending on its crystalline morphology and surface chemical nature.

Hematite in the studied deposits is present predominantly as loose polycrystalline aggregates with highly developed porosity. This morphology provides maximum diffusion permeability: 13,6 % of the introduced CI penetrates through the deposit layer in 72 hours at 25 °C. Adsorption losses are minimal, amounting to only 11,9 %, indicating the predominance of weak physical interactions between the CI and the iron (III) oxide surface. Pyrite (FeS_2) acts as a critical diffusion barrier: the degree of CI penetration does not exceed 3,1 % over the same time interval. At the same time, record-high adsorption losses of 58.1% were recorded. This behavior is due to the high crystalline density of pyrite grains and the presence of active centers on the surface capable of irreversible chemisorption binding of inhibitor molecules.

Siderite (FeCO_3) exhibits intermediate characteristics: permeability is 5,0%, and adsorption losses are 35,1%.

Heating to 80°C increases the CI transport efficiency by: +149 % for hematite, +432 % for pyrite, +347 % for siderite. At the same time, adsorption losses decrease by 2–6 times. Increasing the deposit thickness to 3 mm reduces the corrosion inhibitor penetration: 6 times for hematite, 60 times for pyrite, 6 times for siderite, with a parallel increase in adsorption losses up to 90 % for pyrite. The relative fractions of the CI that penetrated through and adsorbed on mineral deposits do not depend on the initial concentration (10–500 mg/l), which simplifies the prediction of the corrosion rate under deposits. The results provide a scientific basis for designing corrosion inhibition systems in oil and gas equipment.

Materials and Methods

Synthetic hematite, pyrite, and siderite were used as model mineral phases. The studied corrosion inhibitor (CI) was an industrial alkylimidazoline-based reagent. Experiments to evaluate CI adsorption and diffusion through the deposit layer were conducted using a vertical two-chamber PTFE diffusion cell. The varied parameters included medium temperature (20–80 °C), mineral layer thickness (0,5–3 mm), and initial CI concentration (10–800 mg/l). The quantitative determination of the CI concentration before and after diffusion was

performed by an extraction-spectrophotometric method using a “methyl orange” dye.

Keywords

corrosion under mineral deposits, diffusion, inhibition, adsorption, imidazoline, hematite, pyrite, siderite

For citation

Valekzhanin I.V., Karachevsky D.Yu., Nosov V.V., Nikonorova A.A., Sitdikov V.D. Study of the diffusion properties of corrosion inhibitors under conditions of deposits on the metal surface. Exposition Oil Gas, 2026, issue 5, P. 64–75. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2026-5-64-75

Received: 23.06.2026

Введение

В сфере нефтегазовой промышленности коррозия металлических конструкций может привести к утрате их функциональных характеристик, что требует применения эффективных методов защиты.

Коррозионные процессы в воде, могут проявляться в различных формах, таких как разрушение поверхности металла под воздействием углекислого газа, сероводорода или кислорода.

В результате этих процессов образуются продукты коррозии, такие как карбонаты железа (Fe_2CO_3), сульфиды железа (FeS_2) и оксиды железа (FeO) [1, 2]. Пирит, наиболее устойчивая форма железа, образуется в среде сероводорода [3, 4], в то время как сидерит (FeCO_3) [5] является предпочтительным продуктом коррозии в среде углекислого газа.

Магнетит (Fe_3O_4) и гематит (Fe_2O_3) — пространственные продукты окисления железа в условиях воздействия кислорода [6, 7].

В процессе нефтедобычи, среди множества методов, направленных на защиту металлических поверхностей от коррозии и предотвращения их разрушения, ингибиторы коррозии занимают особое место [9, 10]. Эти вещества создают на поверхности защитную плёнку, которая замедляет скорость коррозии в соответствии со стандартами, установленными в нефтяной промышленности [11].

Однако выбор оптимального ингибитора коррозии для конкретной системы может быть непростой задачей. На его эффективность влияют множество факторов, которые могут изменяться под воздействием различных условий, таких как давление, температура, уровень pH, напряжение сдвига и другие параметры, такие как состав сырой нефти и соотношение воды и нефти [12–15].

Эффективность органических ингибиторов коррозии определяется их способностью к адсорбции — физической (за счет ван-дер-ваальсовых или электростатических взаимодействий) или химической (через донорно-акцепторные связи с активными центрами поверхности) — на продуктах

коррозии и/или непосредственно на металлической подложке. В результате адсорбции формируется упорядоченный, преимущественно моно- или полимолекулярный защитный слой, который снижает доступ коррозионно-активных агентов (H_2O , O_2 , H^+ , Cl^-) к поверхности металла, ингибирует анодные и/или катодные реакции и, в ряде случаев, способствует стабилизации пассивного оксидного слоя. Степень защиты зависит от молекулярной структуры ингибитора (наличие функциональных групп — NH_2 , SH , COOH , гетероатомов, сопряженных π -систем), его ориентации на поверхности и устойчивости адсорбционного слоя в заданных условиях среды (pH, температура, гидродинамика) [16–19]. Эти свойства адсорбции определяются наличием гетероатомов и множественных связей в органических молекулах.

Эти особенности модулируют нуклеофильные свойства органических веществ, позволяя им образовывать защитную плёнку на основных участках корродированной поверхности, что предотвращает дальнейшую коррозию [20–25].

Аналогичным образом, электронная плотность на металлических поверхностях, которая в первую очередь зависит от состава агрессивной ионной среды, также оказывает влияние на степень адсорбции органических ингибиторов [22].

Органические поверхностно-активные вещества, такие как имидазолины, являются наиболее распространенными ингибиторами коррозии, используемыми в нефтяной и газовой промышленности для защиты от коррозии в условиях воздействия CO_2 и H_2S [26, 27]. Однако, согласно экспериментальным исследованиям, эти молекулы оказываются менее эффективными в средах, содержащих кислород [21, 28].

Молекулярная структура производных имидазолина включает пятичленный цикл с богатыми электронами гетероцическими кольцами и гидрофильными или гидрофобными алкильными боковыми цепями. Эти функциональные группы наделяют

имидазолины [30] способностью связываться с металлическими поверхностями и отталкивать агрессивные вещества, что обеспечивает надежную защиту от коррозии [31].

В молекулярной структуре имидазолинов [21], как показано на рисунке 1, различают два ключевых структурных фрагмента: (1) гетероциклическое имидазолиновое ядро, содержащее атомы азота, обеспечивающие центры адсорбции на металлической поверхности, и (2) углеводородный заместитель (обычно алкильный или алкенильный «хвост»), присоединённый к атому азота. Длина и степень разветвленности углеводородного фрагмента, а также наличие дополнительных функциональных групп (например, амидных, эфирных или ароматических звеньев в «звеньях» между ядром и хвостом) существенно влияют на физико-химические свойства молекулы — в частности, на коэффициент распределения ($\log P$), определяемый как логарифм отношения концентраций соединения в *n*-октанолу и воде при равновесии. Этот параметр коррелирует с гидрофобностью, водной растворимостью, поверхностной активностью и способностью молекулы мигрировать к фазовой границе «металл/раствор», что, в свою очередь, определяет эффективность формирования защитного адсорбционного слоя.

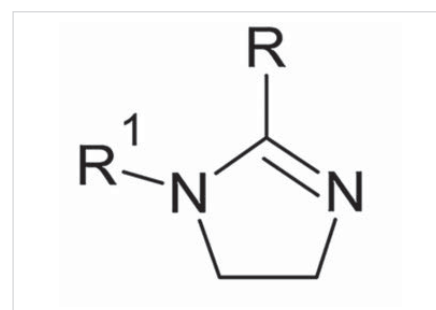


Рис. 1. Строение имидазолинов
Fig. 1. The structure of imidazolines

Кроме того, длина цепи может влиять на скорость адсорбции ингибитора коррозии на поверхности металла.

Liu и соавт. [21] сообщили о высокой эффективности ингибирования (IE) для имидазолиновой соли, содержащей гидроксильную функциональную группу в боковом заместителе (например, в гидроксильной цепи или остатке гидроксикислоты, использованной при синтезе): 99,2 % — в статических условиях, 80,9 % — при однофазном потоке и 73,9 % — при двухфазном потоке.

Аналогичным образом, для имидазолина, лишённого OH-группы, в среде CO₂ были получены следующие значения ингибирующего эффекта (IE): 90,8, 36,4 и 19,6 % для низкоуглеродистой стали N80, соответственно.

Фарелас и его коллеги [28] исследовали моно- и бис-олеиновые имидазолины с целью защиты углеродистой стали марки X-65 от воздействия CO₂. Результаты показали, что при низких концентрациях бисимидазолина, равных 5 и 10 миллионным долям, достигается высокий уровень ингибирования коррозии — 94,51 и 99,51% IE соответственно.

Чой и его коллеги [33] провели исследование поведения имидазолинов в среде H₂S при высоком давлении CO₂ с использованием углеродистых сталей. В результате было установлено, что ингибирование коррозии достигает 97 % при температуре 80 °C и концентрации двух имидазолинов 400 ppm.

Эрнандес-Гайоссо и его коллеги [34] провели исследование, направленное на оценку коммерческого продукта, содержащего модифицированные имидазолины, в трех агрессивных средах: O₂, H₂S и CO₂, воздействующих на сталь Lx52 в соответствии со стандартом API 5.

В средах, насыщенных H₂S и CO₂, при добавлении ингибитора коррозии в концентрации 50 ppm при температуре 70 °C был достигнут высокий индекс эффективности — 94,30 %. При температуре 115 °C индекс эффективности составил 84,87 %. В аналогичных условиях, но с добавлением кислорода (O₂), эффективность составила 76,61 %.

Результаты исследования показывают, что имидазолины эффективно защищают поверхность металла. Однако в условиях, когда присутствует кислород, способствующий образованию оксида железа (III), их эффективность снижается по сравнению со средами, где преобладают сероводород и диоксид углерода, стимулирующие образование сульфидов железа и карбонатов железа.

В средах, содержащих исключительно диоксид углерода, имидазолины демонстрируют более высокую эффективность, чем в средах, включающих сероводород и диоксид углерода.

В результате можно определить последовательность эффективности ингибирования коррозии имидазолинов на корродированных поверхностях железа: Fe₂O₃ < FeS < Fe₂CO₃.

Целью настоящей работы является лабораторное исследование адсорбционного поведения имидазолинового ингибитора на модельных фазах, имитирующих минеральные компоненты коррозионных отложений, с последующим выявлением причин его сниженной ингибирующей эффективности в средах с высоким содержанием коррозионно-агрессивных газов (CO₂, H₂S).

На основании квантово-химического моделирования и экспериментальных данных показано, что прочность адсорбционного взаимодействия между имидазолином и поверхностью минералов убывает в следующем

порядке: Fe/N-содержащие поверхности > сидерит (FeCO₃) > пирит (FeS₂) > гематит (α-Fe₂O₃). Данная последовательность коррелирует с наблюдаемым снижением эффективности защиты в условиях, где доминируют оксидные и сульфидные фазы отложений. Полученные результаты согласуются с экспериментальными данными, опубликованными в специализированной литературе [1–5].

Изучение диффузионных свойств ингибитора коррозии на основе имидазолина по отношению к карбонатам и оксиду железа предполагает понимание того, как ингибитор взаимодействует с этими материалами, подавляя коррозию. Это включает в себя изучение того, как молекулы ингибитора перемещаются и адсорбируются на металлических поверхностях, особенно покрытых слоями карбоната или оксида железа, и как это влияет на процесс коррозии.

1. Ингибиторы на основе имидазолинов и ингибирование коррозии:

Механизм

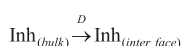
Производные имидазолина часто используются в качестве ингибиторов коррозии из-за их способности образовывать защитные пленки на металлических поверхностях. Эти пленки могут ингибировать коррозию, физически блокируя доступ агрессивных веществ к металлу или влияя на электрохимические реакции, связанные с коррозией [35–37].

Эффективность ингибирования определяется последовательной реализацией трех ключевых стадий:

1. Диффузия молекул ингибитора (Inh) через объемную фазу к границе раздела «раствор/поверхность».
2. Адсорбция на поверхности минеральных отложений и/или обнаженного металла.
3. Формирование защитного слоя, препятствующего анодному растворению железа и/или катодному восстановлению H⁺/H₂O/CO₂.

Для формализации этих процессов введем следующую схему:

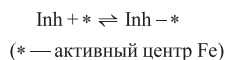
Диффузия:



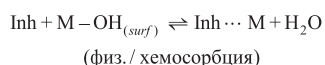
где D — коэффициент диффузии, снижающийся в присутствии пористых, но плотных коррозионных отложений (гематит, пирит, сидерит), действующих как диффузионные барьеры.

Адсорбция — может происходить двумя путями:

- непосредственно на металлическую поверхность (Fe⁰):



- на поверхность минеральных фаз отложений (M = Fe₂O₃, FeCO₃, FeS₂):

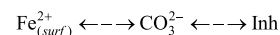


В случае гетероатомсодержащих молекул (N, S, O) преобладает хемосорбция через координационное связывание с Fe²⁺/Fe³⁺-центрами поверхности.

Конкуренция и модуляция эффективности: Присутствие карбонат-ионов (CO₃²⁻) и продуктов коррозии (α-Fe₂O₃, FeCO₃, FeS₂) создаёт конкурирующие адсорбционные поверхности:

Ионные продукты (FeCO₃, Fe(OH)₂·FeCO₃) могут частично блокировать адсорбцию Inh

на металле, но при определённых условиях образовывать комплексные адсорбционные структуры вида:



что проявляется как синергетический эффект — повышение IE при совместном присутствии Fe²⁺ и CO₃²⁻ [ссылки].

В то же время плотные фазы, такие как пирит (FeS₂) и кристаллический гематит (α-Fe₂O₃), демонстрируют высокую адсорбционную емкость, но низкую диффузионную проницаемость, что приводит к локальному истощению Inh вблизи активных участков под отложением.

Следовательно, суммарная эффективность ингибирования есть функция:

- молекулярной структуры Inh (полярность, длина хвоста, наличие функциональных групп);
- фазового состава и морфологии отложений;
- гидродинамических и химических условий (pH, pCO₂, p H₂S, [Cl⁻]).

Для верификации предложенной модели были проведены эксперименты по оценке адсорбции имидазолина на синтетических образцах гематита (α-Fe₂O₃), сидерита (FeCO₃) и пирита (FeS₂), а также в условиях, имитирующих одно- и двухфазные потоки с насыщением CO₂/H₂S.

Определение количества адсорбированного минеральными отложениями ингибитора коррозии

Количественная оценка адсорбции ингибиторов коррозии (ИК), относящихся, как правило, к классу поверхностно-активных веществ (ПАВ), на поверхности минеральных частиц (гематит, пирит, сидерит) в лабораторных условиях представляет собой компромисс между физико-химической строгостью и практической осуществимостью. В настоящей работе использован упрощённый, но воспроизводимый подход, основанный на косвенном расчете количества адсорбированного ИК по разности его равновесной концентрации в объеме до и после контакта с взвесью минералов.

Эксперимент проводился в стеклянном стакане объемом 0,5 л. с магнитной мешалкой при скорости вращения 500 об/мин в течение 6 ч. Такой режим выбран с учетом микро- и мезопористости таких минералов, как сидерит и пирит.

Для типичных имидазолиновых и аминных ИК при умеренном перемешивании (~300–600 об/мин) равновесная адсорбция на оксидах железа достигается в течение 4–6 ч.

Несмотря на то, что элементарный акт адсорбции (формирование донорно-акцепторных связей, перестройка сольватной оболочки) происходит на временных масштабах от наносекунд до секунд, общая кинетика адсорбции в дисперсных системах, как правило, лимитируется внешней и внутренней диффузией — как к поверхности частицы, так и в пределах ее пористой структуры. Интенсивное перемешивание (например, > 5 000 об/мин в мини-реакторах) действительно позволяет минимизировать внешнедиффузионное сопротивление, однако в стандартной лабораторной посуде подобные скорости недостижимы из-за возникновения вихревых структур, кавитации и неравномерного распределения частиц. В нашем случае (500 об/мин, радиус

мешалки ~20 мм) линейная скорость на периферии достигает лишь ~1 м/с — достаточной для интенсификации массопереноса по сравнению со статическими условиями, но не способной полностью исключить диффузионный контроль.

Кроме того, в геометрии стакана с магнитной мешалкой не реализуется режим идеального смешения: формируются устойчивые гидродинамические зоны (центральный восходящий поток, придонная циркуляция, зоны застоя у стенок), что приводит к неоднородному распределению частиц и градиентам концентрации ИК в объеме. Тем не менее, при длительной выдержке (≥ 6 ч) и последующей выдержке «на отдыхе» в течение не менее 16 ч (суммарно 22 ч) система приближается к квазиравновесному состоянию, что подтверждается воспроизводимостью результатов ($RSD < 5\%$ при $n = 5$).

Окончательную концентрацию ИК в растворе определяли после фильтрации через мембранный фильтр (0,45 мкм, ПТФЭ), химически инертный и прозрачный в УФ/ИК-диапазоне, во избежание вклада сорбции на фильтре в погрешность измерения.

Таким образом, предложенный протокол следует рассматривать не как метод определения фундаментальных кинетических параметров адсорбции (для чего требуются реакторы с контролируемой гидродинамикой, например, ячейки с вращающимся диском), а как практически значимую оценку адсорбционной емкости минерального слоя в условиях, близких к лабораторной рутине. Его преимущество — минимальные требования к оборудованию, высокая воспроизводимость и достаточная чувствительность для сравнительной оценки эффективности различных ингибиторов.

Методика количественного определения ингибиторов коррозии в нефтепромышленной среде основана на их взаимодействии с красителем (метил оранжевый) в водном растворе при $pH = 3,65$ с образованием окрашенного в желтый цвет комплекса. Комплекс преимущественно растворяется в хлороформе, чем в водно-солевом растворе. Его экстрагируют в хлороформ и далее разрушают обработкой 1 М водным раствором соляной кислоты. Концентрацию красителя (эквивалентную концентрации ИК) в полученном растворе соляной кислоты определяют спектрофотометрическим методом по предварительно построенному калибровочному графику. Диапазон определяемых концентраций реагентов составляет 0–250 мг/л. Чувствительность метода: 1–2 мг/л.

Определения диффузионных способностей ингибитора коррозии проникать под минеральные отложения в статических условиях

Методика основывается на проникновении ингибитора коррозии из одного сосуда А в другой Б, через перегородку из определенных минеральных отложений. Сосуд А устанавливается на сосуд Б, причем верхний сосуд имеет решетчатое дно для установки «прозрачной» для ИК мембраны, удерживающей осадка, определенной в предыдущих экспериментах.

Оборудование: Стандартные статические или проточные ячейки Франца или аналогичные (рис. 2), изготовленные из химически стойкого материала (стекло, политетрафторэтилен, полиэфирэфиркетон). Должны обеспечивать надежное уплотнение минерального слоя между донорной (source)

и рецепторной (receptor) камерами. Объем камер ~50–100 мл. Площадь диффузии (А) ~1–5 см².

Исследования проводили в вертикальной диффузионной ячейке с открытой верхней частью (рис. 2), изготовленной из политетрафторэтилена (ПТФЭ). Ячейка состояла из двух соосных цилиндрических частей:

Сосуд А (донорная, объем ~30 мл) — открытая сверху, с перфорированным дном (диаметр отверстий 0,3 мм, площадь перфорации $>90\%$);

Сосуд Б (рецепторная, объем 80 мл) — герметично закрытая, с боковым штуцером для отбора проб.

Между камерами размещалась зона диффузии, ограниченная сверху решетчатым дном донорной камеры и снизу — поверхностью раствора в рецепторной камере. Площадь диффузии (А) составляла 3,14 см² (диаметр 20 мм). Герметичное соединение камер обеспечивалось фторкаучуковым уплотнительным кольцом, расположенным вне зоны контакта с раствором, во избежание адсорбции ингибитора на полимере.

Перед сборкой ячейки на решетчатое дно верхней камеры устанавливали ИК-прозрачную мембрану из спеченного ПТФЭ (толщина 0,5 мм, поры 0,45 мкм, «Merck Millipore»), способную удерживать минеральные частицы, но не препятствующую молекулярной диффузии. На мембрану помещали круглый фрагмент фильтровальной бумаги (Whatman Grade 1, $\varnothing = 20$ мм), служащий в качестве дополнительного барьера против проваливания мелких фракций. На фильтр равномерно наносили минеральную смесь и выравнивали до заданной толщины (1, 3 или 5 мм) путем легкого постукивания и контроля микрометром.

Сосуд Б заполняли 1 % (мас.) водным раствором NaCl (~70 мл) до уровня, непосредственно контактирующего с нижней поверхностью фильтра (отсутствие воздушной прослойки подтверждалось визуально). Верхнюю камеру устанавливали соосно и фиксировали. Затем в нее добавляли 1 % раствор NaCl с известной начальной концентрацией ингибитора коррозии (C_0), обеспечивая покрытие слоя отложений столбом жидкости высотой $3 \pm 0,5$ мм.

Для определения адсорбции ингибитора на минеральных отложениях испытания проводились в обычном химическом стакане объемом 0,5 л на магнитных мешалках при скорости вращения 500 об/мин.

Адсорбционная способность А рассчитывалась по формуле (1):

$$A = \frac{C_K - C_X}{C_A} \text{ или } A = \frac{G_A}{g_A}, \quad (1)$$

где A — адсорбционная способность (емкость, относительное количество адсорбированного вещества); C_K — исходная концентрация ингибитора, мг/л; C_X — концентрация ингибитора в растворе после испытаний, мг/л; C_A — концентрация адсорбента, мг/л; G_A — масса поглощенного компонента; g_A — масса адсорбента.

Методика определения диффузионных способностей ингибиторов коррозии проникать под минеральные отложения основывается на переходе реагента из одного сосуда в другой через перегородку из отложений определенных минеральных отложений. Сосуд А устанавливается в сосуд Б, причем внутренний сосуд (А) имеет решетчатое дно с подложкой из фильтровальной бумаги для удержания осадка.

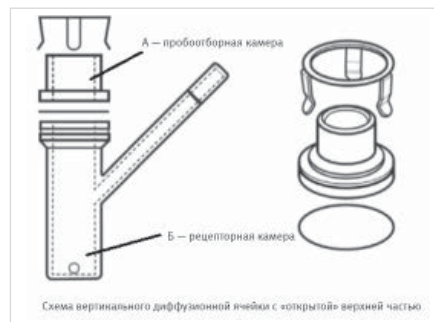


Рис. 2. Схема вертикальной диффузионной ячейки для исследования диффузии ингибитора коррозии сквозь отложения. Сосуд А — пробоотборная камера, сосуд Б — рецепторная камера
Fig. 2. Diagram of a vertical diffusion cell for studying the diffusion of a corrosion inhibitor through sediments. Vessel A — is the sampling chamber, vessel B — is the receptor chamber

Последовательность проведения испытаний:

- в сосуд А на подложку укладывается бумажный фильтр для предотвращения проникновения осадка в сосуд Б. Фильтр смачивается водой;
 - на фильтр насыпается и выравнивается осадок толщиной 1, 3 и 5 мм, который также (осторожно для предотвращения взмучивания осадка) смачивается водой;
 - сосуд А устанавливается на сосуд Б;
 - сосуд Б осторожно (во избежание взмучивания осадка) заполняется определенным объемом 2 % раствора NaCl;
 - на дно сосуда Б (эксперимент 1) или на поверхность испытываемой среды в сосуде А (эксперимент 2) дозируется ингибитор коррозии;
 - по окончании времени выдержки (2 суток) сосуд А быстро извлекается из сосуда Б;
 - из обоих сосудов отбираются пробы для определения содержания ингибитора коррозии.
- Условия испытаний:
- среда — 2 % раствор NaCl;
 - соотношение объемов среды в наружном (VB) и внутреннем (VA) стаканах — VB/VA = 2,5;
 - толщина, мм (объем, см³) слоя осадка — 1; 3; 5;
 - исходная концентрация ингибитора коррозии в системе — 25 мг/л (количество ИК — 6,3 мг);
 - продолжительность испытаний — 40 часов;
 - дозирование ингибитора — на дно стакана Б или на поверхность раствора в стакане А.

Потери ингибитора вследствие адсорбции на поверхности осадка рассчитывались по формуле (2):

$$Q_{\text{адс}} = Q_{\text{исх}} - (Q_1 + Q_2), \quad (2)$$

где $Q_{\text{исх}}$ — исходное количество ингибитора коррозии, мг; Q_1 — количество ингибитора, проникшего через осадок, мг; Q_2 — остаточное количество ингибитора в растворе после испытания, мг; $Q_{\text{адс}}$ — количество ингибитора, адсорбированного на осадке, мг.

Относительные потери ингибитора за счет адсорбции (A , мг/г) оценивались по формуле (3):

$$A = \frac{Q_{\text{адс}}}{g_a}, \quad (3)$$

где g_a — масса адсорбента, г.

Соотношение масс протекшего через осадок ингибитора, адсорбированного осадком ингибитора, и остаточного количества ингибитора в растворе можно представить в следующем виде, формула (4):

$$\frac{Q_1}{Q_{\text{исх}}} + \frac{Q_2}{Q_{\text{исх}}} + \frac{Q_{\text{адс}}}{Q_{\text{исх}}} = 1. \quad (4)$$

Таким образом, доля ингибитора, протекшего через слой отложений (%), выражается формулой:

$$K_{\text{протек}} = \frac{Q_1}{Q_{\text{исх}}} \times 100. \quad (5)$$

Проведение испытаний

Предварительно проведены оценочные испытания по определению потерь ингибиторов на минеральных отложениях при максимально возможном количестве взвешенных частиц. Испытания проводились в химическом стакане в 2 %-ном растворе хлористого натрия. Для опыта с сульфидом железа испытательная среда продувалась инертным газом (для предотвращения окисления сульфида железа). Результаты испытаний представлены в таблице 1–3.

На основе предоставленных экспериментальных данных по адсорбции имидазолинового ингибитора коррозии (ИК) на гематите можно сделать следующие качественные и количественные заключения:

- Влияние температуры:

Наблюдается четкий максимум адсорбции при 60 °С для всех комбинаций концентраций ИК и частиц.

При 20 и 40 °С адсорбция существенно ниже, чем при 60 °С.

При повышении температуры до 80 °С адсорбция снижается по сравнению с 60 °С, но остается выше, чем

при 20 и 40 °С (кроме самых низких концентраций ИК и частиц).

Заключение: 60 °С является оптимальной температурой для адсорбции данного ИК на гематите. Рост адсорбции до 60 °С объясняется увеличением кинетической энергии молекул и скорости диффузии. Снижение после 60 °С указывает на начало преобладания процесса термической десорбции над адсорбцией.

- Влияние концентрации ингибитора (ИК):

В рамках модели Ленгмюра ключевым параметром, характеризующим ёмкость поверхности, является максимальная адсорбционная ёмкость q_{max} , которая отражает предельное количество ингибитора, способного образовывать монослой на единице массы адсорбента при полном заполнении активных сайтов.

В настоящей работе параметры изотермы Ленгмюра (рис. 3), включая q_{max} , были определены путем нелинейной аппроксимации экспериментальных данных уравнением (6) с использованием всего диапазона концентраций ингибитора (25–800 мг/л):

$$q_e = \frac{q_{\text{max}} K_L C_e}{1 + K_L C_e}, \quad (6)$$

где q_e — равновесная адсорбция (мг/мг), C_e — равновесная концентрация ингибитора в растворе (мг/л), K_L — константа равновесия адсорбции (л/мг).

Несмотря на то, что значение $q_{\text{max}} = 0,276$ мг/мг может быть достоверно оценено по экстраполяции, в практически значимом диапазоне концентраций ингибитора (25–200 мг/л), соответствующем типичным промышленным дозировкам, насыщение поверхности гематита не наблюдается. В этом интервале зависимость концентрации ингибитора по отношению к равновесной адсорбции остается близкой к линейной, что свидетельствует о лимитировании адсорбции концентрацией ингибитора в растворе, а не исчерпанием активных центров.

Этот факт имеет важные технологические последствия. С одной стороны, он означает, что система обладает нереализованным адсорбционным потенциалом, и повышение дозировки ингибитора будет эффективно увеличивать покрытие поверхности гематита. С другой — именно это делает гематит «конкурентом» за ингибитор по отношению к защищаемой стальной поверхности.

Таким образом, высокая, но не насыщенная в рабочем диапазоне адсорбция на гематите является индикатором риска недостаточной защиты металла и требует либо:

1. повышения дозировки ингибитора с учетом «фоновое поглощения» минеральными отложениями;
2. либо применения селективных ингибиторов, молекулярный дизайн которых минимизирует сродство к Fe_2O_3 при сохранении хемосорбции на Fe^0 .

Влияние концентрации частиц гематита: адсорбционная способность монотонно возрастает с увеличением концентрации частиц (от 50 до 800 мг/л) при всех температурах и концентрациях ИК.

Не наблюдается снижения удельной адсорбции (мг ИК / мг осадка) даже при самой высокой концентрации частиц (800 мг/л). Это указывает на отсутствие значимой агрегации частиц или «затенения» поверхности в исследованном диапазоне.

Заключение: Увеличение концентрации взвешенного гематита в системе пропорционально увеличивает общую поверхность, доступную для адсорбции ИК, без негативного влияния на удельную эффективность адсорбции вплоть до 800 мг/л:

1. Гематит демонстрирует очень высокую адсорбционную способность по отношению к данному имидазолиновому ингибитору, особенно при оптимальной температуре 60 °С.

2. Ключевые факторы, увеличивающие адсорбцию:

Температура: 60 °С >> 80 °С > 40 °С > 20 °С

Концентрация ИК: чем выше (в диапазоне 25–200 мг/л), тем лучше. Насыщение не достигнуто.

Концентрация частиц: чем выше (в диапазоне 50–800 мг/л), тем лучше. Агрегация не проявляется.

3. Максимальная эффективность достигается при комбинации: Т = 60 °С + Высокая С[ИК] (200 мг/л) + Высокая С[частиц] (800 мг/л). В этих условиях удельная адсорбция достигает 0,347 мг ИК/мг осадка.

Табл. 1. Адсорбция ингибитора коррозии на частицах гематита, взвешенных в объеме воды, при продолжительности испытаний 24 ч

Tab. 1. Adsorption of the corrosion inhibitor on hematite particles suspended in a volume of water with a test duration of 24 hours

Тип осадка	Концентрация ИК, мг/л	Концентрация частиц минерала, мг/л	Адсорбционная способность осадка, мг ИК/мг осадка			
			Температура эксперимента, °С			
			20	40	60	80
Гематит	25	50	0,093	0,103	0,172	0,155
		200	0,109	0,122	0,203	0,182
		400	0,146	0,162	0,243	0,219
		800	0,153	0,170	0,255	0,230
	200	50	0,103	0,115	0,191	0,172
		200	0,122	0,135	0,225	0,203
		400	0,162	0,180	0,270	0,243
		800	0,170	0,189	0,284	0,255
	400	50	0,115	0,128	0,213	0,191
		200	0,135	0,150	0,250	0,225
		400	0,180	0,200	0,300	0,270
		800	0,189	0,210	0,315	0,284
	800	50	0,126	0,140	0,234	0,210
		200	0,149	0,165	0,275	0,248
		400	0,198	0,220	0,330	0,297
		800	0,208	0,231	0,347	0,312

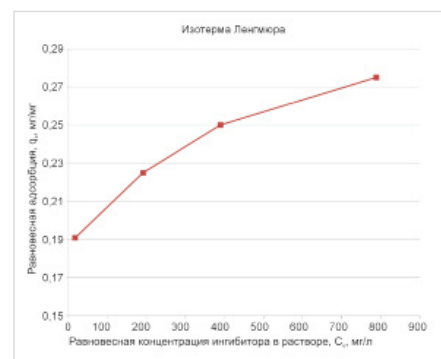


Рис. 3. Изотерма Ленгмюра, для оценки сорбционной емкости имидазолина на гематите

Fig. 3. Langmuir isotherm for estimating the sorption capacity of imidazoline on hematite

4. Полученные экспериментальные значения (особенно при 60°C и высоких концентрациях) превышают первоначальные теоретические оценки максимальной адсорбционной емкости гематита (0,15–0,30 мг/мг), что подчеркивает важность экспериментального определения параметров для конкретной системы.

5. Данные указывают на отсутствие насыщения поверхности в исследованном диапазоне концентраций ИК (до 200 мг/л). Это позволяет прогнозировать дальнейший рост адсорбции при увеличении [ИК] > 200 мг/л.

На основе предоставленных экспериментальных данных по адсорбции имидазолинового ингибитора коррозии (ИК) на пирите можно сделать следующие качественные и количественные заключения:

1. Влияние температуры

Четкий максимум адсорбции при 60°C для всех комбинаций.

При 20–40 °C значения значительно ниже (например, при концентрации ингибитора коррозии равной 200 мг/л, C [частиц] = 800 мг/л: 0,187 → 0,208 → 0,289 → 0,260).

Снижение при 80°C менее выражено, чем у гематита (в среднем на 10–12 % против 15–20 % у гематита). Причина: Пирит сохраняет стабильность поверхности при высоких температурах, но хемосорбционные связи (Fe^{2+} -N) слабее, чем у Fe^{3+} в гематите.

2. Влияние концентрации ИК

Как и в случае гематита, максимальная адсорбционная емкость пирита $q_{max} = 0,292$ мг/мг является экстраполированной величиной, определенной по данным при высоких концентрациях (до 800 мг/л). Однако в рабочем диапазоне концентраций (25–200 мг/л) адсорбция возрастает от 0,168 до 0,198 мг/мг, что составляет лишь 58–68 % от q_{max} — т.е. поверхность пирита далека от насыщения.

Это подтверждается отсутствием плато в интервале 25–200 мг/л, линейным участком

изотермы (рис. 4), замедлением, но не остановкой роста при $C_0 > 200$ мг/л.

Технологически это означает, что пирит, как и гематит, активно поглощает ингибитор без насыщения, снижая его доступность для стальной поверхности.

Полученные результаты согласуются с представлениями о природе адсорбции:

На гематите (Fe^{3+}) доминирует сильная хемосорбция через координацию атома азота имидазолина с кислотными центрами Льюиса — Fe^{3+} .

На пирите (Fe^{2+}) связь Fe^{2+} -N слабее, а часть поверхности пассивирована сульфидным слоем, что снижает эффективную плотность активных центров и, как следствие, удельную адсорбцию при одинаковых условиях.

3. Влияние концентрации частиц

Адсорбция растет с увеличением концентрации частиц, но нелинейно:

При $C[ИК]=200$ мг/л и 60 °C: 0,206 (50 мг/л) → 0,289 (800 мг/л).

При C [частиц] > 400 мг/л прирост замедляется (например, при 60°C и [ИК]=100 мг/л: 0,250 → 0,263 при 400 → 800 мг/л). Причина: Агрегация частиц или конкуренция за ингибитор при высокой загрузке.

4. Сравнение с гематитом

Пирит слабее адсорбирует ИК: максимум 0,289 мг/мг против 0,347 мг/мг у гематита (-17 %).

Сильнее выражено влияние высоких концентраций частиц: при 800 мг/л адсорбция на пирите на 15–20 % ниже, чем на гематите.

Анализ данных, представленных в таблице 3, показывает, что процесс связывания ингибитора на поверхности сидерита существенно зависит от термодинамических и концентрационных параметров системы. В отличие от ранее рассмотренных оксидных минералов (гематита и пирита), карбонатная природа сидерита и его низкая удельная поверхностная активность обуславливают ряд специфических закономерностей

адсорбционного процесса, подробно рассмотренных ниже:

1. Влияние температуры

Максимум адсорбции при 60 °C для всех комбинаций, но с меньшим абсолютным ростом vs. гематит/пирит.

Снижение при 80 °C выражено слабее (на 7–10 % от значений при 60 °C). Причина: Более слабые хемосорбционные связи Fe^{2+} -N и стабильность карбонатной матрицы при нагреве.

2. Влияние концентрации ИК

Несмотря на низкую удельную адсорбцию, сидерит не является нейтральным компонентом в системе ингибирования.

Быстрое достижение предела адсорбционного насыщения сидеритом имеет двойственную природу. С одной стороны, после истощения адсорбционного потенциала сидерит перестает «конкурировать» за ингибитор — в отличие от гематита, который продолжает активно поглощать ПАВ даже при высоких начальных концентрациях ($C_0 = 200$ –800 мг/л), тем самым обедняя защитную среду. Это позволяет поддерживать в объеме раствора более высокую концентрацию реагента, доступного для непосредственной защиты стальной поверхности.

С другой стороны, слабая специфическая активность поверхности сидерита и преобладание обратимых форм адсорбции создают определенные риски при эксплуатации системы в нестабильных режимах. В частности, при циклических колебаниях концентрации (например, при периодической или залповой закатке реагента) снижение концентрации ИК в объеме раствора может спровоцировать частичную десорбцию. Хотя высвобождение молекул с поверхности минерала и приводит к локальному повышению концентрации ингибитора в придонном слое, возникающие скачки и нарушение непрерывности адсорбционного слоя на самом сидерите вызывают перестройку и дестабилизацию уже сформировавшейся защитной пленки на поверхности металла.

В кристаллической решетке $FeCO_3$ каждый ион Fe^{2+} окружен шестью атомами кислорода из трех групп CO_3^{2-} . На поверхности этот слой сохраняется, образуя плотную, гидрофильную оболочку, которая затрудняет прямой контакт Fe^{2+} с молекулой ингибитора.

Отрицательный поверхностный заряд При $pH > 6,3$ (точка нулевого заряда сидерита $\approx 6,0$ –6,5) поверхность несет отрицательный заряд за счет диссоциации, как указано в формуле:

Табл. 2. Адсорбция ингибитора коррозии на частицах пирита, взвешенных в объеме воды, при продолжительности испытаний 24 ч

Tab. 2. Adsorption of a corrosion inhibitor on pyrite particles suspended in a volume of water with a test duration of 24 hours

Тип осадка	Концентрация ИК, мг/л	Концентрация частиц минерала, мг/л	Адсорбционная способность осадка, мг ИК/мг осадка			
			Температура эксперимента, °C			
			20	40	60	80
Пирит	25	50	0,062	0,069	0,151	0,136
		200	0,073	0,081	0,178	0,160
		400	0,131	0,146	0,203	0,182
		800	0,138	0,153	0,213	0,191
	200	50	0,069	0,077	0,168	0,151
		200	0,081	0,090	0,198	0,178
		400	0,146	0,162	0,225	0,203
		800	0,153	0,170	0,236	0,213
	400	50	0,077	0,085	0,187	0,168
		200	0,090	0,1	0,22	0,198
		400	0,162	0,18	0,25	0,225
		800	0,170	0,189	0,263	0,236
	800	50	0,084	0,094	0,206	0,185
		200	0,099	0,110	0,242	0,218
		400	0,178	0,198	0,275	0,248
		800	0,187	0,208	0,289	0,260

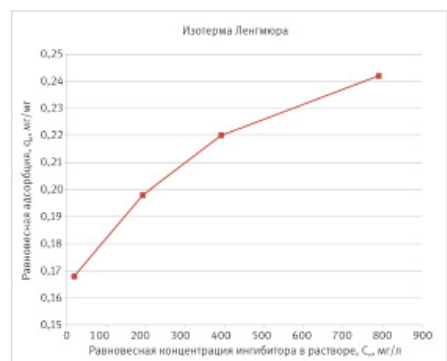
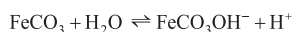


Рис. 4. Изотерма Ленгмюра, для оценки сорбционной емкости имидазолина на пирите

Fig. 4. Langmuir isotherm for estimating the sorption capacity of imidazoline on pyrite



Это приводит к электростатическому отталкиванию катионных форм имидазолина ($\text{pK}_a \approx 7-8$), преобладающих в нейтральной и слабощелочной среде.

В отличие от Fe^{3+} , ион Fe^{2+} имеет заполненную d⁶-оболочку и меньшую энергию гидратации, что снижает его склонность к образованию устойчивых комплексов с азотсодержащими лигандами.

Сидерит проявляет наименьшую, но быстро насыщаемую способность к адсорбции

Табл. 3. Адсорбция ингибитора коррозии на частицах сидерита, взвешенных в объеме воды, при продолжительности испытаний 24 ч

Tab. 3. Adsorption of the corrosion inhibitor on siderite particles suspended in a volume of water at a test duration of 24 hours

Тип осадка	Концентрация ИК, мг/л	Концентрация частиц минерала, мг/л	Адсорбционная способность осадка, мг ИК/мг осадка			
			Температура эксперимента, °C			
			20	40	60	80
Сидерит	25	50	0,031	0,034	0,062	0,056
		200	0,036	0,041	0,073	0,066
		400	0,080	0,089	0,122	0,109
		800	0,084	0,094	0,128	0,115
	200	50	0,034	0,038	0,069	0,062
		200	0,041	0,045	0,081	0,073
		400	0,089	0,099	0,135	0,122
		800	0,094	0,104	0,142	0,128
	400	50	0,038	0,043	0,077	0,069
		200	0,045	0,050	0,090	0,081
		400	0,099	0,110	0,150	0,135
		800	0,104	0,116	0,158	0,142
	800	50	0,042	0,047	0,084	0,076
		200	0,050	0,055	0,099	0,089
		400	0,109	0,121	0,165	0,149
		800	0,114	0,127	0,173	0,156

Табл. 4. Проникающая способность ингибитора коррозии через гематит, в зависимости от концентрации ингибитора коррозии (температура среды — 20 °C, толщина отложений — 0,5 мм)

Tab. 4. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through hematite, depending on the concentration of the corrosion inhibitor (ambient temperature — 20 °C, sediment thickness — 0,5 mm)

C_0 , мг/л	M_t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
10	0,136	13,6	11,86	74,54
20	0,34	13,6	11,86	74,54
50	0,679	13,58	11,86	74,56
100	1,357	13,57	11,86	74,57
250	3,398	13,59	11,86	74,55
500	6,796	13,59	11,85	74,56

Табл. 5. Проникающая способность ингибитора коррозии через гематит, в зависимости от температуры (концентрация ингибитора — 100 мг/л, температура среды — 20 °C)

Tab. 5. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through hematite, depending on temperature (inhibitor concentration - 100 mg/l, ambient temperature — 20 °C)

T, °C	M_t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
25	1,357	13,57	11,86	74,57
40	1,69	16,9	8,2	74,9
60	2,393	23,93	4,78	71,29
80	3,386	33,86	2,85	63,29

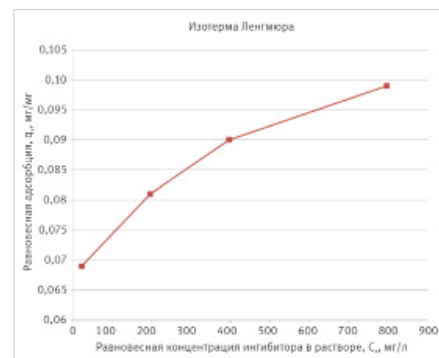


Рис. 5. Изотерма Ленгмюра, для оценки сорбционной емкости имидазолина на сидерите

Fig. 5. Langmuir isotherm for estimating the sorption capacity of imidazoline on siderite

имидазолинового ингибитора среди исследованных минералов. Его влияние на эффективность защиты определяется не столько удельной активностью, сколько массовым содержанием в отложениях. В карбонатных системах рекомендуется учитывать сидерит как источник фиксированных потерь ингибитора, компенсируемых единовременной корректировкой дозировки, в отличие от гематита и пирита, требующих непрерывного избытка ингибитора.

3. Влияние концентрации частиц

При [частиц] < 400 мг/л адсорбция растёт слабо, скачок наблюдается только при высоких нагрузках (400–800 мг/л).

Пример: при 60 °C и [ИК]=200 мг/л: 50 мг/л → 0,084 мг/мг 800 мг/л → 0,173 мг/мг (рост в 2,1 раза). Причина: Низкая удельная поверхность сидерита требует большей массы частиц для проявления адсорбционного потенциала.

Сравнение с другими минералами Сидерит адсорбирует в 2 раза хуже пирита и в 2,5 раза хуже гематита (макс. 0,173 мг/мг vs. 0,289 и 0,347 мг/мг).

Чувствительность к температуре ниже: при 20 °C значения близки к нулю.

Сравнительная склонность к сорбции: Гематит > Пирит > Сидерит

Гематит: Максимально — 0,347 мг/мг (Fe^{3+} создает сильные хемосорбционные связи). Ключевая особенность: в рабочем диапазоне концентраций (25–200 мг/л) насыщение не достигается — q_{max} , а зависимость остается близкой к линейной. Это означает, что гематит непрерывно поглощает ингибитор, оставаясь «открытым» для дальнейшей адсорбции даже при типичных дозировках.

Пирит: Максимально — 0,289 мг/мг (Fe^{2+} менее реактивен, мешают сульфидные группы). Ключевая особенность: Поверхность пирита содержит Fe^{2+} , но значительная ее часть стабилизирована сульфид-ионами (S^{2-}), образующими ковалентные связи с железом. Доступные центры реализуются в основном за счет поверхностных дефектов, окисления до Fe^{3+} или частичной гидролизуемости.

Сидерит: Максимально — 0,173 мг/мг (Fe^{2+} экранирован карбонатами, низкая поверхностная активность). Ключевая особенность: Поверхность сидерита покрыта плотным слоем карбонат-ионов (CO_3^{2-}), обладающих высокой гидратацией и отрицательным зарядом в нейтральной среде. Это приводит к: 1 — экранированию ионов Fe^{2+} , снижению их доступности для координации,

2 — электростатическому отталкиванию катионных форм имидазолина ($pK_a \sim 7-8$), 3 — формированию гидрофильной границы раздела, затрудняющей адсорбцию гидрофобных фрагментов ингибитора.

В результате взаимодействие носит преимущественно физический (электростатический/Ван-дер-Ваальсов) характер, с энергией связи, недостаточной для устойчивого закрепления при высоких температурах.

Адсорбционная активность коррелирует не просто со степенью окисления железа, а с комплексным влиянием анионного лиганда: O^{2-} в оксидах создает сильные, ненасыщенные координационные позиции $\rightarrow$ высокая активность Fe^{3+} , S^{2-} частично компенсирует низкую окисляемость Fe^{2+} , но вносит ковалентный вклад $\rightarrow$ умеренная активность, CO_3^{2-} формирует устойчивый, гидратированный, заряженный слой $\rightarrow$ пассивация поверхности.

Определение диффузионных способностей ингибитора коррозии проникать под отложения

Результаты испытаний процесса диффузии имидазолинового ингибитора, через различные отложения представлены в таблицах 4–12. Мт (72ч) (мг) — количество ингибитора, проникшего через слой за 72 часа эксперимента.

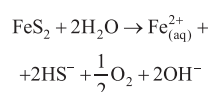
Гематит (Fe_2O_3)

Гематит имеет наиболее благоприятные условия для диффузии ингибитора коррозии. При наиболее простых условиях, установленных в работе, (толщина 0,5 мм, температура 25 °С) через слой проникает 13,6 % введенного ингибитора за 72 часа. Адсорбционные потери составляют умеренные 11,9 %, что объясняется слабым взаимодействием молекул имидазолина с поверхностью минерала. При повышении температуры до 80 °С проникновение существенно возрастает (до 33,9 %), а адсорбция снижается до 2,9 % благодаря уменьшению энергии связи. Увеличение толщины слоя критично: при 3 мм доля проникшего ингибитора падает до 2,3 %, а адсорбционные потери возрастают до 47,7 %. Концентрация ингибитора не влияет на относительное распределение, лишь пропорционально увеличивает абсолютные количества.

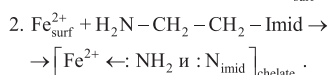
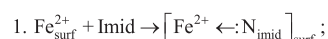
Пирит (FeS_2)

Пирит создает максимальные барьеры для диффузии ингибитора. В стандартных условиях лишь 3,1 % ингибитора преодолевает слой за 72 часа, а адсорбционные потери достигают рекордных 58,1 % — молекулы имидазолина прочно связываются с поверхностью сульфида. Основное взаимодействие происходит через координацию азота имидазолина с ионами $Fe(II)$ на поверхности пирита.

В нейтральных или слабощелочных условиях поверхность пирита частично окисляется и на поверхности образуются активные центры Fe^{2+} , особенно при дефектах решетки, вакансиях серы или в местах частичного окисления (образование $Fe(OH)_2$, $FeOOH$ и т.п.). Эти Fe^{2+} -центры — мягкие кислоты по Льюису.



Таким образом, наиболее вероятный путь — многоцентровая координация через ионы Fe^{2+} (1) или с участием двух азотов (2):



Температурное воздействие критически важно: при 80 °С проникновение

увеличивается в 5,3 раза (до 16,6 %), а адсорбция снижается до 8,9 %. Толщина слоя катастрофически влияет на эффективность: при 3 мм через слой проходит лишь 0,5 % ингибитора, а 89,5 % безвозвратно связывается с минералом. Для преодоления пиритовых барьеров необходимы повышенные

Табл. 6. Проникающая способность ингибитора коррозии через гематит, в зависимости от толщины отложений (концентрация ингибитора — 100 мг/л, толщина отложений — 0,5 мм)

Tab. 6. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through hematite, depending on the thickness of the deposits (concentration of the inhibitor is 100 mg/l, the thickness of the deposits is 0,5 mm)

L, мм	M _t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
0,5	1,357	13,57	11,86	74,57
1	0,679	6,79	22,5	70,71
2	0,34	3,4	37,55	59,05
3	0,226	2,26	47,7	50,04

Табл. 7. Проникающая способность ингибитора коррозии через пирит, в зависимости от концентрации ингибитора коррозии (температура среды — 20 °С, толщина отложений — 0,5 мм)

Tab. 7. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through pyrite, depending on the concentration of the corrosion inhibitor (ambient temperature — 20 °С, sediment thickness — 0,5 mm)

C ₀ , мг/л	M _t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
10	0,031	3,1	58,14	38,76
25	0,078	3,12	58,13	38,75
50	0,156	3,12	58,13	38,75
100	0,312	3,12	58,13	38,75
250	0,781	3,12	58,13	38,75
500	1,562	3,12	58,13	38,75

Табл. 8. Проникающая способность ингибитора коррозии через пирит, в зависимости от температуры (концентрация ингибитора — 100 мг/л, толщина отложений — 0,5 мм)

Tab. 8. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through pyrite, depending on temperature (inhibitor concentration — 100 mg/l, sediment thickness — 0,5 mm)

T, °С	M _t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
25	0,312	3,12	58,13	38,75
40	0,408	4,08	39,3	56,62
60	0,73	7,3	19,9	72,8
80	1,657	16,57	8,94	74,49

Табл. 9. Проникающая способность ингибитора коррозии через пирит, в зависимости от толщины отложений (концентрация ингибитора — 100 мг/л, температура среды — 20 °С)

Tab. 9. The penetrating ability of the corrosion inhibitor through pyrite, depending on the thickness of the deposits (inhibitor concentration — 100 mg/l, ambient temperature — 20 °С)

L, мм	M _t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
0,5	0,312	3,12	58,13	38,75
1	0,156	1,56	73,83	24,61
2	0,078	0,78	85,04	14,18
3	0,052	0,52	89,53	9,95

концентрации (>250 мг/л) и температурный режим >60 °С.

Сидерит (FeCO_3)

Сидерит занимает промежуточное положение. В стандартных условиях проникает 5,0 % ингибитора, а 35,1 % теряется на адсорбции. Карбонатная поверхность демонстрирует умеренное сродство к имидазолину. При нагреве до 80 °С проникновение существенно улучшается (до 22,4 %), а адсорбционные потери снижаются до 6,3 %. Увеличение толщины слоя до 3 мм снижает долю проникшего ингибитора до 0,8 % при росте адсорбционных потерь до 77,2 %. Чувствительность к толщине выражена сильнее, чем у гематита, но слабее, чем у пирита.

Итоги

В ходе исследования диффузионных свойств имидазолинового ингибитора коррозии (ИК) через модельные минеральные отложения (гематит, пирит, сидерит) выявлены фундаментальные закономерности массопереноса и адсорбции. Установлено, что минеральный

состав отложений является определяющим фактором эффективности ингибирования. Пиритовые отложения формируют экстремальный диффузионный барьер: в стандартных условиях (25 °С, толщина 0,5 мм) через слой проходит лишь 3,1 % ИК, при этом 58,1 % вещества безвозвратно связывается с минералом за счет хемосорбции на активных Fe^{2+} -центрах. Гематит, напротив, обладает высокой проницаемостью (13,6 % проникшего ИК) и умеренной адсорбционной емкостью (11,9 %), обусловленной слабыми физическими взаимодействиями. Сидерит занимает промежуточное положение (5,0 % проникшего, 35,1 % адсорбированного ИК). Показано, что повышение температуры до 80 °С критически важно для преодоления диффузионных барьеров: проникновение ИК возрастает в 2,5 раза (гематит), в 5,3 раза (пирит) и в 4,5 раза (сидерит) при одновременном снижении адсорбционных потерь в 2–6 раз. Увеличение толщины слоя отложений до 3 мм приводит к катастрофическому падению проникновения ИК (особенно для пирита — в 60 раз). При этом доказана

концентрационная инвариантность: относительные доли проникшего и адсорбированного ингибитора не зависят от начальной концентрации в диапазоне 10–500 мг/л.

Выводы

- Фазовый состав отложений диктует стратегию ингибирования. Пирит требует обязательного превышения дозировки ИК из-за высоких потерь на хемосорбцию, гематит наиболее безопасен с точки зрения диффузии, а сидерит выступает как «буферный» адсорбент, быстро насыщающийся в карбонатных средах.
- Нагрев среды является наиболее эффективным инструментом интенсификации транспорта ИК сквозь плотные отложения (особенно сульфидные). Для систем с пиритовыми отложениями температурный режим >60 °С является технологической необходимостью.
- Тот факт, что процентное распределение ИК между донорной камерой, адсорбционным слоем и рецептором не зависит от начальной концентрации, позволяет упростить математическое моделирование и прогнозирование скорости подотложечной коррозии.
- Предложена модель, учитывающая конкуренцию между металлической поверхностью и отложениями за молекулы ИК. Мониторинг минерального состава отложений должен стать обязательным этапом при проектировании технологий коррозионной защиты и расчете рабочих дозировок реагентов.

Литература

1. Zhao W., Zhang T., Wang Y., Qiao J., Wang Z. Corrosion failure mechanism of associated gas transmission pipeline. *Materials*, 2018, Vol. 11, issue 10, Art. 1935. (In Eng).
2. Kermani M.B., Harrop D. The impact of corrosion on the oil and gas industry. *SPE Production & Facilities*, 1996, Vol. 11, issue 3, P. 186–190. (In Eng).
3. Shi F., Zhang L., Yang J., Lu M., Ding J., Li H. Polymorphous FeS corrosion products of pipeline steel under highly sour conditions. *Corrosion Science*, 2016, Vol. 102, P. 103–113. (In Eng).
4. Smith S.N. A proposed mechanism for corrosion in slightly sour oil and gas production, NACE, in: Conference: International Corrosion Congress At, Houston, TX, 1993. (In Eng).
5. Ning J., Zheng Y., Brown B., Young D., Nesci S. The role of pyrite in localized H_2S corrosion of mild steel. NACE INTERNATIONAL, Corrosion Conference and Expo, 2017, URL: <https://www.icmt.ohio.edu/documents/NACE2017/C2017-9251.pdf> (accessed: 25.05.2026). (In Eng).
6. Kim Y.-S., Kim J.-G. Corrosion behavior of pipeline carbon steel under different iron oxide deposits in the district heating system, *Metals*, 2017, Vol. 7, issue 5, Art. 182. (In Eng).
7. Nava N., Sosa E., Alamilla J.L., Knighth C., Contreras A. Field sludge characterization obtained from inner of pipelines. *Corrosion Science*, 2009, Vol. 51, issue 11, P. 2652–2656. (In Eng).
8. Kermani B., Martin J.W., Esaklul K.A. Materials design strategy: effects of $\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$ Corrosion on Materials Selection, 2006. (In Eng).
9. Brondel D., Edwards R., Hayman A., Hill D.,

Табл. 10. Проникающая способность ингибитора коррозии через сидерит, в зависимости от концентрации ингибитора коррозии (температура среды — 20 °С, толщина отложений — 0,5 мм)

Tab. 10. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through siderite, depending on the concentration of the corrosion inhibitor (ambient temperature — 20 °С, sediment thickness — 0,5 mm)

C_0 , мг/л	M_t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
10	0,05	5	35,06	59,94
25	0,125	5	35,06	59,94
50	0,251	5,02	35,05	59,93
100	0,501	5,01	35,07	59,92
250	1,257	5,03	35,05	59,92
500	2,514	5,03	35,05	59,92

Табл. 11. Проникающая способность ингибитора коррозии через сидерит, в зависимости от температуры (концентрация ингибитора — 100 мг/л, толщина отложений — 0,5 мм)

Tab. 11. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through siderite, depending on temperature (inhibitor concentration — 100 mg/l, sediment thickness — 0,5 mm)

T, °С	M_t (72 ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
25	0,501	5,01	35,07	59,92
40	0,686	6,86	23	70,14
60	1,057	10,57	12,6	76,83
80	2,24	22,4	6,26	71,34

Табл. 12. Проникающая способность ингибитора коррозии через сидерит, в зависимости от толщины отложений (концентрация ингибитора — 100 мг/л, температура среды — 20 °С)

Tab. 12. Penetrating ability of the corrosion inhibitor through siderite, depending on the thickness of the deposits (inhibitor concentration — 100 mg/l, ambient temperature — 20 °С)

L, мм	M_t (72ч), мг	Доля проникшего, %	Доля адсорбированного, %	Доля в донорной камере, %
0.5	0,501	5,01	35,07	59,92
1	0,251	2,51	52,6	44,89
2	0,125	1,25	69,2	29,55
3	0,084	0,84	77,2	21,96

- Mehta S., Semerad T. Corrosion in the oil industry. *Oilfield Review*, 2014, Vol. 6, issue 2, P. 4–18. (In Eng).
10. Dariva C.G., Galio A.F. Corrosion inhibitors-principles, mechanisms and applications. London: InTechOpen, 2014, P. 365–379. (In Eng).
 11. NACE 1D182 – wheel test method used for evaluation of film-persistent corrosion inhibitors for oilfield applications. *Engineering*, 2017, 360 p. (In Eng).
 12. Migahed M.A., Nassar I.F. Corrosion inhibition of tubing steel during acidization of oil and gas wells. *Electrochimica Acta*, 2008, Vol. 53, issue 6, P. 2877–2882. (In Eng).
 13. Al-Harthy S., Bustos O.A., Samuel M., Still J., Land S., Fuller M.J., Hamzah N.E., Parapat. Options for High-Temperature Well Stimulation. *Oilfield Review*, 2008, Vol. 20, issue 4, P. 52–62. (In Eng).
 14. Jacobs I.C., Thome M.A. Asphaltene precipitation during acid stimulation treatments. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control*. Society of Petroleum Engineers, 1986, P. 131–136. (In Eng).
 15. Suzuki F. Precipitation of asphaltic sludge during acid stimulation treatment: cause, effect, and prevention. *Proceedings of the SPE Western Regional Meeting* (Anchorage, Alaska, 26–28 May 1993), Society of Petroleum Engineers, 1993, SPE-26036-MS. (In Eng).
 16. Bentiss F., Lebrini M., Lagrenée M. Thermodynamic characterization of metal dissolution and inhibitor adsorption processes in mild steel/2,5-bis(n-thienyl)-1,3,4-thiadiazoles/hydrochloric acid system. *Corrosion Science*, 2005, Vol. 47, issue 12, P. 2915–2931. (In Eng).
 17. Noor E. A., Al-Moubaraki A. H. Thermodynamic study of metal corrosion and inhibitor adsorption processes in mild steel/1-methyl-4[4'-(X)-styryl] pyridinium iodides/hydrochloric acid systems. *Materials Chemistry and Physics*, 2008, Vol. 110, issue 1, P. 145–154. (In Eng).
 18. Martinez S., Stern I. Thermodynamic characterization of metal dissolution and inhibitor adsorption processes in the low carbon steel/mimosa tannin/sulfuric acid system. *Applied Surface Science*, 2002, Vol. 199, issue 1–4, P. 83–89. (In Eng).
 19. Singh A.K., Quraishi M.A. Effect of cefazolin on the corrosion of mild steel in HCl solution. *Corrosion Science*, 2010, Vol. 52, 152–160. (In Eng).
 20. Tawfik S. M., Sayed A., Aiad I. Corrosion inhibition by some cationic surfactants in oil fields. *Journal Surfactants Detergents*, 2012, Vol. 15, P. 577–585. (In Eng).
 21. Liu X., Okafor P. C., Zheng Y. G. The inhibition of CO₂ corrosion of N80 mild steel in single liquid phase and liquid/particle two-phase flow by aminoethyl imidazoline derivatives. *Corrosion Science*, 2009, Vol. 51, issue 4, P. 744–751. (In Eng).
 22. Okafor P.C., Zheng Y. Synergistic inhibition behaviour of methylbenzyl quaternary imidazoline derivative and iodide ions on mild steel in H₂SO₄ solutions. *Corrosion Science*, 2009, Vol. 51, issue 4, P. 850–859. (In Eng).
 23. Cruz J., Martínez-Aguilera L.M.R., Salcedo R., Castro M. Reactivity properties of derivatives of 2-imidazoline: an ab initio DFT study. *International Journal of Quantum Chemistry*, 2001, Vol. 85, issue 4–5, P. 546–556. (In Eng).
 24. Edwards A., Osborne C., Webster S., Klenerman D., Joseph M., Ostovar P., Doyle M. Mechanistic studies of the corrosion inhibitor oleic imidazoline. *Corrosion Science*, 1994, Vol. 36, issue 2, P. 315–325. (In Eng).
 25. Jayaraman A., Saxena R.C. *Corrosion Inhibitors in Hydrocarbon Systems*, 1996. (In Eng).
 26. Jawich M.W.S., Oweimreen G.A., Ali S.A. Heptadecyl-tailed mono- and bis-imidazolines: a study of the newly synthesized compounds on the inhibition of mild steel corrosion in a carbon dioxide-saturated saline medium. *Corrosion Science*, 2012, Vol. 65, P. 104–112. (In Eng).
 27. Zhang J., Liu J., Yu W., Yan Y., You L., Liu L. Molecular modeling of the inhibition mechanism of 1-(2-aminoethyl)-2-alkyl-imidazoline. *Corrosion Science*, 2010, Vol. 52, P. 2059–2065. (In Eng).
 28. Farelàs F., Ramírez A., Cárdenas L., Norte, Atepehuacan S.B. Carbon dioxide corrosion inhibition of carbon steels through bis-imidazoline and imidazoline compounds studied by EIS. *International Journal of Electrochemical Science*, 2010, Vol. 5, issue 6, P. 797–814. (In Eng).
 29. Mohamed H., El-Lateef A., Abbasov V.M., Aliyeva I., Ismayilov T.A. Corrosion protection of steel pipelines against CO₂ corrosion-A review. *Chemistry Journal*, 2012, Vol. 2, issue 2, P. 52–63. (In Eng).
 30. Braga T.G., Martin R.L., McMahon J.A. Combinations of imidazolines and wetting agents as environmentally acceptable corrosion inhibitors. 2002, U.S. Patent No. 6,338,819. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office. (In Eng).
 31. Ramachandran S., Tsai B.L., Blanco M., Chen H., Tang Y., Goddard W.A. Self-assembled monolayer mechanism for corrosion inhibition of iron by imidazolines. *Langmuir*, 1996, Vol. 12, issue 26, P. 6419–6428. (In Eng).
 32. Liu X., Chemical S., Ma H., Liu G., Shen L. Protection of iron corrosion by stearic acid and stearic imidazoline self-assembled monolayers. *Applied Surface Science*, 2006, Vol. 253, issue 2, P. 814–820. (In Eng).
 33. Choi Y.-S., Hassani S., Vu T.N., Nesic S., Abas A.Z.B., Nor A. M., Suhor M. F. corrosion inhibition of carbon steel in supercritical CO₂/H₂S environments. *CORROSION 2018*, Phoenix, Arizona, USA. Paper No. NACE-2018-11193. (In Eng).
 34. Hernández-Gayosso M.J., Zavala-Olivares G., Bautista-Fragoso S., Blanco-del Valle G.E., Godínez-Oidor D.M., Rodríguez-Gómez V. A. Corrosion Behavior of API 5L X52 Steel under High Concentrations of H₂S/CO₂ Gases. *Materials Sciences and Applications*, 2006, Vol. 7, issue 10, P. 623–643. (In Eng).
 35. Карачевский Д.Ю., Валежанин И.В., Гилаев Р.Г., Сидоров Д.А., Белялов А.Г., Вережкин А.Г. Влияние отложений минеральных солей и продуктов коррозии на поверхности металла на эффективность ингибиторной защиты // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2025. № 3. С. 89–108.
 36. Черняева Е.Ю., Саяпова В.В., Алимбекова С.Р., Гусаков В.Н., Волошин А.И., Докичев В.А. Влияние полисахаридов на коррозионную стойкость углеродистой стали // Коррозия: материалы, защита. 2018. № 5. С. 32–36.
 37. Даминов А.А., Рагулин В.В., Волошин А.И., Телин А.Г. Современная практика применения противокоррозионной защиты оборудования нефтедобывающих скважин // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2020. № 6. С. 30–44.

ENGLISH

Results

The study of the diffusion properties of an imidazoline corrosion inhibitor (CI) through model mineral deposits (hematite, pyrite, siderite) revealed fundamental patterns of mass transfer and adsorption. It was established that the mineral composition of deposits is the determining factor for inhibition efficiency. Pyrite deposits form an extreme diffusion barrier: under standard conditions (25 °C, 0.5 mm thickness), only 3.1 % of the CI penetrates the layer, while 58.1 % of the substance is irreversibly bound to the mineral due to chemisorption on active Fe²⁺ centers. Hematite, conversely, has high permeability (13.6 % CI penetrated) and moderate adsorption capacity (11.9 %), due to weak physical interactions. Siderite

occupies an intermediate position (5.0 % penetrated, 35.1 % adsorbed CI). It was shown that increasing the temperature to 80 °C is critical for overcoming diffusion barriers: CI penetration increases by 2.5 times (hematite), 5.3 times (pyrite), and 4.5 times (siderite), with a simultaneous decrease in adsorption losses by 2–6 times. Increasing the deposit layer thickness to 3 mm leads to a catastrophic drop in CI penetration (especially for pyrite — by 60 times). At the same time, concentration invariance was proven: the relative fractions of penetrated and adsorbed inhibitor do not depend on the initial concentration in the range of 10–500 mg/l.

Conclusions

1. The phase composition of deposits dictates the inhibition strategy. Pyrite requires a mandatory increase in CI dosage due to high chemisorption losses; hematite is the safest in terms of diffusion; and siderite acts as a “buffer” adsorbent that quickly saturates in carbonate environments.
2. Heating the medium is the most effective tool for intensifying CI transport through dense deposits (especially sulfide ones). For systems with pyrite deposits, a temperature regime >60 °C is a technological necessity.

3. The fact that the percentage distribution of CI between the donor chamber, adsorption layer, and receptor does not depend on the initial concentration allows for simplified mathematical modeling and prediction of under-deposit corrosion rates.
4. A model accounting for the competition between the metal surface and deposits for CI molecules is proposed. Monitoring the mineral composition of deposits should become a mandatory step in designing corrosion protection technologies and calculating working reagent dosages.

References

1. Zhao W., Zhang T., Wang Y., Qiao J., Wang Z. Corrosion failure mechanism of associated gas transmission pipeline. *Materials*, 2018, Vol. 11, issue 10, Art. 1935. (In Eng).
2. Kermani M.B., Harrop D. The impact of corrosion on the oil and gas industry. *SPE Production & Facilities*, 1996, Vol. 11, issue 3, P. 186–190. (In Eng).
3. Shi F., Zhang L., Yang J., Lu M., Ding J., Li H. Polymorphous FeS corrosion products of pipeline steel under highly sour conditions. *Corrosion Science*, 2016, Vol. 102, P. 103–113. (In Eng).
4. Smith S.N. A proposed mechanism for corrosion in slightly sour oil and gas production, NACE, in: Conference: International Corrosion Congress At, Houston, TX, 1993. (In Eng).
5. Ning J., Zheng Y., Brown B., Young D., Nescic S. The role of pyrite in localized H₂S corrosion of mild steel. NACE INTERNATIONAL, Corrosion Conference and Expo, 2017, URL: <https://www.icmt.ohio.edu/documents/NACE2017/C2017-9251.pdf> (accessed: 25.05.2026). (In Eng).
6. Kim Y.-S., Kim J.-G. Corrosion behavior of pipeline carbon steel under different iron oxide deposits in the district heating system, *Metals*, 2017, Vol. 7, issue 5, Art. 182. (In Eng).
7. Nava N., Sosa E., Alamilla J.L., Knigth C., Contreras A. Field sludge characterization obtained from inner of pipelines. *Corrosion Science*, 2009, Vol. 51, issue 11, P. 2652–2656. (In Eng).
8. Kermani B., Martin J.W., Esaklul K.A. Materials design strategy: effects of H₂S/CO₂ Corrosion on Materials Selection, 2006. (In Eng).
9. Brondel D., Edwards R., Hayman A., Hill D., Mehta S., Semerad T. Corrosion in the oil industry. *Oilfield Review*, 2014, Vol. 6, issue 2, P. 4–18. (In Eng).
10. Dariva C.G., Galio A.F. Corrosion inhibitors-principles, mechanisms and applications. London: InTechOpen, 2014, P. 365–379. (In Eng).
11. NACE 1D182 – wheel test method used for evaluation of film-persistent corrosion inhibitors for oilfield applications. *Engineering*, 2017, 360 p. (In Eng).
12. Migahed M.A., Nassar I.F. Corrosion inhibition of tubing steel during acidization of oil and gas wells. *Electrochimica Acta*, 2008, Vol. 53, issue 6, P. 2877–2882. (In Eng).
13. Al-Harthi S., Bustos O.A., Samuel M., Still J., Land S., Fuller M.J., Hamzah N.E., Parapat. Options for High-Temperature Well Stimulation. *Oilfield Review*, 2008, Vol. 20, issue 4, P. 52–62. (In Eng).
14. Jacobs I.C., Thome M.A. Asphaltene precipitation during acid stimulation treatments. *Proceedings – SPE International Symposium on Formation Damage Control. Society of Petroleum Engineers*, 1986, P. 131–136. (In Eng).
15. Suzuki F. Precipitation of asphaltic sludge during acid stimulation treatment: cause, effect, and prevention. *Proceedings of the SPE Western Regional Meeting (Anchorage, Alaska, 26–28 May 1993)*, Society of Petroleum Engineers, 1993, SPE-26036-MS. (In Eng).
16. Bentiss F., Lebrini M., Lagrenée M. Thermodynamic characterization of metal dissolution and inhibitor adsorption processes in mild steel/2,5-bis(n-thienyl)-1,3,4-thiadiazoles/hydrochloric acid system. *Corrosion Science*, 2005, Vol. 47, issue 12, P. 2915–2931. (In Eng).
17. Noor E. A., Al-Moubaraki A. H. Thermodynamic study of metal corrosion and inhibitor adsorption processes in mild steel/1-methyl-4[4'-(X)-styryl] pyridinium iodides/hydrochloric acid systems. *Materials Chemistry and Physics*, 2008, Vol. 110, issue 1, P. 145–154. (In Eng).
18. Martinez S., Stern I. Thermodynamic characterization of metal dissolution and inhibitor adsorption processes in the low carbon steel/mimosa tannin/sulfuric acid system. *Applied Surface Science*, 2002, Vol. 199, issue 1–4, P. 83–89. (In Eng).
19. Singh A.K., Quraishi M.A. Effect of cefazolin on the corrosion of mild steel in HCl solution. *Corrosion Science*, 2010, Vol. 52, P. 152–160. (In Eng).
20. Tawfik S. M., Sayed A., Aiad I. Corrosion inhibition by some cationic surfactants in oil fields. *Journal Surfactants Detergents*, 2012, Vol. 15, P. 577–585. (In Eng).
21. Liu X., Okafor P. C., Zheng Y. G. The inhibition of CO₂ corrosion of N80 mild steel in single liquid phase and liquid/particle two-phase flow by aminoethyl imidazoline derivatives. *Corrosion Science*, 2009, Vol. 51, issue 4, P. 744–751. (In Eng).
22. Okafor P.C., Zheng Y. Synergistic inhibition behaviour of methylbenzyl quaternary imidazoline derivative and iodide ions on mild steel in H₂SO₄ solutions. *Corrosion Science*, 2009, Vol. 51, issue 4, P. 850–859. (In Eng).
23. Cruz J., Martínez-Aguilera L.M.R., Salcedo R., Castro M. Reactivity properties of derivatives of 2-imidazoline: an ab initio DFT study. *International Journal of Quantum Chemistry*, 2001, Vol. 85, issue 4–5, P. 546–556. (In Eng).
24. Edwards A., Osborne C., Webster S., Klenerman D., Joseph M., Ostovar P., Doyle M. Mechanistic studies of the corrosion inhibitor oleic imidazoline. *Corrosion Science*, 1994, Vol. 36, issue 2, P. 315–325. (In Eng).
25. Jayaraman A., Saxena R.C. Corrosion inhibitors in hydrocarbon systems, 1996. (In Eng).
26. Jawich M.W.S., Oweimreen G.A., Ali S.A. Heptadecyl-tailed mono- and bis-imidazolines: a study of the newly synthesized compounds on the inhibition of mild steel corrosion in a carbon dioxide-saturated saline medium. *Corrosion Science*, 2012, Vol. 65, P. 104–112. (In Eng).
27. Zhang J., Liu J., Yu W., Yan Y., You L., Liu L. Molecular modeling of the inhibition mechanism of 1-(2-aminoethyl)-2-alkyl-imidazoline. *Corrosion Science*, 2010, Vol. 52, P. 2059–2065. (In Eng).
28. Farelas F., Ramirez A., Cárdenas L., Norte, Atepehuacan S.B. Carbon dioxide corrosion inhibition of carbon steels through bis-imidazoline and imidazoline compounds studied by EIS. *International Journal of Electrochemical Science*, 2010, Vol. 5, issue 6, P. 797–814. (In Eng).
29. Mohamed H., El-Lateef A., Abbasov V.M., Aliyeva I., Ismayilov T.A. Corrosion protection of steel pipelines against CO₂ corrosion-A review. *Chemistry Journal*, 2012, Vol. 2, issue 2, P. 52–63. (In Eng).
30. Braga T.G., Martin R.L., McMahon J.A. Combinations of imidazolines and wetting agents as environmentally acceptable corrosion inhibitors. 2002, U.S. Patent No. 6,338,819. Washington, DC: U.S. Patent and Trademark Office. (In Eng).
31. Ramachandran S., Tsai B.L., Blanco M., Chen H., Tang Y., Goddard W.A. Self-assembled monolayer mechanism for corrosion inhibition of iron by imidazolines. *Langmuir*, 1996, Vol. 12, issue 26, P. 6419–6428. (In Eng).
32. Liu X., Chemical S., Ma H., Liu G., Shen L. Protection of iron corrosion by stearic acid and stearic imidazoline self-assembled monolayers. *Applied Surface Science*, 2006, Vol. 253, issue 2, P. 814–820. (In Eng).
33. Choi Y.-S., Hassani S., Vu T.N., Nescic S., Abas A.Z.B., Nor A. M., Suhor M. F. Corrosion inhibition of carbon steel in supercritical CO₂/H₂S environments. *CORROSION* 2018, Phoenix, Arizona, USA. Paper No. NACE-2018-11193. (In Eng).
34. Hernández-Gayosso M.J., Zavala-Olivares G., Bautista-Fragoso S., Blanco-del Valle G.E., Godínez-Oidor D.M., Rodríguez-Gómez V.A. Corrosion Behavior of API 5L X52 Steel under High Concentrations of H₂S/CO₂ Gases. *Materials Sciences and Applications*, 2006, Vol. 7, issue 10, P. 623–643. (In Eng).
35. Karachevsky D.Yu., Valekzhanin I.V., Gilaev R.G., Sidorov D.A., Belyalov A.G., Verevkin A.G. The effect of deposits of mineral salts and corrosion products on the metal surface on the effectiveness of inhibitory protection. *Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2025, issue 3,

Р. 89–108. (In Russ).
36. Chernyaeva Ye.Yu., Sayapova V.V., Alimbekova S.R., Gusakov V.N., Voloshin A.I., Dokichev V.A. Influence of polysaccharides on corrosive resistance of carbon steel.

Protection of Metals and Physical Chemistry of Surfaces, 2018, issue 5, P. 32–36. (In Russ).
37. Daminov A.A., Ragulin V.V., Voloshin A.I., Telin A.G. Current practice of anti-corrosion

protection of oil well equipment. Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products, 2020, issue 6, P. 30–44. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Валекжанин Илья Владимирович, начальник отдела борьбы с осложнениями, Уфимский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: valekzhaniniv@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Карачевский Даниил Юрьевич, аспирант, лаборатория органических функциональных материалов, Уфимский Институт химии — обособленное структурное подразделение Федерального государственного бюджетного научного учреждения Уфимского федерального исследовательского центра РАН, Уфа, Россия; ведущий специалист, отдел борьбы с осложнениями, Уфимский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: dy_karachevskii@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Носов Василий Викторович, начальник управления химизации производственных процессов, Уфимский филиал ООО «РН-Проектирование Добыча» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Никонорова Арина Александровна, студент, ИХТИ УГНТУ в г. Стерлитамаке, Стерлитамак, Россия

Ситдилов Виль Даянович – д.ф.-м.н., эксперт, Филиал ООО «РН-ГИР» в городе Уфа — БашНИПИнефть, Уфа, Россия; ст. науч. сотрудник, Институт физики молекул и кристаллов Уфимского научного центра РАН, Уфа, Россия

Valekzhanin Ilya Vladimirovich, head of the department for combating complications, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: valekzhaniniv@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Karachevsky Daniil Yurievich, postgraduate student, laboratory of organic functional materials, Ufa Institute of Chemistry, a separate structural unit of the Federal State Budgetary Scientific Institution Ufa Federal Research Center of the RAS, Ufa, Russia; leading specialist, department of complications management, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia
Corresponding author: dy_karachevskii@rn-pd-ufa.rosneft.ru

Nosov Vasily Viktorovich, head of the production process chemicalization department, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia

Nikonorova Arina Alexandrovna, student, IHTI UGNTU in Sterlitamak, Sterlitamak, Russia

Sitdikov Vil Dayanovich, doctor of physical and mathematical sciences, expert, Branch of “RN-GIR” LLC in the city of Ufa – BashNIPIneft, Ufa, Russia; senior research fellow, Institute of Molecular and Crystal Physics of the Ufa Scientific Center of the RAS, Ufa, Russia



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

О необходимости ГОСТ на промышленные кабели

Залогин А.С.¹, Кочеров А.В.², Семенов А.Б.³, Хвостов Д.В.⁴, Залогин А.А.⁵, Лошатецкий В.И.⁵, Кин Д.В.⁶, Косилов А.А.⁶, Яблонский Е.Л.⁶

¹ООО «НАНИО ЦСВЭ» МО, Люберцы, Россия; ²Индивидуальный предприниматель, Зеленоград, Россия;

³Московский государственный строительный университет, Москва, Россия; ⁴ООО «СИМПЭК», Москва, Россия;

⁵РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; ⁶ООО «ТД «Ункомтех», Москва, Россия

andrey.kocherov@yandex.ru, andre52.55@mail.ru, simpec@mail.ru

Аннотация

В статье показана необходимость разработки стандарта уровня общих технических условий на промышленные кабели, применяемые для инсталляции т. н. полевых шин в промышленности, в том числе на предприятиях ТЭК. Особое внимание уделяется задаче обеспечения искробезопасности создаваемых кабельных систем.

Материалы и методы

Применен метод структурного анализа нормативных документов. Использован материал международных стандартов, российских и межгосударственных стандартов, федеральных законов, технических регламентов и проспекты фирм-производителей.

Ключевые слова

полевая шина, искробезопасность, взрывозащищенность, параметры искробезопасности, первичные и вторичные параметры кабелей

Для цитирования

Залогин А.С., Кочеров А.В., Семенов А.Б., Хвостов Д.В., Залогин А.А., Лошатецкий В.И., Кин Д.В., Косилов А.А., Яблонский Е.Л. О необходимости ГОСТ на промышленные кабели // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 76–78.

Обзор нормативной базы

Более 30 лет в РФ существует практика включения в проекты автоматизации технологических процессов нефтехимических, химических и других опасных производственных объектов промышленных предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК), во взрывоопасных зонах которых используются системы автоматизации, основанные на концепции полевой шины, подробно изложенной в сериях стандартов IEC 61158 [1] и IEC 61784 [2]. При этом серия IEC 61784 выпущена для гармонизации многочисленных частных решений промышленных полевых шин и системных требований IEC 61158. Отметим, что значительная часть стандартов серии IEC 61784 отражена в эквивалентных ГОСТ Р МЭК 61784 [3] с сохранением номеров томов источника. IEC 61784 не заменяет

IEC 61158, но наличие действующих ГОСТов, которые эквивалентны IEC 61784, опосредованно облегчает ориентацию в комплексе требований IEC 61158-2 [4], хотя и не может заменить отсутствующий ГОСТ, эквивалентный IEC 61158-2.

Отметим, что IEC 61158-2 нормирует требования к физическому уровню среды передачи данных разнообразных промышленных полевых шин, в том числе для искробезопасных цепей. В то же время IEC 61158-2 не легитимизирован в РФ и ЕАЭС, а соответствующий ГОСТ отсутствует. Это крайне затрудняет проектировщикам обоснование принимаемых технических решений и правильный выбор оборудования, в том числе кабельно-проводниковой продукции. Для изготовителя и поставщика кабельной продукции отсутствие системного русскоязычного норматива

(идентичного IEC 61158-2 ГОСТа) препятствует формированию исчерпывающей номенклатуры параметров кабелей, необходимых для создания безопасных цепей полевой шины как для общепромышленного назначения, так и для применения во взрывоопасных средах, в том числе для искробезопасных цепей и систем.

Отсутствие идентичного IEC 61158-2 ГОСТа — только часть проблемы. Не менее важно то, что нет ГОСТа типа общих технических условий (ОТУ) для кабельной продукции, обеспечивающей надлежащий физический уровень среды передачи данных полевой шины, предназначенной для построения систем промышленной сети связи. Прежде чем сформулировать примерный набор таких требований, следует обратить внимание на то, как подобная система стандартов

Табл. 1. Отечественные производители кабелей, в материалах которых упоминается стандарт IEC 61158

Компания	Разделы сайтов, в которых применены ссылки на IEC 61158
Беларускабель	https://belaruskabel.by/products?ysclid=mpu4z1gjd5616086264
Герда	https://gerda.ru/production/?ysclid=mpu4pogoa0510366890
Кубань-кабель	https://kubancabel.ru/products/kvip/
Ленкабель	https://lencabel.ru/
Паритет	https://paritet.su/catalog/kis_v/kis_v_1kh2kh0_60/
Режкабель	https://www.rezhkabel.ru/catalog/
СегментЭНЕРГО	https://segmentenergo.ru/product-category/cables/segmentki485-cables/
Спецкабель	https://spetskabel.ru/about/news/2018/545/
СПКБ-Техно	https://spkb.ru/catalog/cables-symmetrical-RS-485/ , https://spkb.ru/catalog/kabeli-industrialnye-montazhnye-tekhnikomim/
Томсккабель	https://tomskcable.ru/catalog/new/kabeli-parnoy-skrutki-dlyavysokoskorostnoy-peredachi-dannykh-tofleks-kv/?ysclid=mptq81qyix183756936
Угличкабель	https://www.uglichcable.ru/catalog/cables_kipia/
Ункомтех	https://www.uncomtech.ru/groups/230
Уфимкабель	https://www.ufimcabel.ru/produksiya/26-kabeli-vysokoskorostnoj-peredachi-signalov-v-izolyatsii-iz-poristogo-polietilena/57-kvpspp
Холдинг «Кабельный альянс»	https://www.holdcable.com/catalog/
Щучинский завод «Автопровод»	https://avtoprovod.com/katalog/
Элка-кабель	https://elkacable.ru/catalog/kabel-spetsialnogo-naznacheniya/kabel-upravleniya-i-peredachi-dannykh-elkakip-kupdnga-hf-x-x-x-pse

гармонизована в случае LAN-кабелей [5], применяемых в структурированных кабельных системах (СКС) [6]. Аналогичная система стандартов требуется для полевых шин и соответствующих кабелей. В национальной системе стандартов РФ и системе межгосударственных стандартов ЕАЭС такая система стандартов отсутствует

Отечественные изготовители кабельной продукции, относящейся к области применения систем автоматизации, основанных на концепции полевой шины IEC 61158-2, заимствуют несистематизированные исходные

данные из каталогов зарубежных производителей и вынуждают заказчиков (компаний, осуществляющие проектирование, строительство и монтаж технологического оборудования для предприятий ТЭК) взаимодействовать на основе таких несистематизированных сведений (табл. 1).

Главная проблема такого взаимодействия — неопределенность требований, отсутствие нормирования, основанного на действующих технических регламентах (ТР) и стандартах, включенных в перечни, установленные действующими решениями

комиссии ЕАЭС к конкретным ТР. Наибольшую тревогу вызывает отсутствие единой системы норм и требований для кабельной продукции, предназначенной для упомянутых выше систем автоматизации, применяемых во взрывоопасных средах. Следует заметить, что опора на зарубежный опыт и стандарты, не действующие в ЕАЭС и РФ, создает юридически непреодолимый риск введения потребителя (приобретателя) в заблуждение, что недопустимо согласно Федеральному закону № 184-ФЗ... [7], ТР ТС 004/2011 [8] и ТР ТС 012/2011 [9].

Табл. 2. Нормы электрических параметров кабелей для полевых шин, в т.ч. для искробезопасных (ИБ) систем

№ п/п	Электрический параметр	Частота, кГц	Мин	Макс	Нормы. Источник	ИБ-стандарты	Примечания
1	Индуктивность двух жил пары — не более, мГн/км	1,0±0,1	0,04	1,0	Норма <1,0 ГОСТ IEC 60079-14, ГОСТ 31610.25	IEC 60079-27 (FISCO); ГОСТ 31610.25	—
2	Эл. сопротивление жилы постоянному току при 20 °С — не более, Ом/км	0,0	7	150	ГОСТ IEC 60079-14, ГОСТ 31610.25	IEC 61158-2 для кабелей	ГОСТ 34679
3	Отношение индуктивности к эл. сопр. двух жил пары — не более, мкГн/Ом	1,0±0,1	10	70	Норма 30 ГОСТ IEC 60079-14, ГОСТ 31610.25	Норма 15 IEC 61158-2 для кабелей	<25, <40, <60 норма EN 50288-7
4	Эл. сопротивление изоляции жил при 20 °С и испытательном напряжении до 1 000 В — не менее, МОм/км	0,0	10	1000	ГОСТ IEC 60079-14-2013, ГОСТ 31610.25	ГОСТ 31442, п. 8.8	ГОСТ 34679, табл.3, ГОСТ 3345
5	Электрическая емкость пары — не более, нФ/км	1,0±0,1	30	300	Норма <200 ГОСТ IEC 60079-14, ГОСТ 31610.25	—	Нормы — ГОСТ 34679 (табл. 3)
6	Волновое сопротивление, Ом	39,0	50	200	Норма 50...150 ГОСТ Р МЭК 61784-1 (IEC 61158-2)	Норма IEC 61158-2 для кабелей типа «витая пара», в т.ч., в экране	—
7		100±20	80	120	Норма 100±20 ГОСТ 31610.39	—	—
8		1 000	50	200	Норма 80...160 ГОСТ Р МЭК 61784-1 (IEC 61158-2)	IEC 60079-47:2021 Ethernet-APL Норма 100	—
9		10 000	50	200	Норма 80...120 IEC 61158-2	IEC 60079-47:2021 Ethernet-APL Норма 100	—
10	Коэффициент затухания, пересчитанный на температуру 20 °С — не более, дБ/км	39,0	2,0	10	Норма 3,0 для FIELDBUS FOUNDATION — ГОСТ Р МЭК 61784-1 (IEC 61158-2)	Норма: 3,10; 2,70; 2,50 для ТПЖ с жилами D = 0,9; 1,0; 1,2 мм ГОСТ 34679, табл. 3	—
11		1 000	0,1	10	Норма 0,7...2,5 ГОСТ Р МЭК 61784-1 (IEC 61158-2)	IEC 60079-47:2021 Ethernet-APL	—
12		10 000	Уточняется	Уточняется	ГОСТ Р МЭК 61784-1 (IEC 61158-2)	IEC 60079-47:2021 Ethernet-APL	—
13	Задержка в кабеле — не более, нс/м	100	Уточняется	Уточняется	ГОСТ 31610.39	—	—

Нормирование электрических параметров кабелей

Проанализировав доступные данные о заявляемых за прошедшие три десятилетия в тендерах параметрах кабелей для систем полевой шины, мы собрали в таблице наиболее представительные значения электрических параметров, подлежащих контролю, согласно обобщению исходных материалов (табл. 2).

Необходимо обратить внимание на параметры, отвечающие за частотные диапазоны передаваемых сигналов по указанным кабелям. Крайне важным также следует считать то обстоятельство, что вся кабельная продукция по номинальному уровню напряжения попадает в область действия технического регламента для низковольтного оборудования — ТР ТС 004/2011. И главное, применяемые ранее и в настоящее время искробезопасные системы, согласно стандартам, входящим в действующий перечень к ТР ТС 012/2011, задают фактически единый диапазон первичных параметров однопарной линии, выполняемой из токопроводящих жил (ТПЖ) применяемого кабеля. Причем первичные параметры (L , C , R , L/R) должны контролироваться приборами с относительной погрешностью, не превышающей 1 % на измерительной частоте $1,0 \pm 0,1$ кГц [10].

Требования к вторичным параметрам (в первую очередь, к волновому сопротивлению и коэффициенту затухания) задаются с учетом применения кабелей в системах промышленных интерфейсов связи полевой шины и определяются с учетом IEC 61158-2 [4] и ГОСТ Р МЭК 61784-1-2016 [11].

Оценка соответствия кабельной продукции

Ввиду того, что обсуждаемая кабельная продукция относится к низковольтному оборудованию, то и сертификация на соответствие требованиям безопасности технического регламента ТР ТС 004/2011 с учетом действия Решения комиссии ЕАЭС №90 [12], должна осуществляться по типовым схемам, например, для серийной продукции.

Важным моментом, который необходимо отразить в разработке нового ГОСТ ОТУ для кабелей полевой шины, является частотный диапазон эквивалентной линии передачи, категории которой отражаются в условном обозначении маркоразмера кабеля. Такая система показателей качества аналогична категоризации LAN-кабелей согласно ГОСТ 35237 [5].

Заключение

Национальный стандарт типа ОТУ на кабели для систем автоматизации промышленных технологий (индустриальных кабелей) призван гармонизировать цели, задачи и возможности заказчиков — промышленных предприятий, исполнителей — проектировщиков систем, поставщиков — изготовителей оборудования и кабелей.

Необходимость разработки такого стандарта обусловлена потребностью в импортозамещении системных решений в отраслях ТЭК, возникшей, в том числе вследствие антироссийских санкций

Итоги

В настоящее время множество системных стандартов устанавливает требования к индустриальным кабельным линиям, к обеспеченности их электрических режимов, но не формулирует требования к кабелям как к продукции кабельных заводов. Это обстоятельство приводит к вольной интерпретации системных требований и проектировщиками, и производителями кабельной продукции, вынужденных де-факто произвольно устанавливать требования к кабельной продукции.

Для исключения необоснованных требований из практики ответственных отраслей необходимо определить в специальном стандарте систему категорий (типов) индустриальных кабелей и параметризовать такие категории.

Выводы

Сведения, содержащиеся в рассмотренных нормативных документах, достаточны для формирования проекта стандарта уровня ОТУ, который позволит гармонизировать возможности кабельной промышленности с задачами проектировщиков индустриальных кабельных систем.

Литература

1. IEC 61158 (2023) (все части). Промышленные сети. Спецификации полевых шин. Разработчик стандарта ТC 65/SC 65C, 2023. 1114 с.
2. IEC 61784 (2021). Промышленные сети. Профили. Разработчик стандарта ТC 65/SC 65C, 2021. 300 с.
3. ГОСТ Р МЭК 61784. Промышленные сети. Профили. М.: Стандартинформ, 2017. 332 с.
4. IEC 61158-2 (2023). Промышленные сети. Спецификации полевых шин. Часть 2. Спецификация физического уровня

и определение сервиса. Разработчик стандарта ТC 65/SC 65C, 2023.

5. ГОСТ 35237-2024. Кабели связи симметричные для цифровых систем передачи. ОТУ. М.: Российский институт стандартизации, 2025. 57 с.
6. ГОСТ Р 53246-2025. Информационные технологии. Системы кабельные структурированные. ОТС. М.: Российский институт стандартизации, 2026. 116 с.
7. Российская Федерация. Законы. О техническом регулировании: Федеральный закон № 184-ФЗ: [принят Государственной Думой 15 декабря 2002 года: одобрен Советом Федерации 18 декабря 2002 года]. — Текст: электронный // Официальный интернет-портал правовой информации. — URL: <http://pravo.gov.ru> (дата обращения: 18.08.2026).
8. О безопасности низковольтного оборудования: технический регламент Таможенного союза: ТР ТС 004/2011: утвержден Решением Комиссии Таможенного союза от 16 августа 2011 г. № 768. — URL: eaeunion.org (дата обращения: 18.08.2026).
9. О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах: технический регламент Таможенного союза: ТР ТС 012/2011: утвержден Решением Комиссии Таможенного союза от 18 октября 2011 г. № 825. — URL: eaeunion.org (дата обращения: 18.08.2026).
10. ГОСТ IEC 60079-14-2013. Взрывоопасные среды. Часть 14. Проектирование, выбор и монтаж электроустановок. Приложение J — Определение параметров кабелей. М.: Стандартинформ, 2014. С. 97.
11. ГОСТ Р МЭК 61784-1-2016. Промышленные сети. Профили. Часть 1. Профили полевых шин. М.: Стандартинформ, 2017. 331 с.
12. О внесении изменений в технический регламент Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» (ТР ТС 004/2011): Решение Совета Евразийской экономической комиссии от 10 июня 2022 г. № 90 // Правовой портал Евразийского экономического союза: официальный сайт. — 2022. URL: <https://docs.eaeunion.org> (дата обращения: 18.08.2026).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Залогин Александр Сергеевич, к.т.н., генеральный директор, ООО «НАНИО ЦСВЭ» МО, Люберцы, Россия
Для контактов: zalogin@ccve.ru

Кочеров Андрей Владимирович, к.т.н., индивидуальный предприниматель, Зеленоград, Россия

Семенов Андрей Борисович, д.т.н., Московский государственный строительный университет, Москва, Россия

Хвостов Дмитрий Вадимович, генеральный директор, ООО «СИМПЭК», Москва, Россия

Залогин Александр Александрович, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: aazalogin@ccve.ru

Лошатецкий Вадим Игоревич, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: vadimloshatetsky@yandex.ru

Кин Дмитрий Вадимович, заместитель директора по маркетингу, ООО «ТД «Ункомтех», Москва, Россия

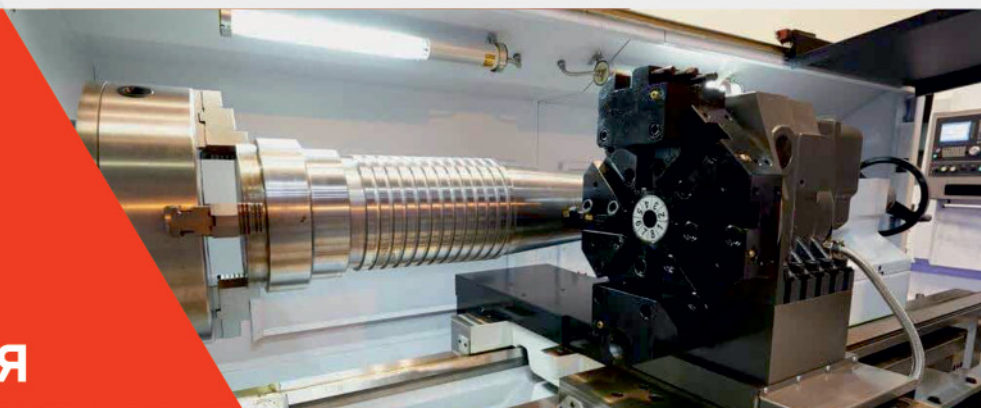
Косилов Артем Андреевич, директор департамента LAN-кабелей, ООО «ТД «Ункомтех», Москва, Россия
Для контактов: akosilov@uncomtech.com

Яблонский Евгений Леонидович, директор департамента ККС, ООО «ТД «Ункомтех», Москва, Россия



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:



РОСНЕФТЬ



ЛУКОЙЛ



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



Лидер
в инновациях

ПРОИЗВОДСТВО ВОЛОКОННО- ОПТИЧЕСКИХ КАБЕЛЕЙ

Надежные решения для
нефтегазовой отрасли



Максимальное наполнение
кабелей — до 1 152 оптических
волокон



Оптоволокно, устойчивое
к изгибам



Претерминированные кабели
и кабельные сборки



Хладостойкие кабели
«Арктидос», которые могут
эксплуатироваться при
температуре от -70°C до +70°C



Не поддерживающие горение
и огнестойкие. Пожаробезопасность
классов: -Н, -нг(А), -нг(А)-HF, -нг(А)-LS,
-нг(А)-FR, -нг(А)-LTx



Полностью диэлектрические
оптические кабели,
в том числе трекингостойкие



Устойчивые к повреждению грызунами



Судовые кабели, зарегистрированные
в «Российский Морской Регистр
Судоводства»



Клиентоориентированность —
наше конкурентное
преимущество

г. Москва, ул. 2-я Кабельная, д. 2, стр. 2
8 800 600 42 28, 8 495 109 09 88
sale@mk-f.ru, mk-f.ru



Особенности оценки применимости систем автоматизации с физическим уровнем передачи данных по волоконно-оптическим кабелям во взрывоопасных средах

Гладких С.А.¹, Длутров О.В.¹, Залогин А.С.², Семенов А.Б.³, Хвостов Д.В.⁴, Залогин А.А.⁵, Лошатецкий В.И.⁵

¹АО «Москабель-Фуджикура», Россия, Москва; ²ООО «НАНИО ЦСВЭ» МО, Люберцы, Россия;

³Московский государственный строительный университет, Москва, Россия; ⁴ООО «СИМПЭК»,

Москва, Россия; ⁵РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия;

mk-f@mk-f.ru, dlutrovov@mk-f.ru, zalogin@ccve.ru, andre52.55@mail.ru, simpec@mail.ru

Аннотация

Рассмотрены особенности сертификации систем автоматизации для взрывоопасных производств с построением физического уровня на волоконно-оптической технике. Указано на отсутствие возможности полноценного общего решения этой задачи на интеграторском уровне из-за наличия нормативных запретов, что влечет за собой необходимость применения законченных вендорских решений при построении систем со старшим классом по уровню защиты. Отмечена простота самого процесса сертификации из-за его линейного характера.

Материалы и методы

Использованы материалы международных, российских и межгосударственных стандартов, федеральных законов, технических регламентов, тематических публикаций в научной периодике, проспекты фирм-производителей. Применены метод структурного анализа нормативных документов, синтез ключевых обобщений.

Ключевые слова

волоконно-оптический кабель, взрывобезопасность, оценка соответствия, сертификация, технический регламент, стандарт, вендор, интегратор

Для цитирования

Гладких С.А., Длутров О.В., Залогин А.С., Семенов А.Б., Хвостов Д.В., Залогин А.А., Лошатецкий В.И. Особенности оценки применимости систем автоматизации с физическим уровнем передачи данных по волоконно-оптическим кабелям во взрывоопасных средах // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № *. С. 81–84

Современное предприятие вне зависимости от области деятельности должно демонстрировать высокую эффективность в широком смысле этого термина. Она обеспечивается различными средствами, причем в перечне ключевых среди них значится поддержка различных аспектов производственного процесса со стороны информационно-телекоммуникационной системы (ИТС). ИТС в процессе выполнения своих функций предоставляет сотрудникам различные виды связи и доступ к информационным ресурсам, создает комфортные условия для работы при реализации офиса как умного дома, а в производственной части обеспечивает функционирование всего комплекса технологического оборудования как единого целого.

Одна из специфических особенностей ИТС предприятий горнорудной, угледобывающей, нефтехимической, газовой и других промышленных отраслей — особые требования в части взрывобезопасности. Это определяется тем, что электрические и оптические сигналы, используемые в сетевых интерфейсах различного назначения, в ряде случаев имеют такую энергию, которая достаточна для инициализации воспламенения взрывоопасной среды. Документом, подтверждающим отсутствие таких рисков, т.е. саму возможность безопасного применения компьютерного и телекоммуникационного оборудования в этих областях, является соответствующий сертификат, выдаваемый органом сертификации на основании испытаний, проводимых уполномоченной аккредитованной лабораторией.

Для слабого оборудования, которое использует для организации информационного обмена токи проводимости, т.е. электрические сигналы, получение такого

сертификата основывается на выполнении ряда норм [1]. Что же касается применения технических средств, использующих волоконно-оптические решения, то сертификационные процедуры проработаны существенно слабее. Важность этой области определяется широким распространением волоконной оптики в системах передачи информации [2] и наблюдающийся с начала первого десятилетия XXI века быстрый рост популярности ее применения в различных измерительных системах [3]. Далее приводятся определенные соображения, которые снимают по крайней мере ключевые вопросы в этой части.

Особенности сертификации волоконно-оптических интерфейсов на безопасность функционирования во взрывоопасных средах

Безопасность технических систем вне зависимости от области применения регулируется техническим регламентом ТРТС 012/2011. Специфика отдельных областей учитывается требованием выполнения профильных стандартов, входящих в соответствующий перечень указанного регламента [4]. Применительно к системам автоматизации для взрывоопасных сред базовым нормативным документом является ГОСТ 31610.28-2017.

Указанный стандарт разрешает применение волоконно-оптических кабелей во взрывоопасных зонах. При этом во всех случаях кабель рассматривается исключительно как неотъемлемая составная часть телекоммуникационной или измерительной системы. Конкретные требования к технике сводятся к:

- заданию предельно допустимого уровня оптического излучения;
- ограничению вероятности выхода излучения из поврежденного волокна;

- применению механической защиты кабеля;
- выбору конструкции применяемых соединителей;
- использованию комплекса остальных мероприятий, которая соответствует требуемому уровню взрывозащиты.

Отсюда непосредственно вытекает, что, согласно ГОСТ 31610.28-2017, волоконно-оптический кабель не может быть отнесен к классу «Ех-оборудования», то есть оборудования, которое применительно к взрывоопасным средам имеет самостоятельное значение.

Иерархия взрывобезопасности систем с волоконно-оптическим кабелем по ГОСТ 31610.28-2017

Область действия ГОСТ 31610.28-2017 распространяется на оборудование и передающие системы, которые используются во взрывоопасных средах или же в процессе своего штатного функционирования направляют оптическое излучение в таковые. Данное оборудование может быть отнесено к одному из нескольких базовых уровней взрывозащиты. Для обозначения уровней используются символы а, b и с, причем уровень, а в этой классификации рассматривается как наивысший (очень высокий по терминологии стандарта). Взрывоопасные среды из-за разности их свойств учитываются отдельно и делятся на G (gas — газ), D (dust — пыль) и M (mining — рудничный метан). В результате формируется матрица уровней защиты оборудования в части взрывобезопасности, которая приведена в таблице 1.

Соответственно, формируется удобная в практическом использовании система обозначений в форме двухбуквенной

аббревиатуры, например, Gc, Db, Ma. Выбор системы обозначений произведен из соображений гармонизации с международным стандартом IEC 60079-28:2015, а их применение дает полное понимание назначения оборудования.

ГОСТ 31610.28-2017 исходит из того, что волоконно-оптический кабель без ограничения общности может содержать как один, так и несколько волоконных световодов, что соответствует современной практике построения волоконно-оптических систем.

Особенности применения защищенного волоконно-оптического кабеля

Волоконно-оптический кабель как составная часть взрывобезопасного оборудования должен относиться к так называемым защищенным кабельным изделиям. По ГОСТ 31610.28-2017 кабель считается защищенным, если в процессе штатного функционирования в нормальных условиях эксплуатации, а также при прогнозируемых неисправностях выход излучения в окружающую среду блокируется конструкцией самого кабеля, а также различными дополнительными схемными решениями уже использующей его аппаратуры.

Защищенные кабели без привлечения дополнительных мер по наращиванию взрывобезопасности могут применяться в составе техники, сертифицированной на два младших уровня взрывозащиты, т.е. Gb, Db, Mb и Gc, Dc.

Для уровней Gc или Dc требования к кабельной инфраструктуре минимальны, т.к. они относятся к областям, в которых взрывоопасная среда возникает редко и на короткое время. Здесь может использоваться волоконно-оптический кабель с внутренними разъёмными соединителями только заводского исполнения. Соединения, выполняемые непосредственно на объекте, должны соответствовать требованиям ГОСТ 31610.0 к внешним штепсельным соединениям для соответствующего уровня взрывозащиты.

Кабель уровней Gc или Dc также не обязан обладать свойствами ограничителя передачи энергии (искробезопасности) или специальной защитой от проникновения газа вдоль жил внутри оболочки (как это требуется для герметичного компаундирования в уровнях Ga/Gb). Главная задача кабеля здесь — просто передать сигнал, не создавая при нормальной работе источников зажигания.

Реализация защиты уровней Gb, Db, Mb не вызывает технических сложностей. Она достигается:

- целенаправленным введением в конструкцию кабеля защитных элементов;
- применением дополнительной внешней механической защиты на основе кабелепровода или кабельного канала.

Взрывобезопасность в аварийных ситуациях обеспечивается выполнением требования в части того, что кабель или волокно, выходящие из оболочки оконечного оборудования, должны проходить испытание

на отрыв. При этом соединение внешнего кабеля с оборудованием должно иметь механическую прочность, сопоставимую с прочностью самого кабеля. Метод выполнения соединения на объекте должен быть описан в документации.

Фактически ГОСТ 31610.28-2017 в этой части распространяет на новую область известный в кабельной технике подход к применению кабельных муфт всех видов. В его основу положен принцип обеспечения 75-процентной механической прочности от конструкции обслуживаемых кабелей при полной герметичности.

Ситуация усложняется при необходимости обеспечения уровня защиты вида *or pr* (англ. *protected optical radiation*) или защиты предотвращением, которая исключает выход оптического излучения во взрывоопасную среду. На этом уровне при каких-либо повреждениях кабеля оптическое излучение должно оставаться внутри волокна или же не выходить за пределы защитной оболочки. Фактически ужесточение требований сводится к гарантированной дополнительной защите волокна от механических повреждений. В случае же повреждений стандартом выдвигается требование локализации излучения внутри общей оболочки.

Случай уровней Ga, Da и Ma

Для наиболее жестких условий, соответствующих уровням Ga, Da и Ma, только защита предотвращением типа «*or pr*» считается недостаточной. Необходимо привлечение дополнительных вариантов обеспечения взрывобезопасности (рис. 1):

- обеспечение искробезопасности оптического излучения «*or is*» (англ. *inherently safe optical radiation*) жестким ограничением интенсивности светового пучка;
- применение схемы «*or pr*» (англ. *optical radiation protection by encapsulation*) или защиты оболочкой для Gb/Db/Mb и Gc/Dc, предполагающей наличие защищенного волоконно-оптического кабеля, конструкция которого блокирует выход излучения в окружающую среду в аварийных ситуациях;
- установка элементов блокировки оптического излучения в сетевых интерфейсах для получения уровня «*or sh*».

Оптическое излучение искробезопасно и соответствует критерию «*or is*» в том случае, если мощность и энергия светового импульса искусственно ограничены на уровне самого источника. Искробезопасное излучение не в состоянии нагреть микрочастицы до температуры воспламенения даже при прямом попадании светового потока во взрывоопасную газовую или пылевоздушную смесь.

При всей эффективности подхода «*or is*» его главным недостатком является заметное ограничение дальности действия интерфейса из-за конечной чувствительности приемника. Его устраняют применением подхода типа «*or pr*». Суть этого приема обеспечения взрывозащиты заключается в том, что потенциально опасный источник оптического

излучения (в большинстве случаев выход излучателя передатчика сетевого интерфейса или же оптически активная торцевая поверхность световода) физически изолируется от окружающей взрывоопасной среды. Наиболее просто достигнуть этого свойства через:

- монтаж потенциально опасных оптических компонентов внутри корпуса;
- заливкой всех соединителей компаундом таким образом, чтобы взрывоопасная среда физически не могла взаимодействовать с источником света.

Заливка компаундом при всей ее эффективности не выгодна тем, что устройство становится неремонтопригодным.

Уровень «*or sh*» реализуется в тех ситуациях, когда излучение не является искробезопасным. Может рассматриваться как распространение уровня *or pr* на случай ситуации выхода излучения за пределы оболочки в нормальных условиях эксплуатации, т.е. при размыкании разъема.

Выполнение условий уровня «*or sh*» обеспечивается применением быстродействующей системы отключения оптического излучения или его блокировкой на уровне управляющей электроники оптических интерфейсов. Такая защита должна срабатывать значительно раньше, чем повреждение волокна и выход оптического излучения в окружающее пространство сможет привести к воспламенению среды. Соответствующие схемотехнические решения заимствуются, например, из систем связи со спектральным мультиплексированием, где согласно санитарным нормам также необходимо блокировать выход излучения в окружающую среду при отключении вилки шнура от розетки оптического интерфейса.

Время блокировки излучения должно быть существенно меньше времени задержки воспламенения без конкретизации этого значения.

Особенности ограничения мощности излучения

В случае защиты по схеме «*or is*» безопасность определяется не конструкцией кабеля как таковой, а максимальной мощностью или энергетической освещенностью (плотностью мощности), которая может появиться при обрыве волокна, разъединении соединителя или неисправности источника.

Излучатели волоконно-оптических передатчиков сетевых интерфейсов современных систем автоматизации имеют мощность, которая примерно на порядок ниже предельно допустимой по ГОСТ 31610.28-2017. Соответственно для телекоммуникационного оборудования принимается во внимание только энергетическая освещенность, которая:

- не должна превышать 5 мВт/мм² для всех сред групп I и II;
- для группы III энергетическая освещенность ограничена значением 5 мВт/мм² для Da и Db, 10 мВт/мм² для Dc.

Допускаются более высокие значения рассматриваемого параметра, но они обосновываются отдельно. При этом может потребоваться проведение предусмотренных стандартом испытаний на воспламенение.

Необходимость реализации этого ограничения должны быть предусмотрена еще на стадии выполнения проекта. В процессе соответствующего расчета с привлечением данных активного сетевого оборудования контролируются:

- уровень сигнала на выходе оптического

Табл. 1. Матрица уровней защиты оборудования по взрывобезопасности

Уровень	G (газ)	D (пыль)	M (метан)
a	+	+	+
b	+	+	+
c	+	+	—



Рис. 1. Варианты наращивания взрывобезопасности волоконно-оптических систем



Рис. 2. Области применения основных нормативных документов при оценке соответствия волоконно-оптического кабеля требованиям взрывобезопасности

передатчика сетевого интерфейса и на входе во взрывоопасную зону;

- рабочая длина волны;
- разновидность волоконного световода (одномодовый/многомодовый).

Результаты расчетов верифицируются измерениями в процессе приемки законченной монтажом системы.

Объем оценки соответствия волоконно-оптической техники

Оценка соответствия волоконно-оптического кабеля на требования взрывобезопасности производится в составе системы автоматизации и требует привлечения в качестве нормативной основы положений двух документов: ТР ТС 012/2011 и упоминаемый им ГОСТ 31610.28-2017 (рис. 2). При этом ТР ТС 012/2011 задает общее требование в части исключения источников воспламенения и оптического излучения как одной из его разновидностей, тогда как ГОСТ 31610.28-2017 выдвигает детальные требования, в том числе количественного характера к конструкции волоконно-оптической техники.

Функции ядра оценки берут на себя параметры оптического излучения, передаваемого по волоконно-оптическому кабелю. Применительно к конкретной группе взрывоопасной среды (пыль, газ) контролируется соблюдение ограничений на предельно допустимые значения энергетической освещенности. С учетом типовых скоростей передачи и оптических линейных кодов сетевых интерфейсов оборудования автоматизации требуемый ГОСТ 31610.28-2017 отдельный контроль одиночных импульсов не выполняется.

Применяемый в составе системы волоконно-оптический кабель должен относиться к защищенным, что достигается введением в его конструкцию дополнительных армирующих компонентов. При необходимости уровень защищенности доводится до требуемого проектными приемами через применение соответствующих кабелепроводов и кабельных каналов.

Кроме того, конструкция кабеля должна выполнять действующие требования ГОСТ IEC 60079-14-2013 в части ограничения продольного перемещения воды и взрывоопасной среды по воздушным каналам

неплотной структуры кабельного сердечника и пожаробезопасности.

Отдельно через испытания на отрыв по ГОСТ 31610.11 контролируются соединители всех видов, необходимые для построения волоконно-оптического тракта. На соединители в части их механических характеристик распространяются правила применения кабельных муфт: прочность должна составлять не менее 75 % от конструкции кабеля.

На уровне схемных решений проверяется наличие схемы защиты от электрической перегрузки или повреждений, которые могут привести к резкому росту интенсивности пучка.

Проектными решениями предусматривается четкая маркировка и исчерпывающая документация.

Волоконно-оптический кабель как взрывобезопасный компонент системы

Волоконно-оптический кабель как компонент системы демонстрирует некоторый дуализм в части обеспечения взрывобезопасности.

С одной стороны, кабель или шнур могут быть неотъемлемой частью взрывозащитного оборудования, проходящего обязательную сертификацию на соответствие требованиям взрывобезопасности ТР ТС 012/2011.

С другой стороны, волоконно-оптические кабели, которые не являющиеся частью системы, могут использоваться для построения систем автоматизации для взрывоопасных зон, если они проложены в кабельных каналах любого вида соответствующим уровням взрывозащиты Gb, Db, Mb и Gc, Dc. В случае уровней Gc, Dc требования в части взрывобезопасности ослабляются до требований соответствующих промышленных стандартов.

С точки зрения практики реализации проектов комплекс этих требований можно интерпретировать как рекомендацию

- применения законченного вендорского решения при выдвигании исходного требования обеспечения характеристик уровней Ga, Da, Ma;
- допустимость интеграторского подхода к формированию системы на продуктах различных производителей при уровнях взрывозащиты двух младших классов.

Волоконно-оптический кабель и искробезопасность

ГОСТ 31610.28-2017 через свое приложение D предполагает возможность наличия в конструкции волоконно-оптических кабелей стальной ленточной или проволочной брони и экранирующей ленты из легкого алюминиевого сплава. В процессе эксплуатации они могут механически контактировать друг с другом, что создает потенциальную возможность искрения с последующим зажиганием паровоздушной смеси заданного состава, опасность которого вытекает из ГОСТ IEC 60079-14-2013 и может быть оценена по ГОСТ Р 58068-2018.

Очевидный на первый взгляд переход на непроводящую, композитную, в частности стеклопластиковую, броню не решает проблему искрения полностью из-за существования в общем случае двух полярных ситуаций.

Первая из таких ситуаций касается построения взрывобезопасной системы в условиях разности потенциалов вплоть до десятков кВ, например, для обеспечения молниезащиты. Типовой способ решения проблемы — применение полностью диэлектрического волоконно-оптического кабеля.

Во втором случае речь идет о рисках накопления электростатического заряда на поверхности диэлектрической оболочки кабеля из обычных кабельных полимеров. Типовой способ устранения этой проблемы (через подбор состава оболочки и/или внедрение проводящего экрана), что требует заземления и сопровождается рисками перемещения нулевого потенциала в пределах взрывоопасной зоны.

Соответственно, еще одним критерием при разработке проектных решений в части взрывобезопасности становится учет электрических рисков.

Итоги

Доказано, что физический уровень систем автоматизации может быть построен и полноценно сертифицирован на применение во взрывоопасных средах в случае использования волоконно-оптической техники. Установлено, что универсальным подходом к обеспечению взрывобезопасности является применение законченных вендорских решений, интеграторский подход на основе продукции различных производителей допустим не более чем при

средних уровнях рисков. Сама сертификация эффективна только в случае дополнительного учета электрических рисков.

Выводы

1. Сертификация систем автоматизации различного назначения с использованием волоконно-оптического кабеля на физическом уровне на применимость во взрывоопасных средах должна производиться с обязательным привлечением положений двух нормативных документов: ТР ТС 012/2011 и ГОСТ 31610.28-2017.
2. Задача построения системы автоматизации с волоконно-оптическими интерфейсами в зависимости от ситуации решается как с привлечением

законченного вендорского решения, так и на интеграторском уровне (для двух младших классов системы) с учетом конкретных характеристик применяемой в этой области техники.

3. Оценка соответствия оборудования автоматизации с волоконно-оптическими интерфейсами требованиям взрывобезопасности носит линейный характер и может быть выполнена в форме простой покомпонентной многошаговой процедуры.
4. Учет электрических рисков при оценке взрывобезопасности обязателен и выполняется по двум альтернативным сценариям в зависимости от конструктивной разновидности используемого кабеля.

Литература

1. Максютов С.Г., Постнов С.П. Основы выбора электрических аппаратов для взрывоопасных помещений и зон // Территория Нефтегаз. 2010. № 11. С. 12–15.
2. Гладких С.А., Длутров О.В., Хвостов Д.В., Семенов А.Б. Волоконно-оптический кабель и взрывоопасные среды // Вестник связи. 2025. № 6. С. 61–64.
3. Бадеева Е.А., Гориш А.В., Крупкина Т.Ю. и др. Волоконно-оптический датчик давления на туннельном эффекте // Датчики и системы. 2005. № 8. С. 10–12.
4. Семенов А.Б., Хвостов Д.В. LAN-кабели и их сертификация на безопасность // Электросвязь. 2025. № 6. С. 12–16.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Гладких Сергей Анатольевич, генеральный директор, АО «МОСКАБЕЛЬ-ФУДЖИКУРА», Москва, Россия
Для контактов: mk-f@mk-f.ru

Длутров Олег Вячеславович, к.т.н., технический директор, АО «МОСКАБЕЛЬ-ФУДЖИКУРА» Москва, Россия
Для контактов: dlutrovov@mk-f.ru

Залогин Александр Сергеевич, к.т.н., генеральный директор, ООО «НАНИО ЦСВЭ» МО, Люберцы, Россия
Для контактов: zalogin@ccve.ru

Семенов Андрей Борисович, д.т.н., профессор, Московский государственный строительный университет, Москва, Россия
Для контактов: andre52.55@mail.ru

Хвостов Дмитрий Вадимович, генеральный директор, ООО «СИМПЭК», Москва, Россия
Для контактов: simpec@mail.ru

Залогин Александр Александрович, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: aazalogin@ccve.ru

Лошатецкий Вадим Игоревич, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия



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

Собственная газовая генерация: современные и надежные решения

Сегодня вопрос развития собственных источников электроэнергии актуален для нефтегазового бизнеса как никогда ранее. Кроме того, растущие размеры штрафов усиливают необходимость утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Для решения этих задач все чаще внедряются энергоцентры производства ООО «Электросистемы» на базе газотурбинных и газопоршневых установок. Возможность когенерации (одновременной выработки электричества и тепла) существенно повышает КПД таких комплексов.

Опыт эксплуатации газовых электростанций на открытых площадках подтверждает их надежность в экстремальных условиях: при температурах до -60 °С и повышенной запыленности воздуха оборудование бесперебойно работает без дополнительных защитных укрытий.

Одной из новинок, применяемых на нефтегазовых разработках, стали микротурбины серии EGT, которые сделали возможным применение нового подхода к обеспечению нефтегазовых объектов качественной и недорогой электроэнергией.

Важное достоинство микротурбин этой серии — способность работать на неподготовленном попутном нефтяном газе с переменным компонентным составом, различной теплотворной способностью и содержанием сероводорода до 4 массовых

процентов. Особенности конструкции двигателей и применение специальных антикоррозионных материалов дают возможность сжигания попутного газа в установках напрямую, без предварительной газоподготовки. При этом исключен риск повреждения двигателя вследствие низкого качества топлива. Это позволяет сэкономить на строительстве сложной системы газоочистки и ее последующей эксплуатации, сократив затраты на обслуживание всей системы.

Линейка газотурбинных установок (ГТУ) ООО «Электросистемы» включает следующие модели: EGT2, EGT4 и EGT20, номинальной мощностью 128, 396 и 1966 кВт соответственно. Электрический КПД составляет до 22,1–30,4 %.

Электростанции могут поставляться в открытом исполнении на раме, в шумо-погодозащитном кожухе, в оборудованном всепогодном контейнере.

Важным аргументом в пользу микротурбин этого модельного ряда является многолетний опыт их эксплуатации на 40+ объектах, среди которых как объекты гражданской инфраструктуры, так и месторождения нефти и газа.

Наличие официального сервисного центра в РФ гарантирует своевременное плановое и аварийное обслуживание – а значит, минимум простоев.

Помимо энергоцентров на базе микротурбин, ООО «Электросистемы» предлагает энергетические решения для собственной генерации на базе газопоршневых установок



(ГПУ), работающих на магистральном и попутном нефтяном газе. Внутренний референс-лист поставленного оборудования, налаженные логистические цепочки поставок и склады запчастей на территории РФ делают электростанции производства ООО «Электросистемы» одним из самых надежных и эффективных решений.

Компания «Электросистемы» с 1998 года осуществляет проектирование, поставку и строительство энергокомплексов на базе газового энергетического оборудования различных ведущих мировых производителей, таких как Elliott, Capstone Turbine Corporation, Calnetix Power Solution, MWM, Wilson и др.

Контейнерные модульные электростанции нашего производства оснащаются всем необходимым технологическим оборудованием, включая газовое, масляное, системы охлаждения, вентиляции, безопасности и доступа, и способны работать в тяжелых условиях Крайнего Севера. Для надежной эффективной работы на низкокачественных, «плохих» газах устанавливается современная система управления.

Компания «Электросистемы» предлагает свой опыт для реализации проектов в области нефти и газа на различном оборудовании, работая как ЕРС-контрактор.

Ключевые преимущества ГТУ:

1. Утилизация ПНГ, сжигаемого на факелах;
2. Высокое содержание сероводорода в составе газа (до 4%);
3. Длительная автономная работа без присутствия персонала;
4. Выработка большого количества бесплатной тепловой энергии;
5. Удобство доставки и эксплуатации в местах с низкой транспортной доступностью.

Ключевые особенности ГПУ:

1. Работа на очищенном природном газе;
2. Короткий срок окупаемости (2–3 года);
3. Высокий электрический КПД.



ООО «Электросистемы»
197374, г. Санкт-Петербург,
Торфяная дорога, д.7, литер Ф, оф.218
+7 (812) 336-33-01
info@electrosystems.ru

Табл. 1. Модельный ряд и характеристики ГТУ

Наименование параметра	Ед. изм.						
Модель микротурбины (исполнение в капоте)		EGT-2	EGT-2R	EGT-4	EGT-4R	EGT-20	EGT-20R
Наличие рекуператора		Нет	Есть	Нет	Есть	Нет	Есть
Выходная мощность	кВт	128	110	396	346	1 966	1 721
КПД эл.	%	13,9	22,1	17,1	26,5	20,7	30,4
Расход природного газа	нм³/ч	98	53	245	138	1 005	599
Скорость выходного вала турбины	об/мин	51 000		36 000		18 000	
Скорость вращения генератора	об/мин	3 000		3 000		1 500	

Табл. 2. Модельный ряд и характеристики ГПУ

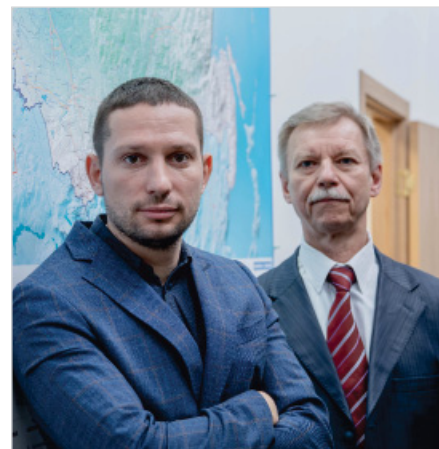
Наименование параметра	Ед. изм.				
Модель электростанции на базе ГПУ		АП1200 L/M/H-T	АП1600 L/M/H-T	АП2000 L/M/H-T	АП3600 GM/H-T
Постоянная электрическая мощность (COP)	кВт	1080	1550	1900	3680
Тепловая мощность (±8%)	кВт	1194	1685	2106	4129
Расход газа (± 5%)	кВт	2615	3735	4762	9200
Электрический КПД	%	41,3	41,5	42,0	40,0
Напряжение генератора	кВ	0,4/6,3/10,5			6,3/10,5
Номинальная частота вращения	об/мин	1500			1000

«Русь-Турбо»: где опыт встречается с инновациями

ООО «Русь-Турбо» в августе 2026 года отметило 10-летний юбилей деятельности. Сегодня компания является одной из крупнейших в России в области сервиса и ремонта энергетического и сопутствующего оборудования иностранных производителей. Высококвалифицированные специалисты, инновационные технологии в арсенале и производственные мощности, которыми обладает далеко не каждое сервисное предприятие в нашей стране, — это лишь часть достижений, которыми гордится «Русь-Турбо» спустя десятилетие с момента открытия компании.

Но до этой вершины пришлось пройти тернистым путем.

Об этом рассказал технический директор ООО «Русь-Турбо» Артем Станюлис.



— С чего начиналась компания «Русь-Турбо»?

— Идея создания нашей компании принадлежит генеральному директору — Олегу Викторовичу Дмитриеву. Когда он работал на одном из крупных российских энергомашиностроительных предприятий, у него родилась идея создать альтернативу иностранным компаниям, занимающимся сервисом газовых турбин. В первое время становления «Русь-Турбо» было сложно доказать, что мы сможем не только составить конкуренцию зарубежным коллегам, но и будем готовы обогнать их. Конечно, мы испытывали трудности с тем, чтобы заявить о себе, принять участие в тендерных закупках — у молодой компании очень мало шансов оформить документацию и подать заявку на торги, да и заказчики не очень доверяли нашему небольшому практическому опыту.

— Когда вы осознали успешность перспективы вашей деятельности?

— Думаю, наш генеральный директор всегда знал это и, несмотря на сложные периоды, настойчиво шел к тому, чтобы «Русь-Турбо» стала узнаваемой экспертной компанией. Наш коллектив начинался с единиц сотрудников в штате во главе с генеральным директором и нескольких небольших проектов. Параллельно с этим мы получили аккредитацию Siemens и реализовали с иностранными партнерами несколько совместных проектов в России: представители Siemens выступали в роли шеф-инженеров, а мы были исполнителями. К слову, одним из ярких этапов нашего сотрудничества в то время был проект в Самаре в части первой инспекции компрессорной установки Siemens. Впоследствии из-за ужесточения санкций Siemens все меньше участвовал в этом проекте, но для нас он стал ключевым, позволив упрочить свои позиции на отечественном рынке сервиса энергооборудования.

— Можно ли сказать, что вводимые санкции в отношении России и уход зарубежных компаний в 2019–2022 годах обеспечили «Русь-Турбо» новый виток развития?

— Да. Полагаю, что санкции создали некие определенные условия для самостоятельности,

в противном случае нам пришлось бы и далее делить бизнес с каким-то партнером в совместной деятельности. Наш директор всегда был сторонником того, чтобы не передавать свои права и полномочия кому-то еще, поэтому с самого начала деятельности «Русь-Турбо» не участвовало в соглашениях по продаже доли компании.

Безусловно, мы понимали вероятные риски, но этот путь гарантировал нам независимость. Кроме того, у нас были партнерские связи в отечественной отрасли, благодаря которым заключались хоть и небольшие, но интересные проекты. Так, например, проект в Крыму открыл нам определенные перспективы в данном регионе. В 2016 году для обеспечения энергетической независимости Крыма началось строительство двух ТЭС — Балаклавской и Таврической — с четырьмя газовыми турбинами ТПЭ-180. В связи с санкционными рисками многие иностранные специалисты отказались от участия и реализации данного проекта, мы откликнулись на это предложение и за два года реализовали проект без участия зарубежных коллег, поскольку в нашем коллективе были опытные технические специалисты, имевшие опыт на уровне иностранных коллег в монтаже и сервисе газовых турбин на тот момент.

— Именно тогда возникла идея открыть представительство в Севастополе?

— Нет. До воплощения замысла по Крыму было время ожидания, так сказать. В 2020 году у нас прошла реорганизация: я занял должность технического директора, мы начали формировать заявки на участие в тендерах — и это стало приносить свои «плоды». Мы также продолжили вести проекты, начатые ранее. Не скажу, что это было простое время: нам приходилось медленно, но настойчиво наращивать количество заказов, и некоторые коллеги предпочли покинуть компанию, потеряв надежду. Ситуация стала стремительно меняться только в 2021–2022 годах, когда стали «выстреливать» те проекты, в которые мы пытались зайти еще в 2019 году.

Подразделение в Крыму открылось почти случайно. В период ковида 2020 году многие компании перевели своих сотрудников

на удаленку, и у нас в коллективе тоже были такие договоренности. В то время мы с коллегами ранее работали в г. Севастополе и в какой-то момент решили открыть там филиал «Русь-Турбо», но уже не удаленно, потому что работать на дому в нашей сфере невозможно — сервис энергетического оборудования нужно осуществлять реально, а не виртуально, сидя в квартире.

— Насколько удалось расширить бизнес благодаря созданию офиса в Севастополе?

— В Крыму до сих пор непростая ситуация с новыми проектами. Мы давно хотим работать на крупнейших объектах региона — Балаклавской и Таврической ТЭС, но, к сожалению, нас не выбирают. Но мы настроены на благоприятную перспективу: сейчас у нас в офисе работают инженеры и есть вакантные рабочие места, и мы намерены в ближайшем будущем открыть небольшой цех и выполнять любые заказы, включая электротехническое направление, в ближайших к Крыму регионах, ведь тогда не нужно будет везти крупное энергетическое оборудование на площадку в Санкт-Петербурге, а выполнять работы в Севастополе в радиусе в среднем 300 км к заказчику. К слову, к нам уже проявила интерес одна компания, и мы ожидаем переговоров.

— Спустя 10 лет непростого пути каков потенциал «Русь-Турбо»: производственная база, география присутствия, количество выполненных проектов и пул заказчиков?

— Мы располагаем собственным офисом площадью свыше 1 500 м² в пригороде Санкт-Петербурга, включая высокотехнологичный ремонтно-механический цех №1, позволяющий выпускать любые детали для ремонта и обслуживания газовых турбин мощностью от 3 до 60 МВт. Слесарный и механический участки цеха №1 оснащены современными станками: токарно-фрезерным центром, вертикальным фрезерным центром, токарно-винторезным станком. Станки работают одновременно, выпуская детали разного масштаба для всех текущих заказов в портфеле «Русь-Турбо». Участок также укомплектован лабораторным оборудованием для дефектоскопии и складом готовой продукции.



Номенклатура выпускаемых изделий — это более 200 единиц нередко уникальных запасных частей, вошедших в собственную картотеку компании. Мы разработали собственный метод реверс-инжиниринга, в рамках которого воссоздаем детали зарубежных турбин в полном соответствии с оригиналами на основе исследований и инженерных расчетов экспертов «Русь-Турбо». Обновленные таким методом узлы работают лучше, чем оригинальные зарубежные детали. ООО «Русь-Турбо» — одна из первых компаний РФ, применивших собственные разработки масштабирования, 3D-моделирования, расчетов прочности и динамики, а также используя высококачественные отечественные материалы. В портфеле выполненных заказов более 100 проектов по монтажу, наладке и ремонту газовых и паровых турбин Siemens, гидромурфт Voith и другого тепломеханического оборудования.

В «Русь-Турбо» работают аттестованные в Росреестре лаборатории неразрушающего контроля и электротехническая. Нами получена лицензия на обслуживание вакуумных систем паровых турбин. Метод применяется на текущих проектах и ожидает регистрации патента на изобретение.

— Какие новые проекты вам предстоит реализовать в ближайшей перспективе?

— В настоящее время мы начали проект, заказчиком которого выступает Новолипецкий металлургический комбинат. Проект включает в себя ремонт паровой турбины Siemens — машина новая, смонтированная в 2019 году и имеющая на текущий момент наработку 8 тыс. часов, но отработав суммарно меньше года, она длительное время находится в простое. В результате выхода из строя компрессора в 2020-х годах специалисты Siemens вывезли на ремонт дефектное оборудование в Германию, но к сожалению в 2022 году так и не смогли его отправить в Российскую Федерацию, что

привело к поиску новых подрядчиков для реализации на базе компрессора Siemens изготовление нового вала с лопатками на территории РФ, в связи с этим простой турбины без работы 5–6 лет с 2020 года. После ремонта компрессора, выполнен успешный пуск компрессорной установки, но, к сожалению, через некоторое время на паровой турбине были выявлены дефекты, с которыми продолжать работу было не допустимо.

Новые попытки заказчика своими силами отремонтировать оборудование не принесли результаты. Когда мы приехали на площадку заказчика, то выявили серьезные коррозионные отложения внутри машины ввиду того, что оборудование не было законсервировано в течение как минимум пяти лет. Также были отмечены замечания по монтажу оборудования — он был проведен некачественно, в связи с чем обнаружены критические недочеты, которые необходимо устранять. Наши сотрудники сейчас выполняют на объекте функции шеф-инженеров и устраняют недочеты совместно с представителями подрядчиков со стороны заказчика. Проект непростой и состояние оборудования оценивается как деградированное, инструментария у заказчика в наличии нет, но нам как инженерам по шеф-монтажу и представителям конструкторского бюро задача понятна. Проект предположительно должен быть завершен до середины сентября. Далее мы планируем разработать проектно-конструкторскую документацию на необходимые запчасти, которые будем изготавливать на собственном заводе и поставлять заказчику, при необходимости.

Что касается других проектов, то мы планируем начать обслуживание пяти гидромурфт Voith на Алексинской ТЭЦ в Тульской области. Кроме того, продолжают работы на ранее начатых объектах в Выксе, Новом Уренгое, где мы выполняем уже более расширенный перечень работ по газовой и паровой турбине Siemens.

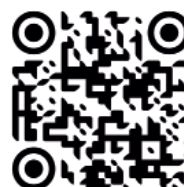
На пороге нового десятилетия компания «Русь-Турбо» уверенно строит свой бизнес. Мы благодарны нашим заказчикам и партнерам за уважение и высокие оценки наших решений. И, конечно, мы гарантируем настоящим и будущим заказчикам, что, как всегда, в режиме 24/7 мы будем отвечать на самые острые вопросы, предлагать уникальные решения проблем и гарантировать бесперебойную и надежную работу оборудования.



**187032, г. Санкт-Петербург,
Ленинградская обл., Тосненский р-он,
Тельмановское г.п.,
подъезд к городу Колпино, д. 11
8 (800) 201-90-46**

**Филиал в Севастополе:
299020, г. Севастополь,
Камышовое шоссе, д. 76
+7 (812) 992-38-25**

**info@russturbo.ru
russturbo.ru**





СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОГО
ЗАЗЕМЛЕНИЯ
ЭНЕРГООБЪЕКТОВ

ПЯТИЛЕТКУ
В 4 ГОДА

НЕТ ТАКИХ КРЕПОСТЕЙ, КОТОРЫХ БОЛЬШЕВИКИ НЕ МОГЛИ БЫ ВЗЯТЬ

ВТОРОЕ ПОКОЛЕНИЕ РЕШАЕТ ВСЕ

ПОДЪЕМНИКОВ ИЛИ

A

D

**Заказывая продукцию
электролитического заземления,
следи за новинками БИПРОН**

«КоммерЦЪ»: Смеси, нормализующие заземление. В чем «соль» вопроса или как не ошибиться при выборе заполнителя

Белов Д.А., Грибанов А.С.

АО «НПО «Бипрон»

info@bipron.com

Термины «защитное заземление», «технологическое заземление» и «молниезащита» звучат настолько привычно, что сама задача их обустройства часто кажется тривиальной. Однако за кажущейся простотой скрывается комплекс сложнейших электротехнических, физико-химических и климатических проблем. При проектировании и строительстве энергообъектов ключевое значение имеет обеспечение долгосрочной стабильности сопротивления растеканию токов промышленной частоты и грозовых разрядов.

Для цитирования

Белов Д.А., Грибанов А.С. «КоммерЦЪ»: Смеси, нормализующие заземление. В чем «соль» вопроса или как не ошибиться при выборе заполнителя // Экспозиция Нефть Газ. 2026. № 5. С. 89–92.

На территории Российской Федерации — в особенности в районах Крайнего Севера, Сибири, Дальнего Востока, а также в засушливых южных регионах — создание заземляющих устройств (ЗУ) сопряжено с экстремальными трудностями. Наличие многолетнемерзлых грунтов (ММГ), сухих песчаных, галечниковых, щебенистых и скальных пород характеризуется высокими значениями их удельного электрического сопротивления (УЭС) — от 1 000 до 10 000 Ом·м. Надежность и электролитический контакт ЗУ в таких условиях зависят от правильного учета вертикальной геоэлектрической структуры земли и динамики сезонного промерзания-высыхания верхних слоев почвы. Затраты на обустройство заземления подстанций и линейных объектов в сложных грунтах нередко достигают 30–35 % от общей сметной стоимости строительства. Оптимизация проектирования и применение инновационных проводящих систем имеют стратегическое значение для экономики электросетевого и нефтегазового комплексов.

На сегодняшний день для снижения сопротивления заземления в высокоомных средах традиционно применяются три метода:

1. Добавление поваренной соли в грунт в околоэлектродном пространстве.
2. Конструкционная замена материнского грунта углеродсодержащими засыпками (коксовой мелочью, углем).
3. Сооружение глубинных заземлителей (длиной от 20–30 метров и более).

Рассмотрим физико-химические особенности, скрытые недостатки и эксплуатационные ограничения каждого из этих подходов.

Способ 1. Введение хлорида натрия в околоэлектродное пространство

Этот метод является исторически самым старым и недорогим в реализации, однако в условиях современной электроэнергетики он абсолютно деструктивен. Стремление сэкономить на старте оборачивается критическими аварийными рисками и технологическим провалом уже в среднесрочном периоде эксплуатации по двум главным причинам:

- Хлоридный питтинг и скоростная коррозия металлов.

Ионы хлора (Cl) являются агрессивнейшими активаторами коррозии. Обладая высокой проникающей способностью, они легко разрушают естественные пассивирующие оксидные пленки на поверхности металлов. В соляной бане даже высоколегированная коррозионноустойчивая сталь марки AISI 304 (не говоря уже об оцинкованном прокате) подвергается стремительной локальной язвенной (питтинговой) коррозии. В результате такого химического воздействия толстостенные металлические элементы заземлителя (например, стенка электрода толщиной 4 мм) полностью теряют несущую способность, а сварные и резьбовые узлы соединений разрушаются в течение всего 3–3,5 лет эксплуатации, размыкая контур заземления объекта [4, 9] (рисунок 1, для хлоридной среды — зона Зк0, норматив убытия металла по толщине слоя 1,25 мм в год).

- Высокая диффузионная подвижность и вымывание (выщелачивание) электролита

Хлорид натрия (NaCl) обладает гигантской растворимостью в воде. Обычный минеральный грунт не способен удерживать свободные ионы солей в своей структуре. В периоды весеннего снеготаяния, паводков и обильных летних дождей происходит интенсивная фильтрация влаги, которая полностью вымывает соли из околоэлектродного пространства в подстилающие слои грунта. Из-за этого выщелачивания концентрация электролита падает, а эффективность работы заземлителя снижается на 40–50% уже за первые 12–24 месяца. Электрод остается стоять в осушенной высокоомной породе, а сопротивление заземления лавинообразно возрастает [3]. Более того, миграция хлоридов жестко нарушает требования экологической безопасности, загрязняя близлежащие подземные водоносные горизонты.

Катастрофическое засоление почв и формирование техногенных солончаков

Массированное неконтролируемое внесение хлорида натрия в объеме десятков и сотен килограммов на один заземляющий контур кардинально меняет морфологию и химический баланс подстилающих грунтов.

Свободная миграция ионов натрия и хлора запускает необратимый процесс искусственного (техногенного) солончака образования. При достижении критической концентрации легкорастворимых солей на уровне более 0,3–0,5 % от сухой массы почвы (в зоне прямого контакта с электродом этот показатель превышает 1,5–2,0%, а у некоторых производителей доходит до 9,0 %), грунт переходит в категорию типичного солончака. Такая концентрация полностью подавляет осмотическую активность корневых систем любой растительности, вызывая её полную гибель (химический ожог) и полную деградацию почвенного покрова в радиусе до нескольких метров от заземлителя. В условиях жесткого экологического контроля и прохождения трасс через земли лесного или сельскохозяйственного назначения подобное варварское выжигание плодородного слоя является прямым нарушением природоохранного законодательства РФ и влечет за собой многомиллионные штрафы для эксплуатирующих организаций.

Кроме того, возникновение солончаковых эффектов требует учета при проектировании и строительстве сопряженных с ними объектов, например, опор ВЛ. При этом для их создания должен применяться специализированный металл армирования, а также специфические добавки в бетонную смесь.

Способ 2. Конструкционное замещение грунта специальными проводящими композициями

Замещение материнского грунта в околоэлектродном пространстве — это более сложный и технологичный метод, направленный на создание искусственной низкоомной оболочки вокруг проводника. Исторически для этого применялись простые наполнители: коксовая мелочь, шунгит или графитовая крупка. С введением в действие профильного национального стандарта ГОСТ Р 62561.7 (МЭК 62561-7) «Требования к смесям, нормализующим заземление» [2], данный сегмент рынка получил мощный импульс развития. Однако коммерциализация этого направления привела к появлению огромного количества дешевых суррогатных смесей

сомнительного качества. Большинство таких продуктов построено на простейшей комбинации: бентонитовая глина, рядовой графит (как правило с зольностью 20–30% для удешевления) или кокс, и массивные дозы дешевых галогенидных солей (чаще всего — хлорида натрия или калия) для искусственной стимуляции проводимости на этапе приемо-сдаточных испытаний.

На этапе первичного монтажа и сдачи контура ЗУ такие «коктейли» демонстрируют отличные показатели УЭС, что вводит заказчика в заблуждение. В долгосрочной же перспективе в теле такой засыпки активизируются деструктивные процессы, полностью разрушающие систему заземления:

- Коллоидный коллапс и коагуляция бентонитовой матрицы

Главная ценность бентонитовых глин (особенно высокодисперсных натриевых сортов) заключается в их высочайшей гидрофильности. При контакте с водой макромолекулы бентонита гидратируются и увеличиваются в объеме в 10–15 раз, формируя плотный, вязкий, водоудерживающий токопроводящий гидрогель [10]. Этот гель должен плотно обволакивать тело заземлителя, ликвидируя воздушные пустоты и переходное сопротивление. Однако введение в эту систему несвязанных ионов натрия из дешевой поваренной соли (NaCl) полностью уничтожает коллоидную структуру глины. Происходит физико-химический процесс солевой коагуляции (агрессии): электрический двойной слой глинистых частиц сжимается, они теряют гидрофильность, мгновенно сворачиваются в жесткие хлопья и выпадают в осадок. Вместо монолитного, удерживающего влагу защитного геля образуется нестабильная грязная суспензия (жижа). В летний период эта масса стремительно теряет воду, усаживается, растрескивается на обособленные сегменты и полностью отслаивается от поверхности тела заземлителя. Контакт «металл-засыпка» размыкается,

а сопротивление заземляющего устройства лавинообразно возрастает.

- Интенсивное фильтрационное вымывание солей и потеря токопроводящих свойств

Ввиду того, что бентонитовая глина под действием солевой агрессии полностью сворачивается и теряет свои коллоидные гидроизолирующие и удерживающие свойства (см. выше), внутри околоэлектродного заполнителя формируется рыхлая, высокопористая и проницаемая структура. Хлорид натрия, обладая аномально высокой растворимостью в воде, в таких условиях становится абсолютно нестабильным элементом. Первые же весенние паводки, подъемы грунтовых вод и обильные сезонные дожди запускают процесс сквозной фильтрации ионного раствора. Вся токопроводящая соль полностью вымывается из объема засыпки всего за один климатический сезон. Скорость выщелачивания настолько высока, что уже через 8–12 месяцев после монтажа вся активная проводящая химия уходит в глубокие подземные горизонты, безвозвратно загрязняя экологию и отравляя близлежащие водоносные слои. Вокруг стального заземлителя остается лишь сухой пористый скелет из свернувшейся глины и рядового высокозольного кокса. Заземляющее устройство полностью теряет ионную проводимость, электрический контакт разрывается, а контур заземления промышленного объекта целиком перестает выполнять свою защитную функцию.

«Экологические пустышки» на основе гидрофобного кокса и нерастворимых карбонатов

На противоположном полюсе рынка заземляющих заполнителей находится другая технологическая крайность — так называемые «экологические пустышки». Спекулируя на естественном страхе заказчиков перед хлоридной коррозией, некоторые производители предлагают смеси, состоящие

исключительно из рядовой коксовой (угольной) мелочи или высокозольного природного графита, в сочетании с безгалогенидными (безхлорными) минеральными добавками — тонкомолотым мелом, известняком или строительной известью. Подобные композиции позиционируются как абсолютно безопасные для металла заземлителя и окружающей среды. Они действительно химически инертны и не вызывают ускоренного разрушения стальных проводников, однако с точки зрения электротехники такие смеси полностью перестают работать в среднесрочной перспективе, превращаясь в подземный изолятор. Причиной этого фиаско являются фундаментальные законы физики поверхностных явлений:

- Критическая гидрофобность углеродного наполнителя и дефицит ионной проводимости

Технический кокс, антрацит и графит обладают выраженной природной гидрофобностью. Высокий краевой угол смачивания заставляет углеродные частицы активно отталкивать воду [10]. Для того чтобы заставить такую гидрофобную углеродную систему непрерывно проводить ток в теле грунта ей жизненно необходим стабильный внутренний источник свободных ионов — жидкий электролит. Однако вводимые в состав «экологических пустышек» безгалогенидные минеральные добавки (карбонат кальция, мел, известняк) обладают крайне низкой близкой к нулю растворимостью в воде и не способны обеспечить диссоциацию свободных токопроводящих ионов. В результате еще на этапе приготовления рабочего раствора (затворения) вода скатывается с гидрофобных зерен кокса, не проникая внутрь микропор. При засыпке или закачке такой смеси в околоэлектродное пространство внутри скважины формируется рыхлая, неравномерная структура, изобилующая скрытыми воздушными кавернами и пустотами.

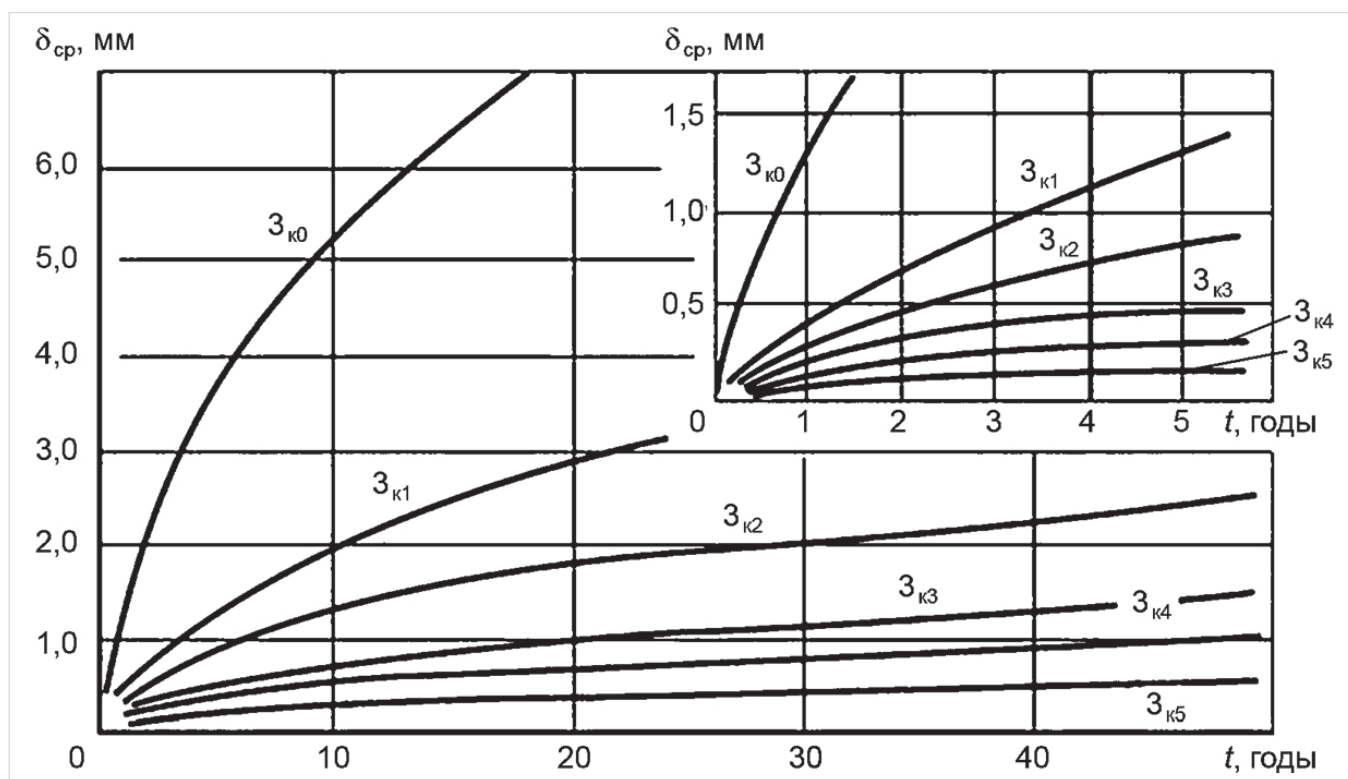


Рис. 1. Зависимость глубины коррозии стальных заземлителей $\delta_{ср}$ от времени для различных коррозионных зон

- Термическое осушение и диэлектрическое «запирание» заземлителя

В первые месяцы после монтажа заземляющее устройство удерживает минимальную проводимость исключительно за счет присутствия свободной трассовой или капиллярной влаги материнского грунта. Однако через 2–3 года эксплуатации по мере прохождения циклов сезонного термического осушения и естественного ухода капиллярной воды из приэлектродной зоны засыпка окончательно теряет влагу. Ввиду отсутствия гигроскопических и влагоудерживающих компонентов смесь превращается в абсолютно сухой, жесткий и пористый угольный порошок. Поскольку сухой кокс без электролита обладает высоким мелкоконтактным сопротивлением он полностью «запирает» протекание токов катодной защиты или молниезащиты. Заземляющее устройство фактически изолируется от вмещающей почвы полностью обнуляя защитный потенциал системы.

Способ 3. Сооружение глубинных анодных и защитных заземлителей (ГАЗ)

Данный метод предполагает бурение вертикальных скважин глубиной от 15 до 60–100 метров, спуск в них стальных проводников (или железокремнистых анодных электродов) и последующее заполнение прианодного пространства простейшими бентонито-коксовыми или глинопесчаными пульпами, искусственно активированными хлоридом натрия. Метод призван достичь глубоких водоносных горизонтов с низким УЭС, однако его практическая реализация сопряжена с критическими экономическими и техническими ограничениями [3, 5]:

- Высокая сметная стоимость и логистическая сложность буровых работ

Технология требует постоянного присутствия на площадке тяжелой буровой техники и мобильных растворяющих узлов. Себестоимость погонного метра бурения стремительно возрастает при проходке скальных, галечниковых, валунных и многолетнемерзлых грунтов. Дополнительные затраты на монтаж и неизвлекаемый анкерный крепеж обсадных труб, повышенный расход топлива и трудозатраты строительно-монтажных бригад в условиях труднодоступной трассы Крайнего Севера делают этот способ наиболее дорогим в структуре затрат на ЭХЗ и молниезащиту объектов.

Геоэлектрическая разнородность разреза и критическая погрешность проектных измерений

При бурении на значительную глубину заземлитель пересекает множество геологических слоев с резко полярной структурой и проводимостью - от талых суглинков до скальных линз. Традиционные четырехэлектродные методы вертикального электрического зондирования (ВЭЗ) дают огромную интегральную погрешность в многослойных средах. Как следствие, расчетные проектные значения сопротивления ГАЗ на бумаге кардинально расходятся с фактическими замерами после пуска наладки. Заказчик, инвестировавший миллионы в бурение 100-метровой скважины, в реальности оказывается далек от нормативных показателей растекания тока.

Физическое ограничение импульсной проводимости при грозовых разрядах (Скин-эффект)

При протекании токов молнии сверхвысоких частот и амплитуд (10–20 кА) определяющей характеристикой ЗУ становится не статическое сопротивление растеканию, а высокочастотный волновой импеданс заземлителя. Из-за проявления электродинамического скин-эффекта и индуктивного сопротивления длинного вертикального проводника, импульсный ток грозового разряда сбрасывается в землю преимущественно через первые 5–7 метров верхней части электрода. Нижняя, 50-метровая часть глубинного заземлителя в момент удара молнии фактически блокируется индуктивным затвором и в демпфировании потенциала не участвует. В импульсном режиме ЭХЗ и молниезащиты пространственный контур из нескольких коротких, но сбалансированных по площади токоотдачи электродов большого диаметра гарантированно эффективнее, чем один-два сверхглубоких трубчатых заземлителя.

Инновационное решение проблемы от ГК «Бипрон»: токопроводящие геополимерные матрицы серий «МАГ-Арктик» и «МАГ-Геоматрикс»

Осознавая технологические тупики традиционных методов (разрушительное засоление почв, гидрофобность «пустого»

кокса и запредельная стоимость глубинного бурения), научно-производственная группа Бипрон разработала принципиально новый класс материалов.

В основу работы заземляющих и прианодных композиций серий «МАГ-Арктик» и «МАГ-Геоматрикс» заложен научно выверенный принцип направленного синтеза низкоомной токопроводящей геополимерной матрицы. Поставляемый материал не является пассивным механически засыпаемым инертным заполнителем, а выступает в роли активного структурообразователя и модификатора всего околоэлектродного пространства.

Этот сложный процесс протекает в три последовательные стадии на протяжении всего многолетнего жизненного цикла системы заземления или ЭХЗ:

- Стадия 1. Процесс щелочной активации и матричный синтез пространственного токопроводящего каркаса

В момент затворения сухой смеси технической водой на строительной площадке (либо при постепенной естественной гидратации за счет капиллярной грунтовой влаги) активируется специализированный силикатно-щелочной комплекс. Растворимые силикаты натрия и щелочные буферные модификаторы вступают в управляемую топохимическую реакцию с мелкодисперсной активной алюмосиликатной фазой смеси.

Запускается процесс направленной поликонденсации с формированием жесткой трехмерной кремний-кислород-алюминиевой (геополимерной) пространственной решетки [7, 8]. На микроструктурном уровне происходит уникальный физический эффект: внутри ячеек этой растущей минеральной матрицы, как в прочной пространственной бронепластинке, жестко защемяются, иммобилизируются и удерживаются от малейшего вымывания ультрадисперсные частицы искусственного углярафита высокой степени очистки.

Благодаря такой синергии формируется стабильная монолитная структура, обладающая непрерывной, дублирующей друг друга электронной и ионной проводимостью. Полученная геополимерная матрица обладает абсолютной стабильностью объема и полностью защищена от усадочных трещин даже в условиях жесткого термического дефицита внешней влаги или экстремальной засухи.



а



б

Рис. 2. Пример пучения грунта на ЗУ традиционной и солевой технологии: а — традиционное заземление; б — солевые заземлители

- Стадия 2. Капиллярное «врастание» и диффузионный перенос в окружающий грунт

В процессе гидратации и первичного гелеобразования синтезируемая геополлимерная матрица обладает высочайшей осмотической активностью и внутренним гидростатическим давлением. Жидкая проводящая фаза композиции, насыщенная токопроводящими ионами модифицирующих солей, начинает активно мигрировать в радиальном направлении от оси заземлителя. Она заполняет капилляры, микротрещины и поры окружающего материнского грунта — песка, суглинка, глины или скальных пород. В этой фазе протекают два синергетических процесса:

- диффузионное натекание: глубокое проникновение ионов вглубь пор грунта;
- топохимическое сшивание: реакция щелочного раствора с диоксидом кремния.

Взаимодействие со свободным кварцевым песком и глинистыми минералами на стенках скважины или траншеи запускает процесс локального омоноличивания. Геополлимерная матрица физически «врастает» в окружающую породу. При этом полностью стирается резкая диэлектрическая граница раздела сред «электрод — засыпка — грунт».

- Стадия 3. Эффект направленной коагуляции пор и минимизация переходного сопротивления

На финальной стадии стабилизации структуры активируются сорбционные свойства каркасных алюмосиликатов (цеолитов клиноптилолитового типа и солестойких палыгорскитовых глин / аттапулгитов), которые прочно запирают влагу и ионы в межкристаллических пустотах. Это приводит к следующим эксплуатационным эффектам:

- многократное увеличение эквивалентного радиуса заземлителя: геометрическая зона эффективного растекания тока увеличивается в 5–8 раз;
- трансформация вмещающей породы: прилегающий грунт сам становится продолжением проводящего контура;
- демпфирование термической усадки грунта: летом при засухе полностью исключается образование воздушных зазоров;
- защита от динамических нагрузок: зимой пластичная матрица нивелирует морозное пучение и выталкивание трубы (рис. 2 — пример пучения грунта на ЗУ традиционной и солевой технологии).

Сформированный геополлимерный кластер гарантирует стабильный электрический и механический контакт «электрод — засыпка — грунт» на протяжении всего 50-летнего срока новой аттестации оборудования, вне зависимости от сезонных колебаний температуры и влажности климатической зоны [7].

Заключение и выводы

Для проектных институтов, строительно-монтажных организаций и подразделений

капитального строительства высокотехнологичных компаний крайне важно объективно оценивать риски, возникающие при обустройстве ЗУ и систем ЭХЗ в сложных геоэлектрических условиях. Сезонная динамика промерзания многолетнемерзлых грунтов Крайнего Севера и термическое иссушение почв аридных регионов делают достижение нормативного сопротивления растеканию токов сложнейшей инженерной задачей.

Как показал детальный физико-химический анализ, попытки решить эту проблему устаревшими или суррогатными (сомнительными) методами неизбежно приводят к аварийным последствиям:

1. Прямое солевание грунта хлоридом натрия или применение дешевых бентонито-солевых смесей гарантирует нарастающее разрушение металла заземлителей от питтинговой коррозии всего за 2–3 года, превращая почву в бесплодный техногенный солончак и полностью вымываясь паводками за один сезон.
2. «Экологические пустышки» на базе мела и рядового кокса ввиду природной гидрофобности углерода превращаются в сухие подземные изоляторы уже после первой сезонной засухи полностью разрывая контакт «электрод - грунт».
3. Бессистемное углубление скважин до 60–100 метров приводит к необоснованному росту сметной стоимости буровых работ (до 30–35 % от бюджета объекта), не решая при этом задач импульсной молниезащиты из-за проявления волнового скин-эффекта.

В условиях безопасности, когда бесперебойная работа микропроцессорной автоматики, телемеханики, силового оборудования компрессорных и трансформаторных подстанций и другого оборудования напрямую зависит от стабильности контура заземления, любая сиюминутная лжеэкономия и закупка контрафактных засыпок оборачиваются колоссальными затратами в будущем. Выход дорогостоящей техники из строя, паралич каналов связи и системные простои технологических процессов в условиях экстремально низких температур Крайнего Севера несут в себе прямую угрозу промышленной безопасности.

Применение инновационных токопроводящих геополлимерных матриц серий «МАГ – Арктик» и «МАГ-Геоматрикс» ГК «Бипрон» позволяет кардинально изменить экономику и надежность проектирования ЗУ. За счет эффекта капиллярного «врастания» в поры материнской породы и искусственного увеличения эквивалентного радиуса токоотдачи в 5–8 раз, данные композиции позволяют:

- сократить глубину и объемы бурения вертикальных скважин в 2–3 раза без потери нормативного сопротивления растеканию;
- полностью отказаться от использования экологически опасных галогенидов и сульфатов, исключив коррозионную

агрессию к металлу;

- обеспечить гарантированный 50-летний срок службы заземляющего контура с неизменными круглогодичными электротехническими параметрами.

Переход от примитивных засыпных смесей к патентованным геополлимерным технологиям представляется наиболее эффективным и основным организационно-техническим путем к созданию безаварийной, экономичной и долговечной инфраструктуры заземления и электрохимической защиты новейшего поколения [1, 3, 7].

Вместо выводов сегодняшней встречи, позволим себе рекомендовать коллегам-специалистам внимательно отнестись к новым отечественным продуктам рынка электроэнергетики, позволяющим не просто произвести импортозамещение, но и предложить более эффективные и экономичные решения.

Желаем всем благотворного сотрудничества на благо нашей Родины!

Литература

1. ГОСТ Р 58882–2020. Заземляющие устройства. Системы уравнивания потенциалов. Заземлители. Заземляющие проводники. Технические требования. М.: Стандартинформ, 2020. 43 с.
2. ГОСТ Р МЭК 62561.7–2016. Компоненты системы молниезащиты. Часть 7. Требования к смесям, нормализующим заземление. М.: Стандартинформ, 2016. 24 с.
3. ГОСТ 9.602–2016. Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. М.: Стандартинформ, 2017. — 64 с.
4. ГОСТ Р 51164–98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. М.: Госстандарт России, 1999. 47 с.



Бипрон

инновационные технологии
электрозащиты

ГК «Бипрон», Московская область,
г. о. Солнечногорск
+7 (800) 550 4944,
+7 (906) 722 2550,
info@bipron.com
npo-bipron.ru
bipron.com

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Белов Дмитрий Анатольевич, генеральный директор, АО «НПО «Бипрон», Якутск, Россия
Для контактов: info@bipron.com

Грибанов Алексей Сергеевич, технический директор, ООО «Бипрон», Якутск, Россия

Использование синтетических данных в образовательных программах для нефтегазовой отрасли: возможности и методические решения

Прозорова Г.В., Антипова А.Н., Николенко Т.А.
Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
prozorovagv@tyuiu.ru

Аннотация

В статье представлен обзор публикаций 2020–2025 гг. (скопинг-ревью по методологии PRISMA-ScR) на тему использования синтетических данных в нефтегазовом образовании. На основе анализа научных работ сформулированы основные требования к учебным синтетическим данным: достоверность, вариативность, приватность, справедливость и бесшовная интеграция с реальными. Выделены основные методы генерации: генеративные сети (GAN), диффузионные модели, генерация на основе правил и шаблонов, симуляция и виртуальные среды, языковые модели и метрики качества учебных данных.

Материалы и методы

Обзор предметного поля выполнен в соответствии с руководством PRISMA-ScR. Поиск научных трудов осуществлен в электронных библиотеках Elibrary.ru, Киберленинка и в поисковой системе Google Scholar. По трем критериям отобраны 45 работ на русском и английском языке за 2020–2025 гг., которые проанализированы по семи исследовательским вопросам.

Ключевые слова

scoping review, PRISMA-ScR, нефтегазовое образование, синтетические данные, метрики качества данных, генеративные модели

Поступила в редакцию: 26.06.2026

Введение

Подготовка инженеров для нефтегазовой отрасли включает изучение методов, технологий, программных продуктов для получения, обработки, анализа и интерпретации специализированной отраслевой информации. Для их освоения требуется большой объем разнообразных учебных данных, позволяющих симулировать в образовательном процессе реалистичные производственные задачи: от обработки и интерпретации результатов отдельных геолого-геофизических исследований до геологического моделирования, проектирования добычи и экологического мониторинга и т.д. Обеспечение процесса подготовки учебными данными является непростой задачей. Традиционная практика создания образовательных датасетов на основе производственных данных сталкивается с проблемами конфиденциальности информации в компаниях и трудоемкости переработки реальных данных в учебные, позволяет создать весьма ограниченное количество вариантов учебных заданий. Этого недостаточно для качественного обучения даже традиционными методами обработки и интерпретации данных в отрасли, тем более недостаточно для освоения применения в них методов машинного обучения. Выходом может быть введение в учебный процесс синтетических учебных данных — искусственно сгенерированных данных, имитирующих реальные параметры объектов и процессов [1, 2].

В нефтегазовом образовании искусственные данные позволяют решить ряд задач:

- восполнить дефицит реальных данных по геологоразведке, бурению, эксплуатации месторождений.
- создать банк учебных кейсов для отработки инженерных расчетов и алгоритмов машинного обучения.
- обеспечить персонализацию обучения через генерацию данных под уровень подготовки студента.

- обучать студентов интерпретации результатов моделирования и принятию решений в условиях неопределенности [3].
- снизить этические и юридические риски при работе с конфиденциальной информацией.

Синтетические данные применяются во многих отраслях, наиболее активно — в промышленности, экономике, транспорте, энергетике, сельском хозяйстве [4]. Авторы статей отмечают общие проблемы синтетических данных: инфраструктурные ограничения, правовые и этические аспекты внедрения искусственного интеллекта, вопросы защиты данных [5, 6], а также недостаточную реалистичность и способность алгоритмов воспроизводить существующие скрытые зависимости между параметрами [7].

С развитием технологий искусственного интеллекта, появлением нового поколения Synthetic Data 2.0, создаваемых с применением генеративных нейросетей и больших языковых моделей, повышаются их реалистичность, приватность, масштабируемость синтетических данных [4], следовательно — доступность и пригодность для образовательных задач. Цель данного обзора — обобщить и систематизировать опыт отечественных и международных исследований по теме искусственных данных в нефтегазовой отрасли и образовании за последние 10 лет и выделить решения, практически полезные для создания и внедрения искусственных данных в практику подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли.

Методология

Обзор выполнен с применением методологии scoping review в соответствии с руководством PRISMA-ScR [8]. Данная методология позволяет производить анализ широкого круга источников в междисциплинарном контексте с целью определения основных концепций по соответствующему запросу. Обзор включал научно-практические и обзорные

статьи, диссертации и книги. Ограничение к поиску не применялось по географическому признаку, а по языковому признаку поиск осуществлялся по русскоязычным и англоязычным источникам с наличием полнотекстового документа. Отобранные источники строго соответствовали поисковым запросам специфики разработки синтетических данных для подготовки специалистов нефтегазового профиля, учитывалось ограничение по масштабу применения синтетических данных исключительно в образовательном контексте.

Решение по отбору на каждом этапе принимаются и формулируются в рамках PCC-рамки [8]:

- P (Population): основная концепция выполняемого обзора — требования к созданию синтетических данных для решения учебных задач в геологии и нефтегазовой отрасли;
- C (Concept): основной контекст обзора — обзор осуществлялся в контексте моделирования и интерпретации геологических учебных данных для нефтегазовой отрасли;
- C (Context): дополнительным контекстом обзора является цифровая трансформация отрасли, основанная на данных и искусственном интеллекте.

На основе сформулированной цели определены следующие исследовательские вопросы:

- QR1: Современные вызовы подготовки специалистов высшего образования нефтегазового профиля;
- QR2: Применение современных цифровых технологий в нефтегазовом образовании;
- QR3: Синтетические данные;
- QR4: Синтетические данные для исследования производственных процессов в нефтегазовой отрасли;
- QR5: Синтетические данные в образовании;
- QR6: Методы генерации учебных данных;
- QR7: Метрики и оценка эффективности синтетических данных.

Обоснование критериев включения и исключения научных публикаций в обзор представлены в таблице 1 и на рисунке 1.

Стратегия поиска

Стратегия поиска источников включает проведение обзора предметного поля в базах данных РИНЦ и Scopus с помощью информационно-аналитических платформ Elibrary.ru, КиберЛенинка и Google Scholar для широкого охвата публикаций. Осуществлялся поиск источников, изданных в период с 2020 по 2025 г., так как в период с 2020 г. наблюдался массовый рост генеративного искусственного интеллекта, что подтверждается увеличением соответствующих публикаций в 2024–2025 годах. С целью формирования более полного и предметного обзора дополнительно был произведен поиск по структуре списка использованных источников ряда статей, вошедших в настоящий обзор. Для поиска источников применялись следующие формулировки запросов:

- «синтетические данные» И («нефтегазовое образование» ИЛИ «подготовка кадров»);
- «цифровой двойник» И («нефтегазовое образование» ИЛИ «подготовка кадров»);
- «цифровой двойник» И «синтетические данные»;
- «методы генерации» И «синтетические данные»;
- “synthetic data” AND (“petroleum education” OR “oil and gas training” OR “engineering education”);
- «digital twin» AND (“petroleum education” OR “engineering education”);
- «digital twin» AND «synthetic data».
- «generation methods» AND «synthetic data».

Результаты

Рассматриваемый обзор предметного поля направлен на обобщение опыта использования синтетических данных в образовательном процессе и выявление методологического подхода к их генерации для исследования геологических и нефтегазовых

процессов. Ключевым аспектом обзора рассматривалась специфика создания синтетических данных в образовательном процессе и метрики оценки их качества.

Всего в результате поиска было найдено 234 работы: 142 на русском языке и 92 на английском языке. Отбор

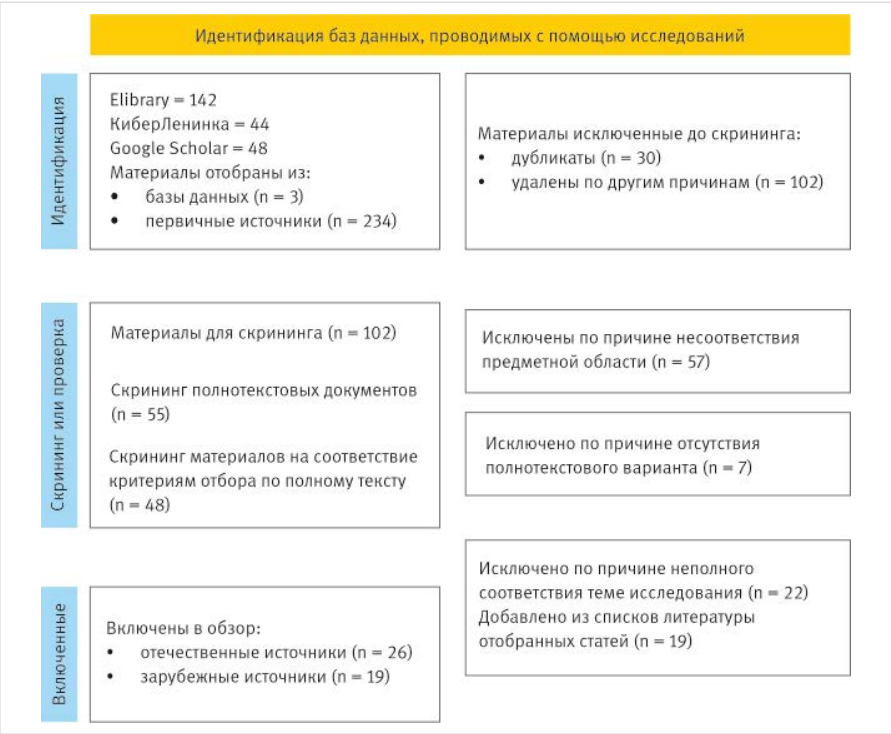


Рис. 1. Диаграмма процесса отбора источников для обзора предметного поля по PRISMA-ScR

Табл.1. Перечень критериев включения и исключения источников в обзор

9	Включение	Исключение	Обоснование
Временной диапазон	Включены статьи, изданные за период 2020–2025 г.	Исключены статьи, изданные ранее 2019 года.	Неактуальность методов и технологий создания синтетических данных
Содержание контекста	Включены статьи, рассматривающие современные подходы к разработке синтетических данных для специалистов нефтегазового профиля.	Исключены статьи по методологии генерации искусственных данных для не образовательных целей.	Сужение предметного поля в соответствии с целью аналитического обзора
Концепция	Включены статьи, отражающие новый методологический подход к подготовке специалистов нефтегазового профиля с применением современных цифровых платформ на базе синтетических данных.	Исключены источники, в которых рассматривается применение синтетических данных не в образовательном контексте. В исключения входят источники, где использование синтетических данных в производственных процессах возможно транслировать и в образовательном контексте.	Расширение предметного поля с целью выявления элементов методик создания синтетических данных, потенциально полезных в образовательных целях
Языковая принадлежность	Включены статьи на русском и английском языках.	Не вошли публикации на других языках.	Малочисленность публикаций на других языках в сравнении с русскоязычными и англоязычными
Вид источника	Обзорные и научно-практические статьи журналов, конференций, диссертаций.	Исключены информационные сообщения, тезисы.	Отсутствие подтверждения достоверности и объективности в нерцензуемых информационных сообщениях и тезисах
Статус публикации	Опубликованные полнотекстовые публикации, входящие в перечень рецензируемых журналов РИНЦ, Scopus, Web of Science, текст диссертаций	Исключены методологические источники не имеющих статус рецензируемых.	Неполнота представления исследований в неполнотекстовых источниках

релевантных документов осуществлялся посредством скрининга, который производился авторами по заранее установленным критериям отбора. Результаты отбора представлены на диаграмме процесса отбора

источников для обзора предметного поля по PRISMA-ScR (рис. 1).

Изначально были удалены дубликаты — 30 статей, затем скрининг осуществлялся по заголовкам и аннотациям. На данном

этапе было исключено 102 источника по причине несоответствия содержания аннотаций заявленным запросам. Затем анализировалось предметное содержание полнотекстового документа. 57 статей было исключено,

Табл. 2. Категоризация статей, включенных в обзор в соответствии с исследовательскими вопросами

№ п/п	Формулировка вопроса	Авторы	Идентификация и обобщение запроса
QR1: – 6	Современные вызовы подготовки специалистов высшего образования нефтегазового профиля	Адилмурдин Р.Р., Вихман В.В., Глобенко С.А., Кораблева О.Н., Патока С.С., Пшеничная С.С.	1. Несоответствие существующих компетенций и дефицит выпускников вызовом цифровой трансформации. 2. Низкая техническая подготовка педагогических кадров. 3. Выявление новых компетенций для работы с цифровыми ресурсами — «Инженер данных». 4. Смена образовательной парадигмы — интегрирование ИИ в образовательный процесс.
QR2: – 4	Применение современных цифровых технологий в нефтегазовом образовании	Арифиллин А., Волкова М.М., Жиронкин В.С., Ивановский В.Н.,	1. Дефицит отраслевых знаний. 2. Высокая стоимость отраслевого оборудования. 3. Отсутствие доступа к реальным данным. 4. Использование синтетической среды — виртуальные тренажеры, цифровые двойники.
QR3: – 10	Синтетические данные	Безлепки А.П., Салова Т. Л., Пальмов С.В., Чичиков С, Danielle Shanley, James Jordon, Kaabachi B., Koul A. Louis Ravn, Figueira A.	1. Проблемы реальных данных: дефицит, трудоемкость, конфиденциальность, скудность, неструктурированность, разнородность, дороговизна получения, сложность фиксации редких явлений. 2. Проблемы синтетических данных: качество синтеза, парадокс анонимности, адекватность, низкая воспроизводимость, деанонимизация, снижение достоверности за счет смещения (шумы), отсутствие этических и правовых норм использования. 3. Требования к синтетическим данным: достоверность, вариативность, приватность, справедливость, бесшовная интеграция с реальными данными. 4. Подходы к оценке качества СД: выявление отклонений, семантическая согласованность, способность идентификации синтетических данных.
QR4: – 7	Синтетические данные для исследования производственных процессов в нефтегазовой отрасли	Волчкова В.А., Иванов П.В., Моисеев М.В., Николаенко В., Соколов К.О., Хамидуллина А.П., Temizel, C.	1. Проблема: сложность интерпретации реальных данных. 2. Виды синтетических данных: модельные данные, сгенерированный по реальным данным; расчетные данные (вейвлет-преобразования); численное моделирование, генерация изображений. 3. Отраслевые данные: наборы данных о добыче и скважинах, сейсмические данные, параметры режимов бурения, данные ГРП, изображения коррозии и трещин, данные аэрофотосъемки и т.д. 4. Назначение СД: для проведения инженерных расчетов, отработка расчетных методик, тестирование алгоритмов, исследование зависимостей.
QR5: – 4	Синтетические данные в образовании	Mohammad Khalil, Ruibo Liu, Qinyi Liu	1. Специфика учебных данных: дефицит данных, конфиденциальность, масштабирование персонализации обучения и обратная связь. 2. Где используются СД: обучающие данные, практические задачи, оценивание результатов обучения. 3. Свойства учебных СД: психометрические, метрики приватности, полезности и анонимности.
QR6: – 8	Методы генерации учебных данных	Ковалев В.В., Манахова И.В., Пчелинцев С. Ю., Рабчевский А.Н., Трофимов В.А., Liu, Q., Michail Giannakos, 40Ryan McKenna	1. Основные методы генерации СД: рандомизация, GAN, симуляторы, статистические модели, процедурная генерация, модели диффузии, прогнозные модели. 2. Эффективность генерации: применимость для всех видов данных, улучшение точности, сохранение приватности, успешные учебные кейсы, производительность, обнаружение аномалий. 3. Метрики оценки качества: экспертная оценка, соответствие учебным целям, доступность, психометрические свойства.
QR7: – 5	Метрики и оценка эффективности синтетических данных	Divine Iloh, Kostopoulos, S., Kadir Kesgin, Mayana Pereira, Yefeng Yuan	1. Основные требования к СД: получение набора данных без потери точности, конфиденциальность, полезность, применимость. 2. Основные алгоритмы оценивания метрик для СД: 1. метрики качества (Fidelity) — сходство с реальными: определение сходства с реальными данными (от 0 до 1); корреляция (от 0 до 1); визуальное сравнение (наложение графиков распределений); сравнение распределений (MMD); классификация (AUC-ROC $\approx$ 0,5 идеальный показатель генерации, AUC-ROC $\approx$ 1 низкое качество генерации); Accuracy (точность) — показывает долю правильных предсказаний среди всех предсказаний модели; Precision (точность в узком смысле) — демонстрирует, какая доля объектов, выделенных как положительные, действительно являются положительными; Recall (полнота) — показывает, какая доля положительных объектов была правильно идентифицирована моделью; F1-score — гармоническое среднее между Precision и Recall, позволяющее сбалансировать их значения. 2. Метрики полезности (Utility) — ценность данных: обучение модели на синтетических данных, тренировка на реальных. Сравнение метрик (Accuracy, Precision, Recall, F1, AUC) на тестовом наборе. При AUC < 0,5 полезность сохранена. 3. Метрики приватности (Privacy) — нельзя восстановить реальную информацию из СД: Membership Inference Attacks (применение реальных данных при обучении); k-anonymity — анализ набора параметров для анонимизации данных; δ -presence — оценивает присутствие конкретной записи в исходных данных.

так как в них использование синтетических данных не относится к контексту учебных и не затрагивают решение отраслевых задач в геологии и нефтегазовой сфере. Исключение 7 статей выполнено по причине отсутствия самого полнотекстового документа либо доступа к нему. В результате дополнительного поиска было добавлено еще 19 статей из списка источников вошедших в обзор статей, которые соответствовали критериям запроса по тематике. При изучении полного текста исключены 22 источника по причине неполного соответствия теме исследования. Таким образом в итоговый список вошли 45 источников, 26 из которых на русском языке и 19 на английском.

Анализ содержания исследуемых источников показал, что статьи на русском языке преимущественно направлены на освещение общих проблем в области внедрения искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли и образовании [9].

Акцент на требования к созданию синтетических учебных данных в отечественных источниках не многочислен и направлен на общие вопросы разработки синтетических данных в отраслях, в то время как в зарубежных источниках более подробно рассматривается анализ эффективности различных методов генерации учебных синтетических данных, ориентированных на обеспечение их конфиденциальности и полезности в нефтегазовом образовательном контексте.

Анализ полнотекстовых источников позволил распределить результаты исследования по критериям в соответствии с установленными ранее исследовательскими вопросами (табл. 2).

В соответствии с категоризацией первая группа источников (13 %) фокусируется на современных вызовах подготовки специалистов с высшим образованием в условиях стремительного развития цифровизации в производственных отраслях [10–15]. В данной категории выявлена основная проблематика современного инженерного образования — дефицит кадров, владеющих современными цифровыми технологиями и инструментами в отраслевых производственных процессах. Решением проблемы авторы указывают на необходимость смены образовательной парадигмы — интегрирование искусственно-го интеллекта в образовательный процесс.

Вторая категория публикаций затрагивает вопросы цифровизации при подготовке специалистов нефтегазового профиля (10 %), где авторы выделяют ключевые проблемы, влияющие на подготовку современного специалиста, способного обладать совокупностью цифровых и профессиональных компетенций в нефтегазовой отрасли [2, 16–18]. Дефицит отраслевых знаний, высокая стоимость отраслевого оборудования и отсутствие доступа к реальным производственным данным требуют трансформации содержания образовательного процесса, направленного на создание синтетической среды обучения с применением цифровых двойников, виртуальных тренажеров и искусственного интеллекта.

Третья группа источников (22 %) подробно раскрывает понятие «синтетические данные» и их преимущества в задачах искусственного интеллекта перед реальными, получение и подготовка которых трудоемки, затрагивают финансовые и юридические аспекты технологических и бизнес-процессов [3, 19–27]. Выделены также потенциальные недостатки синтетических данных: качество синтеза, неконтролируемая

воспроизводимость, снижение достоверности за счет смещения (шумы), отсутствие этических и правовых норм использования [7, 42]. На основе анализа работ определены основные требования к синтетическим данным: достоверность, вариативность, приватность, справедливость, бесшовная интеграция с реальными [39, 40]. Оценка качества синтетических данных должна обеспечить выявление отклонений от реальных, семантическую согласованность и их идентификацию [33].

Существенная доля публикаций в четвертой группе затрагивает вопросы применения синтетических данных для исследования производственных процессов в нефтегазовой отрасли (18 %) [28–32]. Авторами рассмотрен ряд отраслевых данных, подвергающихся синтетической генерации: наборы данных о добыче и скважинах, сейсмические данные, параметры режимов бурения, данные гидравлического разрыва пласта, изображения коррозии и трещин, данные аэрофотосъемки и другие. Выделены основные группы синтетических данных и направления их использования в решении отраслевых задач нефтегазовой отрасли для проведения инженерных расчетов, отработки расчетных методик, тестирования алгоритмов, исследования зависимостей и т.п.

Пятая группа источников является немногочисленной (10 %) [6, 9, 33]. Вопросы специфики использования синтетических данных в образовательном процессе рассматриваются не так масштабно. В основном это зарубежная литература, где вопросы применения синтетических данных в образовательном процессе затрагивают направления их использования в решении практических задач и в оценочных моделях результатов обучения [6, 9]. Авторы отмечают, что кроме выявленных ранее проблем дефицита данных и конфиденциальности, в учебных данных необходимо учитывать персонализацию обучения и обратную связь. Так же выделены основные свойства учебных синтетических данных: психометрические, метрики приватности, полезности и анонимности [33].

Шестая группа источников занимает второе место в доле исследуемых публикаций и посвящена анализу методов генерации синтетических данных в том числе учебных (18 %) [7, 34–39]. Выделены основные методы генерации синтетических данных, такие как рандомизация, алгоритмы машинного обучения (GAN), симуляторы, статистические модели, процедурная генерация, модели диффузии, прогнозные модели. Выбор соответствующей модели определяет эффективность генерации данных, направленную на применимость ко всем видам данных, повышение их точности, сохранение приватности, повышение производительности, обнаружение отклонений. Наиболее ценным анализом в этой группе является исследование метрик оценки качества синтетических учебных данных: экспертная оценка, соответствие учебным целям, доступность и психометрические свойства.

Седьмую группу публикаций составляют англоязычные источники (11 %), в которых достаточно подробно рассматриваются метрики и алгоритмы оценки эффективности синтетических данных [40–44]. Поиск русскоязычных публикаций в рассматриваемых базах данных, в которых бы достаточно широко рассматривались вопросы определения основных метрик для синтетических данных и требования к оценке их эффективности, не дал существенных результатов. В работе [44] рассматривается оценка возможности замены реальных данных синтетическими

для обучения без потери точности и увеличения смещений. Автор выделяет метрики полезности (utility) и справедливости (fairness) для определения сходства с реальными данными методом классификации AUC-ROC. В работе [36] наряду с метриками классификации MAE — среднеквадратическая ошибка, рассматривается метрика приватности (Privacy) MIA (Random Forest), построенная на алгоритме случайного леса для защиты конфиденциальности информации. Группа авторов рассматривает метрику качества (Fidelity) с целью оценки точности и полезности машинного обучения для синтетических данных так же с помощью классификаторов случайного леса. Kadir Kesgin [42] отмечает, что существующие генеративные модели не в полной мере учитывают одновременно метрики справедливости, приватности и полезности. В связи с этим возникает необходимость в этически выверенных синтетических данных для учебных целей. Представленные ранее алгоритмы применяются для анализа совокупности рассматриваемых метрик и в работе [44] с целью оценки и использования синтетических данных о студентах и представляет собой многофакторную оценку. Авторы четко определили три цели: 1 — сохранить полезность; 2 — иметь статистическую схожесть с реальными данными; 3 — минимизировать риск раскрытия анонимности.

Итоги

При поиске научных публикаций основной запрос был направлен на выявление методических требований и решений для создания академических синтетических данных нефтегазовой тематики. Однако среди найденных 256 работ не оказалось прямо соответствующих такому запросу. В связи с этим, проанализированы статьи по близким темам, относящимся к использованию синтетических данных в производственных задачах нефтегазовой отрасли и в других направлениях профессионального образования. Получены выводы, которые могут использоваться при планировании и разработке информационного обеспечения подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли:

1. Основные требования к учебным синтетическим данным: достоверность, вариативность, приватность, справедливость, бесшовная интеграция с реальными данными. Достоверность означает содержательное соответствие реальным данным и возможность использования синтетических данных аналогично реальным. Вариативность отражает разнообразие данных с возможностью генерации разных сценариев, в том числе редких событий. Приватность означает соблюдение конфиденциальности реальных данных, служивших прототипом для разработки синтетических. При этом требования к приватности могут быть ограничением для достоверности и полезности данных.
2. Основные виды синтетических данных: модельные данные, сгенерированные по реальным данным; расчетные данные (вейвлет-преобразования); данные, полученные через численное моделирование, сгенерированные изображения и т.д.
3. Отраслевые данные, которые могут быть заменены на синтетические: о добыче и строительстве скважин, сейсмические, параметры режимов бурения, данные гидравлического разрыва пласта, изображения коррозии и трещин, данные аэрофотосъемки и т.д.

4. Основные направления использования синтетических данных: проведение инженерных расчетов, обработка расчетных методик, тестирование алгоритмов, исследование зависимостей и др.
 5. Определены свойства академических данных, ориентированных на психометрические метрики, метрики приватности, полезности и анонимности.
 6. Выявлены методы, применяемые для генерации синтетических данных: рандомизация, GAN, симуляторы, статистические модели, процедурная генерация, модели диффузии, прогнозные модели, языковые модели.
 7. Определены основные подходы к оценке качества синтетических данных: соответствие по статистическим параметрам (тип распределения), семантическая согласованность (сохранение смысловых и семантических связей), способность идентификации синтетических данных.
 8. Выделены основные метрики качества, полезности и приватности синтетических данных с соответствующими алгоритмами их оценивания.
- Выводы**
- В scoping-обзоре публикаций проанализированы существующие решения и подходы к внедрению синтетических данных в образовательный процесс. Выявлено, что в большинстве исследуемых источников рассматриваются только общие вопросы создания синтетических данных (понятия, методы, метрики) или их использование для решения производственных задач в нефтегазовой сфере (моделирование пласта, анализ сейсмики, прогноз добычи, экологический мониторинг и т.д.). Образовательный контекст внедрения синтетических данных рассматривается фрагментарно в основном в зарубежной литературе и практически не затрагивает отраслевые особенности подготовки специалистов для нефтегазовой отрасли. Непосредственные методики и практические рекомендации по созданию и использованию учебных искусственных данных нефтегазовой тематики в литературе не представлены, но имеющиеся наработки по смежным задачам могут быть практически полезны преподавателям и методистам. Методическая разработка и накопление опыта использования синтетических данных является актуальной задачей для нефтегазового образования.
- Литература**
1. Николаенко С.В., Коваленко А.А., Натеганов А.Э. и др. Опыт применения машинного обучения при анализе сейсмических данных для выделения тектонических нарушений в различных сейсмогеологических условиях // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2024. Т. 24. № 1. С. 49–55.
 2. Пчелинцев С.Ю., Юляшков М.А., Ковалева О.А. Метод создания синтетических наборов данных для обучения нейросетевых моделей распознаванию объектов // Информационно-управляющие системы. 2022. № 3. С. 9–19.
 3. Хамидуллина А.Р., Иржанов А.Ж. Влияние искусственного интеллекта и больших данных на образовательные стратегии в нефтегазовой промышленности // Управление образованием: теория и практика. 2024. Т. 14. № 10-1. С. 128–136.
 4. Безлепкина А.П. Анализ методов формирования наборов данных, предназначенных для обучения нейросетей // Перспективные направления развития отечественных информационных технологий. Севастополь: СевГУ, 2020. С. 35–37.
 5. Арифиллин А., Маркин В. Перспективы применения генеративного искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли // Энергетическая политика. 2024. № 5. С. 50–59.
 6. Liu Q., Deho O., Vadiie F., Khalil M., Joksimovic S., Siemens G. Can synthetic data be fair and private? a comparative study of synthetic data generation and fairness algorithms. LAK '25: Proceedings of the 15th international learning analytics and knowledge conference, P. 591–600. (In Eng).
 7. Liu Q., Shakra R., Jovanovic J. et al. Ensuring privacy through synthetic data generation in education. British Journal of Educational Technology, 2025, Vol. 56, issue 3, P. 1053–1073. (In Eng).
 8. Tricco A.C., Lillie E., Zarin W. et al. PRISMA extension for scoping reviews (PRISMA-ScR): checklist and explanation. Annals of internal medicine, 2018, Vol. 169, issue 7, P. 467–473. (In Eng).
 9. Liu R., Wei J., Liu F. et al. Best practices and lessons learned on synthetic data. arXiv: 2404.07503, 2024. (In Eng).
 10. Адильмурдин Р.Р., Лайков Е.Г., Патока С.С. и др. Анализ влияния цифровизации на подготовку специалистов в нефтегазовом вузе // Управление образованием: теория и практика. 2024. Т. 14. № 2-2. С. 60–70.
 11. Вихман В.В., Ромм М.В. «Цифровые двойники» в образовании: перспективы и реальность // Высшее образование в России. 2021. Т. 30. № 2. С. 22–32.
 12. Глобенко С.А., Добрянский Р.Ф. Цифровой двойник в нефтегазовой отрасли: шаг к оптимизации или иллюзия прогресса? // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2025. № 10-2. С. 25–29.
 13. Кораблева О.Н., Смирнова А.А. Интегрирование инструментов генеративного искусственного интеллекта в высшей школе // Педагогическое образование. 2024. Т. 5. № 12. С. 28–35.
 14. Патока С.С., Щелокова Ю.К. Интеграция искусственного интеллекта в образовательные процессы подготовки специалистов для цифровых нефтегазовых проектов // Управление образованием: теория и практика. 2024. Т. 14. № 9-1. С. 169–178.
 15. Пшеничная С.С. Формирование новых компетенций работников нефтегазовой отрасли в эпоху развития технологий искусственного интеллекта // Финансовые рынки и банки. 2024. № 12. С. 119–125.
 16. Волкова М.М., Манурова Р.А., Шайдуллина Д.Н. Применение виртуальных тренажеров для обучения специалистов нефтегазовой отрасли // Вестник технологического университета. 2019. Т. 22. № 4. С. 115–121.
 17. Жиронкин В.С., Гасанов М.А. Феномен цифрового структурного сдвига и его специфика в нефтегазовой отрасли // Экономика и управление инновациями. 2025. № 4. С. 34–42.
 18. Ивановский В.Н., Пекин С.С. Использование цифровых технологий при подготовке студентов и создании инновационных видов оборудования кафедр машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности // Территория Нефтегаз. 2020. № 3-4. С. 38–43.
 19. Салова Т.Л., Суворов И.С. Синтетические данные: проблемы и пути их решения // Математические структуры и моделирование. 2025. № 3. С. 116–121.
 20. Пальмов С.В., Герасимов М.А., Каримова А.А. Synthetic Data 2.0 как новая эра искусственных датасетов // Индустриальная экономика. 2025. № 52. С. 15–19.
 21. Чичиков С.А., Куликов В.Р., Спирин Е.А., Сарамуд М.В. Автоматическая генерация обучающих наборов данных с использованием 3D-моделей для задачи детектирования объектов // Международный научно-исследовательский журнал. 2024. № 3. 8 с.
 22. Shanley D., Hogenboom J., Lysen F. et al. Getting real about synthetic data ethics: are AI ethics principles a good starting point for synthetic data ethics? EMBO Reports, 2024, Vol. 25, issue 5, P. 2152–2155. (In Eng).
 23. Jordon J., Szpruch L., Houssiau F. et al. Synthetic Data – what, why and how? arXiv:2205.03257, 2022. (In Eng).
 24. Kaabachi B., Despraz J., Meurers T. et al. A scoping review of privacy and utility metrics in medical synthetic data. NPJ Digital Medicine, 2025, Vol. 8, issue 1, article number: 60. (In Eng).
 25. Koul A., Duran D., Hernandez-Boussard T. Synthetic data, synthetic trust: navigating data challenges in the digital revolution. The lancet digital health, 2025, Vol. 7, issue 11, article number: 100924. (In Eng).
 26. Ravn L., Galanos V., Archer M., Shanley D. Unraveling the regimes of synthetic data metrics: expectations, ethics, and politics. Digital Society, 2025, Vol. 4, issue 2, article number: 44, 13 p. (In Eng).
 27. Figueira A., Vaz B. Survey on synthetic data generation, evaluation methods and GANs. Mathematics, 2022, Vol. 10, issue 15, P. 2733. (In Eng).
 28. Волчкова В.А., Шишкина М.А. Лучевая сейсмическая томография синтетических данных, характерных для Западной Сибири: обработка алгоритма сейсмической инверсии с адаптивной параметризацией среды вейвлет-функциями, подбор параметров инверсии // Проблемы геокосмоса. Санкт-Петербург: ООО «Издательство ВВМ», 2021. С. 17–28.
 29. Иванов П.В., Варенцов И.М., Колодяжный С.Ю. и др. Исследование глубинной электропроводности в окрестности Оршанской впадины: двумерная инверсия синтетических и наблюдаемых магнитотеллурических данных методом REBOCC // Физика Земли. 2022. № 5. С. 26–44.
 30. Моисеев М.В. Реализация нового алгоритма подавления сейсмических поверхностных волн и его тестирование на синтетических данных сейсмики // МНСК – 2023. Геология. Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2023. С. 47.
 31. Соколов К.О., Шамаев С.Д. Разработка метода формирования обучающей

- выборки для искусственной нейронной сети с целью локализации трещин горных пород по данным георадиолокации // Научные технологии и оборудование в промышленности и строительстве. 2025. № 10. С. 33–41.
32. Temizel C., Canbaz C.H., Saracoglu O. et al. Production forecasting in shale reservoirs through conventional DCA and machine/deep learning methods. Unconventional Resources Technology Conference, 20–22 July 2020, urtec-2020-2878, P. 4843–4894. (In Eng).
33. Khalil M., Liu Q., Jovanovic J. AI for data generation in education: Towards learning and teaching support at scale. British journal of educational technology, 2025, Vol. 56, issue 3, P. 993–998. (In Eng).
34. Ковалев В.В., Корнеева А.А., Федоркова А.О. и др. Разработка симулятора для генерации синтетических данных с целью обучения нейронных сетей в условиях неопределенности. XXVIII Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям (SCM-2025). СПб.: СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2025. С. 95–98.
35. Манахова И.В., Матыцын А.В. Инновационные подходы к генерации обучающих данных для прогнозирования спроса на нефть // Научные исследования экономического факультета. Электронный журнал. 2025. Т. 17. № 4. С. 9–34.
36. Рабчевский А.Н. Обзор методов и систем генерации синтетических обучающих данных // Прикладная математика и вопросы управления. 2023. № 4. С. 6–45.
37. Трофимов В.А. Генерация синтетических данных для тестирования моделей машинного обучения // Информационные технологии и безопасность. 2024. № 4. 8 с.
38. Giannakos M., Azevedo R., Brusilovsky P. et al. The promise and challenges of generative AI in education. Behaviour & Information Technology, 2025, Vol. 44, issue 11, P. 2518–2544. (In Eng).
39. McKenna R., Mullins B., Sheldon D., Miklau G. AIM: an adaptive and iterative mechanism for differentially private synthetic data. arXiv:2201.12677, 2024. (In Eng).
40. Iloh D., Temitope Olayinka O., Iyere F., Chilakala S. Generative Private Synthetic Student Data for Learning Analytics: An Empirical Study. IEEE Access, 2025, Vol. 13, P. 177345–177351. (In Eng).
41. Kostopoulos G., Tsiakmaki M., Kotsiantis S. Benchmarking statistical and deep generative models for privacy-preserving synthetic student data in educational data mining. Algorithms, 2026, Vol. 19, issue 1, P. 39. (In Eng).
42. Kesgin K. FairSYN-Edu a diffusion-based model for fair and private educational data synthesis. Discover Education, 2025, Vol. 4, issue 1, article number: 336. (In Eng).
43. Pereira M., Kshirsagar M., Mukherjee S. et al. Assessment of differentially private synthetic data for utility and fairness in end-to-end machine learning pipelines for tabular data. PLOS ONE, 2024, Vol. 19, issue 2, P. e0297271. (In Eng).
44. Yuan Y., Liu Y., Cheng L. A multi-faceted evaluation framework for assessing synthetic data generated by large language models. arXiv:2404.14445, 2025. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Прозорова Галина Владимировна, к.п.н., доцент кафедры Интеллектуальных систем и технологий ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: prozorovagv@tyuiu.ru

Антипова Алена Николаевна, к.г.-м.н., доцент кафедры Интеллектуальных систем и технологий ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Николенко Татьяна Александровна, к.т.н., доцент кафедры Интеллектуальных систем и технологий ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия



expoz.ru

3D

АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ



2026

30 сентября –
2 октября
Казахстан, Алматы

30 YEARS
OF
SUCCESS



KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

30-я Казахстанская
международная выставка и конференция

«Нефть и Газ»



Подробная информация:
www.kioge.kz



kioge.kz



kiogekazakhstan



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



**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



НЕДЕЛЯ БЕЗОПАСНОСТИ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ТЕРРИТОРИЯ
БЕЗОПАСНОСТИ:
РЕШЕНИЯ
ДЛЯ БИЗНЕСА
И ГОСУДАРСТВА

21–23 ОКТЯБРЯ 2026
КАЗАНЬ ЭКСПО



неделябезопасности.рф



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





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



А-Ф

**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!

