



ТРАНСАРКТИЧЕСКИЙ
ТРАНСПОРТНЫЙ
КОРИДОР

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ
НЕФТЕПРОВОДОВ

ЧАСТОТЫ
КОЛЕБАНИЙ
НАДЗЕМНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

11 [168] 2025

БЕЗОПАСНОСТЬ В ТРАНСПОРТИРОВКЕ



Входит в перечень ВАК (К1)



95 лет
в промышленном
строительстве

Математическое моделирование
деградации подводных
трубопроводов
в условиях морских
месторождений

26

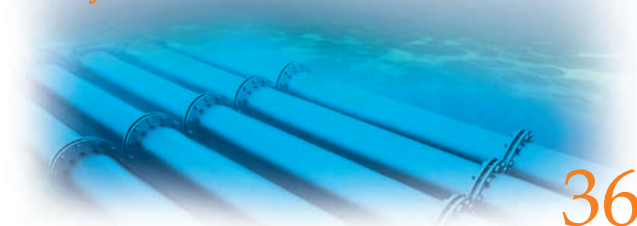
Концепция развития
Трансарктического транспортного
коридора: вопросы формирования
и задачи реализации



31

СОДЕРЖАНИЕ

Оценка безопасности подводных
промысловых трубопроводов
с использованием критерия
живучести



36

Исследование форм и частот
свободных колебаний участков
надземных трубопроводов



44

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Привычка противостоять

6

Особые полномочия для правительства
в энергетике

8

События

10

Первой строчкой

12

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Барьеры искрозащиты дискретных
сигналов KA52XXEx

14

БУРЕНИЕ

Обеспечение устойчивости глин
раннего катагенеза

18

НЕФТЕСЕРВИС

Нестандартные решения
по оптимизации процесса
строительства нефтяных скважин

22

Календарь событий

25

ТРАНСПОРТИРОВКА

Математическое моделирование
деградации подводных трубопроводов
в условиях морских месторождений

26

Концепция развития Трансарктического
транспортного коридора: вопросы
формирования и задачи реализации

31

Оценка безопасности подводных
промысловых трубопроводов с
использованием критерия живучести

36

Хронограф

43

Исследование форм и частот свободных
колебаний участков надземных
трубопроводов

44

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Безопасные высокотемпературные
литий-тионилхлоридные скважинные
аккумуляторы

48

Повышение технологических
свойств сталей путем проведения
терромагнитной обработки



50

Новые материалы
в нефтегазовой отрасли



53

Гибридные модели для
прогнозирования параметров
многофазного потока



96

Интеграция
фациальной модели
и машинного
обучения для
прогнозирования
коллекторских
свойств



98

МАТЕРИАЛЫ

Повышение технологических
свойств сталей путем проведения
терромагнитной обработки

50

Новые материалы в нефтегазовой
отрасли

53

Исследование адгезионной прочности
при сдвиге к металлу клеевых
соединений, образованных системами
на основе эпоксидных микрокапсул
с контролируемым высвобождением
активных веществ

58

ЭКОНОМИКА

Технологические партнерства
в нефтегазовой отрасли: мировая
и российская практика

64

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Фациальный анализ и детальная
корреляция продуктивного объекта БВ8
Самотлорского месторождения
для уточнения ресурсной базы

72

Комплексный подход прогнозирования
газонасыщенных резервуаров
неокомского клиноформного комплекса
арктической зоны Западной Сибири

78

Геологическое строение и перспективы
нефтегазоносности доюрского
основания Верхнеламинского вала

85

РЫНОК

Нефтедобывающая отрасль Аргентины

92

Россия в заголовках

93

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Гибридные модели
для прогнозирования параметров
многофазного потока

96

Интеграция фациальной модели
и машинного обучения
для прогнозирования коллекторских
свойств

98

Новости науки

102

Нефтегаз Life

104

Классификатор

106

Цитаты

112

166 лет назад

В 1859 году пробурена первая нефтяная скважина в США, добыча составляла десять баррелей нефти в день.

162 года назад

В 1863 году Д. Менделеев в своей работе «Об использовании нефти для освещения городов» описал принципы транспортировки нефти через специальные трубопроводы.

160 лет назад

В 1865 году в США был построен первый нефтепровод, соединивший месторождение «Питол» с железнодорожной станцией Миллер Фарм на западе Ойл-Крик. Длина трубопровода составляла 8 км, диаметр труб – 50 мм.

152 года назад

В 1873 году спроектирован и построен первый океанский нефтеналивной пароход Vaderland для американо-бельгийской компании Red Star Line.

144 года назад

В 1881 году впервые в мире братья Нобель стали перевозить нефть и нефтепродукты в цистернах по железной дороге.

132 года назад

В 1893 году братья Сэмюэл вместе с азиатскими торговыми компаниями основали Танковый синдикат, позднее переименованный в Транспортно-торговую компанию Shell, предшественницу Royal Dutch Shell.

118 лет назад

В 1907 году введен в строй первый магистральный трубопровод Баку–Батуми длиной 883 км, с 16 насосными станциями, предназначенный для перекачки керосина.

110 лет назад

В 1915 году спущено на воду нефтеналивное судно USS Maumee, ставшее первым судном, осуществлявшим бункеровку в море.

97 лет назад

В 1928 году самым большим в мире нефтеналивным танкером был 16 436-тонный BPT C.O. Stillman, построенный в том же году для канадских владельцев компании Bremer Vulkan.

57 лет назад

В 1968 году основана Международная федерация по борьбе с загрязнением акваторий для возмещения ущерба пострадавшим.

55 лет назад

В 1970 году нефтяные компании объединились в Международный морской форум нефтяных компаний, чтобы принять участие в разработке таких правил, как МАРПОЛ 73.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижовский

Журналисты
Анна Игнатова
Елена Алифинова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов
Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ
им. М.В. Ломоносова

Алюнов
Александр Николаевич
к.т.н., ФГБОУ
ВО «Финансовый
университет
при Правительстве
Российской Федерации»

Бажин
Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН,
Санкт-Петербургский
горный университет

Гриценко
Александр Иванович
д.т.н., профессор,
академик РАН

Гусев
Юрий Павлович
к.т.н., профессор,
ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов-Данильян
Виктор Иванович
д.э.н., профессор,
член-корреспондент РАН,
Институт водных
проблем РАН

Двойников
Михаил Владимирович
д.т.н., профессор,
Санкт-Петербургский
горный университет

Илюхин
Андрей Владимирович
д.т.н., профессор,
Советник РААСН,
Московский
автомобильно-дорожный
государственный
технический университет

Каневская
Регина Дмитриевна
действительный
член РАН, д.т.н.,
профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. Губкина

Макаров
Алексей Александрович
д.э.н., профессор,
академик РАН, Институт
энергетических
исследований РАН

Мастепанов
Алексей Михайлович
д.э.н., профессор,
академик РАН, Институт
энергетической стратегии

Панкратов
Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор,
Набережночелнинский
институт

Половинкин
Валерий Николаевич
научный руководитель
ФГУП «Крыловский
государственный
научный центр»,
д.т.н., профессор,
эксперт РАН

Салыгин
Валерий Иванович
д.т.н.,
член-корреспондент
РАН, профессор
МИЭП МГИМО
МИД РФ

Третьяк
Александр Яковлевич
д.т.н., профессор,
Южно-Российский
государственный
политехнический
университет,
академик РАН

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко

account@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Служба технической
поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции,
распространение
Мария Короткова

Отдел по работе
с клиентами
Екатерина Данильчук

Деловой журнал Neftegaz.RU
зарегистрирован федеральной
службой по надзору в сфере
массовых коммуникаций, связи
и охраны культурного наследия
в 2007 году, свидетельство
о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
123001, г. Москва,
Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс Урал Пресс 013265

Переписка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, представленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

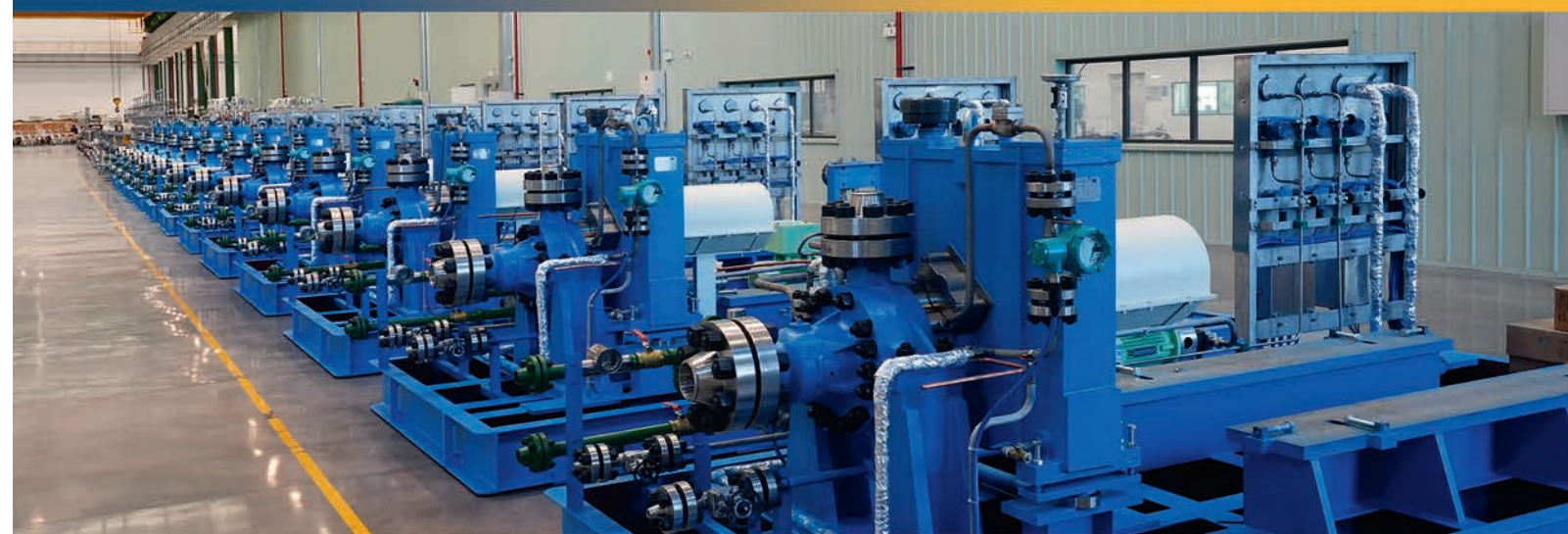
Заявленный тираж
8000 экземпляров



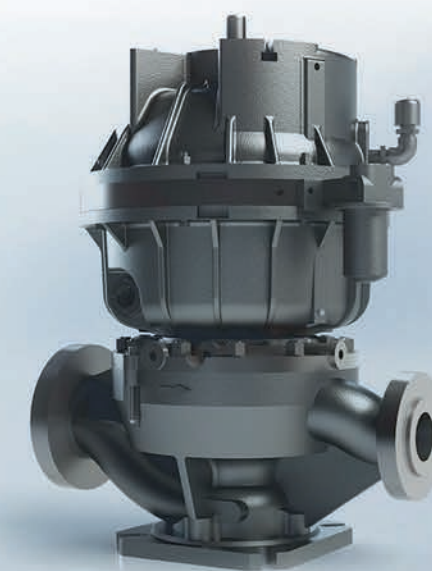
9 772410 383004



ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL
TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (ОН6)



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- **Температура** -130~+340 °C
- **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
EAC Сертификаты: TP TC 010/2011, TP TC 012/2011, TP TC 020/2011
- **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCL, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecmont, Toyo
- **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и ПКОВ Шымкентский НПЗ

Штаб-квартира

г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный
дилер

ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

В 19-й пакет вошли
12 компаний
из Китая, **3** из Индии
и **2** из Таиланда

ОПЕК+ увеличивает
добычу нефти
на **74** тыс.
барр. в сутки

Sinorec
отказалась от российской
нефти, поставляемой
морем

На «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ»
приходилось
до **60** %
российского нефтяного
экспорта

ПРИВЫЧКА ПРОТИВОСТОЯТЬ

В ОКТЯБРЕ СТРАНЫ ЕС ПРИНЯЛИ ОЧЕРЕДНОЙ ПАКЕТ САНКЦИЙ, ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ КОТОРОГО, НАПРАВЛЕННЫ НА ЗАТРУДНЕНИЕ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ, СНИЖЕНИЕ ДОХОДА КОМПАНИЙ ОТРАСЛИ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, УМЕНЬШЕНИЕ НАЛОГОВЫХ ПОСТУПЛЕНИЙ В КАЗНУ. ЭТО УЖЕ ДЕВЯТНАДЦАТЫЙ ПО СЧЕТУ ДОКУМЕНТ, КОТОРЫЙ, СЛЕДУЯ ЛОГИКЕ ПОЭТАПНОГО УЖЕСТОЧЕНИЯ, ДОЛЖЕН СОДЕРЖАТЬ БЕЗАПЕЛЛЯЦИОННЫЕ НОРМЫ, НО ВСЕ ЕЩЕ ОСТАВЛЯЕТ ЛАЗЕЙКИ ДЛЯ СТРАН, ЧРЕЗВЫЧАЙНО ЗАВИСИМЫХ ОТ РОССИЙСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПОЧТИ ОДНОВРЕМЕННО С ЕС ОГРАНИЧЕНИЯ ВВЕЛИ СОЕДИНЕННЫЕ ШТАТЫ. В ОТЛИЧИЕ ОТ ЕВРОПЫ ИХ ЦЕЛЬ – ДОЛЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА, КОТОРУЮ ОНИ ПЛАНИРУЮТ ЗАНЯТЬ В КАЧЕСТВЕ ВЕДУЩЕГО ЭКСПОРТЕРА, ВЫТЕСНИВ РОССИЮ ИЗ ИНТЕРЕСУЮЩИХ НИШ, ЧЕМ ОБЪЯСНЯЕТСЯ БОЛЕЕ ЖЕСТКИЙ И ПРЯМОЙ ХАРАКТЕР САНКЦИЙ. ЧЕМ ОСОБЕННЫ ОКТЯБРЬСКИЕ ЗАПРЕТИТЕЛЬНЫЕ МЕРЫ, БУДУТ ОНИ ЛИШЬ КОЛИЧЕСТВЕННЫМ ДОПОЛНЕНИЕМ К УЖЕ ПРИВЫЧНЫМ ОГРАНИЧЕНИЯМ, НА КОТОРЫЕ РОССИЙСКАЯ ЭКОНОМИКА ПРОДОЛЖАЕТ ВЫРАБАТЫВАТЬ УСТОЙЧИВЫЙ ИММУНИТЕТ, ИЛИ СТАНУТ ПРИЧИНОЙ КАЧЕСТВЕННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ, ОТВЕТ НА КОТОРЫЕ РОССИЯ БУДЕТ ИСКАТЬ В ДРУГОЙ, НЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛОСКОСТИ?

Анна Павлихина

Санкции девятнадцатого пакета мало чем выделяются из длинного перечня предыдущих ограничений. Они также не отличаются категоричностью в отношении импорта из России и продолжают тенденцию давления на третьи страны. Так, в документе еще раз прописано намерение окончательного отказа от импорта российского СПГ, но, как было указано ранее в Дорожной карте, – в 2027 году, а не после подписания 19-го пакета. В отношении трубопроводного газа тоже нет единой даты, переходный период предусматривает особенности для долгосрочных контрактов, финальная дата закупок по которым установлена 1 января 2028 года, и краткосрочных – 17 июня 2026 года. Что касается СУГ, то упоминаний о нем вообще не



должно было быть в 19-м пакете, ведь этот вопрос закрыли еще в 2023 году, но 12-й пакет оставил возможность для маневров, позволяющих обходить ограничения, и вот спустя два года окно возможностей еще немного прикрыли. Но снова не до конца: Венгрия получила право еще некоторое время закупать российские СУГ, правда, с оговоркой: только для собственного потребления.

Более радикальные меры приняты в отношении компаний «Роснефть» и «Газпром нефть», транзакции с которыми теперь запрещены. Однако, несмотря на отказ стран ЕС от российской нефти, для двух стран сделаны исключения – Венгрия и Словакия все еще могут получать нефть по МНП «Дружба».

Относительно новым направлением можно считать введение санкций против третьих стран. В 19-м пакете оказались 12 компаний из Китая, три из Индии и две из Таиланда. Хотя, по сути, любые санкции против продавца – это и санкции против покупателя, лишаящегося возможности приобретать нужный товар по устраивающей цене и вынужденного искать альтернативных поставщиков с рисками остановки производства. Среди российских компаний – производители оборудования, трейдеры, судостроительные предприятия.

Почти одновременно с Евросоюзом санкции против российских компаний ввели США. Их объектом стали два крупнейших экспортера нефти – «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ», включая дочерние компании.

На их долю приходилось до 60 % российского нефтяного экспорта и запрет транзакций с ними, безусловно, скажется на глобальном рынке.

Так, индийские и китайские импортеры, т.е. основные покупатели российской нефти, приостановили закупки. Китайские компании включая Sinorec, отказались от российской нефти, поставляемой морем. С одной стороны, Китай не хочет разрывать связи с ведущими странами. С другой – китайские компании не особенно церемонились с США, продолжая закупать углеводороды и у Ирана, и у России, когда против них были введены санкции. Есть повод думать, что они и сейчас не откажутся от российской нефти, такой удобной из-за территориальной близости и еще более удобной из-за отличной цены. Тем не менее в переговорах лидеров США и Китая, если верить неофициальным источникам, речь шла не только о взаимном смягчении торговых условий (отмена на год взаимных ограничений, снижение на 10 % пошлин на китайские товары, согласие Китая вернуться к закупкам американской сои), но и о намерении развивать сотрудничество в области энергетики.

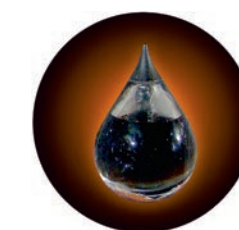
В отношении индийских компаний сообщалось, что НПЗ ищут обходные пути для закупок через мелких трейдеров. Крупные компании, в частности Bharat Petroleum Corp., Hindustan Petroleum Corp., Indian Oil Corp., ждут указаний правительства, а последняя уже начала поиск альтернативы среди поставщиков из Северной и Южной Америки. Другие, например,

Reliance Industries Ltd., намерены сократить закупки в России, компенсировав объемы нефтью с Ближнего Востока и США. Однако один из крупнейших импортеров – Nayara Energy Ltd., не планирует снижать объемы закупок и менять поставщика.

Вероятно, компании, отказавшиеся следовать санкционным ограничениям, рассчитывают (не без оснований) на дополнительный дисконт. Как и компании, заявившие о намерении искать других поставщиков, ведь это хороший инструмент влияния в переговорах о цене.

Что касается рыночной цены, то на сообщениях об ограничениях, налагаемых 19-м пакетом ЕС, и решении ОПЕК+ об увеличении максимально разрешенного уровня добычи нефти на 74 тыс. барр. в сутки базовые фьючерсы выросли. Возможно, это отчасти компенсирует скидку, которую должны будут предоставить российские компании тем, кто вопреки санкционному давлению готов рисковать. В частности, хорошую цену должны будут предложить «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ», несмотря на то что их расходы, вероятно, увеличатся из-за необходимости разрабатывать новую финансовую схему и выстраивать новую логистическую цепочку, включая трейдеров и страховые компании.

Доля углеводородов в общей структуре общероссийских доходов, хотя и снижается год от года, но все еще играет весомую роль в формировании бюджета страны. Ограничения, накладываемые санкциями и приводящие к дополнительным расходам, в конечном итоге негативно сказываются на всей российской экономике, как бы ни была она адаптирована к этим изменениям. Самым неприятным последствием санкций для России эксперты называют увеличение дисконта, вынужденное снижение цены на нефть, повышающее ее конкурентоспособность. Но не менее опасны не только финансовые потери, но и колоссальное оттягивание на это противостояние временных, интеллектуальных и репутационных издержек, отнимающих возможность развивать НИОКР, создающих угрозу технологического отставания в будущем, и минимизирующих инвестиционную привлекательность уже сегодня. ●



ОСОБЫЕ ПОЛНОМОЧИЯ ДЛЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА В ЭНЕРГЕТИКЕ

Анастасия Гончаренко

С 1 марта 2026 г. кабинет министров получит полномочия оперативно регулировать ключевые сферы жизнеобеспечения, отдельные положения закона вступят в силу 1 февраля 2026 г. Новые нормы предоставляют правительству право устанавливать специальные правила в сфере электро- и теплоснабжения. Их применение будет распространяться на территории с особыми правовыми режимами. Речь идет о регионах и муниципалитетах, где введено военное или чрезвычайное положение, объявлен режим повышенной готовности. Закон дает кабинету министров карт-бланш для принятия решений в кризисных ситуациях. Так, теперь в городе, рядом с которым ведутся боевые действия, при повреждении основной подстанции можно будет быстро включить резервный генератор. Для этого больше не потребуется собирать многочисленные документы и проходить длительные согласования, что критически важно для оперативного обеспечения населения светом и теплом.

Документ устраняет правовой пробел, который ранее мешал оперативно реагировать на проблемы доступа к сетевой инфраструктуре, учета энергоресурсов и формирования цен на электроэнергию. Закон также централизует контроль над программами модернизации энергетических сетей.

Министерство энергетики будет идентифицировать регионы со слабой инфраструктурой и курировать выполнение обязательных программ их обновления. Кабинет министров дополнительно получит право оперативно корректировать режимы работы гидроэлектростанций для недопущения масштабных веерных отключений.

Принятие закона является частью более масштабного процесса адаптации экономического законодательства к текущим вызовам. Аналогичные корректировки в последнее время были внесены в правила работы промышленности, транспорта и строительства в особых условиях. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Рост электропотребления в Дальневосточном федеральном округе превышает общероссийский уровень. За пять лет он вырос на 9,08 %. Минэнерго разрабатывает новый законопроект, предусматривающий инновации, единые стандарты и создание двух отраслевых институтов – проектного и финансового. Эти меры позволят оптимизировать строительство новых объектов и снизить их стоимость. Какие ключевые направления следует развивать на Дальнем Востоке для покрытия растущего спроса?

Какое направление должно стать ключевым в обеспечении энергоснабжения ДВФО?

- 20 %**
Наиболее эффективно развитие атомной энергетики
- 21 %**
Внедрение ВИЭ, в частности освоение геотермальной генерации в Камчатском крае и ветрогенерации в Арктической зоне
- 18 %**
Лучше использовать традиционную энергетику при условии модернизации инфраструктуры
- 22 %**
Эффективнее переводить котельные и транспорт на газ
- 19 %**
Внедрение энергоэффективных решений на уже существующих объектах генерации

Несмотря на американские санкции по отношению к ведущим российским нефтяным компаниям «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ», в конце октября цены на нефть упали более чем на 2 %. Котировки, определяемые совокупностью факторов, в нестабильных ситуациях могут резко реагировать даже на незначительные стимулы. Что стало причиной снижения нефтяных цен на мировом рынке?

Почему цена на нефть падает?

- 31 %**
В сентябре страны ОПЕК+, принявшие на себя добровольные ограничения добычи сверх квот, начали постепенный отказ от дополнительного сокращения, снизив таким образом риск недостатка предложения на рынке
- 19 %**
В результате санкций китайские компании сократили закупки российской нефти, что повлияло на снижение цены на нефть марки ESPO
- 38 %**
На стоимость нефти повлияли сообщения СМИ о скором отказе Индии и Китая от закупок российской нефти
- 12 %**
Цена на нефть падает из-за снижения спроса в связи с переходом на альтернативные энергоносители

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов

Стоимость подписки на 2026 год:

	Полугодие	Год
Количество номеров	6	12
Электронная версия	40 000 ₽	70 000 ₽
Печатная версия	40 000 ₽	70 000 ₽

Оформив подписку в 2026 году на печатный журнал, Вы получаете электронную версию в подарок



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01
subs@neftgaz.ru

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Подписной индекс
Урал Пресс 013265

Для корпоративных клиентов —
индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ
УДОБСТВА НАШЕЙ
АУДИТОРИИ!

Обвал рынка акций
Выборы президента
Тазовые войны
Запуск нового производства
Северный поток
Слияние капиталов
Новый глава Роснефти
Цены на нефть

Китай увеличивает импорт трубопроводного газа из России

Россия в январе–сентябре текущего года поставила КНР 4,99 млн т СПГ, что на 16,6% меньше, чем за аналогичный период прошлого года. В стоимостном выражении импорт российского СПГ в Китай в отчетный период снизился на 20,1% в годовом исчислении, до 2,83 млрд долл., что позволило России занять третье место среди поставщиков СПГ в КНР. Пятерка ведущих экспортеров СПГ в Китай выглядит следующим образом: первое место, несмотря на снижение поставок на 21,7%, по-прежнему занимает Австралия (15,21 млн т), второе – Катар (14,18 млн т), четвертое – Малайзия, также снизившая экспорт на 17,5%,

до 4,92 млн т, пятое – Индонезия (3,2 млн т). США опустились на десятую позицию (259,95 тыс. т), снизив экспорт на 93%, а с марта по сентябрь поставок не было вовсе. Экспорт российского СПГ в Китай в сентябре вырос по сравнению с августом на 43,8%, до 975,5 тыс. т. За первые 9 месяцев 2025 г. Россия нарастила поставки трубопроводного газа в КНР на 18,9% в годовом исчислении, став ведущим поставщиком.

Второй стала Туркмения, снизив поставки на 12,7%, за ней идут Мьянма, Казахстан и Узбекистан.

Инвестиции в генерацию

Минэнерго выступило с инициативой, предполагающей авансирование в размере 30% для всех крупных инвестиционных проектов в области генерации. Для этого инвестор должен внести 30% собственных средств, еще 30% будет авансироваться за счет рынка, а на оставшуюся часть в 40% предлагается распространить меры государственной финансовой поддержки. Это позволит снизить ставку по кредитам для инвесторов до 3–5%. По мнению инициаторов, реализация предложения окажет позитивное влияние на развитие ключевых энергоемких отраслей промышленности, прогнозируемая доля затрат на электроэнергию в себестоимости продукции снизится с 6,6 до 4%. Нормативное закрепление механизма планируется в новом законе об электроэнергетике. Работа по созданию обновленных правовых механизмов может быть завершена до конца 2025 г. Применять новые нормы начнут с января 2026 г.

В Китае на Тибетском нагорье на высоте около 3 тыс. м на площади в 420 км² построен крупнейший солнечный парк мощностью 16,93 ГВт. Ожидается, что к 2028 г. его площадь увеличится вдвое. За счет высокогорного расположения солнечные панели улавливают более яркий свет. Рядом установлены ветряные турбины, а в местах, где реки впадают в ущелья плато, – ГЭС

Китайские инженеры запустили в Шанхае первый в мире подводный центр обработки данных на ветровой энергии проектной мощностью 24 МВт. В настоящее время введена в эксплуатацию первая очередь мощностью 2,3 МВт. Подводные центры обработки данных используют морскую воду для охлаждения, что делает их энергопотребление на 22,8% ниже по сравнению с наземными ЦОД

Второй виток ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Дочери руды до Арктики
Северный поток достроили

Лазерная сварка в полевых условиях

Газпром планирует использовать технологию лазерной сварки в полевых условиях при капремонте и строительстве МГП, в том числе из труб большого диаметра, рассчитанных на рекордное для сухопутных газопроводов рабочее давление 150 атм. Основным методом сварки труб при строительстве или ремонте участка МГП является автоматическая дуговая сварка под слоем флюса. Лазерная сварка дает ряд преимуществ, превосходя традиционные методы по скорости, экономичности и надежности, но практическая реализация в полевых условиях осложняется рядом факторов. По заказу Газпрома российские научно-промышленные организации создали установку

В 2026 г. в Приморье установят 24 автоматизированные котельные. Модернизация предусматривает замену физически устаревших объектов теплогенерации, преимуществом новых модульных котельных станет их полная автоматизация и компактность. Их конструктивные особенности позволяют монтировать котельные вблизи зданий и таким образом сокращать потери во время доставки энергии

лазерной сварки, размещенную на специализированном самоходном агрегате. Мобильный комплекс позволяет осуществлять автоматическую лазерную сварку методом ААДП (автоматическая сварка проволокой сплошного сечения в среде инертных газов и смесях). Самоходный агрегат лазерной сварки является полностью российской

разработкой – от технологии и оборудования до программного обеспечения.

Российская нефть для грузинского НПЗ

Компания РуссНефть поставила первую партию нефти на новый грузинский НПЗ в Кулеви (Kulevi Oil Refinery) мощностью 1,2 млн т в год. 105 340 т легкой западносибирской нефти сорта Siberian Light доставил нефтеналивной танкер Kayseri. Судно получило груз в порту Новороссийска и выгрузило его на нефтяном терминале Kulevi Oil Terminal, контролируемом азербайджанской компанией SOCAR. Таким образом, Россия расширяет географию экспорта нефти, чтобы снизить зависимость от основных покупателей, которые испытывают давление со стороны стран Запада. Кулевский НПЗ – первый нефтеперерабатывающий завод полного цикла в Грузии был введен в эксплуатацию в октябре 2025 г. С его появлением Грузия намерена снизить зависимость от импорта нефтепродуктов из России, Турции, Азербайджана, Румынии и Казахстана. ●

Urengo приняла решение удвоить мощности по обогащению урана до 750 тыс. ЕРР в год на обогатительной фабрике в Алмело, новая очередь должна быть запущена в 2027 г. Четверть всего обогащенного урана, используемого европейскими АЭС, в 2024 г. поступила из России. Urengo, задействуя все мощности, может удовлетворить потребности ЕС, но спрос есть и со стороны США

ВР подтвердила открытие месторождения нефти и газа в Orange basin на шельфе Намибии. Анализ проб показал высокое соотношение газового конденсата к природному газу. Обнаружено 26 м продуктивной толщи в богатых газоконденсатных пластах. Масштабные инвестиции и активная геологоразведка превращают Намибию в перспективного игрока на энергетической карте Африки

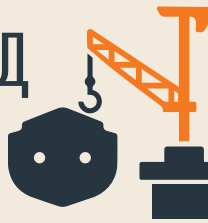
С 5 до 7 лет

увеличен срок предоставления участков недр в ХМАО для геологического изучения



9 млрд руб.

направит правительство на строительство судов



На 5,1 %

ФАС предложила повысить тарифы Транснефти на транспортировку нефти с 1 января 2026 г.



13,9 млрд м³

газа поставлено с начала 2025 г. по второй нитке МГП «Турецкий поток»



В 3,6 трлн долл.

оценены разведанные запасы нефти и газа в Арктике



На 90 суток

Ростехнадзор приостановил добычу угля на лаве шахты Распадская



В 1,5 раза

выросли тарифы на морские перевозки угля на Дальнем Востоке



В 2 раза

увеличить импорт бензина из Китая



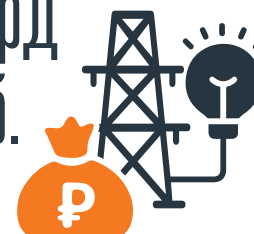
4,021 млрд м³

природного газа импортировала Турция в августе 2025 г.



1 млрд руб.

направит Россети Северный Кавказ на реконструкцию ключевой подстанции и строительство новых ЛЭП в Ессентуках



На 6,1 %

Индия нарастила объем импорта нефти в сентябре 2025 г. по сравнению с аналогичным периодом 2024 г.



34 ледокола

обеспечат зимнюю навигацию в 16 морских портах России



До 1,8 млн барр./сутки

вырос импорт российской нефти в Индию в первой половине октября



50 млн долл.

вложит индийская HSPCL в освоение нефтяных месторождений Грузии



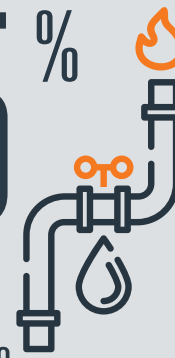
На 0,7 %

сократился экспорт угля из Кузбасса за 9 месяцев 2025 г.



На 45 %

Россия снизила трубопроводные поставки газа в Европу за девять месяцев 2025 г.



79 вагонов с российским горючим

поступило на границу Монголии в рамках программы наращивания импорта автомобильного бензина



1,4 млрд барр. нефти

транспортируется в мире морским путем



В 31 раз

сократила чистую прибыль компания Halliburton в третьем квартале 2025 г.



На 39 %

снизилась чистая прибыль «Татнефти» за девять месяцев 2025 г.



БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ дискретных сигналов КА52ХХЕх

ПОЧТИ ВСЕ ПРЕДПРИЯТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ОТНОСЯТСЯ К ПРОИЗВОДСТВАМ ВЫСОКОГО КЛАССА ОПАСНОСТИ, ДЛЯ КОТОРЫХ ОСНОВНЫМ ВОПРОСОМ ЯВЛЯЕТСЯ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ. В СВЯЗИ С ЭТИМ NEFTEGAZ.RU ПРОДОЛЖАЕТ СЕРИЮ ПУБЛИКАЦИЙ О РОССИЙСКИХ РАЗРАБОТКАХ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ЭФФЕКТИВНОЕ БЕЗАВАРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО. В ПРЕДЫДУЩЕЙ СТАТЬЕ «АКТИВНЫЕ БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ КА5000Ех НА СТРАЖЕ ВЗРЫВООПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВА» СПЕЦИАЛИСТЫ КОМПАНИИ ИЗВЕСТНОГО НИЖЕГОРОДСКОГО РАЗРАБОТЧИКА И ПРОИЗВОДИТЕЛЯ НПФ «КОНТРАВТ» РАССКАЗАЛИ О ГРУППЕ АНАЛОГОВЫХ БАРЬЕРОВ, ПРЕДНАЗНАЧЕННЫХ ДЛЯ РАБОТЫ С УНИФИЦИРОВАННЫМ СИГНАЛОМ 4...20 МА. В НАСТОЯЩЕЙ СТАТЬЕ РЕЧЬ ИДЕТ О СЛЕДУЮЩЕЙ ГРУППЕ БАРЬЕРОВ ИСКРОЗАЩИТЫ КА52ХХЕх ИЗ ШИРОКОЙ НОМЕНКЛАТУРЫ НПФ «КОНТРАВТ», ПРЕДНАЗНАЧЕННОЙ ДЛЯ РАБОТЫ С ДИСКРЕТНЫМИ СИГНАЛАМИ, РАССМАТРИВАЮТСЯ ОСОБЕННОСТИ БАРЬЕРОВ ИСКРОЗАЩИТЫ ДИСКРЕТНЫХ СИГНАЛОВ ТИПА «СУХОЙ КОНТАКТ», КОНТАКТ С КОНТРОЛЕМ ЦЕЛОСТНОСТИ ЦЕПИ И СИГНАЛ СТАНДАРТА NAMUR

ALMOST ALL OIL AND GAS COMPANIES ARE CLASSIFIED AS HIGH-HAZARD PRODUCTION FACILITIES, FOR WHICH SAFETY IS PARAMOUNT. THEREFORE, NEFTEGAZ.RU CONTINUES ITS SERIES OF PUBLICATIONS ON RUSSIAN DEVELOPMENTS AIMED AT EFFICIENT, ACCIDENT-FREE PRODUCTION. IN THE PREVIOUS ARTICLE, «KA5000EX ACTIVE INTRINSICALLY SAFE BARRIERS GUARDING EXPLOSIVE PRODUCTION», SPECIALISTS FROM THE RENOWNED NIZHNY NOVGOROD-BASED DEVELOPER AND MANUFACTURER, KONTRAVT RESEARCH AND PRODUCTION COMPANY, DESCRIBED A RANGE OF ANALOG BARRIERS DESIGNED TO OPERATE WITH A STANDARD 4-20 MA SIGNAL. THIS ARTICLE DISCUSSES THE NEXT GROUP OF KA52XXEX INTRINSICALLY SAFE BARRIERS FROM KONTRAVT'S EXTENSIVE PRODUCT RANGE, DESIGNED TO OPERATE WITH DISCRETE SIGNALS. THE ARTICLE EXAMINES THE FEATURES OF DISCRETE SIGNAL INTRINSICALLY SAFE BARRIERS WITH DRY CONTACT, CONTACT WITH CIRCUIT INTEGRITY MONITORING, AND THE NAMUR STANDARDS SIGNALS

Ключевые слова: искрозащита, аналоговые барьеры, дискретный сигнал, промышленная безопасность, предприятия нефтегазового комплекса.

Костерин Алексей Геннадьевич
генеральный директор,
НПФ «КонтрАвт»

Особенности дискретных сигналов

Традиционный сигнал типа «сухой контакт» (контакты электромеханического реле, контакты кнопки или тумблера, датчики с контактным выходом и т.п.) очень распространены, но обладают одним существенным недостатком: при наличии соединительных линий (а они всегда есть), невозможно определить, является ли зафиксированное состояние истинным состоянием

контактов (например, разомкнутость) или это наведенное состояние соединительных проводов. Так, нельзя определить, разомкнуты контакты или произошел обрыв в соединительной линии (рис. 1).

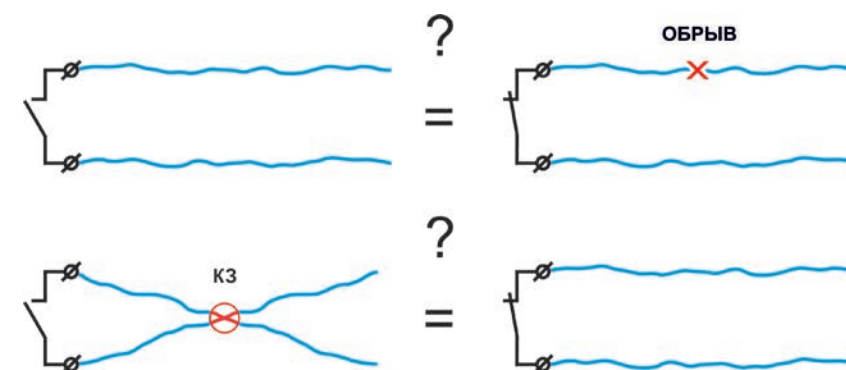
Обнаружение аварийных ситуаций

Проблему решает простая схема из двух резисторов, размещенных непосредственно на сухом контакте (рис. 2). Номиналы резисторов нормируются в определенном

диапазоне значений. Принцип работы заключается в том, что регистрирующее устройство (в нашем случае барьер искрозащиты) прикладывает фиксированное напряжение к цепи (обычно это 8,2 В) и измеряет

РЕКЛАМА

РИСУНОК 1. Сухой контакт и соединительная линия без контроля целостности цепи



протекающий по цепи ток. Легко посчитать, что ток будет различным в четырех разных ситуациях: при замыкании/размыкании контактов и обрыве/коротком замыкании соединительной линии. Барьер искрозащиты по измеренному току определяет состояние контактов либо классифицирует аварийную ситуацию.

На графике на рис. 3 по вертикальной оси приведены возможные значения тока и соответствующие состояния цепи. Как видим, аварийные ситуации легко определяются.

Аналогичный принцип обнаружения аварийных ситуаций реализован, например, и в датчиках перемещения L (показано по горизонтальной оси), которые вырабатывают сигнал, удовлетворяющий стандартам NAMUR. Зависимость выходного

тока от перемещения приведена на графике (рис. 3). Здесь также имеются две области значений выходного тока, которые соответствуют аварийным ситуациям «Обрыв» и «КЗ».

Указанная выше группа барьеров искрозащиты КА52ХХЕх как раз и предназначена для работы с тремя такими видами дискретных сигналов: сухой контакт, контакт с контролем целостности цепи, сигналами стандарта NAMUR. Эта группа барьеров обладает рядом особенностей.

РИСУНОК 2. Контакт с контролем целостности цепи



Барьеры являются активными

Как и все барьеры искрозащиты из серии КА5000Ех, дискретные барьеры группы КА52ХХЕх являются активными. Цепи входов и цепи выходов гальванически развязаны между собой.

Барьеры обрабатывают сигналы NAMUR

Барьеры поддерживают функцию обнаружения аварийных ситуаций («Обрыв», «КЗ») при работе с контактами с контролем целостности цепи и сигналами NAMUR.

РИСУНОК 3. Состояние выходных сигналов и индикации при работе с сигналами NAMUR



Сигнал «Ошибка»

При работе с контактами с контролем целостности цепи и с сигналами NAMUR должен формироваться специальный сигнал «Ошибка», указывающий на аварийную ситуацию в соединительной линии. В барьерах КА52ХХЕх обнаружение аварийных ситуаций проявляется следующими способами:

- Индикация на передней панели (на всех модификациях) (рис. 4). Цвета индикаторов соответствуют указанным на рисунке 3.
- Специальный выход «Ошибка» в канале (в барьерах КА5241Ех, КА5242Ех, КА5262Ех). Данный выход присутствует в каждом канале.
- Сигнал «Ошибка» на шине питания (на модификациях с шиной питания) гальванически изолирован и реализован на оптотранзисторе (50 В, 30 мА). В многоканальных барьерах этот сигнал появляется при появлении аварийной ситуации в любом из каналов.

РИСУНОК 4. Индикация режимов работы и DIP-переключатели



Включение-выключение функции определения ошибки

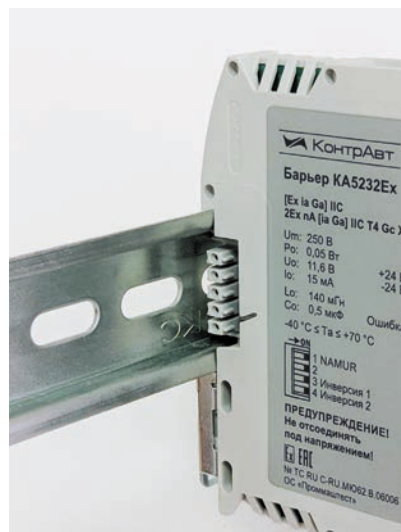
Барьеры искрозащиты, в зависимости от того, с каким типом сигнала работают, должны обнаруживать или не обнаруживать аварийные ситуации: при работе с простым сухим контактом функция определения аварийных ситуаций должна быть отключена. В барьерах КА52ХХЕх это делается с помощью DIP-переключателей (рис. 4).

Тип барьера	Число каналов (входов)	Выходы на канал	Изоляция между входами	Ширина корпуса, мм	Ширина на 1 канал, мм
КА5241Ех	1	СИГНАЛ + ОШИБКА	–	12,5	12,5
КА5242Ех	2		Нет	22,5	11
КА5262Ех	2		Да	22,5	11
КА5232Ех	2	СИГНАЛ	Нет	12,5	6,2
КА5234Ех	4		Нет	22,5	5,5

Питание по шине

Питание к барьерам можно подать к клемме питания. Однако каждый вид барьера имеет модификации, питание которых можно реализовать по шине питания (рис. 5). Это сильно упрощает и ускоряет монтаж целых групп барьеров. Заметим, что в данных модификациях на шину питания поступает и обобщенный сигнал «Ошибка», общий для всех каналов.

РИСУНОК 5. Барьер имеет шинный соединитель



Дублирование и инвертирование выходов

В барьерах КА5241Ех, КА5242Ех, КА5262Ех имеется два выхода на канал. Один выход «Сигнал» транслирует работу входного сигнала. Второй выход либо дублирует работу выхода «Сигнал», либо является выходом «Ошибка». Как выход «Сигнал», так и выход «Ошибка» могут быть инвертированы. Для этого производится специальная настройка с помощью DIP-переключателей (рис. 4).

Многоканальные барьеры

Группа барьеров КА52ХХЕх представлена одноканальными (КА5241Ех), двухканальными (КА5232Ех, КА5242Ех, КА5262Ех) и четырехканальными (КА5234Ех) барьерами.

Гальваническая изоляция входов

Двухканальный барьер искрозащиты КА5262Ех имеет гальванически несвязанные между собой входы.

Малая ширина корпуса

Учитывая то обстоятельство, что в системах дискретные сигналы обрабатываются в большом количестве, ширина корпуса играет важную роль. Барьеры размещаются в узких корпусах 12,5 и 22,5 мм, имеют ширину на канал от 5,5 до 12,5 мм.

Тип выходов «Сигнал» и «Ошибка»

В зависимости от модификации канальные выходы «Сигнал» и «Ошибка» могут быть реализованы на электромеханическом реле (250 В, 3 А) или на оптотранзисторе (60 В, 150 мА). Обобщенный выход «Ошибка» на шине питания выполнен на оптотранзисторе (50 В, 30 мА).

В заключение приведем классификационную таблицу различных модификаций барьеров искрозащиты группы КА52ХХЕх, о которых мы говорили в данной статье.

Напомним нашим читателям, что барьеры искрозащиты КА52ХХЕх (так же как и другая продукция НПФ «КонтрАвт») предоставляются в бесплатную опытную эксплуатацию. ●

KEYWORDS: explosion protection, analog barriers, discrete signal, industrial safety, oil and gas enterprises.

Российский производитель средств автоматизации ТП

Барьеры искрозащиты КА5000Ех

- Сертификаты SIL2, SIL3 • Гарантия – 3 года • Межповерочный интервал – 5 лет •
- Внесены в реестр крупнейших нефтегазовых компаний РФ •

Серии КА50xxЕх, КА51xxЕх — Приёмники и передатчики токового сигнала 4...20 мА



1 и 2 канала
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- входы активные/пассивные
- выходы активные/пассивные
- протокол HART
- питание датчиков
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА500хЕх



Приёмники сигналов термодар, термопреобразователей сопротивления и потенциометров
1 канал
Разветвление «1 в 2»

- класс точности 0.1
- конфигурирование по USB
- выходы активные 4...20 мА
- сигнализация
- передача данных по RS-485
- выход «АВАРИЯ» на шине
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА52xxЕх



Приёмники дискретных сигналов
1, 2 и 4 канала

- входы «сухой контакт», контакт с контролем целостности цепи, сигнал стандарта NAMUR
- выходы «СИГНАЛ» и «ОШИБКА» в каждом канале
- общий выход «ОШИБКА» на шине
- питание датчиков NAMUR
- гальваническая развязка
- шина питания

Серия КА531хЕх



Передатчики дискретных сигналов, управляемые источники питания
1, 2 и 4 канала

- питание измерительного или управляющего оборудования
- управление исполнительными устройствами
- ограничение тока при больших нагрузках
- гальваническая развязка
- шина питания



ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИН раннего катагенеза

В СТАТЬЕ ИССЛЕДУЮТСЯ МЕХАНИЗМЫ ИНГИБИРОВАНИЯ ГЛИН ПРИ КОНТАКТЕ С НЕОРГАНИЧЕСКИМИ И СИЛИКАТНЫМИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ. ПРЕДСТАВЛЕНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ ГЛИН РАННЕГО КАТАГЕНЕЗА

THE ARTICLE STUDIES THE MECHANISMS OF CLAY INHIBITION IN CONTACT WITH INORGANIC AND SILICATE DRILLING FLUIDS. TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR INCREASING THE STABILITY OF EARLY CATAGENESIS CLAYS ARE PRESENTED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *устойчивость глин, неорганические ингибирующие растворы, силикатные ингибирующие растворы.*



**Дерябин
Андрей Владимирович**

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
аспирант

Потеря устойчивости ствола скважин является причиной возникновения осложнений, на ликвидацию которых затрачивается 13–17% непроизводительного времени (НПВ) в балансе календарного времени бурового предприятия [10, 14]. Факторами потери устойчивости в первую очередь являются: низкая механическая прочность глин, воздействие геомеханических факторов, взаимодействие глин и фильтрата буровых растворов. Для компенсации каждого из факторов существуют различные технологические приемы. Низкую механическую прочность пород возможно частично компенсировать

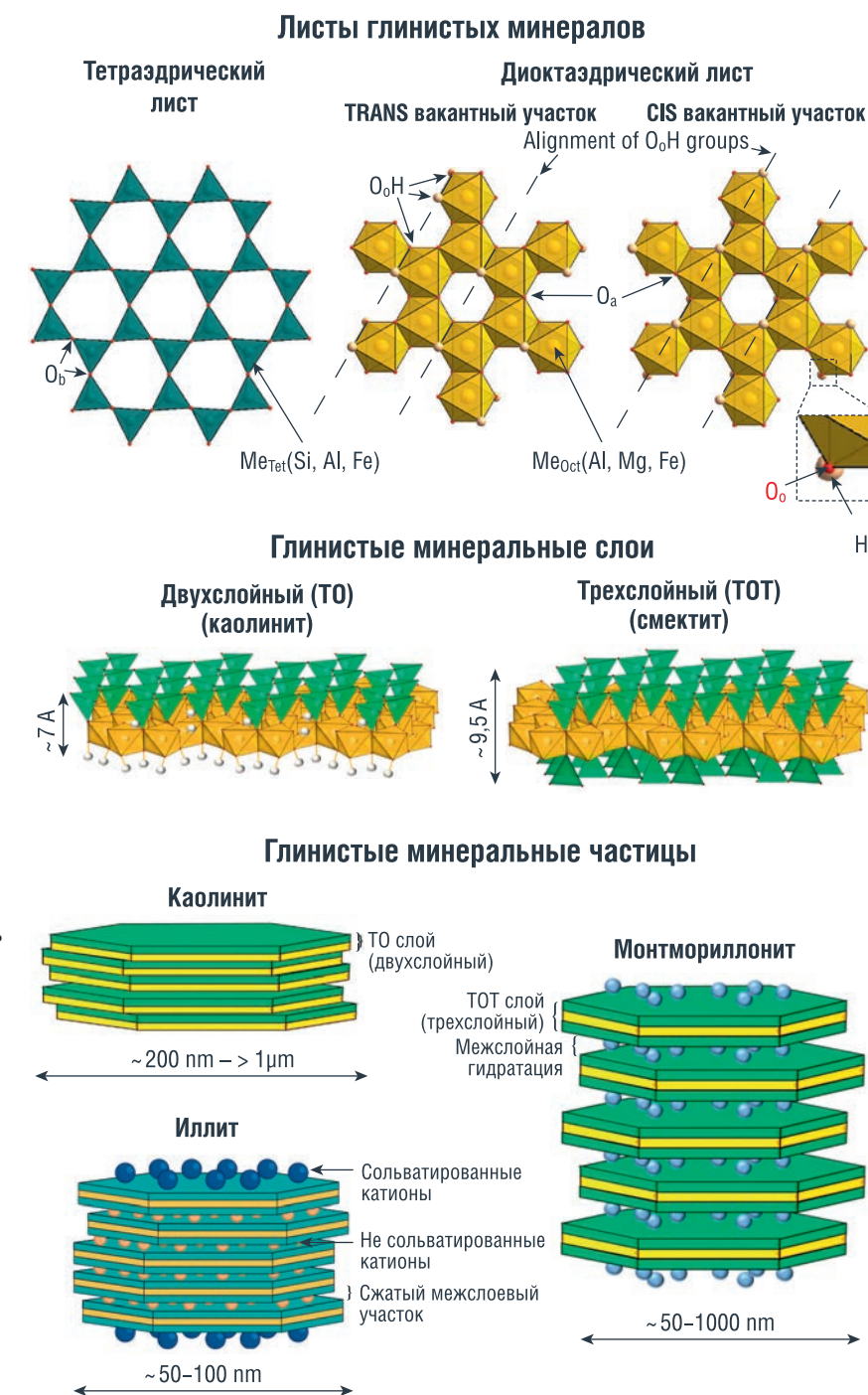
воздействием кольматирующих смесей. Геомеханической фактор, приводящий к разрушающим тангенциальным напряжениям на стенке ствола скважины, возможно, компенсировать плотностью раствора рассчитанной по геомеханическим моделям. Взаимодействие глин и бурового раствора возможно минимизировать применением ингибирующих и инкапсулирующих систем буровых растворов. Но, к сожалению, далеко не всегда, «вооружившись» всем арсеналом технологических приемов удается предотвратить осложнения при строительстве скважин.

Определимся с терминологией: что понимается под термином «потеря устойчивости ствола» и «ингибирование взаимодействия глин и фильтрата бурового раствора». С точки зрения механики горных пород [13] «потеря устойчивости и разрушение горных пород стенок скважины могут произойти при достижении предельного состояния, при этом будет иметь место или хрупкое разрушение или пластическое течение». С технологической точки зрения под термином устойчивость понимается [8] «сохранение номинального диаметра ствола и свободная проходимость инструмента в процессе бурения и проведения различных технологических операций». Под термином «ингибирование взаимодействия глин и фильтрата бурового раствора» понимается снижение скорости поверхностной гидратации глин.

Целью статьи является обосновать, почему неорганические ингибирующие растворы не позволяют обеспечить безаварийное строительство скважин по причине потери устойчивости ствола в интервалах глин раннего катагенеза. А так же рассмотреть эффективность других технологических приемов для сохранения устойчивости ствола.

Для примера, рассмотрим глины раннего катагенеза интервала 1300–2000 м по вертикали Северной части Сургутского района, которые представлены уватской, ханты-мансийской, викуловской свитой. Ханты-мансийская свита литологически представлена серыми аргиллитами с прослойками светлого бурого песчаника. Викуловская свита литологически представлена песчаником мелкозернистым с глинистым цементом. Глинистые материалы: каолинит – 65%; Хлорит – 19%; Гидрослюда – 7%; Монтмориллонит – 4%; Смешаннослойные – 5%. Согласно [8] глинистые материалы данных интервалов относятся к глинам второго подпериода раннего катагенеза и имеют коагуляционные и переходные контакты, легко деформируются и обваливаются при недостатке забойного давления. При формировании каверн шлам распадается до структурных элементов (глинистых частиц) и хорошо диспергируется, что приводит к интенсивному росту реологических показателей бурового раствора.

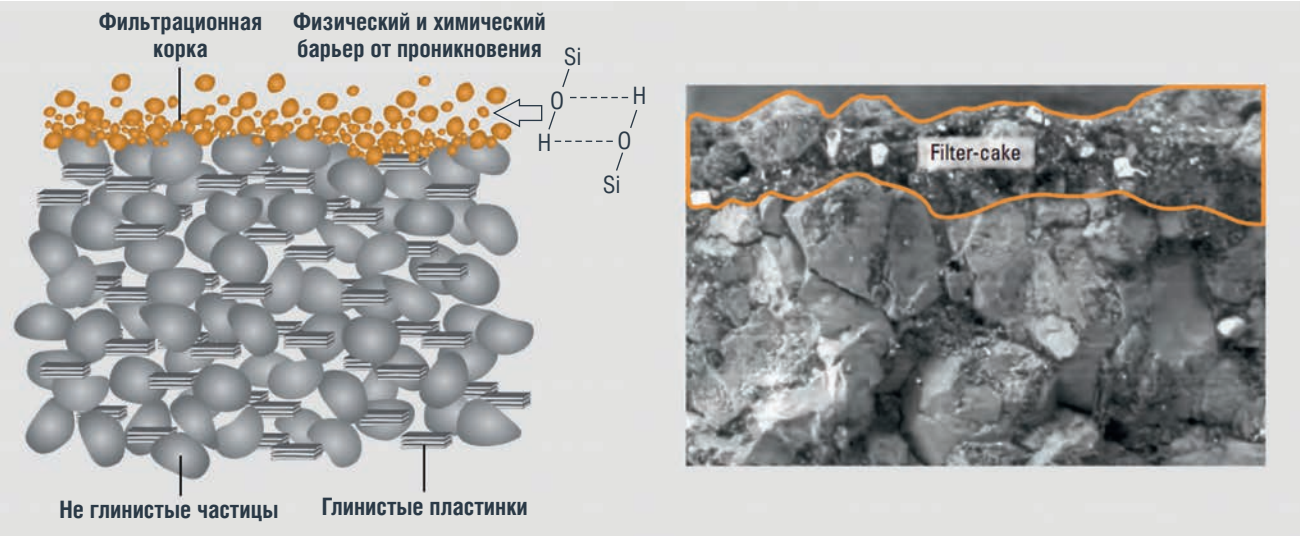
РИСУНОК 1. Особенности строения минералов



Рассмотрим две «крайности» с точки зрения физико-химической активности глин: каолиниты и монтмориллониты. Минералы группы каолинита относятся к двухслойным слоистым силикатам [414]. Кристаллическая решетка каолинита состоит из двухслойных пакетов, в которых на одну сетку октаэдров приходится одна сетка кремнекислородных тетраэдров. Тетраэдрическая и октаэдрическая сетки соединяются друг с другом через общие вершины, в которых расположены ионы кислорода,

таким образом, что ионы Si не находятся непосредственно над или под ионами Al, что позволяет избежать сил отталкивания между одноименно заряженными поливалентными катионами. В каолините водородные связи между гидроксильными группами октаэдрической сетки одного пакета и кислородами тетраэдрической сетки соседнего пакета обеспечивают настолько прочное взаимодействие, что вхождение молекул воды, катионов или каких-либо других компонентов

РИСУНОК 2. Формирование физико-химического барьера в результате взаимодействия силикатного бурового раствора и глин



в межпакетные пространства становится невозможным (рис. 1) [1]. Расстояние межслойного пространства при увлажнении почти не изменяется, поэтому минералы этой группы характеризуются слабым набуханием и водопроницаемостью. В кристаллической решетке монтмориллонита присутствуют две тетраэдрические сетки, обращенные вершинами навстречу друг другу, между которыми находится октаэдрический слой. Сочленение тетраэдрической и октаэдрической сеток осуществляется через общие вершины тетраэдров и октаэдров, в которых находится кислород. Смежные пакеты соприкасаются друг с другом атомами кислорода, поэтому у него связи между пакетами значительно слабее, чем у каолинита (рис. 1). Характерной особенностью является то, что в межслойное пространство

монтмориллонита может поступать значительное количество жидкости, которое раздвигает слои вплоть до полной потери связи между ними. Способность к внутрикристаллическому набуханию и чрезвычайно высокая дисперсность обуславливают высокую физико-химическую активность монтмориллонитов. В «классической школе буровых растворов» считается, что неорганические ингибирующие растворы являются «первым средством» для ингибирования, обеспечения устойчивости и снижения диспергирования глин. Рассмотрим механизм ингибирования на примере взаимодействия хлорид калиевого раствора и монтмориллонитовых глин. Эффективность данного раствора объясняется тем, что гидратированный ион калия имеет

незначительный размер, что позволяет ему свободно проникать в межплоскостное пространство монтмориллонитовых глин [3, 12], и прочно связывать элементарные пластинки глин между собой, предотвращая гидратацию и диспергирование [11]. Именно особенности строения преобладающих минералов (викуловская свита на 64 % состоит из каолинитов и только на 4 % из монтмориллонитов) не позволяют обеспечить устойчивость ствола скважины применением солевых ингибиторов. Поэтому, для глин выше упомянутых свит, для предотвращения гидратации эффективно применять органические ингибиторы. На практике это и подтверждает В.А. Мосин [7]: ингибирование глин и повышение устойчивости ствола в интервалах раннего катагенеза,

удалось обеспечить применением силикатных растворов. Эффективность растворов данного типа можно объяснить созданием на поверхности глин физико-химического барьера (рисунок 2), обеспечивающего не только водоизолирующие свойства, но и укрепляющие стенку скважины за счет образования нерастворимых гидросиликатов поливалентных металлов. Необходимость применения инкапсулирующих полимеров может быть оправдана для предотвращения диспергирования малопрочных частиц глинистого шлама имеющих непрочные коагуляционные контакты.

Помимо силикатных растворов для ингибирования и повышения устойчивости ствола могут быть применены растворы, содержащие в своем составе микрокольматанты: асфальтены, полимерные смолы, латекс, гликоли различного строения и молекулярного веса. Механизм действия данных реагентов [3] следующий (поэтапно): *Снижение гидратации глины в результате адсорбции полярных частиц микрокольматантов на стенке скважины и формирование тонкого гидрофобного слоя → Происходит физическое закупоривание поверхностных дефектов и укрепление стенок → Значительно снижается фильтрация промывочной жидкости в породу → Уменьшается увлажнение глин → Повышается устойчивость ствола скважин.*

Учитывая то, что ханты-мансийская и викуловская свита, сложены перемежающимися песчаниками и глинами, может быть предложено обеспечение устойчивости ствола путем повышения условной вязкости. Но применение данного метода ограничено: глины и песчаники данных свит механически непрочные и подвержены разрушению при свабировании. Поэтому, условная вязкость должна быть на минимальном уровне, а обеспечение реологических параметров бурового раствора обеспечивается введением природных полисахаридов.

Для обеспечения устойчивости ствола глин раннего катагенеза, как и показано в [7, 6], эффективно применять высокую плотность бурового раствора. В [12] предлагается применения метода «проб и ошибок» –

ступенчатого повышения плотности бурового раствора по 0,05–0,1 г/см³. На сегодняшний день данный подход очень спорен: определить плотность бурового раствора для безаварийного строительства скважин возможно путем проведения стендовых испытаний на установках двух/трехосного независимого нагружения образцов керна. Другой путь это применять программные комплексы по моделированию поведения горного массива при проводке ствола скважин. Информация для данных программных комплексов может быть получена в результате геофизических исследований или непосредственно в процессе бурения от телеметрических систем.

В [5] приведены экспериментально установленные величины плотности бурового раствора, обеспечивающие безаварийное бурение в интервалах указанных свит (таблица 1).

Достижение плотности бурового раствора, обеспечивающего устойчивость, рекомендуется введением карбоната кальция. Данный химреагент позволяет с одной стороны обеспечить требуемую плотность бурового раствора, а с другой создать кольматационный экран на стенке ствола скважин. Кольматационный экран позволяет в свою очередь, с одной стороны укрепить стенки скважины, а с другой – предотвратить проникновение фильтрата бурового раствора.

В случае применения баритового утяжелителя (необходимость увеличения плотности более 1800 кг/м³), для поддержания требуемых реологических параметров (ингибирование выбуренной глины) рационально применять известковые буровые растворы [6].

Выводы

Устойчивость глин раннего катагенеза обеспечивается в первую очередь правильным, геомеханически обоснованным выбором диапазона плотностей бурового раствора и позволяет значительно снизить осыпи неустойчивых глин в сложных геологических условиях. Введение кольматирующих, микрокольматирующих, инкапсулирующих смесей носит вспомогательный характер. ●

Литература

1. Christophe Tournassat, Ian C. Bourg, Carl I. Steefel, Faïza Bergaya. (2015). Surface Properties of Clay Minerals. Natural and Engineered Clay Barriers. 5-31.
2. Kulyashova Irina N., Mamaeva Oksana G., Burganov Sergey E., Khalikov Arthur R., Valova Yulia V. INVESTIGATION OF THE IMPACT OF SULFONATED REFINERY PRODUCTS ON THE PROPERTIES OF WATER-BASED DRILLING FLUIDS // Известия ТПУ. 2023. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/investigation-of-the-impact-of-sulfonated-refinery-products-on-the-properties-of-water-based-drilling-fluids> (дата обращения: 11.06.2025).
3. Гримм Р.Е. Минералогия глин / Р.Е. Гримм. – Москва: Букинист, 1959. – 452 с. – Текст : непосредственный.
4. Грунтоведение: учебное пособие / В.В. Крамаренко; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 431 с.
6. Коваленко Ю.Ф., Харламов К.Н., Усачев Е.А., Устойчивость стволов скважин, пробуренных на месторождениях Среднего Приобья: Тюмень. – Шадринск: Изд-во ОГПУ «Шадринский Дом Печати», 2011. – 175 с.
7. Мосин В.А. Устойчивость глинистых пород при бурении нефтяных и газовых скважин / В.А. Мосин. – Москва: Недра, 2017. – 422 с. – Текст: непосредственный.
8. Мосин В.А. Стабильность ствола скважин при бурении глинистых отложений ранней стадий катагенеза / В.А. Мосин, А.В. Меденцев. – «Ойл энд Газ Евразия», 2014. – № 11. – С. 56–59. – Текст: непосредственный.
9. Новиков Владимир Сергеевич. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин // В.С. Новиков. – Москва : НЕДРА, 2000. – 269, [1] с.: ил., табл.: 22 см.; ISBN 5-247-03872-X.
10. Пеньков А.И. Влияние полимеров на ингибирование глин // Нефтяное хозяйство, 1979, № 5, с. 24–25.
11. Подъячев Алексей Александрович. Обоснование и разработка математической модели оценки устойчивости ствола наклонно направленных и горизонтальных скважин: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.15 / Подъячев Алексей Александрович; [Место защиты: Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»], 2015. – 101 с.
12. Растегаев Б.А. Принципы ингибирования и ранжирование ингибирующих растворов / Б.А. Растегаев. – Текст: электронный // Бурение и нефть: [сайт]. – URL: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=62475 (дата обращения: 04.07.2025).
13. Системы буровых растворов – Электронный ресурс – URL: Рассмотрим последовательно действие обоих факторов – Студопедия (studopedia.ru) (дата обращения: 22.06.2025).
14. Спивак, Александр Иванович. Механика горных пород [Текст]: [Учебник для вузов по специальности «Бурение нефтяных и газовых скважин»] / А. И. Спивак, А. Н. Попов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Недра, 1975. – 200 с.: ил.; 21 см.
15. Шаляпина А.Д. Обзор технологических решений по стабилизации глинисто-аргиллитовых горных пород при бурении боковых стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2022. – № 10 (358). – С. 33–37. – DOI: 10.33285/0130-3872-2022-10(358)-33-37.

KEYWORDS: clay stability, inorganic inhibiting solutions, silicate inhibiting solutions.

ТАБЛИЦА 1. Рекомендованные плотности бурового раствора при различных углах наклона скважин

Угол наклона скважины, град.	0	15	30	45	60
Уватская свита					
Плотность бурового раствора, кг/м³	–	–	1230 ÷ 1250	1250 ÷ 1270	–
Ханты-мансийская свита					
Плотность бурового раствора, кг/м³	1120	1160 ÷ 1190	1250 ÷ 1260	1230 ÷ 1260	1300 ÷ 1320
Викуловская свита					
Плотность бурового раствора, кг/м³	1120	1210 ÷ 1230	1230 ÷ 1250	1230 ÷ 1260	1250 ÷ 1270

НЕСТАНДАРТНЫЕ РЕШЕНИЯ

по оптимизации процесса строительства нефтяных скважин

«СК «РУСВЬЕТПЕТРО» ЯВЛЯЕТСЯ ПРОВОДНИКОМ КУЛЬТУРЫ НЕПРЕРЫВНЫХ УЛУЧШЕНИЙ. ЕЖЕГОДНЫЙ ОБЪЕМ БУРЕНИЯ И РЕКОНСТРУКЦИИ СОСТАВЛЯЕТ БОЛЕЕ 30 СКВАЖИН, ЧТО ОБЕСПЕЧИВАЕТ ОТРАБОТКУ ОПТИМИЗАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ

RUSVIETPETRO CONSTRUCTION COMPANY LLC, PROMOTES A CULTURE OF CONTINUOUS IMPROVEMENT. ANNUAL DRILLING AND RECONSTRUCTION VOLUMES EXCEED 30 WELLS, ENSURING THE DEVELOPMENT OF OPTIMIZATION SOLUTIONS

Ключевые слова: бурение, строительство скважин, сложные геологические условия, буровой раствор, реагенты.

Печёнкин
Антон Александрович
заместитель начальника
управления по буровым работам
«СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Патласов
Александр Александрович
начальник управления
по буровым работам
«СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Ахметов
Марат Фаридович
начальник управления
инжиниринга бурения
«Гипровостокнефть»

Щербakov
Дмитрий Владимирович
заместитель начальника
управления инжиниринга
бурения
«Гипровостокнефть»

Дударенко
Алексей Сергеевич
главный специалист управления
инжиниринга бурения
«Гипровостокнефть»

Проблематика

Интервалы Триасовой и Пермской систем — зона повышенного риска при строительстве скважин на месторождениях «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Бурение в этих интервалах сопряжено со сложными геологическими условиями, представленными терригенной толщей, включающей глинистые отложения, пропластки углей, песчаников, алевролитов и аргилитоподобных глин. В процессе бурения, в результате контакта фильтрата бурового раствора с активной глиной, происходит гидратация глинистых отложений. Даже низкие значения водоотдачи могут привести к ряду осложнений, таких как сальникообразование, неустойчивость участков переслаивания глины с песчаниками и алевролитами. Сальникообразование приводит к возникновению посадок и затяжек бурильного инструмента, проблемам со спуском обсадных колонн. Значительная гидратация глин приводила

к коагуляции шлама и забитию желоба от устья до вибрости, что требовало ограничения механической скорости бурения. Указанные выше осложнения приводят к увеличению сроков строительства скважин и, как следствие, к значительному росту затрат.

Главная причина этих осложнений — высокая активность глин, при которой ингибирующий буровой раствор не позволяет в достаточной степени предотвратить их гидратацию в процессе углубления. Гидратация и диспергирование глинистого шлама приводит к загрязнению ствола шламом и формированию сальников на КНБК, а также к интенсивной наработке коллоидной фазы в буровом растворе, ухудшая его реологические свойства.

Поиск решения

Для предотвращения вышеописанных негативных процессов необходимо провести комплексную оптимизацию

рецептуры бурового раствора и строгий контроль за применением реагентов.

Специалисты «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» и «Гипровостокнефть» инициировали и провели научно-исследовательскую работу по разработке ингибирующей системы бурового раствора. В результате подобрана композиция ингибиторов на основе проведения количественной оценки их способности предотвращать гидратацию глин.

Ключевым элементом решения стало использование ингибиторов — полимеров (полиакриламид, сополимеры акриламида) и неорганических солей. Их действие основано на адсорбции макромолекул на поверхности активных глин, что подавляет их гидратацию.

Специалисты «Гипровостокнефть» проводят инженерно-технологическое сопровождение строительства скважин на объектах «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Имея в своем оснащении лабораторию буровых растворов, сотрудники «Гипровостокнефть» подняли важный вопрос о том, что не все реагенты, применяемые для бурения, соответствуют требуемым стандартам для приготовления буровых растворов.

Одним из важных компонентов бурового раствора является частично гидролизированный полиакриламид (ЧГПАА).

Важнейшим, но часто игнорируемым параметром является степень гидролиза ЧГПАА, которая напрямую определяет его ингибирующие свойства. Для исключения применения некачественных реагентов специалистами «Гипровостокнефть» был введен обязательный входной контроль в испытательной лаборатории, который подтверждает качество ЧГПАА с учетом степени гидролиза.

В рамках исследований была поставлена задача определить оптимальную рецептуру бурового раствора. К базовой полиакриламидной системе добавлялись различные комбинации ингибиторов:

- метасиликат натрия (МСН);
- сульфированный асфальт (PetroAsf);
- хлорид калия (КСИ).

Всего было протестировано 8 рецептов. Тестирование всех рецептов проводилось на буровом шламе, специально отобранном непосредственно из интервалов глубин активных глин на месторождениях «СК «РУСВЬЕТПЕТРО». Лучшая композиция ингибиторов определена по результатам комплексной оценки:

- геологических и фильтрационных характеристик;
- ингибирующей способности системы раствора (основан на методе Кьельдаля).

Сотрудники «Гипровостокнефть» усовершенствовали метод Кьельдаля для применения в среде бурового раствора. Метод основан на реакции щелочного гидролиза полиакриламида в системах буровых растворов.

Наименование реагента	Концентрация, кг/м³
Каустическая сода	1
PAC LV	3
PAC HV	3
Ксантановая смола (Биополимер)	1,0
Детергент	2,0
Микроаморф KM-10/60/100	80,0
Полиакриламид	3,0
Полиакрилат натрия	5,0
ГКЖ	2,0
Глитал	3,0
Полигликоль	10
МСН	3
Асфальтены	12

Промышленные испытания и результаты

В течение года были проведены опытно-промышленные исследования (ОПИ) с применением на скважинах определенной в лаборатории рецептуры и ее оптимизация с учетом получения полевых результатов. Подобранная в ходе ОПИ система бурового раствора на водной основе (РВО) подтвердила высокую ингибирующую способность по стабилизации терригенных пород в процессе бурения. Это позволило снизить гидратацию глин и снизить осложнения, связанные с этим. Помимо этого, повышение стабильности глин позволило производить бурение без ограничения механической скорости и достичь высоких показателей эффективности:

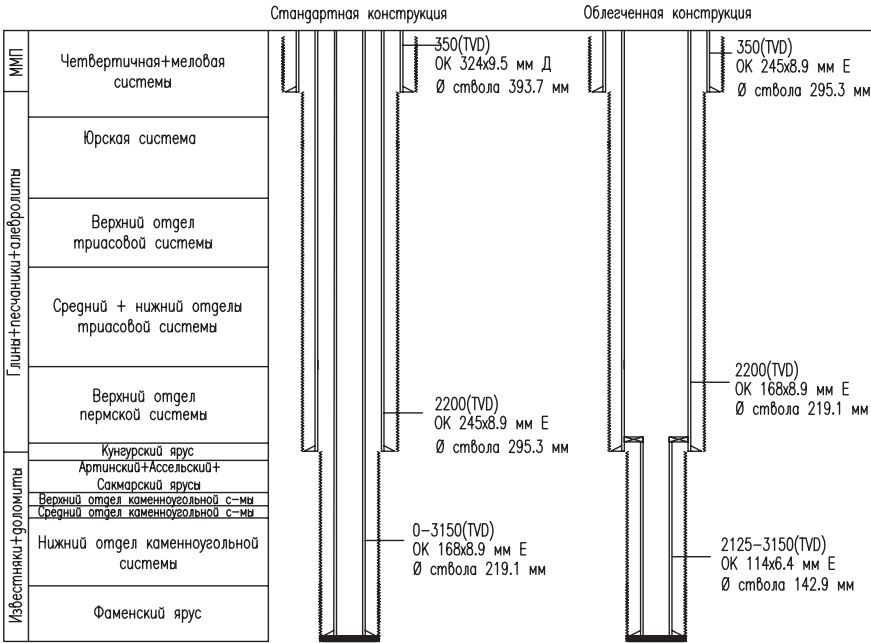
- Сроки строительства и крепления интервала были сокращены на 2,9 суток (13,27 суток против среднего показателя в 16,17 суток).

- Подтверждена стабильность параметров бурового раствора и ствола скважины.
- Отмечено значительное снижение количества затяжек и посадок при спуско-подъемных операциях (СПО), даже после длительных простоев.
- Зафиксировано увеличение механической скорости проходки (МСП) за счет улучшенных реологических свойств.
- Уход от ограничения МСП в условиях зашламования желобной системы выходящим из скважины шламом.
- Снижены объемы приготовления и переработки бурового раствора.

Успех на Северо-Хоседаюском месторождении позволил масштабировать технологию на Западно-Хоседаюское месторождение. Здесь применение оптимизированной системы позволило сократить сроки бурения интервала и его подготовки к спуску обсадной колонны в среднем на 0,5–0,6 суток. Среднее фактическое время работы (без учета НРВ по техническим причинам) составило 199 часов против 212 часов на аналогах. Промышленные испытания доказали эффективность применения комбинированной ингибирующей системы на основе полиакриламида с добавлением комплекса стабилизирующих добавок.

Свой весомый вклад в достижение столь высоких результатов внесли буровики Усинского филиала «Буровая компания «Евразия» и «РМНТК «Нефтеотдача», оказывающие услуги по интегрированному буровому сервису. Отсутствие непроизводительного времени, слаженная работа буровой бригады и инженеров-технологов стали залогом успеха.

Кроме того, проведенная работа и разработанная технология бурового раствора позволили не только стабилизировать ствол в интервале высокоактивных глин, но и создать предпосылки для оптимизации конструкции скважин. Со стороны «Гипровостокнефть» была предложена облегченная конструкция, которая позволила перейти от стандартного решения к более эффективному. Данный подход, с одной стороны,



минимизировал проблемы, связанные с посадками и затяжками, а с другой – позволил оптимизировать затраты на строительство, облегчив вес конструкции более чем на 50 %, что в целом повысило технологическую и экономическую эффективность бурения.

Преимущества облегченной конструкции

1. Снижение металлоемкости конструкции.
2. Снижение затрат на буровые и цементные растворы.
3. Уменьшение отходов бурения (БШ, БСВ, ОБР).
4. Уменьшение грузоподъемности буровой установки (при спуске ОК-178 до глубины 2320 м грузоподъемность БУ должна быть порядка 180–200 т).
5. При применении МБУ уменьшение сроков переезда.
6. Уменьшение размеров кустовой площадки при применении БУ с меньшей грузоподъемностью.
7. При эксплуатации используется такая же НКТ, как и на скважинах с текущей конструкцией.
8. Сохраняется возможность реконструкции скважин методом ЗБС.

Выводы

1. Качественный и количественный подбор ингибирующей композиции системы бурового раствора является критически важным для успешного бурения в сложных интервалах.
2. Обязательный входной контроль реагентов, позволяет исключить применение некачественной продукции, а также уточнить рецептуру буровых растворов с учетом непостоянства ключевых для буровых растворов характеристик в зависимости от производителя и от партии.
3. Поддержание расчетных концентраций ингибирующих добавок на протяжении всего процесса бурения является необходимым условием. Как показала практика, даже при отсутствии видимых осложнений во время бурения, экономия на реагентах впоследствии оборачивается потерями эффективности и возникновением непроизводительного времени при длительной подготовке ствола перед спуском обсадной колонны. ●

KEYWORDS: drilling, well construction, complex geological conditions, drilling mud, reagents.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1 декабря

Бизнес-форум по вопросам цифровизации в строительстве

Цифровой девелопмент 2025

Москва

3–4 декабря

Международный конгресс и выставка

Горнорудная промышленность Узбекистана и Центральной Азии 2025

Узбекистан, Ташкент

4–5 декабря

Всероссийский форум финансовых компаний по развитию CRM-систем

FINANCE CRM FORCE 2025

Москва

ДЕКАБРЬ

П	1	8	15	22	29
В	2	9	16	23	30
С	3	10	17	24	31
Ч	4	11	18	25	
П	5	12	19	26	
С	6	13	20	27	
В	7	14	21	28	

5 декабря

Конференция по генеративному AI для бизнеса и разработчиков в России

Conversations 2025

Москва

5 декабря

Форум лидеров цифрового развития

Пульс цифровизации 2025

Москва

10–11 декабря

Международный конгресс и выставка

Türkiye & Black Sea Oil and Gas 2025

Турция, Анкара

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕГРАДАЦИИ ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ в условиях морских месторождений

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, ОПИСЫВАЮЩАЯ ДЕГРАДАЦИОННЫЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОИСХОДЯЩИЕ В ПОДВОДНЫХ ТРУБОПРОВОДАХ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПОД ВОЗДЕЙСТВИЕМ СОВОКУПНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ, ТЕМПЕРАТУРНЫХ И ХИМИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ. МОДЕЛЬ УЧИТЫВАЕТ ИЗМЕНЕНИЕ ВНУТРЕННЕГО ДИАМЕТРА ТРУБЫ ВСЛЕДСТВИЕ КОРРОЗИИ И ОТЛОЖЕНИЙ, СНИЖЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ, А ТАКЖЕ ТЕПЛОВЫЕ И МЕХАНИЧЕСКИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, ВОЗНИКАЮЩИЕ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ДЛЯ ЧИСЛЕННОЙ РЕАЛИЗАЦИИ МОДЕЛИ ИСПОЛЬЗОВАНЫ КОНЕЧНО-РАЗНОСТНЫЕ СХЕМЫ, РЕАЛИЗОВАННЫЕ В СРЕДЕ MATLAB. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ СЦЕНАРИЕВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ КОНЦЕНТРАЦИЯХ АГРЕССИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ (НАПРИМЕР, H_2S), ТЕМПЕРАТУРНЫХ РЕЖИМАХ И СРОКАХ СЛУЖБЫ. ПОЛУЧЕННЫЕ РАСЧЕТЫ ВИЗУАЛИЗИРОВАНЫ С ПОМОЩЬЮ 3D-ГРАФИКОВ, ОТРАЖАЮЩИХ ДИНАМИКУ ИЗМЕНЕНИЯ ДИАМЕТРА ТРУБЫ И КОЭФФИЦИЕНТА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ВО ВРЕМЕНИ. НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ СФОРМУЛИРОВАНЫ КРИТЕРИИ ДИАГНОСТИКИ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХОБСЛУЖИВАНИЮ ТРУБОПРОВОДОВ. ПОКАЗАНА ПРИМЕНИМОСТЬ МОДЕЛИ ДЛЯ ИНТЕГРАЦИИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ВКЛЮЧАЮТ РАСШИРЕНИЕ МОДЕЛИ НА МНОГОНИТОЧНЫЕ КОММУНИКАЦИИ, ИСПОЛЬЗОВАНИЕ CFD-ПОДХОДОВ И АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДИКТИВНОЙ АНАЛИТИКИ

THIS ARTICLE PRESENTS A MATHEMATICAL MODEL DESCRIBING THE DEGRADATION PROCESSES OCCURRING IN SUBSEA PIPELINES AT OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS UNDER THE INFLUENCE OF COMBINED HYDRODYNAMIC, THERMAL, AND CHEMICAL FACTORS. THE MODEL TAKES IN CONSIDERATION CHANGES IN THE PIPE'S INTERNAL DIAMETER DUE TO CORROSION AND DEPOSITS, REDUCED THROUGHPUT, AND THERMAL AND MECHANICAL STRESSES ARISING DURING OPERATION. FINITE-DIFFERENCE SCHEMES IMPLEMENTED IN MATLAB WERE USED FOR THE NUMERICAL IMPLEMENTATION OF THE MODEL. OPERATION SCENARIOS WERE ANALYZED FOR VARIOUS CONCENTRATIONS OF AGGRESSIVE COMPONENTS (E.G., H_2S), TEMPERATURE CONDITIONS, AND SERVICE LIVES. THE RESULTING CALCULATIONS ARE VISUALIZED USING 3D GRAPHS REFLECTING THE DYNAMICS OF PIPE DIAMETER AND THROUGHPUT OVER TIME. BASED ON THE MODELING, DIAGNOSTIC CRITERIA AND RECOMMENDATIONS FOR PIPELINE MAINTENANCE WERE FORMULATED. THE APPLICABILITY OF THE MODEL FOR INTEGRATION INTO INTELLIGENT MONITORING SYSTEMS AND DIGITAL TWINS IS DEMONSTRATED. DEVELOPMENT PROSPECTS INCLUDE EXPANDING THE MODEL TO INCLUDE MULTI-THREADED COMMUNICATIONS, THE USE OF CFD APPROACHES, AND MACHINE LEARNING ALGORITHMS FOR PREDICTIVE ANALYTICS

Ключевые слова: подводные трубопроводы, агрессивная среда, коррозия, остаточный ресурс.

М.С. Аль-Хамадани

Гимаева Алина Рашитовна

К.Т.Н.

Казанский федеральный университет,
Институт геологии и нефтегазовых
технологий

УДК 619.711.3

Подводные трубопроводы играют ключевую роль в транспортировке углеводородов на морских месторождениях, однако их эксплуатация сопряжена с рядом вызовов, связанных с агрессивными условиями окружающей среды и сложными физико-химическими процессами. Надежность таких трубопроводов зависит от множества факторов, включая коррозию, механические нагрузки, температурные колебания и отложения на внутренних стенках [1, 2].

Исследования показывают, что коррозия, вызванная морскими условиями, может приводить к значительным экономическим потерям, достигающим $1,082 \times 10^8$ USD при наихудших сценариях [1]. Кроме того, микробиологически индуцированная коррозия и взаимодействие с агрессивными компонентами, такими как H_2S и CO_2 , ускоряют деградацию материалов [3, 4]. Важным аспектом является также моделирование деградации герметичности соединителей, где традиционные линейные методы могут завышать прогнозируемый срок службы [5].

Для управления рисками и оптимизации эксплуатации применяются современные методы, такие как вероятностные модели на основе байесовских сетей [1], нечеткая логика для учета неопределенностей [6], а также стратегии RBI (Risk-Based Inspection) [7]. Однако существующие подходы часто не учитывают комплексное воздействие гидродинамических, температурных и химических факторов, что ограничивает их точность и применимость для прогнозирования остаточного ресурса трубопроводов [8, 9, 10].

В данной работе представлена математическая модель, направленная на восполнение этого пробела. Модель интегрирует расчеты коррозии, теплопередачи и гидродинамики, позволяя оценивать динамику изменения геометрических и эксплуатационных характеристик подводных трубопроводов. Результаты исследования могут быть использованы для разработки систем мониторинга и цифровых двойников, что соответствует современным тенденциям в области управления инфраструктурой морских месторождений.

Материалы и методы

Разработанная методика представляет собой комплексный подход к математическому моделированию процессов деградации подводных трубопроводов, учитывающий взаимосвязанные гидродинамические, тепловые и коррозионные процессы. Основу методики составляет система связанных дифференциальных уравнений, включающая уравнение Дарси-Вейсбаха для описания гидродинамики потока, одномерное уравнение теплопередачи с конвективным членом для моделирования теплообмена и модифицированное уравнение Аррениуса для расчета коррозионных процессов [11, 12]. Особое внимание уделено взаимному влиянию различных физических процессов: температурной зависимости скорости коррозии, влиянию отложений на гидравлическое сопротивление и связи температурных напряжений с механической прочностью конструкции. Численная реализация методики выполнена с применением метода конечных разностей для пространственной дискретизации уравнений и неявной схемы с адаптивным шагом для временной дискретизации [13, 14]. Решение системы нелинейных уравнений осуществляется методом Ньютона с использованием итерационной процедуры согласования решений для связанных уравнений. Алгоритм расчета начинается с инициализации начальных параметров (геометрии трубопровода, свойств материалов и условий эксплуатации), после чего последовательно выполняются расчет гидродинамических характеристик потока, определение температурного поля вдоль трубопровода, вычисление скорости коррозии и образования отложений, обновление геометрических параметров и проверка критериев остановки (достижение критического износа или максимального времени моделирования) [15].

Для обеспечения достоверности результатов методика включает процедуры верификации и тестирования, содержащие пошаговую проверку сходимости решения, сравнение с аналитическими решениями для упрощенных случаев и валидацию

на реальных эксплуатационных данных. Визуализация результатов осуществляется через построение пространственно-временных распределений ключевых параметров, генерацию диагностических графиков и диаграмм, а также формирование индикаторов критических состояний. Особенностью методики является возможность адаптации под конкретные условия эксплуатации, интеграция в системы мониторинга через стандартные интерфейсы и поддержка принятия решений по техническому обслуживанию. Практическая реализация выполнена в виде программного комплекса на MATLAB, позволяющего проводить расчеты для различных сценариев эксплуатации и анализировать динамику изменения параметров трубопровода во времени.

Результаты и их обсуждение

Эффективная и безопасная эксплуатация подводных трубопроводов является ключевым фактором устойчивого функционирования морских нефтегазовых месторождений. На протяжении жизненного цикла трубопроводы подвергаются комплексному воздействию агрессивных сред, переменных температурных режимов и гидродинамических нагрузок, что приводит к их постепенной деградации. Наиболее критичными процессами являются внутренняя коррозия, отложение солей и парафинов, а также снижение пропускной способности [16, 17].

Своевременная диагностика и прогнозирование технического состояния трубопроводов требует применения математических моделей, способных учитывать взаимосвязанные физико-химические и теплогидродинамические факторы. В данной работе предлагается интегрированная модель, позволяющая оценивать динамику изменения геометрии трубопровода, скорости коррозии и фильтрационных характеристик в зависимости от условий эксплуатации. Реализация модели выполнена в среде MATLAB и сопровождается анализом сценариев и графической интерпретацией результатов.

ТАБЛИЦА 1. Алгоритмическая структура и этапы построения модели деградации трубопроводов

№	Название уравнения	Формула	Обозначения
1	Уравнение потери давления (Дарси – Вейсбах)	$\Delta P = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho u^2}{2}$	f – коэффициент трения, ρ – плотность, u – скорость
2	Уравнение теплопередачи (1D)	$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} + \rho c_p u \frac{\partial T}{\partial x} = k \frac{\sigma^2 T}{\partial x^2}$	c_p – теплоемкость, k – теплопроводность
3	Температурное напряжение	$\sigma_{тепсуо} = E \alpha \Delta T$	E – модуль Юнга, α – коэфф. расширения
4	Скорость коррозии (Аррениус)	$v_{корр} = k_{corr} \cdot C \cdot e^{E_0/RT}$	C – концентрация H ₂ S, E_a – энергия активации
5	Изменение диаметра трубы	$D(t) = D_0 - 2 \int_0^t (v_{корр} + v_{отл}) dt$	$v_{отл}$ – скорость отложений
6	Пропускная способность	$Q(t) = \frac{\pi D(t)^2}{4} \cdot u$	$D(t)$ – текущий диаметр
7	Коэффициент проходимости	$K_c(t) = (\frac{D(t)}{D_0})^2$	K_c – снижение пропускной способности
8	Остаточный срок службы	$\tau_{ост} = \frac{(D_0 - D_{кр})/2}{v_{корр} + v_{отл}}$	$D_{кр}$ – критический диаметр

ТАБЛИЦА 2. Исходные данные для расчета

Параметр	Значение
Длина трубопровода	5000 м
Начальный внутренний диаметр	0,30 м
Начальное давление	10 МПа
Температура флюида	60 °С
Средняя скорость потока	1,5 м/с
Скорость коррозии (базовая)	0,05 мм/год
Содержание H ₂ S (базовое)	120 ppm

ТАБЛИЦА 3. Результаты для базового сценария (низкая агрессивность)

Показатель	Значение
Суммарная скорость деградации	0,07 мм/год
Диаметр через 5 лет	299,3 мм
Потеря площади сечения	≈ 0,00033 м²
Коэффициент пропускной способности	$K_c \approx 0,9954$
Относительная потеря пропускной способности	≈ 0,46 %

ТАБЛИЦА 4. Результаты для критического сценария (высокая агрессивность)

Показатель	Значение
Содержание H ₂ S	500 ppm
Скорость коррозии	0,15 мм/год
Диаметр через 5 лет	298,3 мм
Потеря диаметра	1,7 мм
Коэффициент пропускной способности	$K_c \approx 0,988$
Относительная потеря пропускной способности	≈ 1,2 %

В модели предусмотрены модули визуализации – построение 3D-графиков, отражающих зависимость внутреннего диаметра трубы и пропускной способности от времени и степени агрессивности среды. Полученные графики сопровождаются инженерной интерпретацией, позволяющей идентифицировать критические режимы эксплуатации.

Дополнительно разработаны критерии диагностики, которые можно внедрить в SCADA-системы или цифровые двойники, а также даны предложения по интеграции модели в процессы технического обслуживания трубопроводов.

В таблице 1 представлены основные методы и этапы, используемые для разработки математической модели, описывающей процессы деградации подводных трубопроводов под воздействием гидродинамических, тепловых и химических факторов.

Для оценки работоспособности предложенной математической модели рассмотрим типовой участок подводного трубопровода, транспортирующий многокомпонентную смесь (нефть – газ – вода) в условиях морского месторождения. Приведены два сценария: при низкой и высокой агрессивности среды. Расчеты выполнены для пятилетнего периода эксплуатации. Исходные данные и результаты примерного расчета представлены в таблицах 2, 3 и 4.

Сравнение двух сценариев показало, что даже незначительное увеличение агрессивности среды приводит к ускоренному снижению диаметра и, как следствие, к более значительной потере пропускной способности. Это подчеркивает необходимость учета химических факторов при планировании сроков диагностики и профилактических мероприятий.

Для наглядной интерпретации результатов моделирования построены трехмерные графики (рис. 1, 2 и 3), отражающие изменение геометрических и гидравлических характеристик трубопровода во времени и при различных уровнях агрессивности среды. Каждый график сопровождается аналитическим комментарием.

На графике 1 представлена зависимость внутреннего диаметра трубопровода от времени эксплуатации и концентрации агрессивного компонента (например, H₂S). Наблюдается экспоненциальное уменьшение диаметра при увеличении концентрации, особенно при значениях выше 300 ppm. Это указывает на необходимость ограничений по химическому составу транспортируемой смеси или более частую диагностику.

График 2 отражает квадратичную зависимость коэффициента Kс от диаметра трубы, изменяющегося во времени. Даже при снижении диаметра на 1–2 мм происходит уменьшение Kс на 1–3%. Поверхность графика подчеркивает высокую чувствительность пропускной способности к химическим условиям эксплуатации.

График 3 демонстрирует снижение температуры флюида вдоль длины подводного трубопровода во времени. Экспоненциальное охлаждение флюида под действием внешней среды (морская вода) приводит к повышению вязкости и увеличению риска отложений. Это требует применения теплоизоляции на отдельных участках трубопровода.

Таким образом, графический анализ подтвердил, что температурные, химические и временные факторы существенно влияют на техническое состояние трубопровода. Применение 3D-визуализации позволяет оперативно выявлять критические режимы и прогнозировать точки риска.

Результаты численного моделирования показали, что техническое состояние подводных трубопроводов существенно зависит от динамики изменения их геометрических и гидравлических характеристик под воздействием агрессивной среды и температурных градиентов. Даже незначительное уменьшение внутреннего диаметра трубы (на 1–2 мм) может привести к снижению пропускной способности на 1–3%, что особенно критично для протяженных коммуникаций.

Повышенное содержание сероводорода и диоксида углерода значительно ускоряет коррозионные процессы, особенно при наличии температурных градиентов вдоль трассы трубопровода. Установлено,

РИСУНОК 1. Снижение диаметра трубы D (t, C)

3D-поверхность: Снижение диаметра от агрессивности и времени

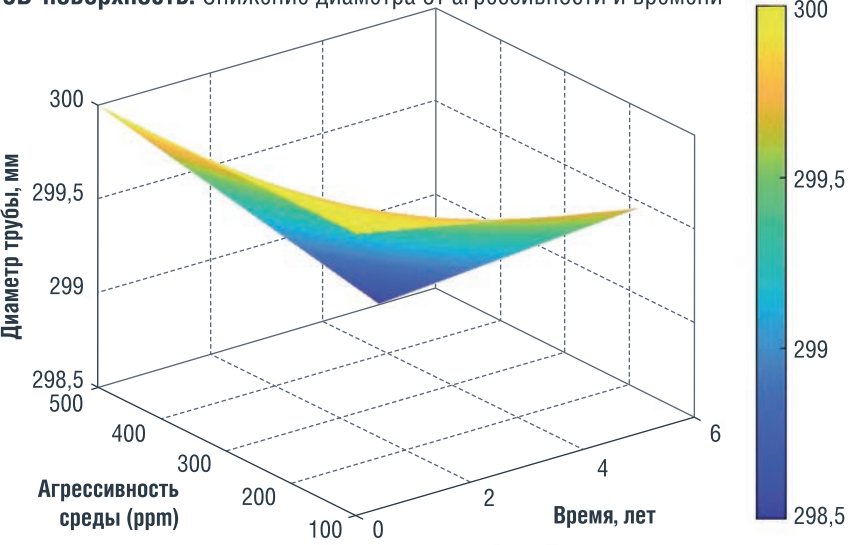


РИСУНОК 2. Изменение коэффициента пропускной способности Kс (t, C)

3D-график: Изменение Kс от времени и агрессивности

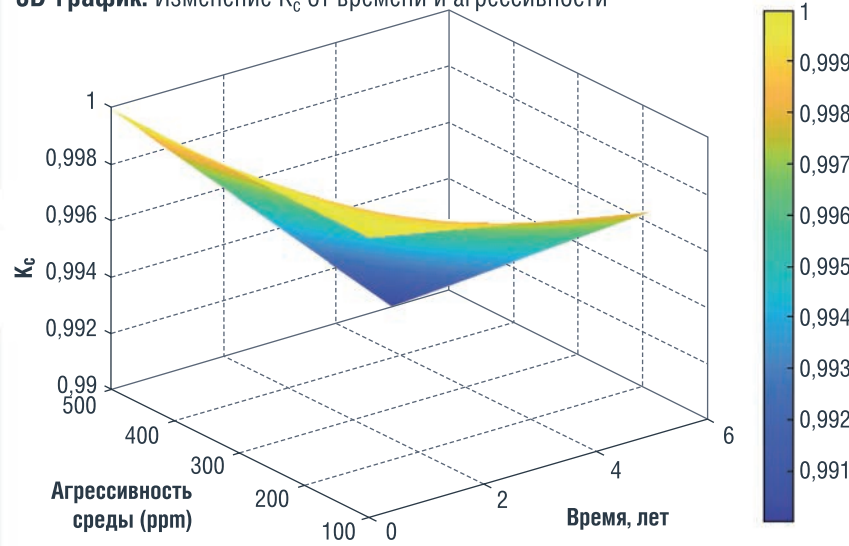
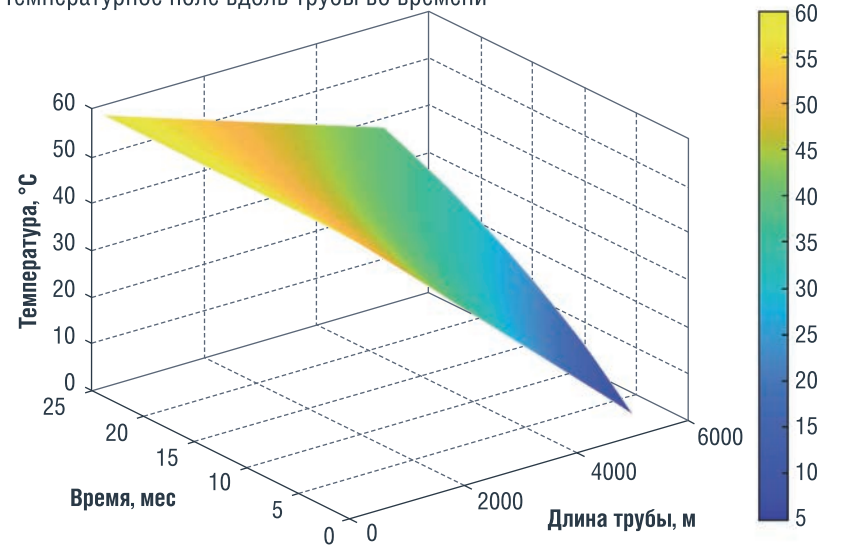


РИСУНОК 3. Температурное поле вдоль трубы T (x, t)

Температурное поле вдоль трубы во времени



что температурные перепады выше 5 °С/м способны вызывать локальные напряжения в материале трубы, ускоряя ее разрушение. Наиболее уязвимыми участками оказались зоны с пониженным давлением, в которых формируются отложения парафинов и солей, дополнительно ухудшающие проходимость.

На основании полученных данных были выделены ключевые диагностические показатели, позволяющие оценить степень износа системы: снижение диаметра более чем на 2 %, коэффициент пропускной способности ниже 0,95, скорость коррозии выше 0,2 мм/год и превышение объема отложений свыше 5 % от внутреннего объема трубы. Данные критерии могут быть использованы для формирования системы предупредительного технического обслуживания и интеграции модели в цифровую инфраструктуру мониторинга.

Разработанная модель позволяет количественно описывать техническое состояние подводных трубопроводов с учетом воздействия гидродинамических, температурных и химических факторов. Она объединяет расчеты давления, коррозии и тепловых эффектов, обеспечивая оценку остаточного ресурса и рисков эксплуатации. Реализация в среде MATLAB показала ее применимость для мониторинга, инженерного анализа и адаптации под конкретные условия.

Перспективы развития модели включают расширение на многониточные системы, интеграцию с CFD (Computational Fluid Dynamics – вычислительная гидродинамика)-расчетами и учет внешних нагрузок. Применение методов машинного обучения повысит точность прогноза, а дополнение модели экологическими параметрами позволит оценивать риски аварий. Таким образом, модель может быть основой для цифровых двойников и решений в рамках интеллектуального управления подводной инфраструктурой.

Заключение

Проведенное исследование позволило разработать комплексную математическую модель деградации подводных трубопроводов, учитывающую

взаимосвязанные гидродинамические, тепловые и коррозионные процессы. Модель продемонстрировала высокую эффективность в прогнозировании изменений геометрических и эксплуатационных характеристик трубопроводов под воздействием агрессивных морских условий. Основные результаты работы включают разработку системы взаимосвязанных уравнений (Дарси-Вейсбаха, теплопередачи и модифицированного уравнения Аррениуса), создание методики численного решения на основе конечно-разностных методов и неявных схем с адаптивным шагом, реализованной в MATLAB, а также установление количественных зависимостей между параметрами эксплуатации (концентрацией H₂S, температурным режимом) и скоростью деградации. Разработаны диагностические критерии оценки технического состояния, включая критическое снижение диаметра (> 2 %), коэффициент пропускной способности (< 0,95) и скорость коррозии (> 0,2 мм/год).

Практическая значимость исследования подтверждается возможностью точного прогнозирования остаточного ресурса, снижением экономических рисков за счет оптимизации технического обслуживания и перспективами интеграции модели в системы мониторинга и цифровые двойники. Дальнейшие исследования будут направлены на расширение модели для многониточных систем, интеграцию с CFD-моделированием, применение методов машинного обучения и учет экологических факторов. Разработанная модель представляет собой эффективный инструмент для управления жизненным циклом подводных трубопроводов и может быть использована при проектировании и эксплуатации трубопроводных систем на морских месторождениях. ●

Литература

1. Adumene S., Nitonye S., Yazdi M., Obeng F. Influence-based consequence assessment of subsea pipeline failure under stochastic degradation // *Energies*. – 2022. – Т. 15, № 20. – С. 7460. – DOI: <https://doi.org/10.3390/en15207460>.
2. Sales L.P.A., Gomes G.F., Souza R.S., Junior L.C.P., da Cruz M.A.S. A selection method of offshore

- production systems considering uncertainties // *Journal of Marine Science and Technology*. – 2021. – Т. 26, № 6. – С. 1–11. – DOI: [10.1007/s00773-021-00811-3](https://doi.org/10.1007/s00773-021-00811-3).
3. Zeng W., Wang Y., Liu Z., Zhang Y., Zhou H. Sealing degradation modeling and reliability analysis method of deep-water pipeline connector // *Modelling and Simulation in Engineering*. – 2024. – Сентябрь. – DOI: [10.1155/2024/5427464](https://doi.org/10.1155/2024/5427464).
4. Мансуров М.Н., Лаптева Т.И. Проблемы надежности и ремонта морских подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа при освоении континентального шельфа // Территория «Нефтегаз». – 2013. – № 6. – С. 72–80.
5. Запелов Д.Н., Вагапов Р.К., Мельситдинова Р.А. Оценка коррозионных условий и решений по защите морских объектов от внутренней коррозии // *Вести газовой науки*. – 2018. – № 4 (36). – С. 79–86.
6. Миронюк С.Г. Геологические опасности осваиваемых месторождений восточного шельфа о. Сахалин: идентификация и принципы картографирования // *Вести газовой науки*. – 2015. – № 2 (22). – С. 113–117.
7. Лаптева Т.И. Моделирование переходных процессов, происходящих в морском трубопроводе при перекачке углеводородов // *Экспозиция. Нефть. Газ*. – 2016. – № 4 (50). – С. 62–66.
8. Лисанов М.В., Сумской С.И., Савина А.В., Самусева Е.А. Аварийность на морских нефтегазовых объектах // *Oil and gas journal Russia*. – 2010. – № 5 (39). – С. 48–53.
9. Cross J., Opila R., Boyd I., Kaufmann E. Materials characterization and the evolution of materials // *MRS Bulletin*. – 2015. – Т. 40. – С. 1019–1033. – DOI: <https://doi.org/10.1557/mrs.2015.282>.
10. Природные условия Байдацкой губы: основные результаты исследований для строительства подводного перехода системы магистральных газопроводов Ямал – Центр. – М.: ГЕОС, 1997. – 432 с.
11. Nestic S., Wu J., Ruzic V. A coupled thermo-hydrodynamic-corrosion model for predicting internal corrosion in oil and gas pipelines // *Corrosion Science*. – 2018. – Т. 144. – С. 1–15. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2018.08.021>.
12. Speight J.G. Flow assurance and corrosion // *Handbook of Offshore Oil and Gas Operations*. – Amsterdam: Elsevier, 2015. – С. 143–187.
13. Zhang L., Wang H., Nestic S. Coupled analysis of flow, heat transfer and corrosion in oil and gas pipelines // *Corrosion Science*. – 2019. – Т. 156. – С. 1–12. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.corsci.2019.04.025>.
14. Chen X., Li W., Paolinelli L.D. An adaptive implicit-explicit scheme for corrosion modelling in pipelines // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Т. 195. – 107689. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107689>.
15. Wang L., Nestic S., Chen Y. A comprehensive numerical model for predicting corrosion in oil and gas pipelines // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. – 2020. – Т. 84. – 103634. – DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103634>.
16. Amaechi C.V., Wang F., Hou X., Ye J. Challenges in the operation and maintenance of subsea pipelines in offshore oil and gas fields // *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*. – 2022. – Т. 13, № 1. – 04021084. – DOI: [https://doi.org/10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000621](https://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000621).
17. Speight J.G. Flow assurance and corrosion // *Handbook of Offshore Oil and Gas Operations*. – Amsterdam: Elsevier, 2015. – С. 189–254. – DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-800940-6.00005-3>.

KEYWORDS: *underwater pipelines, aggressive environment, corrosion, residual resource.*

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ ТРАНСАРКТИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТНОГО КОРИДОРА: вопросы формирования и задачи реализации



В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ КОНЦЕПЦИИ РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ ОТ ТРАНСПОРТНОЙ АРКТИЧЕСКОЙ ТРАССЫ К ТРАНСАРКТИЧЕСКОМУ ТРАНСПОРТНОМУ КОРИДОРУ, КАК СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНОЙ ТРАНСПОРТНОЙ МАГИСТРАЛИ, ДАЮЩЕЙ СТРАНЕ ВОЗМОЖНОСТЬ СОХРАНЕНИЯ ТРАНСПОРТНОГО СУВЕРЕНИТЕТА. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ПЛАНА РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ ДО 2035 ГОДА. СОГЛАСНО КОНЦЕПЦИИ ПРОЕКТА РАЗВИТИЯ ТРАНСАРКТИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТНОГО КОРИДОРА РАЗВИВАТЬСЯ ДОЛЖЕН НЕ ТОЛЬКО НЕПОСРЕДСТВЕННО САМ СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ В ЕГО ЮРИДИЧЕСКИХ ГРАНИЦАХ, НО И ВСЯ ОБСЛУЖИВАЮЩАЯ ЕГО ИНФРАСТРУКТУРА, А ТАКЖЕ ВСЕ ТЕРРИТОРИИ, ПРИЛЕГАЮЩИЕ И ЗАДЕЙСТВОВАННЫЕ В ЭТОМ ПРОЕКТЕ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО КАК НАПОЛНЕНИЮ И ФОРМИРОВАНИЮ СОВРЕМЕННОЙ КОНЦЕПЦИИ ПРОЕКТА ТРАНСАРКТИЧЕСКОГО ТРАНСПОРТНОГО КОРИДОРА, ТАК И ПРОБЛЕМАМ, КОТОРЫЕ МОГУТ ВОЗНИКНУТЬ ПРИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ; РОЛИ ГОСУДАРСТВА В СОЗДАНИИ БЛАГОПРИЯТНЫХ УСЛОВИЙ СУДОХОДСТВА НА АРКТИЧЕСКОЙ МАГИСТРАЛИ; СОЗДАНИЮ УСЛОВИЙ ДЛЯ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ИНВЕСТИЦИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЧАСТНЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ СТРАН; ПОДГОТОВКЕ ВЫСОКОКВАЛИФИЦИРОВАННЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ РАБОТЫ В АРКТИКЕ И ДР.

THE ARTICLE EXAMINES THE TRANSFORMATION OF THE CONCEPT OF THE NORTHERN SEA ROUTE DEVELOPMENT FROM THE TRANSPORT ARCTIC ROUTE TO THE TRANS-ARCTIC TRANSPORT CORRIDOR, AS A STRATEGICALLY IMPORTANT TRANSPORT ROUTE THAT ALLOWS THE COUNTRY TO MAINTAIN ITS TRANSPORT SOVEREIGNTY. THE ARTICLE ANALYZES THE NORTHERN SEA ROUTE DEVELOPMENT PLAN UNTIL 2035. ACCORDING TO THE CONCEPT OF THE TRANS-ARCTIC TRANSPORT CORRIDOR DEVELOPMENT PROJECT, NOT ONLY THE NORTHERN SEA ROUTE ITSELF, BUT ALSO THE ENTIRE INFRASTRUCTURE THAT SUPPORTS IT, AS WELL AS ALL THE TERRITORIES ADJACENT TO AND INVOLVED IN THIS PROJECT, SHOULD BE DEVELOPED. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO THE CONTENT AND FORMATION OF A MODERN CONCEPT FOR THE TRANS-ARCTIC TRANSPORT CORRIDOR PROJECT, AS WELL AS TO THE PROBLEMS THAT MAY ARISE DURING ITS IMPLEMENTATION; THE ROLE OF THE STATE IN CREATING FAVORABLE CONDITIONS FOR NAVIGATION ON THE ARCTIC HIGHWAY; CREATING CONDITIONS FOR ATTRACTING INVESTMENTS, INCLUDING FROM PRIVATE COMPANIES AND FOREIGN COUNTRIES; TRAINING HIGHLY QUALIFIED SPECIALISTS FOR WORK IN THE ARCTIC, AND MORE

Ключевые слова: *Арктика, Северный морской путь, Трансарктический транспортный коридор, инфраструктурные проекты.*

Ларченко Любовь Васильевна

Российский государственный педагогический университет им. А.И. Герцена, профессор, д.э.н.

В последние годы проблема дальнейшего развития Арктики и Северного морского пути (СМП) является стратегической задачей России. Арктический регион всегда играл важное значение из-за своего геополитического, военно-стратегического положения и ресурсного потенциала, однако в XXI веке его роль и в государственном, и в мировом измерении несоизмеримо выросла.

Особенно возросла роль Арктики в условиях беспрецедентных антироссийских санкций, когда благодаря СМП страна не оказалась изолированной и имеет прямой выход на мировые торговые рынки. В последние годы во всем мире усиливается интерес к Арктике, поскольку в условиях таяния арктических льдов становятся более доступными ее транспортное и ресурсное использование.

РИСУНОК 1. Динамика перевозки грузов по СМП, млн т



Интерес подогревается еще и тем, что до сих пор нет четкого разграничения международных морских пространств в Арктике.

Начиная с 2022 года государственная политика по отношению к Арктике и особенно к СМП постоянно развивается и трансформируется. Идет тщательная проработка и нахождение наиболее верного содержания концепции дальнейшего развития СМП. И если вначале проблема ставилась в плоскости развития непосредственно самой трассы СМП, то теперь задача стоит более широко и включает в себя развитие не только самой трассы и береговой инфраструктуры, но и большей части Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ), а также других регионов России, тем или иным образом связанных с развитием и функционированием арктической трассы.

Результаты исследования

Новый план развития СМП до 2035 года

Несмотря на огромное значение Арктики для экономики России, необходимо констатировать, что в 90-е годы XX века в результате рыночных преобразований произошло резкое сокращение хозяйственной деятельности в этом регионе страны. С целью развития СМП в 2022 году был разработан План развития Северного морского пути до 2035 года (далее План), в котором поставлены грандиозные задачи и мероприятия по его реализации. Главная цель реализации Плана развития Арктической зоны

ТАБЛИЦА 1. Основные мероприятия, направленные на увеличение грузопотока по Северному морскому пути

Направления развития	Мероприятия по увеличению грузопотока
Развитие экспортной грузовой базы	• освоение нефтяных месторождений «Восток Ойл», • наращивание производства сжиженного природного газа, • наращивание выработки никелевых и железных руд и других природных ресурсов
Развитие каботажных перевозок	• регулярные рейсы из портов Северо-Запада России на Дальний Восток, • создание парка контейнеров и контейнеровозов для наращивания контейнерных перевозок, • переориентирование части грузопотока с восточных железных дорог на Северный морской путь
Развитие транзитных перевозок	• создание российского контейнерного оператора, • введение мер поддержки на перевозку транзитных контейнерных грузов, • развитие инфраструктуры для больших объемов контейнерных перевозок
Развитие морской транспортной инфраструктуры	• создание терминала навалочных грузов в Мурманске, • строительство терминалов для проектов добычи полезных ископаемых («Бухта Север», «Енисей» и др.), • строительство морского перегрузочного комплекса сжиженного природного газа в Камчатском крае
Развитие железнодорожных транспортных узлов	• создание железнодорожного Северного широтного хода «Обская – Салехард – Надым – Пангоды – Новый Уренгой – Коротчаево» и железнодорожных подходов к нему, • строительство новых веток железных дорог в рамках западного транспортно-логистического узла
Развитие аварийно-спасательной инфраструктуры	• строительство 16 судов до 2025 года и 30 судов до 2030 года аварийно-спасательного флота, • реконструкция объектов технического обслуживания, пригодных для размещения аварийно-спасательных судов в городах Архангельске, Мурманске, Певеке, поселках Тикси, Сабетта и Диксон

Источник: составлено на основе данных Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года URL: <http://static.government.ru/media/files/StA6ySKbBceANLRA6V2sF6wbOKSyxNzw.pdf>

Российской Федерации – снабжение живущих в этих районах людей грузами и необходимыми товарами и создание благоприятных условий для реализации инвестиционных проектов. Особое внимание уделяется строительству ледоколов

и судов арктического класса. По оценкам государственной корпорации «Росатом», для реализации данных планов по развитию СМП потребность во флоте оценивается на уровне 75–80 судов ледового класса различного

назначения [4]. Для успешной работы необходимы в первую очередь ледоколы, особенно важно завершение строительства самого мощного в мире атомного ледокола «Лидер». В 90-е годы прошлого века в результате рыночных преобразований грузопоток по СМП снизился и лишь к 2016 году он смог преодолеть рекорд, установленный в 1986 году со значением грузопотока 7,26 млн тонн (рис. 1).

Оценивая динамику перевозки грузов, представленную на рисунке 1, можно отметить, что с 2016 года начался стремительный рост грузопотока по Северному морскому пути. Стремительное увеличение грузоперевозок обусловлено введением в эксплуатацию крупных производственных мощностей по сжижению природного газа и их транспортировка по СМП. Преимущественно это проекты компании ПАО «НОВАТЭК»: «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» мощностью соответственно 17,4 млн тонн и 19,5 млн тонн. Что касается транзитных перевозок, то в дальнейшем, учитывая сложившуюся геополитическую обстановку, не приходится рассчитывать на их значительное увеличение. Однако для России главное – обеспечение собственных потребностей [5, 3]. Согласно Плану СМП должен стать ключевым элементом в развитии не только Арктики, но и всей российской экономики и укреплении позиций России на мировом рынке. Кратное увеличение объема перевозок планируется за счет большого количества мероприятий, наиболее значимые из которых приведены в таблице 1.

Большие замыслы порождают большие проблемы их реализации

Грандиозные задачи, поставленные государством по развитию СМП вызывают и множество проблем, которые необходимо решать.

Во-первых – это формирование необходимой грузовой базы для достижения поставленных контрольных показателей. Основными грузами на СМП, согласно Плану, станут: нефть, добываемая и транспортируемая с российских арктических месторождений, сжиженный природный газ арктических проектов, уголь Сарыдасайского месторождения (рис. 2).

Таким образом, 75–80% от общего объема перевозок по СМП составят углеводороды, 20–25% – поставки оборудования для арктических проектов, цветные металлы, при этом транзит должен составить не более 6%.

Во-вторых, задержки или трудности реализации отдельных транспортных и инфраструктурных проектов. Для того, чтобы перевезти контрольные объемы грузов, намеченные в Плате, нужно не только наличие этих грузов, но и транспортные магистрали, которые должны доставлять к портам эти грузы. Однако в арктических регионах это серьезная проблема, что может сдерживать поставку необходимого количества грузов, даже если бы они были в наличии [2]. Крайне необходимы выходы к арктическим портам железнодорожных путей. Специалисты считают, что поскольку в настоящее время железнодорожные выходы имеют только порты в Мурманске, Архангельске и Владивостоке, необходимо иметь дополнительные подъездные железнодорожные пути в районе Урала или Сибири [1]. Недостаточно развита береговая инфраструктура, ледокольное сопровождения судов и многое другое. Для решения инфраструктурных проблем, согласно Плану, предусмотрено выделение значительных финансовых средств (рис. 3).

В развитие ледокольного флота планируется привлечь не только средства государства, но и другие источники. Ожидается, что к 2030 г.

в морские арктические проекты, так или иначе связанные с СМП, будет вложено около 19,5 триллиона рублей [6]. При этом большую часть средств должны составить частные инвестиции, что весьма важно.

Второй этап развития концепции: от Большого Северного морского пути до Трансарктического транспортного коридора

Таким образом, обозначались проблемы реализации Плана. Как указывалось выше, во-первых, это формирование необходимой грузовой базы и недостаточно развитая транспортная инфраструктура. Большим тормозом, но одновременно и стимулом для развития арктической трассы и обретения транспортной независимости было ужесточение антироссийских санкций.

Во-вторых, было ощущение, что не хватает координации действий многочисленных участников проекта, непонятна финансово-экономическая и организационная схема его реализации. Идет несогласованность ведомств по различным направлениям развития СМП. Лучше всего развивается ледокольный флот, остальное же судостроение отстает: недостаточно судов гидрографических, обеспечивающих безопасность мореплавания, судов с опасными грузами, лодмейстерских судов и т.д. Отстает гидрометеорологическое обеспечения СМП, поскольку быстрое увеличение объема перевозок требует существенного

РИСУНОК 2. Прогнозируемый объем грузопотока основных грузоотправителей по Северному морскому пути, млн тонн



Источник: составлено на основе данных, находящихся в открытом доступе: Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года, Министерства транспорта Российской Федерации, Госкорпорации «Росатом», ПАО «Газпром», НК «Роснефть», ПАО «НОВАТЭК»

РИСУНОК 3. Финансирование основных инфраструктурных объектов развития СМП из разных источников государственных средств, млрд руб.



Источник: составлено на основе данных Плана развития Северного морского пути на период до 2035 года.
URL: <http://static.government.ru/media/files/StA6ySKbBceANLRA6V2sf6wbOKSyxNzw.pdf>

развития наблюдений за погодой, ледовой обстановкой, подготовки специалистов в этих областях.

В деловых кругах, формирующих и принимающих решения по дальнейшему развитию СМП, разрабатывающих концепции и реализующих проекты, идет напряженная работа по выработке концепции оптимального развития СМП. Результатом обсуждений и дискуссий стало принятие правительством решения о переходе от федерального проекта «Развитие СМП» к федеральному проекту «Развитие Большого СМП», который предполагал развитие инфраструктуры морского коридора от Санкт-Петербурга до Владивостока. В Пlane развития СМП до 2035 года маршрут рассматривался от Карских ворот до Берингова пролива, водный маршрут в данном случае составляет 5600 км. В традиционном (исторически сложившемся) понимании СМП пролегает по морям Северного Ледовитого и частично Тихого океанов от Мурманска до Владивостока, протяженность пути составляет порядка 11 000 км. В федеральном проекте «Развитие Большого СМП» маршрут рассматривается следующим образом: Санкт-Петербург – Калининград – Мурманск – Архангельск – Владивосток, и получается, что по своей протяженности он длиннее, нежели в традиционном понимании.

По итогам Международного арктического форума, проходившего в Мурманске в марте 2025 года, было принято решение об изменении концепции дальнейшего развития СМП. В настоящее время этот проект имеет название «Трансарктический транспортный коридор» (ТТК) и включает маршрут Санкт-Петербург – Калининград – Мурманск – Архангельск – Владивосток. Географически он совпадает с Большим СМП (БСМП), но имеет другие стратегические задачи. В рамках создания ТТК подразумевается развитие значительной части Арктической зоны РФ, и должны быть задействованы интересы многих регионов страны. Финансово-экономическая модель проекта ТТК включает развитие портовой, перевалочной и подвозной инфраструктуры, находящейся за пределами СМП. В первую очередь – это порты Мурманска и Архангельска, железные и автомобильные магистрали, идущие к ним. Кроме того, есть точки развития на Дальнем Востоке – в Приморье, на Сахалине, на Камчатке. Разрабатываемая модель проекта рассчитана на первый этап – развитие до 2030–2032 гг., второй этап – до 2040 г. В этот период будет сформирована концепция караванной модели судоходства по расписанию с учетом появления восточной группировки ледоколов [7].

Обсуждение

Новая концепция развития СМП: дискуссии о содержании проекта развития Трансарктического транспортного коридора

Можно сказать, что мы живем в век грандиозных планов, а реализацию плана ТТК можно сравнить с временами свершения знаковых проектов в истории России: строительство Транссиба, План ГОЭЛРО, поднятие целинных и залежных земель, полет в космос.

В настоящее время идут дискуссии, высказываются различные мнения по поводу конкретного наполнения содержания концепции развития Трансарктического транспортного коридора. Можно обобщить сказанное, сделать некоторые выводы, оставляя за собой авторское право собственного мнения на будущее развитие ТТК.

- Основную организационную роль должно взять на себя государство. У государства должна быть высока роль в уменьшении рисков: безопасность мореплавания, содержание транспортного коридора, обеспечение гарантий для привлечения инвестиций и т.д. Что касается финансирования ТТК, то ввиду того, что у государства сегодня много других задач, необходимо привлечение частного капитала. Так, например, согласно первоначальному Плану развития СМП до 2035 года, внебюджетные средства составляли большую часть планируемых средств.

- Транспортный коридор затронет развитие значительной части АЗРФ и других регионов России. Согласно концепции развития ТТК развиваться должны не только непосредственно сам СМП, но и все территории, прилегающие и обслуживающие этот проект. К развитию транспортного коридора крайне важно привлечь потенциал всей нашей страны. Развиваться должны и портовое хозяйство, и транспортная инфраструктура, включающая железнодорожный, морской, речной транспорт, находящиеся не только на территории Арктической зоны, но и за ее пределами. Для достижения поставленных объемов перевозки по СМП необходимо создать для предприятий Севера, Сибири и Дальнего Востока выход к портам СМП через создание

сети автодорог, железных дорог, речного сообщения. При этом особое внимание необходимо обратить на строительство железных дорог в районе Урала и Сибири.

- Реализация проекта требует значительных инвестиций. Если смотреть на столь грандиозные проекты в истории России, то хорошим примером служит строительство Транссибирской магистрали, которая во многом была построена на частные инвестиции. В современной России нужно создать такие условия, которые позволили бы привлечь в развитие и эксплуатацию ТТК всех участников, потенциально заинтересованных в развитии этого коридора. Из иностранных инвесторов это, прежде всего, Китай, Индия, страны Африки, Япония. Можно привести пример успешного сотрудничества с Китаем, который давно выражает свою заинтересованность в развитии Арктики, и особенно в развитии Ледового шелкового пути, важнейшей частью которого должен стать СМП. И это не удивительно, поскольку для Китая это самый короткий и безопасный путь в Европу, главного торгового партнера. Кроме этого, для Китая интересны проекты по освоению энергетических ресурсов Арктики и в особенности те, которые находятся в зоне Ледового шелкового пути. К тому же маршрут транспортировки СПГ из России в Китай по СМП уже апробирован. Привлечение иностранных инвестиций будет содействовать превращению данной территории из Арктики – территории раздора в Арктику – территорию диалога, что будет содействовать уменьшению гибридных войн в данном регионе.

- Должны быть соблюдены национальные интересы России. Несмотря на то, что столь грандиозный проект должен приносить стране экономический эффект, тем не менее должны быть соблюдены национальные интересы и трасса должна оставаться под российской юрисдикцией. Это положение логично вытекает из объективной реальности. Весь маршрут СМП проходит в пределах территориальных вод (12 морских миль), исключительной экономической зоны (200 морских миль) или континентального

шельфа Российской Федерации. Магистраль проходит через области, подпадающие под юрисдикцию России, то есть территорию, контролируемую Российской Федерацией. Следовательно, правила использования Северного морского пути определены российским законодательством с учетом международного морского права, что особенно важно в условиях внешнего санкционного давления. Соответственно, управление Северным морским путем является исключительной компетенцией Российской Федерации.

- Создание ТТК будет содействовать дальнейшему развитию специальной экономической зоны (СЭЗ) в Арктике, которая еще не заработала в полную меру. В соответствии с принятием федерального закона «О государственной поддержке предпринимательской деятельности в Арктической зоне Российской Федерации» от 13.07.2020 № 193-ФЗ на территорию всей АЗРФ распространяется действие единого преференциального режима, по сути, Арктическая зона стала крупнейшей специальной экономической зоной в России и в мире. Ранее в Арктической зоне создавались на отдельных территориях особые экономические зоны (ОЭЗ) и территории опережающего социально-экономического развития (ТОР). Однако для комплексного развития АЗРФ этого было недостаточно, отдельные зоны не создавали необходимого импульса для сбалансированного социально-экономического развития всей арктической территории.

- Для решения поставленных задач по развитию арктического ТТК необходима подготовка высококвалифицированных специалистов и не только с высшим и средним специальным образованием, но и рабочих специальностей. Причем целесообразна опережающая подготовка специалистов для реализации арктических проектов.

Заключение

Подводя итог вышеизложенному, необходимо отметить, что сохранение и укрепление позиций

России в Арктическом регионе, развитие СМП является одной из главных стратегических задач, стоящих перед страной. За несколько лет концепция развития СМП трансформировалась от просто СМП до БСМП и далее до ТТК. Это связано и с динамичностью процессов, проходящих в стране и мире, а также во многом это ответ на существующие внешние вызовы. К развитию транспортного коридора крайне важно привлечь потенциал всей нашей страны, потому что это знаковый проект, который без поддержки всей страны вряд ли будет эффективным и вряд ли обеспечит тот необходимый объем перевозок и сыграет важную роль в развитии России.

В настоящее время, в период формирования концепции развития ТТК, важно обсуждение концептуальных положений проекта, учитывающих современные реалии экономического, геополитического, стратегического положения России. Одним из ключевых положений данной концепции является комплексный подход к развитию арктического транспортного коридора. ●

Литература

- Кошкарев М.В., Иванова М.В. Сравнительный анализ экономической эффективности добычи и транспортировки каменного угля по маршрутам Северного морского пути международным потребителям с месторождений полуострова Таймыр // Региональная экономика: теория и практика. 2023. Т. 21. № 9. С. 1606–1626. DOI: 10.24891/re.21.9.1606.
- Ларченко Л.В. Развитие нефтегазового комплекса нефтедобывающих регионов Севера в условиях падения цены на нефть // Инновации. 2015. № 7. С. 95–98. URL: <https://www.elibrary.ru/uho9qx>.
- Митько А.В. Тенденции борьбы за арктический шельф приарктических государств // Neftegaz.RU. 2024. № 7. С. 38–45. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/842655-riski-osvoeniya-prirodnikh-resursov-rossiyskoy-arkitki/>.
- Петербургский международный экономический форум – 2024. Сессия «Северный морской путь: расширяя арктические горизонты». Росконгресс. [Электронный ресурс]. URL: <https://roscongress.org/sessions/spief-2024-delovaya-programma-severnnyy-morskoy-put-rasshiryaya-arkticheskie-gorizonty/discussion/>.
- Скуфьина Т.П., Корчак Е.А., Баранов С.В. Химеры прошлого и навигация по новейшим условиям развития, рискам и возможностям управления российской Арктикой // Арктика и Север. 2021. № 43. С. 45–76. DOI: 10.37482/issn2221-2698.2021.43.45.
- Фадеев А. ПМЭФ-2024: перспективы развития Арктики и Северного морского пути. [Электронный ресурс]. URL: <https://iarex.ru/articles/132877.html>.
- Экономическая модель СМП включает два этапа развития до 2040 года. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.interfax.ru/business/1031751>.

KEYWORDS: *Arctic, Northern Sea Route, Trans-Arctic Transport Corridor, infrastructure projects.*

ОЦЕНКА БЕЗОПАСНОСТИ ПОДВОДНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ с использованием критерия живучести



**Харченко
Юрий
Алексеевич**
действительный член
РАЕН, профессор
кафедры РиЭНГМ,
Российский
государственный
геологоразведочный
университет имени
С. Орджоникидзе
(МГРИ), д.т.н.



**Челов
Александр
Николаевич**
соискатель степени,
Российский
государственный
геологоразведочный
университет имени
С. Орджоникидзе
(МГРИ),
к.т.н.

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДВОДНЫХ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (ППТ). ОТМЕЧЕНО, ЧТО НЕ ВСЕ НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НИХ МОГУТ БЫТЬ ПОЛНОСТЬЮ УЧТЕНЫ ПРИ ИХ ПРОЕКТИРОВАНИИ. ПРЕДЛОЖЕНО: ДЛЯ БОЛЕЕ ПОЛНОЙ ОЦЕНКИ УСЛОВИЙ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ППТ, НАРЯДУ С КРИТЕРИЯМИ НАДЕЖНОСТИ, ИСПОЛЬЗОВАТЬ СВОЙСТВО ЖИВУЧЕСТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ЗАПРОЕКТНЫХ НАГРУЗКАХ. ОПИСАНА МЕТОДИКА ВЕРОЯТНОСТНОГО АНАЛИЗА ЖИВУЧЕСТИ В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОЙ ИНФОРМАЦИИ О ДЕЙСТВУЮЩИХ НАГРУЗКАХ И ВОЗДЕЙСТВИЯХ, ДАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ БАРЬЕРОВ БЕЗОПАСНОСТИ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛАГАЕМОГО ПОДХОДА ПРОДЕМОНСТРИРОВАНА НА ПРИМЕРЕ ОЦЕНКИ БЕЗОПАСНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ КИРИНСКОГО ГКМ

THE ARTICLE DISCUSSES THE FEATURES OF THE OPERATION OF UNDERWATER PRODUCTION PIPELINES (UPPS). IT IS NOTED THAT NOT ALL LOADS AND IMPACTS ON THEM CAN BE FULLY TAKEN INTO ACCOUNT DURING THEIR DESIGN. TO MORE FULLY ASSESS THE CONDITIONS FOR THE SAFE OPERATION OF UPPS, IT IS PROPOSED TO USE THE PROPERTY OF SURVIVABILITY TO EVALUATE THE CONDITION OF THE PIPELINE UNDER ABNORMAL LOADS, IN ADDITION TO THE RELIABILITY CRITERIA. THE ARTICLE DESCRIBES A METHODOLOGY FOR PROBABILISTIC ANALYSIS OF SURVIVABILITY IN CONDITIONS OF LIMITED INFORMATION ABOUT THE EXISTING LOADS AND IMPACTS, AND PROVIDES RECOMMENDATIONS FOR IMPROVING SAFETY BARRIERS. THE EFFECTIVENESS OF THE PROPOSED APPROACH IS DEMONSTRATED USING THE EXAMPLE OF ASSESSING THE SAFETY OF PIPELINES AT THE KIRINSKY GAS CONDENSATE FIELD

Ключевые слова: подводные промысловые трубопроводы, безопасность, надежность, живучесть, риск, барьеры безопасности, метод Монте-Карло, коррозия.

Подводные промысловые трубопроводы (ППТ) являются важным элементом морского нефтегазового промысла, обеспечивая в его пределах сбор и транспортировку продукции скважин. Их протяженность зависит от вида обустройства морского месторождения. При подводном обустройстве общая длина промысловых трубопроводов может достигать более 100 км [1].

От магистральных подводных трубопроводов они отличаются:

- по назначению, обеспечивая транспорт всей продукции скважин до объектов подготовки и отгрузки углеводородов потребителям;
- по технологии транспорта – при многофазном состоянии транспортируемой среды [2];
- по нагрузкам и воздействиям, которые включают такие процессы, как пробкообразование, гидратообразование, АСПО, образование эмульсий, повышенная коррозия, связанная с наличием агрессивных компонентов в потоке (CO_2 , H_2S), и др.

Между тем следует отметить, что часть нагрузок и воздействий для магистральных и промысловых трубопроводов являются практически одинаковыми. К ним следует отнести рабочее давление, а также внешние воздействия – подводные течения, падение предметов, зацепы тралов и якорей и др.

В настоящее время основным свойством подводной трубопроводной системы, определяющим ее эксплуатационную безопасность, является надежность. Данное свойство формулируется как возможность объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, которые

ФАКТЫ

80 %

инцидентов на подводных трубопроводах связаны с факторами, которые не полностью либо вообще не учитываются в проекте (коррозия, внешние механические воздействия, штормы и размывы дна)

характеризуют его способность выполнять требуемые функции в проектных режимах и условиях применения [3].

Для его описания используются такие показатели, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность и др.

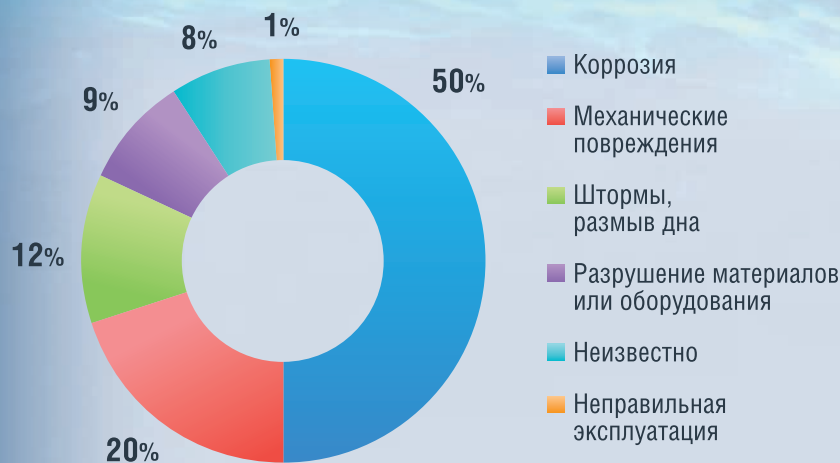
Данные показатели определяются на стадии проекта на основании утвержденных исходных данных и, по сути дела, являются критериями безопасной эксплуатации технического объекта, в нашем случае – ППТ.

Живучесть как свойство подводных промысловых трубопроводов

Однако, как показывает детальный анализ перечисленных выше возможных нагрузок и воздействий на подводный промысловый трубопровод, не все из них могут быть учтены в полной мере, а некоторые, в силу своей неопределенности, не учитываются вообще.

Из внешних нагрузок и воздействий к ним относятся:

РИСУНОК 1. Статистика аварий на подводных трубопроводах



- Случайные события, например, падение различных предметов, зацепы тралов или якорей и др. (в проекте учитываются недостаточно) [1];
- Временные процессы, такие как неустойчивость грунта, воздействие течений (наносы или образование провисов трубопровода из-за вымывания грунта, а также отклонения трубопровода от проектного положения), повышенная коррозионная активность морской воды, биообрастание внешней поверхности и т.д. (в проекте не учитываются);
- Несанкционированные воздействия третьих лиц (террористические акты) (в проекте не учитываются).

Из внутренних нагрузок и воздействий к ним следует отнести:

- Коррозию (возможны запроектные значения ее скорости) [4];
- Фазовые изменения в транспортируемом потоке (пробкообразование, гидратообразование, АСПО и солеотложение на внутренней поверхности трубопровода); (возможны запроектные значения параметров) [5];
- Гидравлические удары, нарушение целостности трубопровода из-за дефектов стенок трубы или сварного шва (в проекте не учитывается);
- Эрозия (в проекте не учитывается).

Отмеченные выше неопределенности при учете фактических нагрузок и воздействий, а также многофакторность реальных процессов, происходящих при движении многофазной продукции скважин в переменных термобарических условиях, не позволяют в рамках теории надежности определить фактический остаточный ресурс трубопровода в различные периоды его эксплуатации. Статистика аварий на подводных трубопроводах показывает, что большинство инцидентов (более 80%) связаны с факторами, которые либо не полностью, либо вообще не учитываются в проекте (коррозия, внешние механические воздействия, шторма и размывы дна) (рис. 1).

В этом случае необходимо использовать такое свойство сложных технических систем, как «живучесть» [6], которое характеризует способность трубопровода противостоять нагрузкам и воздействиям различной природы, параметры которых превосходят проектные значения или не учитываются в проекте, а также способность сохранять и восстанавливать в возможной степени свои функциональные возможности

при каких-либо повреждениях и для его описания используются такие показатели, как:

- Сопrotивляемость повреждениям** – свойство, характеризующее способность трубопровода противостоять повреждающим воздействиям аварий, в максимально возможной степени ограничивая размеры повреждений.
- Восстанавливаемость** – свойство, характеризующее способность трубопровода восстанавливать свои функциональные возможности после их утраты в процессе аварии за время, не приводящее к срыву решаемой задачи.
- Адаптивность к повреждениям** – свойство, характеризующее способность трубопровода решать поставленные функциональные задачи на уровне не ниже минимально допустимого в условиях полученных повреждений.

Таким образом, величина живучести определяет вероятность отказа технической системы в условиях действия запроектных нагрузок [7, 8].

В рамках теории живучести в настоящее время широко используется методология «барьеров безопасности», применение которой позволяет с учетом фактических нагрузок обеспечить необходимый уровень живучести технического объекта [9, 10, 11]. Барьер безопасности можно рассматривать как коэффициент запаса по живучести данного технического объекта.

Учитывая, что как сами запроектные воздействия, так и их результат являются случайными величинами, величина живучести должна определяться в рамках вероятностного анализа:

$$G = \frac{\sum_{i=1}^n P(D_1|H_i)}{\sum_{i=1}^m P(H_i)} \quad (1)$$

где $P(H_i) = P(D_1|H_i) + P(D_0|H_i)$ – вероятность запроектного воздействия H_i ; $P(D_1|H_i)$ – вероятность сохранения рабочего состояния; $P(D_0|H_i)$ – вероятность наступления предельного состояния.

Предельные состояния определяются как состояния, при которых трубопровод перестает удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям.

Предельные состояния для трубопровода подразделяются на две группы.

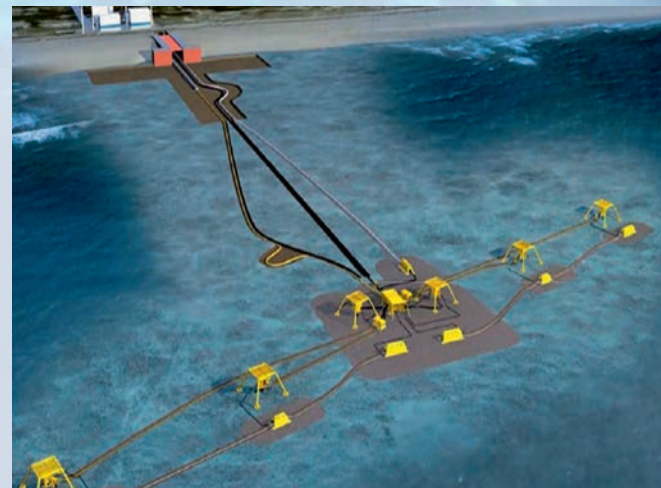
Первая группа включает предельные состояния, которые ведут к полной непригодности к эксплуатации трубопровода. Они характеризуются: разрушениями любого характера (например, пластическим, хрупким, усталостным); сквозной коррозией стенки трубы (толщина стенки трубы $h_{\text{общ.}} = 0$); потерей устойчивости пространственного положения трубопровода, приводящей к полной непригодности к эксплуатации; потерей устойчивости положения опорных оснований трубопроводных конструкций и манифольдов; качественным изменением конфигурации прокладки по дну; другими явлениями, при которых возникает необходимость прекращения эксплуатации.

Вторая группа предельных состояний (по эксплуатационной пригодности) включает предельные состояния, затрудняющие нормальную эксплуатацию трубопровода или уменьшающие его эксплуатационные показатели по сравнению с предусмотренными проектом. Эти предельные состояния можно определить как функциональные предельные состояния. Они характеризуются, например, предельным уровнем колебаний провисающих подводных участков трубопровода; значительным внешним биообрастанием как самого трубопровода, так и его технологических конструкций (манифольдов, опорных оснований и т.д.), во внутренней полости трубопровода – потерей припуска на коррозию ($h_{\text{кор.}} = 0$), развитием процессов гидратообразования, парафиноотложений, эрозии, неравномерным распределением газовой и жидкой фаз по трассе, приводящим к осложнениям в эксплуатации, при которых возникает необходимость временного снижения эксплуатационных показателей (рабочего давления, расхода и др.).

Живучесть подводного промыслового трубопровода в условиях воздействия углекислой коррозии

Проведем на примере влияния внутренней коррозии оценку живучести промысловых подводных трубопроводов. Как было отмечено выше, коррозия является основным фактором аварий

РИСУНОК 2. Подводный добычный комплекс Киринского ГКМ



ФАКТЫ Адаптивность к повреждениям

это свойство, характеризующее возможность трубопровода выполнять заданные функции на уровне не ниже минимально допустимого значения в условиях полученных повреждений

на подводных трубопроводах. При проектировании промысловых трубопроводных систем для месторождений, в составе продукции которых содержатся агрессивные компоненты, такие как CO_2 , толщина стенки трубопровода устанавливается с учетом припуска на коррозию.

Например, для Киринского ГКМ, которое является первым месторождением в РФ с подводным видом обустройства (рис. 2), при содержании в скважинной продукции $\text{CO}_2 = 0,23\%$ моль в проекте припуск на коррозию для трубопроводов-шлейфов был принят 5,3 мм, а для трубопроводов-коллекторов – 4,0 мм. С учетом срока эксплуатации месторождения 30 лет, средняя скорость коррозии должна составлять для трубопроводов-шлейфов – 0,18 мм/год и для трубопроводов-коллекторов – 0,13 мм/год [12].

Как известно [13], скорость углекислой коррозии зависит не только от парциального содержания CO_2 в продукции скважин, но и от температуры потока. В подводных промысловых трубопроводах температура потока меняется в очень широких пределах (от 70 до 4 °C) и зависит от расстояния до устья скважины (рис. 3). На рисунке показан участок трубопроводной системы, на котором происходит изменение температуры потока за счет теплообмена с окружающей средой (морской водой). Общая длина внутрипромысловой системы, включая подводную и сухопутную части, составляет более 40 км.

РИСУНОК 3. Распределение температуры потока по трассе промысловых трубопроводов на Киринском ГКМ



Средняя скорость углекислой v_k коррозии рассчитывалась по уравнению Де-Варда- Миллиамса [13]:

$$v_{кор} = (1 - \frac{\alpha}{100}) \cdot 10^{(5,8 - \frac{1710}{273+t} + 0,671 \cdot \lg(P_{CO_2}))} \quad (2)$$

где $v_{кор}$ – скорость коррозии, мм/год;
 α – эффективность ингибитора коррозии, %;
 t – температура потока, °C;
 P_{CO_2} – парциальное давление CO_2 , атм.

При рассмотрении коррозионной агрессивности среды в промысловых трубопроводах, транспортирующих водо-газоконденсатные потоки в условиях повышенного содержания CO_2 , следует учитывать, что усиленная коррозия может развиваться в нижней части трубы при скоплении влаги (bottom-of-line corrosion, BOL); в верхней части трубы при конденсации влаги (top-of-line corrosion, TOL) или в местах скопления влаги (сварные швы, нижние точки трубопровода по трассе и др.). Это так называемая локальная коррозия, скорость которой может существенно превышать среднюю (проектную). На рисунке 4 показаны результаты коррозионных испытаний по определению общей и локальных скоростей коррозии для основного металла и сварного шва [4], которые показывают значительное превышение локальных скоростей над средней.

Таким образом, интенсивность коррозионных повреждений внутренней поверхности отдельных участков ППТ зависит от:

- местоположения участка трубопровода во внутрипромысловой сети (распределение температуры потока);
- парциального давления CO_2 ;
- количества конденсационной влаги на данном участке, которое зависит от режима течения многофазного потока.

Поэтому фактический остаточный ресурс трубопровода должен определяться не по средней (проектной) скорости коррозии в рамках теории надежности, а с учетом фактических локальных скоростей коррозии, распределение которых носит вероятностный характер. Как было отмечено выше, в этом случае состояние трубопровода необходимо рассматривать в рамках теории живучести с использованием формулы (1).

Для снижения интенсивности коррозионных процессов в проекте предусмотрено применение ингибитора коррозии, эффективность которого должна составлять не менее 85 %. Данное мероприятие, как было отмечено выше, необходимо рассматривать как барьер безопасности.

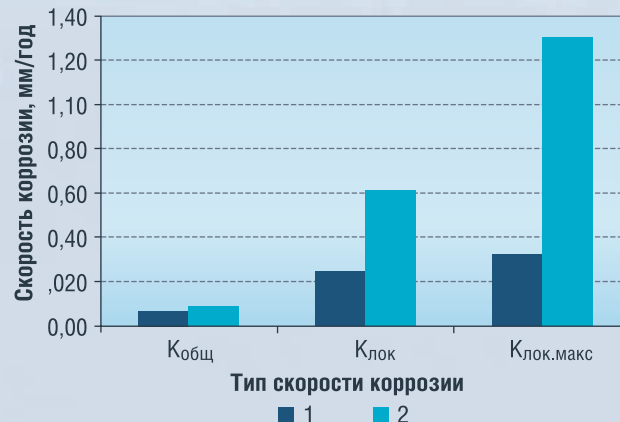
При данной эффективности ингибитора зависимость средней скорости коррозии от температуры, рассчитанная по формуле (2), представлена на рисунке 5.

Как было показано выше, локальная скорость коррозии может существенно отличаться от средней, причем эти отклонения от среднего происходят стохастически. Примем, что изменение скорости коррозии происходит из-за колебаний парциального давления CO_2 и данные отклонения подчиняются нормальному закону:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot e^{-\frac{(x-m)^2}{2 \cdot \sigma^2}} \quad (3)$$

где m – среднее значение парциального давления (ПД);
 σ – среднеквадратичное отклонение (СКО) ПД;
 x – мгновенное значение ПД.

РИСУНОК 4. Результаты коррозионных испытаний по определению общей $K_{общ}$ и локальных скоростей коррозии, рассчитанных по средней $K_{лок}$ и максимальной $K_{лок, макс}$ глубине коррозионных повреждений на стали X65 в CO_2 среде и конденсационной влаге [4]: 1 – основной металл, 2 – сварной шов



ФАКТЫ

Барьер безопасности

можно рассматривать как коэффициент запаса по живучести данного технического объекта

Величина живучести подводного трубопровода может быть рассчитана по формуле (1) с использованием метода Монте-Карло [14] для различных среднеквадратичных отклонений (СКО) ПД $\sigma = 0, 25, 50, 100\%$ от среднего значения m (рис. 6, 7, 8, 9). При этом в качестве критерия безопасности используется второй тип предельного состояния, т.е. изменение припуска на коррозию – $h_{кор}$.

Как видно из рисунков 6–9, живучесть G трубопровода или вероятность наступления предельного состояния второго типа существенно зависят от величины стохастических отклонений парциального давления CO_2 в системе, а также от температуры потока, которая, в свою очередь, зависит от местоположения участка, подверженного коррозии, на трассе (рис. 2, 3).

РИСУНОК 5. Зависимость средней скорости коррозии от температуры

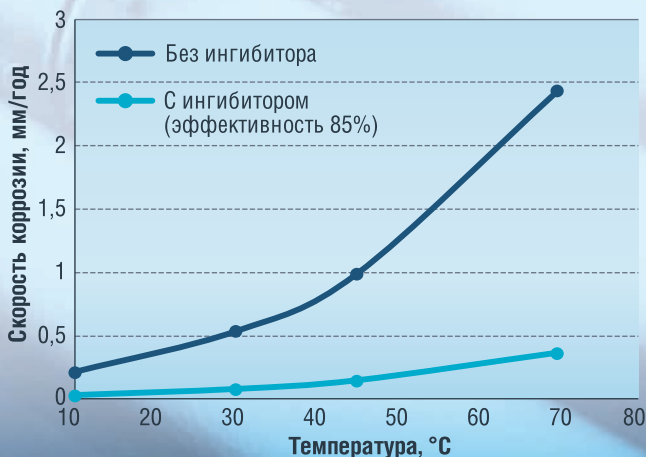


РИСУНОК 6. Зависимость живучести G трубопровода-коллектора от σ (СКО) по годам при температуре $t = 10^\circ C$

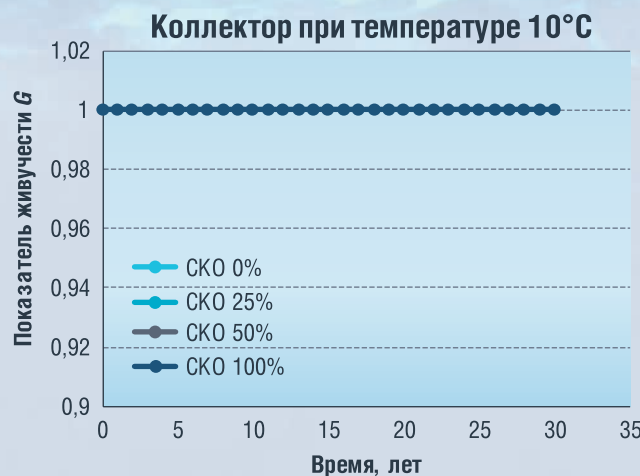
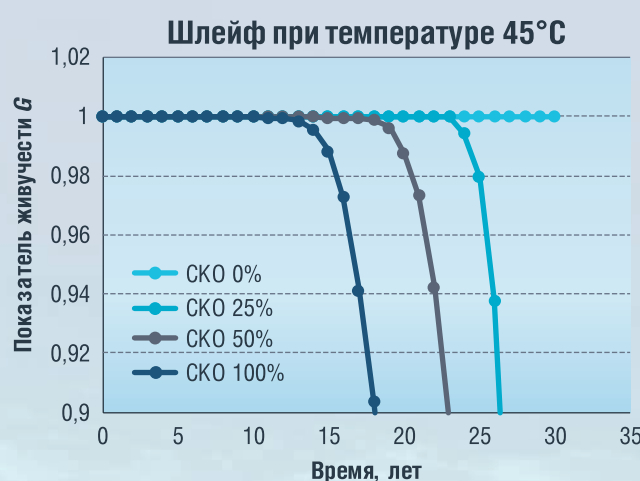


РИСУНОК 8. Зависимость живучести G подводного трубопровода-шлейфа от σ (СКО) по годам при температуре $t = 45^\circ C$



Так, для температуры потока $t \leq 30^\circ C$, что соответствует подводному и сухопутному участкам коллектора (рис. 6, 7), при любых σ (т.е. даже при наличии мест повышенной локальной коррозии) живучесть $G = 1$ сохраняется на протяжении всего периода эксплуатации трубопровода. Это означает, что в течение всего проектного периода эксплуатации (30 лет) коррозионные процессы при проектной величине содержания $CO_2 = 0,23\%$ моль в потоке и использовании ингибитора коррозии с эффективностью не менее 0,85 не оказывают существенного влияния на безопасность трубопровода.

Подводные трубопроводы-шлейфы, расположенные на участке устье скважины – манифольд (рис. 2, 3), работают в области более высоких температур и коррозионные процессы оказывают более существенное влияние на их техническое состояние. Для температуры потока $45^\circ C$, что соответствует участку шлейфа на расстоянии 2,5 км от устья скважины, при отсутствии мест повышенной коррозии $\sigma = 0$, живучесть трубопровода-шлейфа $G = 1$ сохраняется на протяжении всего периода его эксплуатации. Наличие мест повышенной локальной коррозии $\sigma > 0$ ускоряет наступление предельного

РИСУНОК 7. Зависимость живучести G трубопровода-коллектора от σ (СКО) по годам при температуре $t = 30^\circ C$

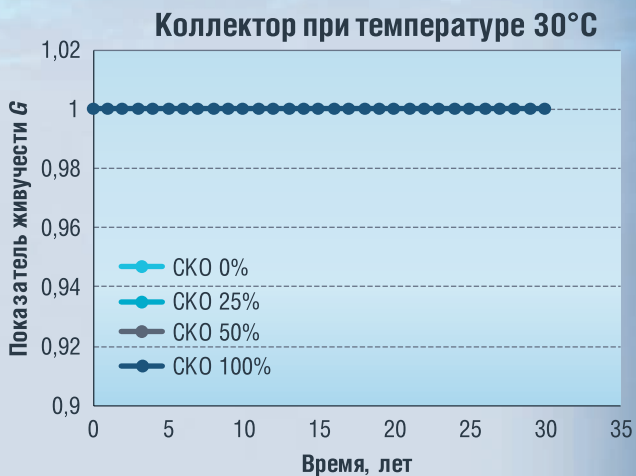
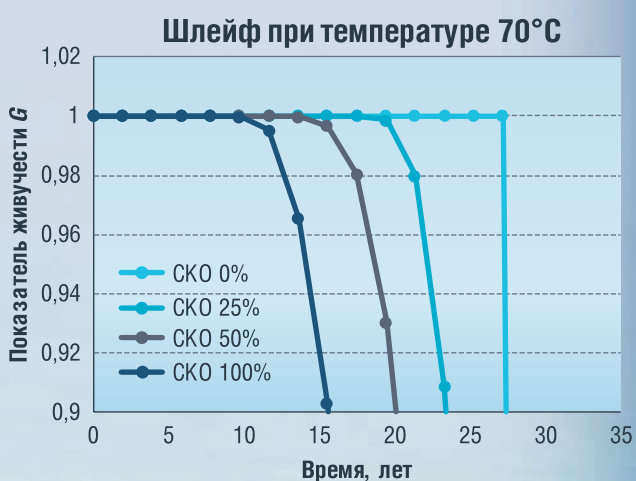


РИСУНОК 9. Зависимость живучести G подводного трубопровода-шлейфа от σ (СКО) по годам при температуре $t = 70^\circ C$



ФАКТЫ

Трубопроводы-шлейфы

подвержены интенсивному воздействию коррозионных процессов

состояния второго типа (рис. 8 кривые $\sigma(СКО) = 25, 50, 100\%$ от m (среднего значения ПД)). Это свидетельствует об интенсивных коррозионных процессах и фактической потере припуска на коррозию, т.е. достижению предельного состояния второго типа после 15 года эксплуатации для участков трубопровода, где мгновенная скорость коррозии может в два раза превышать ее среднее значение. Как отмечается в работе [4] (рис. 4), такие явления могут наблюдаться в местах повышенного скопления влаги, например, в нижних точках трассы трубопровода-шлейфа. Наиболее тревожная ситуация может развиваться на начальных участках трубопроводов шлейфов, где температура потока составляет $70^\circ C$ (рис. 9). В этом случае наступление предельного состояния второго типа (потеря припуска

на коррозию) произойдет при средней скорости коррозии уже на 14-й год эксплуатации трубопровода. При наличии мест повышенной коррозии $\sigma = 100\%$ живучесть трубопровода $G = 0,9$ наступает на 8-й год эксплуатации, а при $\sigma = 25\%$ на 12-й год. Согласно формуле (1) значение 0,9 означает, что наступление предельного состояния может произойти один раз из 10 случаев развития повышенной локальной коррозии. Для выявления таких опасных мест и предотвращения дальнейшего развития коррозионных процессов необходимо провести внутритрубную диагностику и определить фактическое состояние стенок трубопроводов-шлейфов, а также уточнить выбор ингибитора коррозии с более высокой эффективностью.

Заключение

Эксплуатация подводных промысловых трубопроводов осуществляется в условиях значительной неопределенности по величине и частоте внешних и внутренних нагрузок.

Для оценки уровня их безопасной эксплуатации в условиях возможных запроектных нагрузок и воздействий необходимо, наряду с применением критериев надежности, привлекать теорию живучести.

Учитывая, что как сами запроектные воздействия, так и их результат являются случайными величинами, величина живучести должна определяться в рамках вероятностного анализа.

В качестве критериев оценки живучести, т.е. фактического состояния трубопровода, предложено использовать методологию предельных состояний с выделением для трубопровода двух их типов: первый тип – конструктивное предельное состояние и второй – функциональное предельное состояние.

Проведены расчеты живучести подводного промыслового трубопровода Кириного ГKM в условиях возможного запроектного воздействия углекислой коррозии для:

- Отдельных участков трубопровода вдоль трассы устье скважины – БTK.
- Различных значений величины локальной углекислой коррозии.

Показано, что трубопровод-коллектор не подвержен интенсивному воздействию коррозионных процессов и необходимость внутритрубного обследования его внутреннего состояния из-за коррозионных процессов отсутствует.

Трубопроводы-шлейфы, наоборот, подвержены интенсивному воздействию коррозионных процессов. Даже при отсутствии высокой (запроектной) локальной коррозии, живучесть трубопровода-шлейфа на начальных участках трассы после 14-го года эксплуатации стремится к нулю, что свидетельствует о наступлении предельного состояния второго типа, т.е. потери в стенке трубы припуска на коррозию, которая по проекту должна сохраняться до 30-го года эксплуатации. В связи с этим необходимо в ближайшее время организовать проведение внутритрубной диагностики состояния стенок трубопроводов и при подтверждении значительных потерь металла разработать мероприятия по обеспечению безаварийной эксплуатации этих трубопроводов на перспективу.

ФАКТЫ

Трубопровод-коллектор

не подвержен интенсивному воздействию коррозионных процессов, поэтому необходимость обследования его внутреннего состояния из-за коррозионных процессов отсутствует

Таким образом, использование критерия «живучесть» для подводных промысловых трубопроводов позволяет более точно оценить их текущее состояние в условиях неполноты информации о реальных нагрузках и оптимизировать периодичность и объем диагностических работ на подводных участках промысловой трубопроводной системы. ●

Литература

1. Никитин Б.А., Харченко Ю.А., Оганов А.С., Богатырева Е.В. Освоение нефтегазовых месторождений континентального шельфа – М.: изд. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2018, 330 с.
2. Сторожева А.С., Сторожева М.С. Надежность и риски подводного многофазного трубопровода // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2021. – № 11. – С. 76–82.
3. ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения.
4. Кантюков Р.Р., Залевалов Д.Н., Вагатов Р.К. Анализ применения и воздействия углекислотных сред на коррозионное состояние нефтегазовых объектов // Записки Горного Института. – 2021. – № 4 (т. 250). – С. 578–587.
5. Харченко Ю.А., Гриценко А.И. Гидродинамика газожидкостных смесей в скважинах и трубопроводах и ее применение при освоении месторождений континентального шельфа. – М.: изд. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2016, 301 с.
6. Черкесов Г.Н. Методы и модели оценки живучести сложных технических систем – М.: Знание, 1987, 116 с.
7. Barone G., Frangopol D.M. Reliability, risk and lifetime distribution as performance indicators for life-cycle maintenance of deteriorating structures // Reliability Engineering & Systems Safety. – 2014. – v.123. – P. 21–37.
8. Straub D., Der Kiureghian A. Reliability Acceptance Criteria for Deteriorating Elements of Structural Systems // J. of Structural Engineering, Trans. ASCE. – 2011. – 137(12). – P. 1573–1582.
9. Жуков И.С. Барьеры безопасности: понятие, классификация, концепции // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – № 5. – С. 49–56.
10. Харченко Ю.А., Чехлов А.Н. Морские трубопроводы на шельфе Арктики: идентификация опасностей и барьеры безопасности // Деловой журнал Neftegaz.RU. – 2022. – № 1 (121). – С. 42–49.
11. Sklet S. Safety Barriers on Oil and Gas Platforms. Means to Prevent Hydrocarbon Releases. Doctoral thesis for the degree of doktor ingeniiring. Trondheim: Norwegian University of Science and Technology, 2005.
12. Тимошкин С.Ю. Особенности системы сбора скважинной продукции Кириного ГKM. Проблемные вопросы, связанные с коррозионной защитой. Отраслевое совещание – Нижний Новгород, 2018.
13. Горпинченко А.Н., Мельникова А.А. Расчет скорости углекислотной коррозии внутрискважинного оборудования по различным методикам // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2024. – № 1. – С. 133–146.
14. Ермаков С.М. Метод Монте-Карло в вычислительной математике. – С.-Петербург, изд. Лань-Пресс, 2024, 192 с.

KEYWORDS: Subsea production pipelines, safety, reliability, survivability, risk, safety barriers, Monte-Carlo method, corrosion.

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Россия стала добывать больше угля, но сократила его экспорт

За 10 месяцев 2015 года Россия увеличила добычу угля на 4,8%. Объем добытого угля составил 302 млн тонн. А экспорт, к сожалению, упал на 1,3% и составил 126,16 млн тонн. Страны ближнего зарубежья стали закупать на 25% меньше. Дальняя граница увеличила закупки только на 1,2%. Внутреннее потребление выросло на 2,9%, до 138,7 млн тонн.



• Комментарий Neftegaz.RU

За девять месяцев 2025 года в России было добыто 321,8 млн тонн угля, что на 0,9% меньше, чем за аналогичный период 2024 года, добыча в Кузбассе в первом полугодии 2025 года упала на 6,3%. Экспорт вырос на 5,5%, до 157 млн тонн. По итогам 2025 г. показатель ожидается на уровне 204–205 млн т. Основной рост поставок пришелся на Китай, Индию, Южную Корею и Вьетнам, где уголь остается одним из ключевых видов топлива. При этом профицит портовых угольных мощностей в России оценивается в 196 млн тонн в год, мощности портов, имеющие железнодорожные подходы, остаются загруженными менее чем на 45%. Внутреннее потребление угля в России долгое время сохраняется на уровне 177–180 млн тонн в год. Крупнейшими потребителями являются электро- и энергостанции, металлургическая промышленность, жилищно-коммунальные хозяйства.



11 ноября 2015 года Украина может отказаться от импорта электроэнергии из России

9 ноября 2015 года глава минэнергоугля Украины В. Демчишин сообщил, что Украина перестанет получать электроэнергию из России, обосновывая это тем, что у Украины много мощностей, которые не используются. В августе 2015 года Украина импортировала из России электроэнергии на 6,487 млн долл.

• Комментарий Neftegaz.RU

Импорт электроэнергии из России Верховная рада запретила только в декабре 2019 года. В конце ноября принадлежащие украинской компании ДТЭК теплоэлектростанции Бурштынская и Приднестровская остановили работу, требуя прекратить импорт электроэнергии. Как заявили



руководители энергетических компаний, возобновление импорта электроэнергии привело к нерентабельности работы ТЭС. С призывом к власти прекратить импорт электроэнергии выступила также Федерация работодателей

топливно-энергетического комплекса Украины. С 2022 года Украину обеспечивают электроэнергией Венгрия, Словакия, Болгария и Румыния. За последние полгода импорт вырос на 40%.

В 2015 году Китай стал крупнейшим торговым партнером США

Отодвинув Канаду на второе место, Китай в 2015 году становится крупнейшим американским торговым партнером. Причиной этого стало падение стоимости нефти. В сентябре 2015 года объем торговли между США и Китаем достиг 441,6 млрд долл., превысив объем торговли с Канадой, который составил 438,1 млрд долл.

• Комментарий Neftegaz.RU

Во втором квартале 2025 года импорт из Китая в США упал до 64,8 млрд долл., что стало самым низким показателем за последние девятнадцать лет с первого квартала 2006 года. Импорт из Китая сократился на 36%, экспорт из США – на 29%, при этом общий объем двусторонней торговли упал на 34%. Однако прошедшая недавно встреча лидеров двух стран положила начало обратной тенденции. США на год приостанавливают действие экспортных ограничений и снижают пошлины на китайские товары, а Китай отложил введение экспортного регулирования редкоземельных металлов. И если верить неофициальным высказываниям американского президента, стороны намерены развивать сотрудничество в энергетике. ●

ИССЛЕДОВАНИЕ ФОРМ И ЧАСТОТ СВОБОДНЫХ КОЛЕБАНИЙ

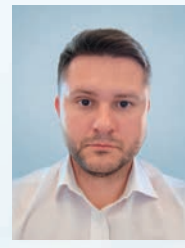
участков надземных трубопроводов



**Голосов
Сергей Михайлович**
инженер II категории,
управление по обустройству
месторождений,
технологический отдел,
Тюменский индустриальный
университет,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»



**Новоселова
Оксана Сергеевна**
руководитель группы
технологического отдела,
управление по обустройству
месторождений,
технологический отдел,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»



**Черенцов
Дмитрий Андреевич**
доцент кафедры «Транспорт
углеводородных ресурсов»,
ООО «Тюменский нефтяной
научный центр», к.т.н.



**Пирогов
Сергей Петрович**
профессор кафедры
«Прикладная механика»,
профессор, д.т.н., Тюменский
индустриальный университет

НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМ СПОСОБОМ СТРОИТЕЛЬСТВА ТРУБОПРОВОДОВ НА ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЕ ЯВЛЯЕТСЯ НАДЗЕМНАЯ ПРОКЛАДКА НА ОПОРАХ. ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ВЕЛИЧИНЫ ПРОЛЕТА МЕЖДУ ОПОРАМИ НЕОБХОДИМО ЗНАТЬ СОБСТВЕННЫЕ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ. С ПОМОЩЬЮ КОМПЬЮТЕРНОГО ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРОИЗВЕДЕН МОДАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ УЧАСТКОВ НАДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ. ПРОИЗВЕДЕНА ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ И ОЦЕНЕНО ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ

THE MOST COMMON METHOD OF PIPELINE CONSTRUCTION ON PERMAFROST IS ABOVE-GROUND LAYING ON SUPPORTS. WHEN DETERMINING THE SPAN BETWEEN SUPPORTS, IT IS NECESSARY TO KNOW THE NATURAL FREQUENCIES OF OSCILLATIONS. USING COMPUTER NUMERICAL MODELING BY THE FINITE ELEMENT METHOD, A MODAL ANALYSIS OF SECTIONS OF ABOVE-GROUND PIPELINES WAS PERFORMED. THE STABILITY OF THE MODELING RESULTS WAS ASSESSED AND THE INFLUENCE OF THE PARAMETERS OF THE PUMPED LIQUID WAS ESTIMATED

Ключевые слова: частоты свободных колебаний, собственные частоты, надземный трубопровод, модальный анализ, МКЭ, сравнение результатов.

Важной задачей при проектировании надземных трубопроводов является определение расстояния между опорами трубопровода, причем при оценке ветрового резонанса необходимо знать собственные частоты колебаний пролета.

Исследованию колебаний трубопроводов всегда уделялось большое внимание, в работах [1–19] для этого использовались, в основном, аналитические методы.

В работе [1] авторами предложена математическая модель на основе стержневой теории для определения собственных частот с учетом перекачиваемой жидкости в однофазном и многофазном состоянии, а также с учетом предварительного напряженного состояния.

Распределение давления вдоль трубопровода зависит от режима течения жидкости (в том числе от скорости потока) и может быть получено как для однофазных, так и для многофазных жидкостей в результате гидравлического расчета. На участках трубопроводов небольшой длины возможно пренебрежение изменением внутреннего давления, поэтому задача сводится к определению собственных частот участка трубопровода с дополнительной массой от перекачиваемой жидкости при воздействии постоянного внутреннего давления.

Для оценки достоверности результатов разработанной модели произведено сравнение с результатами модального анализа, полученного с помощью компьютерного численного моделирования методом конечных элементов (МКЭ).

Исследование

Достоверность результатов моделирования численными методами зависит от качества разбиения исследуемого объекта на сетку. Для определения рекомендуемых характеристик сеточной модели исследовались размеры сеточного элемента, на примере участка трубопровода с параметрами: внешний диаметр – 114 мм, толщина стенки – 7 мм, длина пролета – 4,9 м, без учета внутреннего давления, с закреплением на границах по типу жесткой заделки.

На рисунке 1 представлены значения первой собственной частоты при использовании различных размеров элементов сетки.

ФАКТЫ

0,2 %

составляет отклонение
для различных участков
трубопроводов

Сравнение низшей собственной частоты при изменении размеров сеточной модели показали, что при размерах элементов, не превышающих толщины стенки рассматриваемого трубопровода и равномерного распределения элементов вдоль поперечного сечения это значение является постоянной величиной. Для дальнейших исследований был принят размер элемента – 7 мм.

Для проведения модального анализа с учетом дополнительных нагрузок предварительно рассчитывалось напряженно-деформируемое состояние объекта и после этого проводился модальный анализ. Так для учета параметров перекачиваемой жидкости (дополнительной массы и внутреннего давления жидкости) сначала производится расчет напряженно-деформируемого состояния и перемещений трубопровода, затем полученные результаты используются для определения собственных частот. Расчетная схема представлена на рис. 2.

РИСУНОК 1. Результаты оценки первой свободной частоты



Результаты

На основе численного решения с помощью МКЭ производилось сравнение собственных частот с частотами, полученными с помощью ранее разработанной математической модели на основе стержневой теории.

В таблице 1 представлены результаты сравнения частот для различных типоразмеров трубопроводов без учета перекачиваемой жидкости (без учета дополнительной массы и внутреннего давления).

Результаты сравнения собственных частот без учета перекачиваемой жидкости показали хорошую сходимость, отклонение для различных участков трубопроводов составляет порядка 0,2%.

Перекачиваемая жидкость учитывается за счет учета внутреннего давления и дополнительной массы при перекачке воды в однофазном состоянии (плотность – 1000 кг/м³), что ведет к изменению напряженно-деформируемого состояния относительно варианта без дополнительной нагрузки. На рис. 3 представлено напряженно-деформируемое состояние участка трубопровода 114×7 с длиной пролета – 4,9 м, заполненного водой и внутренним давлением 25 кгс/см².

В таблице 2 представлены результаты сравнения частот труб с учетом перекачиваемой жидкости, с полученными в работе [1] для участка трубопровода с параметрами: диаметр – 114 мм, толщина стенки – 7 мм, длина пролета – 4,9 м.

При наличии перекачиваемой жидкости собственные частоты снижаются, при этом наибольшее влияние оказывает дополнительная масса жидкости.

Максимально допустимое внутреннее давление, которое может быть в трубопроводе, приводит к снижению первой собственной частоты на 0,6% по сравнению с вариантом, где учитывается только присоединенная масса.

Кроме определения частот, с помощью численного моделирования на основе МКЭ возможно определить форму колебаний соответствующей моде колебаний. Формы колебаний представляют собой относительные амплитуды перемещений трубопровода, по которым возможно определить характер движения, осуществляемого системой на данной частоте колебаний. На рисунке 4 представлены собственные формы колебаний трех первых частот.

При возникновении резонансных условий на конкретной форме колебаний, соответствующей собственной частоте, возможно применение

РИСУНОК 2. Расчет собственных частот с учетом дополнительных нагрузок

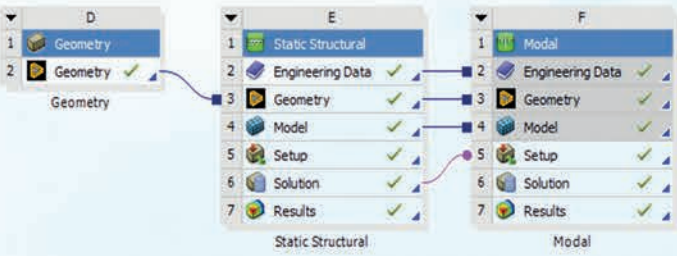
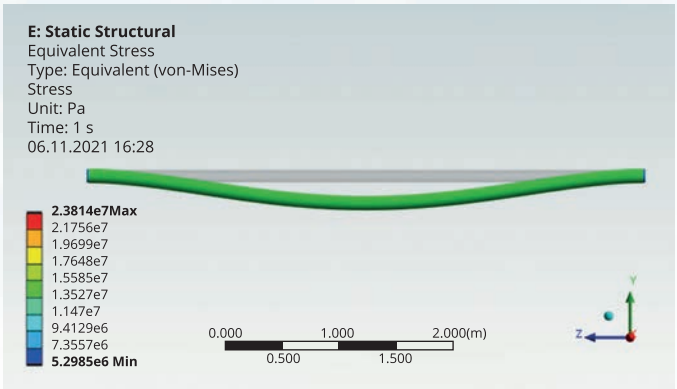


ТАБЛИЦА 1. Сравнение собственных частот для трубопровода без учета перекачиваемой жидкости

Характеристики трубопроводов	Результаты МКЭ	Результаты модели (1)	Отклонение, %
Диаметр – 114 мм, толщина стенки – 7 мм, длина пролета – 4,9 м	28,196	28,139	0,20
Диаметр – 219 мм, толщина стенки – 7 мм, длина пролета – 9,9 м	13,662	13,636	0,19
Диаметр – 426 мм, толщина стенки – 10 мм, длина пролета – 17,7 м	8,361	8,369	0,10

РИСУНОК 3. Напряженно-деформируемое состояние участка трубопровода с учетом перекачиваемой жидкости

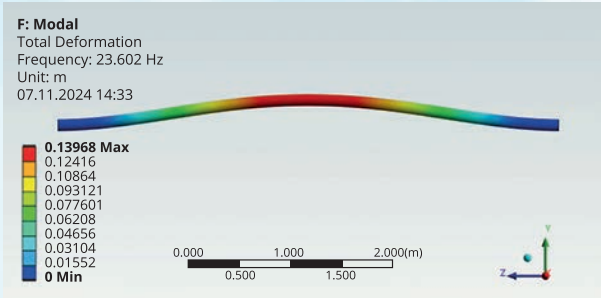


дополнительных закреплений или опор для снижения максимальных перемещений или применение других методов снижения негативных последствий, вызванных вынужденными колебаниями.

ТАБЛИЦА 2. Сравнение собственных частот для трубопровода с учетом перекачиваемой жидкости

Характеристики трубопроводов	Результаты МКЭ	Результаты модели [1]	Отклонение, %
Учитывается только дополнительная масса, без внутреннего давления	23,618	23,571	0,20
Внутреннее давление избыточное – 5 кгс/см²	23,602	23,560	0,18
Внутреннее давление избыточное – 25 кгс/см²	23,536	23,513	0,10
Внутреннее давление избыточное – 40 кгс/см²	23,486	23,479	0,03

РИСУНОК 4. Собственные формы колебаний



а) Собственная форма колебаний, соответствующая первой моде

Выводы

При проведении модального анализа с помощью МКЭ была проведена оценка влияния методов построения и размеров сеточных элементов для получения устойчивого решения.

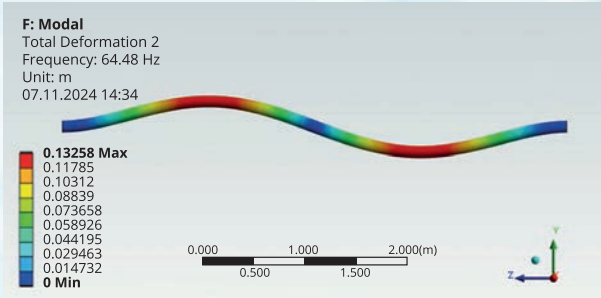
Проведено сравнение результатов моделирования с помощью МКЭ и результатов, полученных с помощью модели, полученной в [1] как без учета, так и с учетом перекачиваемой жидкости. Результаты сравнения собственных частот показали хорошую сходимость, отклонения во всех случаях не превышали 0,2%, что подтверждает достоверность результатов, теоретических расчетов.

Для оценки возможных методов снижения негативных последствий, вызванных вынужденными колебаниями, определены собственные формы колебаний, соответствующие собственным частотам. ●

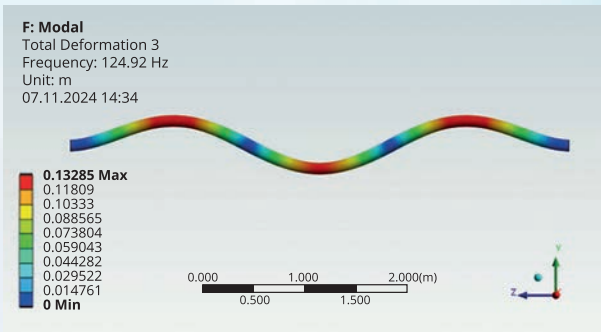
Авторы выражают признательность за поддержку Национальному проекту «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации, (грант № FEWN- 2024-0005).

Литература

- Черенцов Д.А. Определение частот свободных колебаний надземных участков трубопроводов, транспортирующих несжимаемую жидкость / С.П.Пирогов, Д.А.Черенцов Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2023. № 3 (159). С. 84–94. – Текст: непосредственный.
- Брилл Дж.П. Многофазный поток в скважинах / Дж. П. Брилл, Х. Мукарджи. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 стр.
- Программное обеспечение. Инженерные расчеты и автоматизация проектирования. Старт-Проф. URL: <https://www.truboprovod.ru/software/start> (дата обращения: 01.01.2024).
- СА 03-003-07. Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов: нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр: дата введения 2006-11-27 / Российская ассоциация экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности. – Изд. официальное. – Москва: Стандартинформ, 2007. – 72 с. – Текст: непосредственный.
- Феодосьев В.И. О колебаниях и устойчивости трубы при протекании через нее жидкости / В.И. Феодосьев. - Инж. Сборник. – 1952. – Т. 10 – С. 169–170. – Текст: непосредственный.
- Ефимов А.А. Свободные колебания подводных нефтепроводов / А.А. Ефимов. – Известия вузов. Нефть и газа. – 2008. – № 1. – С. 49–56. – Текст : непосредственный.
- Ильин В.П. Исследование свободных колебания кривой трубы с потоком жидкости / В.П. Ильин, В.Г. Соколов. – Изд. Сарат. ГТУ, «Успехи строительной механики и теории сооружений» Сб. трудов СГТУ и РААСН. – 2010. – С. 88–93. – Текст: непосредственный.
- Соколов В.Г. Уравнения движения криволинейного участка трубопровода с потоком жидкости / В.Г. Соколов, А.В. Березнев. – Изв.вузов. Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 76–80. – Текст: непосредственный.
- Соколов В.Г. Решение задачи о свободных колебаниях криволинейных участков трубопроводов с протекающей жидкостью / В.Г. Соколов, А.В. Березнев. – Изв. Вузов. Нефть и газ. – 2005. – № 1. – С. 80–84. – Текст: непосредственный.
- Зарипов Д.М. Нелинейные колебания трубопровода под действием внутреннего ударного давления жидкости / Д.М. Зарипов. – Труды Института механики Уфимского научного центра РАН. Вып. 11. Уфа: Гилем. 2016. С. 136–140. – Текст: непосредственный.
- Миронов М. А. Вынужденные колебания трубы с потоком жидкости / М.А. Миронов, П. А. Пятаков, А. А. Андреев. – Акустический журнал. 2010. Т. 56. № 5. С. 684–692. – Текст: непосредственный.



б) Собственная форма колебаний, соответствующая второй моде



в) Собственная форма колебаний, соответствующая третьей моде

ФАКТЫ
На основе
МКЭ

с помощью численного моделирования возможно определить форму колебаний, соответствующую моде колебаний

Формы
колебаний

представляют собой относительные амплитуды перемещений трубопровода, по которым возможно определить характер движения, осуществляемого системой на данной частоте колебаний

- Шакирьянов М. М. Пространственные хаотические колебания трубопровода в сплошной среде под действием переменного внутреннего давления / М. М. Шакирьянов. – Известия Уфимского научного центра РАН. 2016. № 4. С. 35–47. – Текст: непосредственный.
- Ганиев Р. Ф. Пространственные неперiodические колебания трубопровода под действием переменного внутреннего давления / Р.Ф. Ганиев, М.А. Ильгамов, А.Г. Хакимов, М.М. Шакирьянов. – Проблемы машиностроения и надежности машин. 2017. № 2. С. 3–12. – Текст: непосредственный.
- Черенцов Д.А. Математическая модель манометрической пружины в вязкой среде / Д.А. Черенцов, С.П. Пирогов, С.М.Дорофеев. Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2014. № 7. С. 234–241. – Текст: непосредственный.
- Чуба А.Ю. Определение собственных частот колебаний изогнутых труб некругового поперечного сечения / А.Ю Чуба., Н.И Смолин, С.П.Пирогов. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2007. № 1 (61). С. 77–82. – Текст: непосредственный.
- Pirogov S.P. Simulation of the stress-strain state of the working body of the system for the development of the pipeline trench / S.P. Pirogov, D.A. Cherentsov, K.S. Voronin, A.U. Yakupov IOP Conference series: Materials science and engineering. 2020 – 012011 p.
- Pirogov S.P. Simulation of forced oscillations of pressure monitoring devices / S.P. Pirigov, D.A. Cherentsov, A.Y. Chuba, N.N. Ustinov International journal of engineering trends and technology. 2022. – 32–32 p.
- Pirogov S.P. Simulation of a tubular cultivator rack of tillage machines under static and dynamic loads / S.P. Pirigov, D.A. Cherentsov, N.N. Ustinov, A.S. Martynenko 2023 – 06001 p.
- Pirogov S.P. Scientific research using the application software package MATLAB / Pirogov S.P., Cherentsov D.A. Periodico Tche Quimica. 2018. Т. 15. № 30. С. 556–562.
- Пирогов С.П. Колебания манометрических трубчатых пружин. / С.П.Пирогов, Д.А.Черенцов, А.Ю. Чуба, 2015 -95 с. – Текст: непосредственный.

KEYWORDS: free vibration frequencies, natural frequencies, overhead pipeline, modal analysis, FEM, comparison of results.

БЕЗОПАСНЫЕ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ЛИТИЙ-ТИОНИЛХЛОРИДНЫЕ СКВАЖИННЫЕ АККУМУЛЯТОРЫ

СОВРЕМЕННЫЕ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ СКВАЖИНЫ ВСЕ ЧАЩЕ БУРЯТСЯ В ПЛАСТАХ С ВЫСОКОЙ ТЕМПЕРАТУРОЙ И ДАВЛЕНИЕМ, ИЗ-ЗА ЧЕГО ОБОРУДОВАНИЕ РАБОТАЕТ НА ПРЕДЕЛЕ СВОИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ. ПРИ ЭТОМ, ПРИБОРЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЙ И СБОРА ДАННЫХ ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ И КАРОТАЖА ДОЛЖНЫ СОХРАНЯТЬ ТОЧНОСТЬ И СТАБИЛЬНОСТЬ ПРИ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ И ДАВЛЕНИИ, УДАРНЫХ НАГРУЗКАХ И ВИБРАЦИИ. В ТАКИХ УСЛОВИЯХ ПЕРЕБОИ С ЭЛЕКТРОПИТАНИЕМ НЕДОПУСТИМЫ, ВЕДЬ ОНИ МОГУТ ПРИВЕСТИ К ДОРОГОСТОЯЩЕМУ ПРОСТОЮ ОБОРУДОВАНИЯ. ПОЭТОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОГО БЕСПЕРЕБОЙНОГО ЭЛЕКТРОПИТАНИЯ ОСТАЕТСЯ ОДНОЙ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ ЗАДАЧ

MODERN OIL AND GAS WELLS ARE INCREASINGLY BEING DRILLED IN FORMATIONS WITH HIGH TEMPERATURES AND PRESSURES, PUSHING EQUIPMENT TO ITS LIMITS. INSTRUMENTS USED FOR MEASURING AND COLLECTING DATA DURING DRILLING AND LOGGING MUST MAINTAIN ACCURACY AND STABILITY UNDER EXTREME TEMPERATURES AND PRESSURES, SHOCK LOADS, AND VIBRATION. UNDER SUCH CONDITIONS, POWER OUTAGES ARE UNACCEPTABLE, AS THEY CAN LEAD TO COSTLY EQUIPMENT DOWNTIME. THEREFORE, ENSURING A SAFE, UNINTERRUPTIBLE POWER SUPPLY REMAINS A CRITICAL PRIORITY

Ключевые слова: аккумуляторы, добыча, бурение скважины, аномально высокое пластовое давление, энергообеспечение, эффективное производство.

Компания Akku Tronics, имея более чем 30-летний опыт в области исследования литиевых аккумуляторов, занимается разработкой и производством высокотемпературных литий-тионилхлоридных (Li-SOCl₂) аккумуляторов. С 2022 года дистрибьютором Akkutronics является ООО Cells Trade – поставщик высококачественных элементов питания для нефтегазовой отрасли, основным приоритетом которого является стратегия обеспечения безопасности аккумуляторов в течение многих лет эксплуатации.

Безопасные и надежные литиевые аккумуляторы компании Akku Tronics обеспечивают высокую производительность оборудования, задействованного в критически важных скважинных процессах на месторождениях, где добыча ведется в самых суровых условиях.

Кроме того, что аккумуляторы Akku Tronics прошли испытания и

сертифицированы для применения в скважинах они имеют ряд преимуществ, среди которых интегрированная защитная плата, впечатляющие результаты испытаний на вибрацию, удары, короткое замыкание и на сильный удар.

Результаты показывают, что даже при длительном воздействии самых сложных условий аккумулятор способен сохранить стабильную выходную мощность и структурную целостность с минимальным вздутием или выделением газа.

Опыт эксплуатации

С 2022 года ООО Cells Trade поставила на российский рынок около 350 000 высокотемпературных аккумуляторов Akku Tronics, большинство из которых используется в приборах телеметрии во время бурения (MWD) и каротажа во время бурения (LWD).

Интегрированная защитная плата

Каждый аккумулятор DD-HR-150 оснащен печатной платой с предохранителем и диодом для предотвращения короткого замыкания и глубокого разряда.



Испытание на короткое замыкание



Настройки испытания на короткое замыкание



Ток короткого замыкания

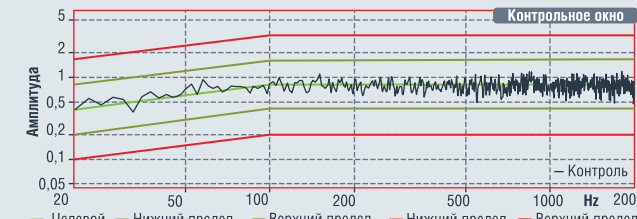


Температура короткого замыкания

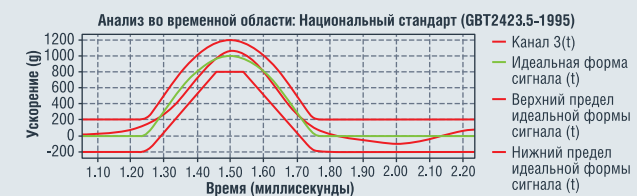
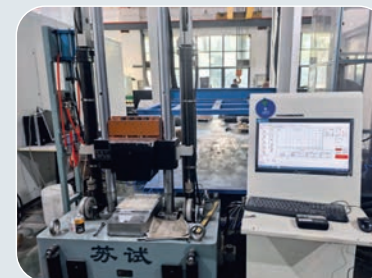


После короткого замыкания: нет деформации, нет утечки, нет взрыва

Испытания на вибрацию и удары



Статус канала	№	Канал	Тип	Ед. изм.	Макс. зн.	Мин. зн.	Пик. зн.	Сред. зн.	Эффект. зн.
1	Входной сигнал	1	Контроль	g	137.3846	-165.7127	165.7127	-0.0634	40.0983

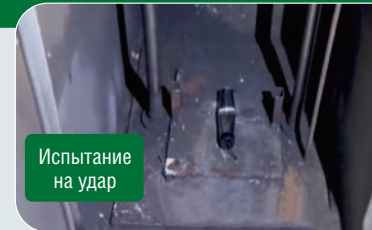


Название сигнала	Измерение ускорения (g)	Длительность импульса (мс)	Изменение скорости (м/с)
Значение	Погрешность, %	Значение	Погрешность, %
Идеальный сигнал (t)	1000.00	0.50	3.12
Канал 3(t)	1064.80	6.48	0.54
		8.00	3.18
			1.92

Для осей XYZ случайная вибрация 40 G (среднеквадратичное значение). 2 часа для каждой оси при температуре 125 °C. Разряд при вибрации – 500 мА

Полусинусоидальная вибрация 1000 G, длительностью 0,5 мс. Положительное направление осей X/Y/Z, 10 раз при комнатной температуре

Испытание на сильный удар



Испытание на удар

Сильный удар при 9/1 ± 0,46 кг с высоты 610 ± 25 мм



Тест обратного клапана масла после удара

После испытания не наблюдалось разрушений, утечек или возгорания

Компания заявляет: «Российский рынок непросто в плане эксплуатации продукции. Существует множество нефтяных установок с высоким показателем вибрации (35G и выше). Такие установки бросают

вызов для большинства производимых аккумуляторов. Однако аккумуляторы Akku Tronics работают очень хорошо и обладают действительно высокой надежностью в таких экстремальных условиях».

Перспективы развития

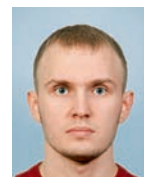
Поскольку буровые работы продолжают осуществляться в более сложных и суровых температурных условиях, спрос на скважинные источники питания растет. Высокотемпературные литий-тионилхлоридные аккумуляторы Akku Tronics – это зрелая и проверенная на практике технология, обеспечивающая надежное электропитание для систем телеметрии во время бурения (MWD), каротажа во время бурения (LWD) и мониторинга пласта в скважинах с высоким давлением и высокой температурой (НРНТ).

KEYWORDS: batteries, mining, well drilling, abnormally high reservoir pressure, energy supply, and efficient production.



ПОВЫШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СТАЛЕЙ

путем проведения термомагнитной обработки



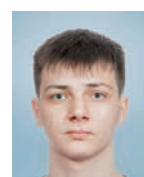
**Дубинов
Юрий Сергеевич**

доцент кафедры
металловедения
и неметаллических
материалов,
доцент, к.т.н.



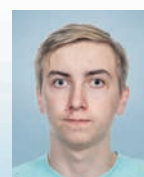
**Танасенко
Максим Сергеевич**

ассистент кафедры
металловедения
и неметаллических
материалов



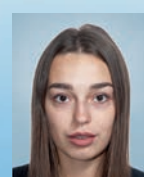
**Боков
Георгий Таймуразович**

ассистент кафедры
металловедения
и неметаллических
материалов



**Котов
Антон Дмитриевич**

инженер кафедры
металловедения
и неметаллических
материалов



**Дудкина
Алина Николаевна**

ассистент кафедры
робототехники
и технической
механики

Российский государственный
университет нефти и газа (национальный
исследовательский университет)
имени И.М. Губкина

ОДНИМ ИЗ КРИТЕРИЕВ ПОДБОРА МАТЕРИАЛА ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЯВЛЯЮТСЯ ЕГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА. ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ И ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СТАЛИ ИСПОЛЬЗУЮТ РЯД МЕТОДОВ, ОДИН ИЗ КОТОРЫХ – ТЕРМОМАГНИТНАЯ ОБРАБОТКА. АВТОРЫ ПРЕДЛАГАЮТ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ЕЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ И КОРРОЗИОННОСТОЙКОСТИ СТАЛЕЙ РАЗЛИЧНОГО СТРУКТУРНОГО КЛАССА. ИССЛЕДОВАНО ВЛИЯНИЕ РЕЖИМОВ МЕТОДА НА СТРУКТУРУ И СВОЙСТВА СТАЛЕЙ 30X13Г8Ф, 12X18Н9Т, СТАЛИ 45. ПОКАЗАНО, ЧТО ОХЛАЖДЕНИЕ В МАГНИТНОМ ПОЛЕ ПРИ ТЕМПЕРАТУРАХ ВЫШЕ ТОЧЕК ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ, А В НЕКОТОРЫХ СЛУЧАЯХ ВЫШЕ ТОЧКИ КЮРИ, ПОВЫШАЕТ СОПРОТИВЛЕНИЕ АБРАЗИВНОМУ ИЗНОСУ. ТЕХНОЛОГИЯ ПОЗВОЛЯЕТ ВЛИЯТЬ НА ДЕМПФИРУЮЩИЕ СВОЙСТВА СТАЛИ И СПЛАВОВ. ПРОВЕДЕНО ИССЛЕДОВАНИЕ СТОЙКОСТИ НАПРАВЛЯЮЩИХ АППАРАТОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ ПОСЛЕ ТЕРМОМАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ. ДОКАЗАНО ПОВЫШЕНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ И КОРРОЗИОННОСТОЙКОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ СВИДЕТЕЛЬСТВУЮТ О ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ КАК МЕТОДА СОЗДАНИЯ ИЗНОСОСТОЙКИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ МАШИНОСТРОЕНИИ

ONE OF THE CRITERIA FOR SELECTING A MATERIAL FOR EQUIPMENT IS ITS TECHNOLOGICAL PROPERTIES. A NUMBER OF METHODS TO CONTROL AND MODIFY THE TECHNOLOGICAL PROPERTIES OF STEEL ARE USED; ONE OF WHICH IS THERMOMAGNETIC TREATMENT. THE AUTHORS PROPOSE USING IT TO IMPROVE THE WEAR AND CORROSION RESISTANCE OF STEELS OF VARIOUS STRUCTURAL CLASSES. THE EFFECT OF THE METHOD'S CONDITIONS ON THE STRUCTURE AND PROPERTIES OF 30X13Г8Ф, 12X18Н9Т, AND GRADE 45 STEELS WAS STUDIED. IT WAS SHOWN THAT COOLING IN A MAGNETIC FIELD AT TEMPERATURES ABOVE PHASE TRANSFORMATION POINTS, AND IN SOME CASES ABOVE THE CURIE POINT, INCREASES RESISTANCE TO ABRASIVE WEAR. THE TECHNOLOGY MAKES IT POSSIBLE TO INFLUENCE THE DAMPING PROPERTIES OF STEEL AND ALLOYS. A STUDY ON THE DURABILITY OF CENTRIFUGAL VANE PUMP DIFFUSERS AFTER THERMOMAGNETIC TREATMENT WAS CONDUCTED. IMPROVED WEAR AND CORROSION RESISTANCE OF THE EQUIPMENT WAS DEMONSTRATED. THE OBTAINED RESULTS DEMONSTRATE THE POTENTIAL OF THIS TECHNOLOGY AS A METHOD FOR CREATING WEAR-RESISTANT SURFACES IN OIL AND GAS ENGINEERING

Ключевые слова: термомагнитная обработка, легированные стали, абразивный износ, твердость, термическая обработка, износостойкость, структура.

УДК 621.78, 669

Современные оборудование предъявляет для стальных изделий все более высокие требования. Получение сталей соответствующего качества классическими методами производства невозможно. Поэтому для повышения качества сталей применяют различные методы обработки, одним из которых является ТМО. Чаще всего при обработке материалов с воздействием магнитного поля и температуры выделяют два способа обработки:

- Термическая обработка в магнитном поле (далее – ТОМП) применяется для изменения технологических свойств сталей (данный метод не нашел широкого применения в связи с быстрым выходом магнитных элементов из строя).
- ТМО – применяются магнитомягкие материалы для изменения их магнитных свойств (данный способ более эффективен, так как магнитное поле, создаваемое магнитами, работает во время охлаждения обработанной детали и исходный образец нужно нагревать до меньших температур, что позволит минимизировать сгорание углерода с поверхности. При этом энергопотребление существенно меньше, чем при ТОМП) [1].

Отличие ТМО от термической обработки заключается в присутствии магнитного поля на стадии охлаждения. При этом температурные режимы совпадают с традиционной термической обработкой.

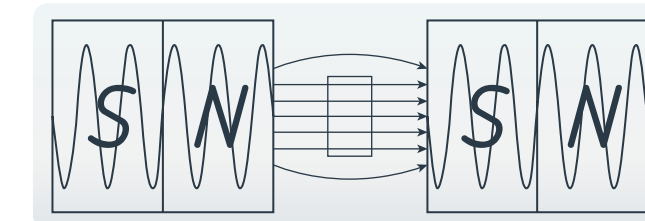
Ранее доказано [2–4], что присутствие магнитного поля в момент термической обработки оказывает влияние на фазовые превращения сталей, но при этом изменение индуктивности магнитного поля на металлы почти не изучено или мало изучено. Вследствие этого цель работы заключается в исследовании изменения технологических характеристик легированных сталей при охлаждении в магнитном поле различной индуктивности.

Предлагаемый метод заключается в нагреве образцов выше критической точки с последующим охлаждением в магнитном поле с различной индуктивностью, что позволяет улучшить износостойкость сталей. Главным достоинством данного метода является гарантируемая структура материала после обработки, простота технологического процесса, а также малые экономические и энергетические затраты по сравнению с другими методами повышения технологических свойств материала.

Испытания и обсуждение результатов

Исследования проводились со сталями 30X13Г8Ф, 12X18Н9Т, 45 и X11Н9Д20. Для проведения испытаний разработана установка, представленная на рисунке 1 и состоящая из двух постоянных электромагнитов, между которыми помещается образец. При такой компоновке один из магнитов является северным полюсом, второй – южным. Образец выступает в роли сердечника.

РИСУНОК 1. Схема установки для испытаний



Для обработки использованы два электромагнита с рабочим напряжением 24 В и 36 В и сопротивлением катушки 20 Ом, изменение напряжения необходимо для определения влияния на структуру и технологические свойства интенсивности магнитного поля.

Первоначально для каждого образца проводят отжиг 1-го рода, для снятия напряжений, после чего образцы нагреваются выше критической точки (Ac3), с последующим охлаждением в магнитном поле при комнатной температуре. После обработки образцы подвергаются абразивному износу на машине трения МТ-3 (рисунок 2) [5], износ материалов определялся путем взвешивания образцов на аналитических весах.

Испытания проводились в течение 20 минут при линейной скорости равной 0,0417 м/с. За данный промежуток времени образцы преодолели 50 метров.

Сталь 45 взята как первый образец для испытаний, и выявлено, что ТМО повлияла на структуру материала и привела к ее гомогенности, что позволяет говорить о более равновесной структуре. Однако для данной стали изменение структуры привело к уменьшению износостойкости материала. Износ увеличился на 11 % (рисунок 3), это объясняется равным распределением

РИСУНОК 2. Схема установки МТ-3

- 1 – абразивный диск;
- 2 – направляющие;
- 3 – образец;
- 4 – оправка для крепления переходной втулки с алмазным зубком;
- 5 – каретка;
- 6 – кулисный механизм;
- 7 – направляющие;
- 8 – электродвигатель;
- 9 – муфта;
- 10 – редуктор (2Ч-63);
- 11 – электронасос (ПА-22);
- 12 – корпус;
- 13 – вибродатчик с виброметром;
- 14 – термопара с мультиметром

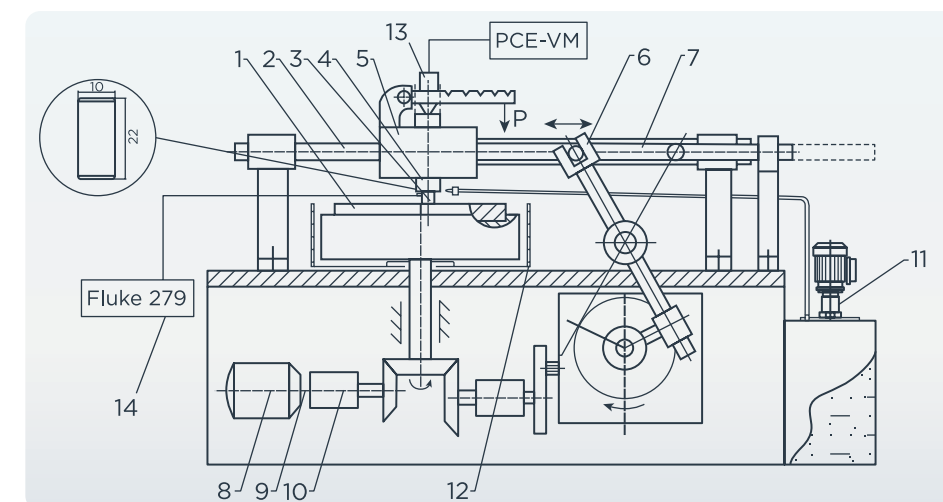
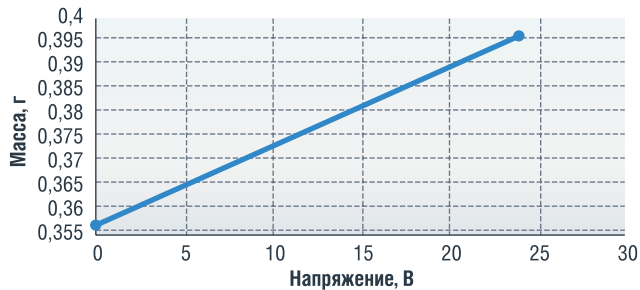


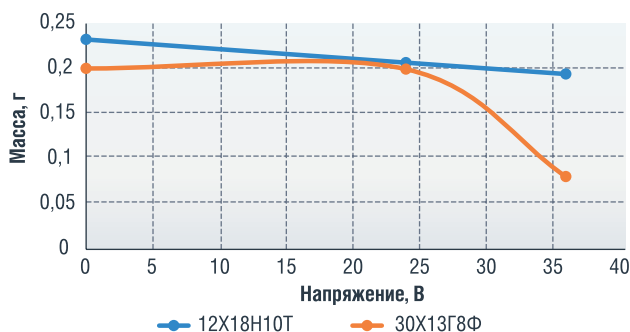
РИСУНОК 3. Изменение массы стали 45 в зависимости от напряженности магнитного поля



ферритной фазы по объему материала, поэтому дальнейшие исследования с данной сталью не проводились.

Легированные стали 12Х18Н9Т и 30Х13Г8Ф обрабатывались при напряженности магнитного поля 24 и 36 В. Результаты испытаний приведены на рисунке 4.

РИСУНОК 4. Изменение массы материалов в зависимости от напряженности магнитного поля



Из полученных результатов видно, что с увеличением напряженности магнитного поля износ представленных сталей уменьшился, это обусловлено увеличением глубины обработки. При сравнении результатов испытаний исходных и обработанных образцов показано уменьшение износа:

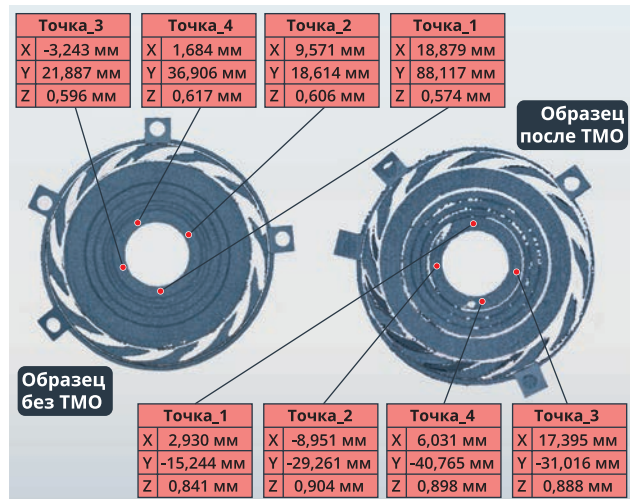
- стали 12Х18Н10Т на 11,03 % при напряженности магнитного поля 24 В;
- стали 30Х13Г8Ф на 0,38 % при напряженности магнитного поля 24 В;
- стали 12Х18Н10Т на 16,47 % при напряженности магнитного поля 36 В;
- стали 30Х13Г8Ф на 59,79 % при напряженности магнитного поля 36 В.

Также авторы провели исследования стойкости направляющих аппаратов центробежных лопастных насосов из стали Х11Н8Д20 (рисунок 5).

Испытания проводились в растворе 3% NaCl и 3% HCl с добавлением 10 г/л механических примесей в виде кварца. Продолжительность испытаний составила 10 часов, что эквивалентно 450 суткам работы в скважинных условиях [6].

По результатам измерений после испытаний обработанный образец имеет те же геометрические характеристики, что и до испытаний, а необработанный образец потерял 0,3 мм линейных размеров, что составило 66,67 % потерь от исходного геометрического размера. Измерения проводились 3D-сканированием и дополнительно подтверждены профилометром.

РИСУНОК 5. 3D-сканы направляющих аппаратов центробежных лопастных насосов после испытаний



Заключение

На основании полученных в ходе работы результатов установлено, что легирующие элементы оказывают влияние на структуру материалов после проведения термомангнитной обработки. Так, у стали 45, которая не относится к легированным сталям, после обработки зерна перлита поменяли свою форму из пластинчатой на зернистую, что привело к равномерному распределению зерен феррита в структуре и, соответственно, уменьшению твердости материала. Увеличение напряженности магнитного поля повышает износостойкость легированных сталей до 60 %.

Авторами разработана и испытана технология проведения термомангнитной обработки, позволяющая повысить износостойкость материалов, работающих в условиях агрессивных сред. Данная технология позволяет получить необходимую структуру, сократив затраченную энергию и время по сравнению с существующими методами обработки.

На данный момент продолжается изучение влияния химических элементов на эффективность проведения термомангнитной обработки. ●

Литература

1. Патент № 2821129 С1 Российская Федерация, МПК C21D 9/00, C21D 1/04, C21D 6/02. Способ термомангнитной обработки цилиндрических изделий из аустенитных и мартенситных сталей: № 2023133343: заявл. 15.12.2023: опубл. 17.06.2024 / Ю.С. Дубинов, О.Б. Дубинова, Г.Т. Бокоев [и др.]; заявитель Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Российский государственный университет нефти и газа."
2. Бернштейн М.Л. Термическая обработка стальных изделий в магнитном поле / М.Л. Бернштейн, В.Н. Пустовойт. – Москва: Машиностроени, 1987. – 256 с.
3. Пустовойт В.Н. Зарождение мартенсита в условиях сверхпластичности аустенита и воздействия внешнего магнитного поля / В.Н. Пустовойт, Ю.В. Долгачев // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2016. – № 2 (181). – С. 114–120.
4. Пустовойт В.Н. Циклическая термическая обработка с воздействием внешнего магнитного поля / В.Н. Пустовойт, Ю.В. Долгачев, О.А. Харсека // Наука, техника и образование. – 2019. – № 11 (64). – С. 10–13. – EDN HBLEAG.
5. ГОСТ 17367-71 Металлы. Метод испытания на абразивное изнашивание при трении о закрепленные абразивные частицы. – М.: Издательство стандартов, 1972.
6. ГОСТ Р 51372-99 Методы ускоренных испытаний на долговечность и сохранность при воздействии агрессивных и других специальных сред для технических изделий, материалов и систем материалов. Общие положения. – М.: Госстандарт России, 2000.

KEYWORDS: *thermomagnetic treatment, alloy steels, abrasive wear, hardness, heat treatment, wear resistance, structure.*

НОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ в нефтегазовой отрасли

В ДАННОЙ РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ИННОВАЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ, КОТОРЫЕ НАШЛИ СВОЕ РАСПРОСТРАНЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ (НГК). ПРИВЕДЕНЫ ИССЛЕДОВАНИЯ КАФЕДРЫ МЕТАЛЛОВЕДЕНИЯ И НЕМЕТАЛЛИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ И МЕЖКАФЕДРАЛЬНОГО ЦЕНТРА ИНЖЕНЕРНЫХ РАЗРАБОТОК ГУБКИНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА В ОБЛАСТИ КОМПОЗИЦИОННЫХ, АДДИТИВНЫХ КОНСТРУКЦИОННЫХ, А ТАКЖЕ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ. НА ОСНОВЕ РАБОТЫ БЫЛИ СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ ИССЛЕДОВАНИЙ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ НГК

THIS PAPER DISCUSSES INNOVATIVE MATERIALS THAT HAVE FOUND WIDESPREAD USE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY (OGI). IT PRESENTS RESEARCH CONDUCTED BY THE DEPARTMENT OF METALLURGY AND NON-METALLIC MATERIALS AND THE INTERDEPARTMENTAL CENTRE FOR ENGINEERING DEVELOPMENT AT GUBKIN UNIVERSITY IN THE FIELD OF COMPOSITE, ADDITIVE STRUCTURAL AND POLYMER MATERIALS. BASED ON THIS WORK, CONCLUSIONS WERE DRAWN ABOUT PROMISING AREAS FOR RESEARCH INTO NEW MATERIALS FOR THE O&G INDUSTRY

Ключевые слова: *инновационные материалы в нефтегазовом комплексе, композиционные материалы, аддитивные материалы, конструкционные материалы, полимерные материалы.*

Дубинов Юрий Сергеевич
доцент, к.т.н.

Дубинова Ольга Богдановна
старший преподаватель, к.т.н.

Танасенко Максим Сергеевич
ассистент кафедры металловедения и неметаллических материалов

Березняков Артем Алексеевич
ассистент кафедры металловедения и неметаллических материалов

Бокоев Георгий Таймуразович
ассистент кафедры металловедения и неметаллических материалов

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

Современное оборудование нефтегазовой отрасли работает в условиях повышенных нагрузок, наличия вредных факторов, а также их комбинации. Рациональный и корректный выбор материала для изготовления конструкций и оборудования – это основной фактор обеспечения высокой надежности.

Для формирования общего тренда развития материаловедения, а также освещения работ, проводимых в стенах Губкинского университета, авторами проведен анализ существующих технологий получения материалов и их применения в отрасли, а также описаны работы, проводимые на кафедре металловедения и неметаллических материалов и в Межкафедральном центре инженерных разработок.

Композиционные материалы

Данное направление можно разделить на два основных блока: изготовление деталей и оборудования из композиционных материалов и разработка покрытий для борьбы с коррозией.

В статье [1] рассмотрено использование многослойных композиционных покрытий для защиты металлоконструкций в строительстве от коррозии. Такие покрытия снижают вероятность коррозии на 85 % и за счет этого увеличивают срок службы на 30 %.

В работе [2] представлен новый композиционный материал для изоляции подземных сооружений. Состав композита включает портландцемент, мелкий заполнитель, комплексную и химические добавки.

Разработанный материал обладает высокими физико-механическими характеристиками и может быть рекомендован для защиты подземных конструкций от воздействия грунтовых вод.

В композиционных материалах много внимания уделяется наполнителям или компаундам, которые позволяют управлять свойствами готового изделия.

В работе [3] представлен новый состав полимерных композиционных материалов с использованием полиэфируретанакрилатной смолы на основе 2,5-фурандикарбоновой кислоты, полученной из растительной биомассы, и ряда синтетических (угле-, стекло- и арамидное волокно) и минеральных (базальт) волокнистых наполнителей.

В работе [4] описано использование в качестве модификаторов полимерной матрицы волокнистых наполнителей, которые способствуют повышению грузонесущей способности. Рассматривается влияние базальтового и углеродного волокон на механические, трибологические свойства и на процессы структурообразования в сверхвысокомолекулярном полиэтилене (СВМПЭ). Добавление углеродного волокна порядка 20 % повышает модуль упругости на 66 % и снижает коэффициент трения на 65 % относительно исходного полимера.

В работе [5] описаны исследования по изменению свойств композитов при использовании двух видов армирующих волокон (угольной нити и стекловолокна) в трубопроводах для перекачки морской воды. Комбинация позволяет сбалансировать прочность и модуль упругости при изгибе (367 МПа, 23 ГПа) и растяжении (440 МПа, 5,7 ГПа).

Свойства композиционных материалов сильно меняются при изменении температуры окружающей среды и наличия различных агрессивных сред.

В работах [6–7] проведен цикл испытаний по оценке сохраняемости прочностных свойств углепластика ВКУ-59 и стеклопластика ВПС-68 при растяжении, сжатии, изгибе, межслойном сдвиге при температурах -60 °С, +20 °С, +80 °С и +105 °С в исходном состоянии и после климатических воздействий в камере тропического климата и тепловлажностного старения. Также оценено влияние микологической среды и технологических жидкостей на предел прочности углепластика при изгибе и сжатии.

Особого внимания заслуживают трубы из композиционных материалов. Данное направление долгие годы является одним из перспективных, однако ограничивалось отсутствием нормативной базы в области проектирования, расчета и диагностики.

В работе [8] проведен анализ ограничений применения композиционных материалов и перспективные методы их решения.

В 2021 году введен ГОСТ Р 59411-2021 «Трубопроводы промышленные из стеклопластиковых труб. Правила проектирования и эксплуатации», и это стало толчком для новых работ в этой области.

В работе [9] рассмотрены основные эксплуатационные характеристики и дана оценка эффективности и перспективности использования композиционных материалов в области трубопроводного транспорта. В работе [10] описаны ограничения использования базальтовой нити в производстве труб и оборудования для нефтегазовой отрасли из композиционных материалов.

Также много работ направлено на использование композиционных материалов в машиностроении.

В работах [11–15] описаны возможности применения композиционных материалов с разным наполнением для изготовления деталей редукторов, повышения износостойкости поверхности узлов трения и способов восстановления поверхности.

В Губкинском университете на базе кафедры металловедения и неметаллических материалов и Межкафедрального центра инженерных разработок проводится цикл работ по исследованию влияния угла поворота слоев армирования (углеволокна и стекловолокна) в составе неметаллических композитов. Выявлено, что поворот волокон позволяет управлять свойствами готового изделия.

Поворот каждого слоя стекловолокна на 90° приводит к росту предела прочности на 35 % при сравнении с углом поворота на 45°, для углеволокна максимальный предел прочности формируется при угле поворота слоя на 45°, минимальный при повороте на 60°.

Помимо изменений механических свойств, проведена оценка распространения вибраций в различных композиционных материалах (рисунки 1, 2).

РИСУНОК 1. Изменение виброускорения при разном частотном нагружении

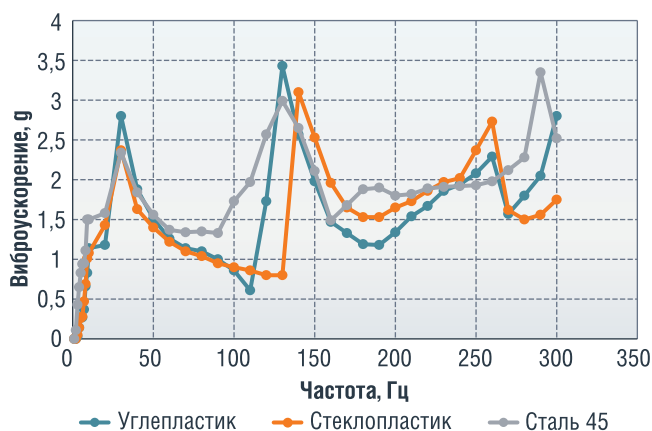
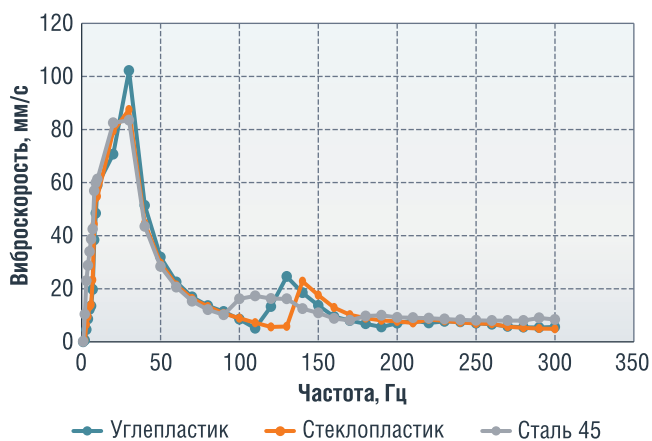


РИСУНОК 2. Изменение виброскорости при разном частотном нагружении



Частотные характеристики при использовании композиционных материалов практически во всем интервале частот выше, чем у стального образца.

Проведенные испытания показали возможность изменения характеристик композита путем поворота волокон в составе слоя-матрицы.

Аддитивные материалы

Аддитивные технологии активно применяются в различных областях, в том числе в нефтегазовой отрасли. Это обусловлено возможностью кастомизации изделий, созданием опытных образцов и снижением стоимости единичного производства изделия.

В работе [16] предложено внедрение аддитивных технологий в производство малогабаритных насосов, проведена адаптация их конструкции для производства методом FDM 3D-печати.

В работе [17] описаны методы моделирования и выбора материала при проектировании насоса и его изготовления при помощи аддитивных технологий.

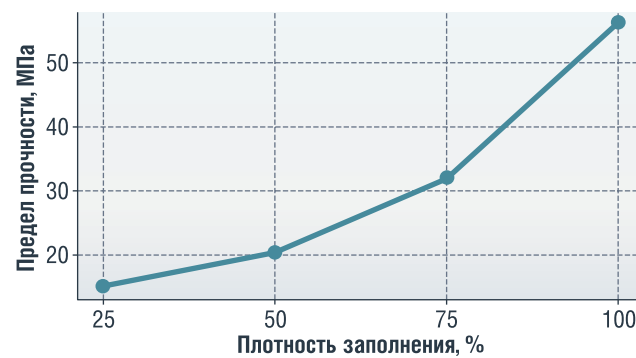
В работе [18] представлен процесс печати металлами и способ управления свойствами готового изделия за счет изменения количества никеля или титана в сплаве.

Большой комплекс работ ведется по использованию аддитивных технологий в строительстве.

В работах [19, 20] описаны требования к печати сложных и малых форм, требования к составу и особенностям смеси для печати. В качестве основных составляющих бетонов используют портландцемент, гипс, песок, суперпластификатор, регулятор сроков схватывания и твердения, воду и специальные добавки.

Аддитивные технологии также активно развиваются в создании проводящих материалов. В работе [21] представлен способ получения наноразмерного порошка боросиликатного стекла с помощью сферодизации в плазме, на поверхность которого наносятся молекулы акрилата для создания распыляемого наноэзоля. 3D-печать многослойных структур из нескольких материалов обеспечивает получение трехслойной структуры, состоящей из керамического слоя – проводящего слоя – керамического слоя, при этом керамический слой отверждается ультрафиолетовым излучением, а рисунок проводника сканируется и высушивается

РИСУНОК 3. Предел прочности готового изделия в зависимости от степени заполнения



лазером для получения высокоточной части, что можно использовать при создании нестандартных плат и контроллеров.

В работе [22] проведено исследование вязкостных, диэлектрических, оптических и температурных свойств композитов на основе УФ-отверждаемой смолы для DLP

3D-печати, содержащих добавки 5 об. % порошков Al₂O₃ и ЦТС-19. Показано, что композиты, содержащие оксид алюминия, обладают потенциалом для применения в электронике.

В Губкинском университете на базе кафедры металловедения и неметаллических материалов и Межкафедрального центра инженерных разработок проводятся работы по формированию свойств готовых изделий, полученных методом 3D-печати из разных материалов.

Опыт проведения работ показал, что механические характеристики готового изделия из одного и того же материала сильно зависят от параметров печати, таких как: степень заполнения, профиль, толщина раstra, скорость печати, тип расположения.

В качестве примера приведены свойства образцов из PLA (рисунок 3).

Конструкционные материалы

С развитием СПГ-отрасли связано развитие металлургических предприятий для получения сталей, стойких к криогенным температурам и негативному влиянию различных технологических факторов на их надежность.

В статье [23] представлены экспериментальные и численные исследования потери устойчивости холоднодеформированных балок-колонн из аустенитной стали при комбинированном сжатии и изгибе. Результаты показывают различие американской и европейской методик расчета надежности и прочности конструкций. Для их сопоставления нужно применять поправочные коэффициенты.

В работе [24] описаны исследования, посвященные совместному воздействию криогенной обработки и ударно-колебательной нагрузки на изменение механических свойств стали 12X18H10T. Криогенная обработка и ударно-колебательное нагружение при комнатной температуре не способны изменить механические свойства стали. Предварительное нанесение ударно-колебательной нагрузки в среде жидкого азота с последующим статическим натяжением при комнатной температуре приводит к значительным изменениям механических свойств стали. Предел прочности стали достигает своего максимального значения, увеличиваясь на 32,2 % по сравнению с исходным уровнем, в то время как пластичность снижается на 26 %.

В работе [25] описан подход по получению аустенитной стали с пределом прочности при растяжении, превышающим 1,8 ГПа, и равномерным относительным удлинением более 40 % при криогенных температурах. Полученная нержавеющая сталь демонстрирует значительное повышение прочности и способности к деформационному упрочнению по сравнению с однородными аналогами за счет эффекта деформации в сочетании с мартенситным превращением.

В работе [26] исследована аустенитная сталь с высоким содержанием марганца для изготовления резервуаров СПГ. Использование такой стали позволяет значительно снизить затраты на изготовление, одновременно обеспечивая долгосрочную стабильность и безопасность резервуаров. Правильный выбор процентного соотношения марганца для контроля энергии разрушения при ударе может еще больше улучшить баланс между прочностью и пластичностью.

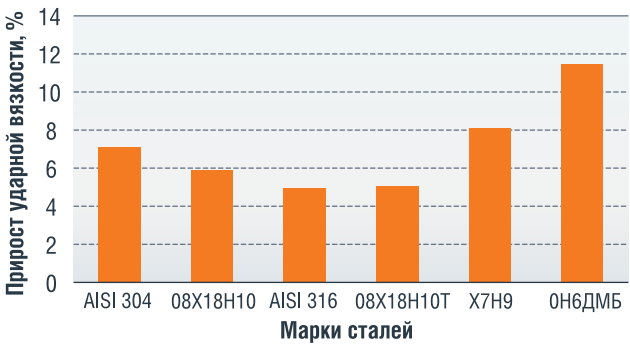
В статье описаны механизмы деформации и принципы низкотемпературной хрупкости аустенитной стали с высоким содержанием марганца. Исходя из этого, раскрыто влияние всех легирующих элементов.

В статье [27] исследованы характеристики высокомарганцевой стали при высокотемпературной горячей деформации и динамической рекристаллизации. Кроме того, проведена оценка влияния ванадия на характеристики высокомарганцевистой стали в процессе горячей деформации, особенно для изготовления резервуаров для СПГ. Результаты показывают, что средние напряжения увеличиваются при снижении температуры деформации и увеличении скорости деформирования. Кроме того, более высокое содержание ванадия приводит к увеличению средних напряжений, тем самым подавляя возникновение рекристаллизации. Оптимальные температура и скорость деформации для горячей обработки стали с 0,1 % ванадия составляют 1035–1095 °С и 0,01–0,0451 с⁻¹, а для стали с 0,2 % ванадия – 1065–1100 °С и скорость деформации 0,01–0,07 с⁻¹.

Так как с понижением температуры снижается ударная вязкость, то разработка методов по повышению ударной вязкости является актуальным направлением.

В Губкинском университете на базе кафедры металловедения и неметаллических материалов и Межкафедрального центра инженерных разработок проводятся работы по применению технологии термомагнитной обработки для всех видов сталей, в том числе для криогенных.

РИСУНОК 4. Прирост ударной вязкости после термомагнитной обработки



В результате применения данного вида обработки изменяется ряд технологических свойств сталей (износо- и коррозионностойкость), а также ударная вязкость (рисунок 4).

Применение термомагнитной обработки позволило повысить ударную вязкость в диапазоне от 5 до 11,8% для разных сталей.

Полимерные материалы

В основном полимерные материалы применяют для изготовления уплотнительных элементов, вставок и покрытий. В большинстве работ описаны изменения их основных барьерных, изоляционных свойств в зависимости от компаунда. Также ряд работ описывают специфические свойства полимеров: самовосстановление (самозалечивание), демпфирование и использование полимеров для создания высокотехнологического оборудования.

В работе [28] описаны самовосстанавливающиеся полимерные материалы. После повреждения полимеры могут самопроизвольно восстанавливать свою структуру и механические свойства за счет межмолекулярных химических и физических взаимодействий при воздействии извне, тем самым продлевая срок службы. Основываясь на уникальных свойствах самовосстанавливающихся полимерных материалов и в сочетании с требованиями нефтяной промышленности, описано их применение в разведке и разработке месторождений нефти и газа.

В статье [29] рассмотрены полимерные теплообменники как перспективное направление замены металлических теплообменников благодаря их стойкости к коррозии, противообрастающим свойствам и экономичности. Оценены пути улучшения теплопроводности полимерных материалов за счет выбора типа компаунда (металл, углерод и керамика), их характеристик (положительная загрузка, размеры) и технологии изготовления.

РИСУНОК 5. Скорость коррозии при постоянном смачивании

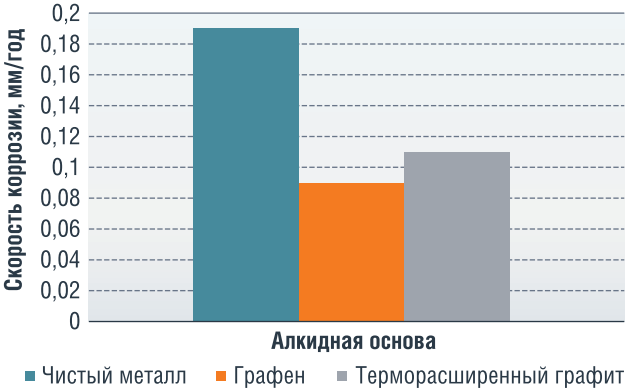


РИСУНОК 6. Скорость коррозии при переменном смачивании



В статье [30] приведена информация о лакокрасочных материалах, применяемых для окрашивания конструкций и элементов оборудования систем подводной добычи. Отечественные разработки по направлениям создания перспективных фторполимерных лакокрасочных материалов для технологии подводной добычи отсутствуют полностью.

В Губкинском университете на базе кафедры металловедения и неметаллических материалов и Межкафедрального центра инженерных разработок проводятся работы по изменению стойкости лакокрасочных покрытий (ЛКП) к постоянному и переменному смачиванию. Разрабатываются составы ЛКП с различными компаундами (рисунки 5, 6).

На основании исследований разрабатываются составы и технологии нанесения, которые показывают высокую стойкость к разрушению покрытия.

Анализируя все представленные выше исследования, можно сделать следующие выводы:

- Основными направлениями в материаловедении для создания нефтегазового оборудования являются композиционные, аддитивные, полимерные и конструкционные материалы.
- В области композиционных материалов авторы исследований меняют армирующие волокна и комбинируют их для достижения высоких показателей механических свойств.
- В области аддитивных материалов много работ посвящено бетонам и различным добавкам, формирующим стабильные смеси для печати. Много работ посвящено исследованию свойств готовых изделий.
- В области конструкционных материалов работы направлены на изучение свойств криогенных сталей и разработку новых составов и методов обработки сталей.
- В области полимерных материалов много работ посвящено покрытиям и управлению их свойствами в процессе производства и нанесения.
- Губкинский университет проводит весь спектр работ по исследованию свойств материалов, которые применяются или будут применяться в ближайшем будущем. ●

Литература

- Хасилов И.Н. Инновационные методы антикоррозионной защиты металлоконструкций в строительных материалах с применением органических композиционных покрытий / И.Н. Хасилов, Ф.К. к. Мамаражабова // *Universum: технические науки*. – 2025. – № 2–7 (131). – С. 8–10.
- Ляпидевская О.Б. Композиционный материал для защиты подземных конструкций от воздействия грунтовых вод / О.Б. Ляпидевская // *Инженерный вестник Дона*. – 2024. – № 12 (120). – С. 346–353.
- Полимерные композиционные материалы на основе связующего из возобновляемого сырья: влияние наполнителя на физико-механические свойства / Д.С. Петренко, В.А. Клушин, А.А. Петренко [и др.] // *Пластические массы*. – 2024. – № 1. – С. 40–43.
- Данилова С.Н. Разработка композиционных материалов на основе СВМПЭ и углеродного и базальтового волокон / С.Н. Данилова, А.А. Охлопкова, А.В. Оконешникова // *Природные ресурсы Арктики и Субарктики*. – 2024. – Т. 29, № 4. – С. 661–674.
- Mechanical and absorption properties of carbon-basalt and glass fiber reinforced composites: A comprehensive study with implications for advanced manufacturing technology / Md. T. Rafat, T. Z. Shuchi, F. R. Evan, Md. A. Rahman // *Results in Materials*. – 2024. – Vol. 23. – P. 100615.
- Старков А.И. Комплексная оценка воздействия эксплуатационных и климатических испытаний на изменение прочностных свойств полимерных композиционных материалов на основе клеевых препрегов часть 1. Углеродистый марки ВКУ-59 / А.И. Старков, А.Ю. Исаев, К.Е. Куцевич // *Труды ВИАМ*. – 2024. – № 3 (133). – С. 91–100.
- Старков А.И. Комплексная оценка воздействия эксплуатационных и климатических испытаний на изменение прочностных свойств полимерных композиционных материалов на основе клеевых препрегов" часть 2. Стеклопластик марки ВПС-68 / А.И. Старков, А.Ю. Исаев, К.Е. Куцевич // *Труды ВИАМ*. – 2024. – № 4 (134). – С. 98–107.
- Мехманов Ш.А. Перспективы применения композитных материалов для морских нефтегазовых сооружений / Ш.А. Мехманов, А.Г. Керимова // *Вестник науки*. – 2024. – Т. 4, № 2 (71). – С. 368–373.
- Использование труб из композитных материалов при сооружении трубопроводов / Р.Е. Левитин, Р.Н. Кожин, Е.В. Трошкин [и др.] // *Южно-Сибирский научный вестник*. – 2024. – № 6 (58). – С. 369–376.
- Abdulrahman, J. Biopolymer Composite Materials in Oil and Gas Sector / J. Abdulrahman, W. S. Ebhota, P. Y. Tabakov // *International Journal of Polymer Science*. – 2024. – Vol. 2024. – P. 8584879.

- Разработка конструкционного слоистого композиционного материала для изготовления детали «Ведомое колесо» масляного насоса круглошлифовального станка «Ribon Ru-100» / В.Б. Масягин, С.Б. Скобелев, Д.А. Ерофеев, Е.А. Ерофеев // *Известия Тульского государственного университета. Технические науки*. – 2025. – № 1. – С. 355–363.
- Габитов К.М. Редуктор с зубчатыми колесами из композитного материала для привода штангового глубинного насоса / К.М. Габитов // *Вестник науки*. – 2025. – Т. 4, № 5 (86). – С. 1872–1877.
- Исмаилов М.А. Влияние химического состава абразива и прочности межслойных границ на ударно-абразивную износостойкость слоистых композиционных материалов / М.А. Исмаилов // *Безопасность техногенных и природных систем*. – 2024. – Т. 8, № 3. – С. 88–96.
- Опыт применения композитных материалов для восстановления и защиты поверхностей / В.С. Давыденко, К.В. Горбатов, И.С. Верещагин, С.В. Скиртаченко // *Бурение и нефть*. – 2024. – № 9. – С. 24–27.
- Гаврилов Д.А. Использование штанговых винтовых насосных установок в нефтяной промышленности / Д.А. Гаврилов // *Вестник науки*. – 2025. – Т. 1, № 6 (87). – С. 1876–1881.
- Кимбор Д.В. Снижение трудоемкости производства малогабаритных насосов с помощью аддитивных технологий / Д.В. Кимбор, А.В. Дроботов // *Известия Волгоградского государственного технического университета*. – 2025. – № 1 (296). – С. 72–74.
- Conceptual design and development of a progressive cavity pump for extrusion-based additive manufacturing applications / Yu. F. Ugurluoglu, A.M. Ferreira, P. Gentile, Ja. Munguia // *CIRP Journal of Manufacturing Science and Technology*. – 2023. – Vol. 46. – P. 191–203.
- Life cycle assessment of additively manufactured elastocaloric Ni-Ti heat pump/refrigeration components and the effect of design geometry on the environmental impact categories / A. Nyabadza, K. Tamil, L. A. Khan [et al.] // *Results in Engineering*. – 2024. – Vol. 24. – P. 102956.
- Жегера К.В. Разработка состава бетонной смеси с применением наноструктурирующей добавки для 3D-печати малых архитектурных форм / К.В. Жегера, Н.А. Дасаева // *Нанотехнологии в строительстве: научный интернет-журнал*. – 2025. – Т. 17, № 1. – С. 14–22.
- Патент № 2817928 С1 Российская Федерация, МПК C04B 28/14, B33Y 70/00. Гипсоцементно-пуццолановая модифицированная бетонная смесь для экструзии на 3D-принтере: № 2023136049: заявл. 29.12.2023: опубл. 23.04.2024 / Р.Х. Мухаметрахимов, Л.В. Зиганшина, А.Р. Галаудинов; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский государственный архитектурно-строительный университет».
- Nano-borosilicate glass-silica ceramic material jetting technology for additive manufacturing of multilayer LTC substrates / Ch. Liang, J. Huang, Yu. Pu [et al.] // *Journal of Manufacturing Processes*. – 2024. – Vol. 123. – P. 20–27.
- Технологические и диэлектрические свойства смол для DLP 3D печати с добавками порошков Al₂O₃ и ЦТС-19 / А.В. Юдин, Ю.И. Юрасов, О.А. Беляк [и др.] // *Известия ЮФУ. Технические науки*. – 2024. – № 6 (242). – С. 280–291.
- Structural behaviour and design of cold-formed austenitic stainless steel flat-oval hollow section beam-columns / Sh. Li, A. Su, M. T. Chen, Ou. Zhao // *Engineering Structures*. – 2024. – Vol. 316.
- The effects of cryogenic treatment and impact-oscillatory loading on changes in the mechanical properties and structural condition of stainless steel 12Kh18N10T / M. Chaouf, P. Maruschak, A. Pylipenko [et al.] // *Materials Science and Engineering: A*. – 2024. – Vol. 913.
- Hierarchical Strategy Toward Strong and Ductile Austenitic Stainless Steel for Cryogenic Application / D. Zhang, J. Hu, S. Wang [et al.] // *Procedia Structural Integrity*. – 2025. – Vol. 49. – P. 73–80.
- Xu, H. Solidification path and crack sensitivity of high-manganese austenitic cryogenic steel / H. Xu, Ya. He // *ISIJ International*. – 2024. – P. ISIJINT-2024-226.
- The influence of V microalloying on the hot deformation behavior and microstructure evolution of high-manganese steel for LNG storage tanks / Yu. Ch. Li, Ji. G. Li, Da. Zh. Zhang, Qi. H. Pang // *Journal of Materials Research and Technology*. – 2024. – Vol. 33. – P. 7345–7361.
- Recent progress in intrinsic self-healing polymer materials: Mechanisms, challenges and potential applications in oil and gas development / S. Zhou, N. Qi, Z. Zhang [et al.] // *Chemical Engineering Journal*. – 2025. – Vol. 551.
- Thermally conductive composites as polymer heat exchangers for water and energy recovery: From materials to products / G. Yi, L. C. Henderson, J. Li [et al.] // *Applied Thermal Engineering*. – 2025. – Vol. 268.
- Коробчук М.В. Фторполимерные покрытия в оборудовании подводной добычи углеводородов: состояние и вопросы, требующие решения / М.В. Коробчук // *Journal of Advanced Research in Technical Science*. – 2024. – № 40. – С. 86–90.

KEYWORDS: innovative materials in the oil and gas industry, composite materials, addiive materials, structural materials, polymer materials.

ИССЛЕДОВАНИЕ АДГЕЗИОННОЙ ПРОЧНОСТИ ПРИ СДВИГЕ К МЕТАЛЛУ КЛЕЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ, образованных системами на основе эпоксидных микрокапсул с контролируемым высвобождением активных веществ

Папушкина Анастасия Алексеевна

Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России

Антонов Сергей Вячеславович

ФГБУН Ордена Трудового Красного Знамени, Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, к.х.н.

Ким Ванесса Руслановна

Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России

Замрий Анатолий Владимирович

Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России

Черных Сергей Петрович

Межотраслевой экспертно-аналитический центр Союза нефтегазопромышленников России

Безруков Николай Петрович

ФГБУН Ордена Трудового Красного Знамени, Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН

В СТАТЬЕ ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ АДГЕЗИОННОЙ ПРОЧНОСТИ ПРИ СДВИГЕ КЛЕЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ, ОБРАЗОВАННЫХ КАК ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МИКРОКАПСУЛ С КОНТРОЛИРУЕМЫМ ВЫСВОБОЖДЕНИЕМ АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ, В КАЧЕСТВЕ КОТОРЫХ ВЫСТУПАЮТ ЭПОКСИДНЫЕ СОСТАВЫ (ЯДРО), ТАК И МАТЕРИАЛОВ ЯДРА В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНОЙ СРЕДЫ. ОСНОВНОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ВЛИЯНИЮ ВРЕМЕНИ КОНТАКТА НЕФТИ, НАХОДЯЩЕЙСЯ НА МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ, С МАТЕРИАЛАМИ МИКРОКАПСУЛ ИЛИ ЯДРА, НАНЕСЕННЫХ ПОВЕРХ СЛОЯ НЕФТИ ПЕРЕД СКЛЕЙКОЙ, НА АДГЕЗИОННУЮ ПРОЧНОСТЬ ПРИ СДВИГЕ ПОЛУЧАЕМЫХ СОЕДИНЕНИЙ, А ТАКЖЕ СРАВНЕНИЮ СВОЙСТВ МАТЕРИАЛА ЯДРА И ГОТОВЫХ МИКРОКАПСУЛ. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНО ИЗУЧЕНЫ МЕХАНИЗМЫ РАЗРУШЕНИЯ СОЕДИНЕНИЙ И ПРОВЕДЕНА ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА КАК МЕТОДА АКТИВАЦИИ МИКРОКАПСУЛ. РЕЗУЛЬТАТЫ ПОКАЗАЛИ, ЧТО МЕЖДУ ВРЕМЕНЕМ КОНТАКТА НЕФТИ, НАХОДЯЩЕЙСЯ НА МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ ПОВЕРХНОСТИ, С МИКРОКАПСУЛАМИ, СОДЕРЖАЩИМИ ЯДРО, ИЛИ ТОЛЬКО С МАТЕРИАЛОМ ЯДРА, НАНЕСЕННЫМИ ПОВЕРХ СЛОЯ НЕФТИ, ПЕРЕД СКЛЕЙКОЙ, И АДГЕЗИОННОЙ ПРОЧНОСТЬЮ ПРИ СДВИГЕ ЕСТЬ ЗАВИСИМОСТЬ. ПРИМЕНЕНИЕ ИНДУКЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРОДЕМОНСТРИРОВАЛО ВОЗМОЖНОСТЬ ЧАСТИЧНОГО ОТВЕРЖДЕНИЯ КАПСУЛ, ОДНАКО ПОЛУЧЕННАЯ АДГЕЗИОННАЯ ПРОЧНОСТЬ ПРИ СДВИГЕ ОКАЗАЛАСЬ НИЖЕ, ЧЕМ ПРИ ОТВЕРЖДЕНИИ В ТЕРМОШКАФУ. ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ ИМЕЮТ ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗНАЧЕНИЕ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА И ТЕХНОЛОГИЙ ПРИМЕНЕНИЯ ЭПОКСИДНЫХ МИКРОКАПСУЛ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THIS ARTICLE PRESENTS THE RESULTS OF A STUDY EXAMINING THE SHEAR ADHESION STRENGTH OF ADHESIVE JOINTS FORMED USING BOTH EPOXY MICROCAPSULES AND CORE MATERIALS WITH CONTROLLED RELEASE OF ACTIVE SUBSTANCES IN AN OIL ENVIRONMENT. THE FOCUS IS ON THE EFFECT OF THE CONTACT TIME OF OIL ON THE METAL SURFACE WITH THE MICROCAPSULE OR CORE MATERIALS APPLIED OVER THE OIL LAYER BEFORE BONDING ON THE SHEAR ADHESION STRENGTH OF THE RESULTING JOINTS, AS WELL AS A COMPARISON OF THE PROPERTIES OF THE CORE MATERIAL AND THE FINISHED MICROCAPSULES. THE FAILURE MECHANISMS OF THE JOINTS WERE EXPERIMENTALLY STUDIED, AND THE EFFECTIVENESS OF INDUCTION HEATING AS A METHOD FOR ACTIVATING THE MICROCAPSULES WAS ASSESSED. THE RESULTS DEMONSTRATED A DEPENDENCE BETWEEN THE CONTACT TIME OF OIL ON THE METAL SURFACE WITH EITHER THE CORE-CONTAINING MICROCAPSULES OR THE CORE MATERIAL ALONE, APPLIED OVER THE OIL LAYER PRIOR TO BONDING, AND THE SHEAR ADHESIVE STRENGTH. THE USE OF INDUCTION CURING DEMONSTRATED THE POSSIBILITY OF PARTIAL CURING HOWEVER, THE RESULTING SHEAR ADHESIVE STRENGTH WAS LOWER THAN THAT ACHIEVED THROUGH CURING IN A THERMAL OVEN. THE OBTAINED DATA HAVE PRACTICAL SIGNIFICANCE FOR OPTIMIZING THE COMPOSITION AND APPLICATION TECHNOLOGIES OF EPOXY MICROCAPSULES IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: адгезионная прочность при сдвиге, УМК, контролируемое высвобождение, нефтяная среда, индукционный нагрев, клеевые соединения, эпоксидная смола КДА-2.

Адгезионная прочность клеевых соединений на основе эпоксидных материалов играет ключевую роль в нефтегазовой отрасли, где надежность и долговечность конструкций критически важны для эксплуатации в агрессивных средах. Эпоксидные смолы, благодаря своей высокой химической стойкости, механической прочности и способности формировать прочные связи с различными поверхностями, широко применяются для ремонта скважин, защиты трубопроводов от коррозии и создания композитных материалов. Однако в условиях длительного контакта с нефтяными средами их свойства могут изменяться, что требует детального изучения, в частности, влияния времени контакта нефти с материалами, нанесенными поверх слоя нефти перед склейкой, на адгезионные характеристики.

Современные технологии активно развиваются в направлении создания умных материалов, способных адаптироваться к изменяющимся условиям эксплуатации. Одним из таких перспективных направлений являются умные микроконтейнеры (УМК), представляющие собой инновационные системы для контролируемого высвобождения активных веществ. Эти микрокапсулы способны реагировать на различные химические и физические факторы, что делает их универсальными для применения в разнообразных промышленных сферах. Такие материалы позволяют не только

улучшить адгезию и обеспечить защиту от коррозии, но и сделать более прочными конструкции в труднодоступных зонах за счет использования соответствующих материалов в качестве активных веществ. Однако механизмы их взаимодействия, в частности, с металлическими поверхностями, особенно в условиях нефтяной среды, изучены недостаточно [1–5].

Целью данной работы является оценка адгезионной прочности при сдвиге клеевых соединений, сформированных на основе микрокапсул или материала ядра, нанесенных поверх слоя нефти перед склейкой, на адгезионную прочность при сдвиге получаемых соединений. Особое внимание уделяется экспериментальной проверке корреляции между временным параметром и адгезионной прочностью при сдвиге, а также оценке эффективности индукционного нагрева как метода активации микрокапсул.

Актуальность работы обусловлена необходимостью разработки новых материалов и технологий,

способных повысить надежность и долговечность клеевых соединений в условиях эксплуатации нефтегазового оборудования. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации состава и методов применения микрокапсул, содержащих эпоксидные составы, в промышленности.

Эпоксидные смолы нашли широкое применение в нефтедобывающей промышленности, особенно для проведения ремонтно-изоляционных работ в скважинах. Их уникальные свойства, такие как высокая адгезия, химическая стойкость и способность формировать долговечные и прочные соединения, делают их незаменимыми для ограничения водопитоков в условиях неоднородных пластов и высокой минерализации вод. Например, эпоксидная смола СЭГ-6 используется совместно с виниловым полимером (Витам) для ограничения водопитоков. Эта композиция образует упругий нерастворимый гель, который эффективно изолирует водопитоки и увеличивает проницаемость по нефти [6].

Кроме того, эпоксидные смолы играют ключевую роль в создании защитных покрытий для нефте- и газопроводов. В работе [7], посвященной защите нефте- и газопроводов от грунтовой коррозии, эпоксидные смолы играют ключевую роль в создании высокоэффективных полимерных покрытий. Ученые разработали инновационный состав на основе эпоксидных смол марок ЭД-20 и KER-828 с добавлением госсиполовой смолы – природного антиоксиданта, полученного из хлопка. Технология нанесения эпоксидных покрытий подразумевала предварительную подготовку поверхности стали Ст3 с последующим нанесением эпоксидного состава, где в качестве отвердителя выступал полиэтиленполиамин, и его отверждением при 15–25 °С в течение 24 часов. Оптимизированный состав демонстрирует адгезионную прочность 4,85 МПа и модуль упругости 7200,37 МПа, что в 5 раз превышает показатели эпоксидных систем, не содержащих госсиполовой смолы. Исследования в модельных средах показали 98,6% эффективность защиты против коррозии, снижая скорость

УДК 624.078.43

коррозионных процессов с 2,12 до 0,024 г/см³ в водных растворах солей. Результаты подтверждают перспективность применения разработанного покрытия в нефтегазовой отрасли. Полученный материал сочетает химическую стойкость, механическую прочность и экономическую эффективность, обеспечивая долговечную защиту трубопроводных систем в агрессивных эксплуатационных условиях. Оптимальное соотношение эпоксидиановой смолы к госсиполовой, равное 90:10, позволяет достичь максимальных эксплуатационных характеристик при минимальных производственных затратах.

Учитывая вышеупомянутый успешный опыт применения смол в нефтегазовой отрасли, для дальнейших исследований в настоящей работе была выбрана эпоксидная смола КДА-2, представляющая собой модифицированную версию широко известной марки ЭД-20. Отвержденные материалы на основе смолы КДА-2 сочетают в себе все преимущества материалов, полученных на основе смолы ЭД-20, включая беспористость, отличную твердость и устойчивость к механическим повреждениям, агрессивным средам и влаге. Кроме того, полученные после отверждения системы на основе КДА-2 обладают высокой термостойкостью, диэлектрическими и противокоррозионными свойствами, а также демонстрируют превосходную адгезию к разнообразным материалам, таким как металлы, пластики, керамика и композиты. Относительно низкая вязкость КДА-2 делает ее особенно удобной для инкапсуляции и проникновения в микропоры поверхностей, что критично для обеспечения надежной защиты и упрочнения материалов в условиях эксплуатации [8].

Для отверждения смолы КДА-2 в рамках данного исследования был выбран ангидридный отвердитель – изометилтетрагидрофталевый ангидрид (ИМТГФА). Этот отвердитель обеспечивает более стабильное протекание реакции, что способствует формированию однородной структуры без внутренних напряжений. Важным преимуществом является его высокая устойчивость к влаге и углеводородам,

лучшая термическая и химическая стабильность, а также гидроизоляционные и электрические свойства, он менее летуч и менее токсичен, что повышает безопасность его применения в промышленных условиях. Способность этого отвердителя обеспечивать длительную жизнеспособность связующего в технологическом процессе дополнительно подчеркивает его практическую ценность для создания долговечных и надежных материалов [9–11].

Экспериментальная часть

Процесс получения капсул включает в себя несколько последовательных стадий:

Приготовление материала оболочки

Процесс приготовления материала оболочки подразумевал предварительное растворение на магнитной мешалке при 25 °С полисульфона (ПСФ) в диметилацетамиде (ДМАА) в выбранном соотношении. Далее осуществляли ввод парамагнетика (ГМ) и последующее перемешивание до достижения видимой однородности (отсутствие агломератов ГМ).

Приготовление материала ядра

Процесс приготовления материала ядра подразумевал смешение на магнитной мешалке при 25 °С в течение 10 минут эпоксидной смолы КДА-2 с ИМТГФА в соотношении 100,0 к 93,5 м. ч.

Приготовление раствора осадителя

Процесс приготовления раствора осадителя заключался в смешении на магнитной мешалке при 25 °С в течение 10 минут в нужном соотношении метанола и дистиллированной воды.

Смешивание материалов оболочки и ядра

Полученные на стадиях 1 и 2 материалы оболочки и ядра были смешаны в соотношении 65:35 мас. % на магнитной мешалке при 25 °С в течение 15 минут до состояния видимой однородности.

Изготовление капсул

Полученную на стадии 4 смесь заливали в шприц и прикапывали в раствор осадителя. В процессе изготовления капсул во избежание осаждения ПМ смесь материалов ядра и оболочки необходимо постоянно перемешивать. Полученные капсулы сутки выдерживались не менее 6 часов в растворе осадителя перед их дальнейшим перемещением на хранение. Адгезионную прочность нахлесточных соединений при сдвиге к стали Ст3 определяли на разрывной машине И1140М со скоростью перемещения траверсы 10 мм/мин. Склейка формировалась по ГОСТ 14759-69. Металлические пластины предварительно обрабатывались наждачной бумагой и обезжиривались спиртом. Склейки формировали как при использовании материала ядра, так и при использовании микрокапсул (рис. 1–3). Отверждение полученных соединений проводилось в программируемом конвекционном термошкафу VWR 1350FM-2 по многостадийному ступенчатому температурному режиму: 1 час при 100 °С, 3 часа при 120 °С, 16 часов при 150 °С и 2 часа при 170 °С. Выбранный режим отверждения соответствовал стандартному используемому при отверждении эпоксидных смол ИМТГФА [12] и был направлен на плавное и полное завершение реакций полимеризации, минимизацию внутренних напряжений и формирование плотной сшитой полимерной сетки, что является критически важным для достижения высокой прочности и стабильности адгезионного соединения.

Прочность клеевых соединений при сдвиге может выражаться величиной разрушающей нагрузки при сдвиге (Р) в ньютонах или величиной разрушающего напряжения при сдвиге (τ) в паскалях, вычисляемой по формуле:

$$\tau = \frac{P}{F},$$

где Р – разрушающая нагрузка, Н; F – площадь склеивания, м²:

$$F = l \times b,$$

где l – длина нахлестки, мм; b – ширина нахлестки, мм.

При этом выделяют следующие характеры разрушения клеевых соединений металлов:

РИСУНОК 1. Размещение капсул на пластине



- Адгезионный (разрушение происходит по границе раздела металл – клей).
- Когезионный (разрушение происходит по самому клею).
- Смешанный (проявляется и адгезионный, и когезионный характер разрушения).

Для оценки влияния времени контакта нефти, находящейся на металлической поверхности, с материалами микрокапсул или ядра, нанесенных поверх слоя нефти перед склейкой, на адгезионную прочность при сдвиге получаемых соединений были выбраны следующие временные промежутки, представленные в таблице 1.

По итогам серии из трех параллельных испытаний

ТАБЛИЦА 1. Время контакта нефти с материалами микрокапсул или ядра

Шифр системы	Время контакта нефти с материалами микрокапсул или ядра, с
Я-1	0
Я-2	30
Я-3	120
Я-4	300
К-1	0
К-2	30
К-3	120
К-4	300

РИСУНОК 2. Фиксация пластин



были получены результаты, представленные на рис. 4. На основании полученных данных можно сделать следующие выводы:

- увеличение времени контакта нефти с материалом ядра приводит к увеличению адгезионной прочности при сдвиге;
- увеличение времени контакта нефти с капсулами приводит к уменьшению адгезионной прочности при сдвиге;
- адгезионная прочность при сдвиге при использовании материала ядра изменяется в большей степени по сравнению с использованием капсул.

РИСУНОК 3. Определение адгезионной прочности соединений



Причиной выявленных закономерностей могут быть различия в химическом составе и структуре материалов, которые могут оказывать влияние на скорость и степень взаимодействия материалов с поверхностью субстрата. Например, материал оболочки капсулы может иметь более низкую степень химической активности, что приводит к продолжительному образованию связей с металлом. С другой стороны, увеличение времени контакта нефти с материалом ядра может способствовать образованию дополнительных точек сшивки за счет наличия в составе нефти различных

РИСУНОК 4. Зависимости адгезионной прочности при сдвиге к стали Ст3 в зависимости от времени контакта нефти с материалом ядра или капсулы (результат на основе трех параллельных испытаний)

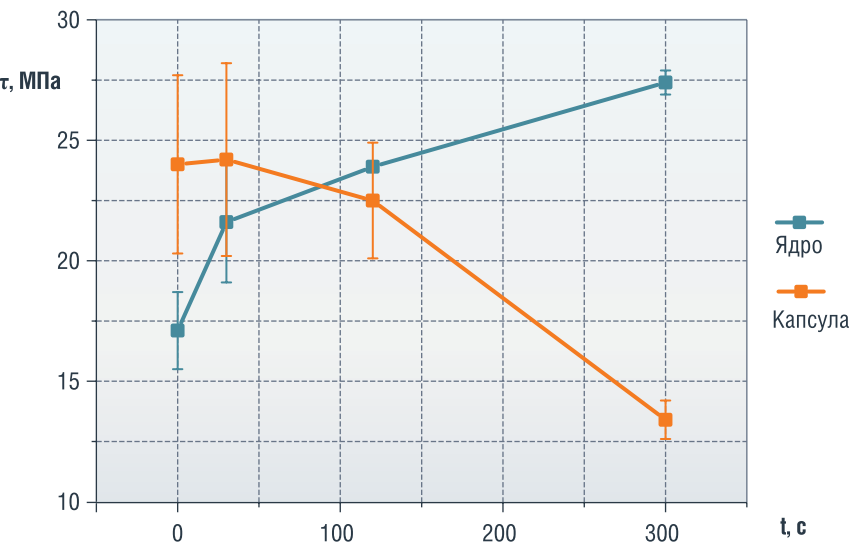


ТАБЛИЦА 2. Результаты исследования адгезионной прочности при сдвиге

Шифр системы	Адгезионная прочность при сдвиге, МПа		Характер разрушения
	На основании трех экспериментов	На основании 6 экспериментов (рис. 5)	
Я-1	17,1 ± 1,6	17,7 ± 1,0	Смешанный
Я-2	21,6 ± 2,5	20,8 ± 2,6	Адгезионно-смешанный
Я-3	23,9 ± 0,2	21,9 ± 2,4	Адгезионно-смешанный
Я-4	27,4 ± 0,5	27,2 ± 0,5	Смешанный
К-1	24,0 ± 3,7	25,5 ± 3,6	Смешанный
К-2	24,2 ± 4,0	22,7 ± 3,6	Преимущественно адгезионный
К-3	22,5 ± 2,4	23,3 ± 2,5	Адгезионно-смешанный
К-4	13,4 ± 0,8	21,5 ± 3,1	Смешанный

РИСУНОК 5. Зависимости адгезионной прочности при сдвиге к стали Ст3 в зависимости от времени контакта нефти с материалом ядра или капсулы (результат на основе 6 параллельных испытаний)

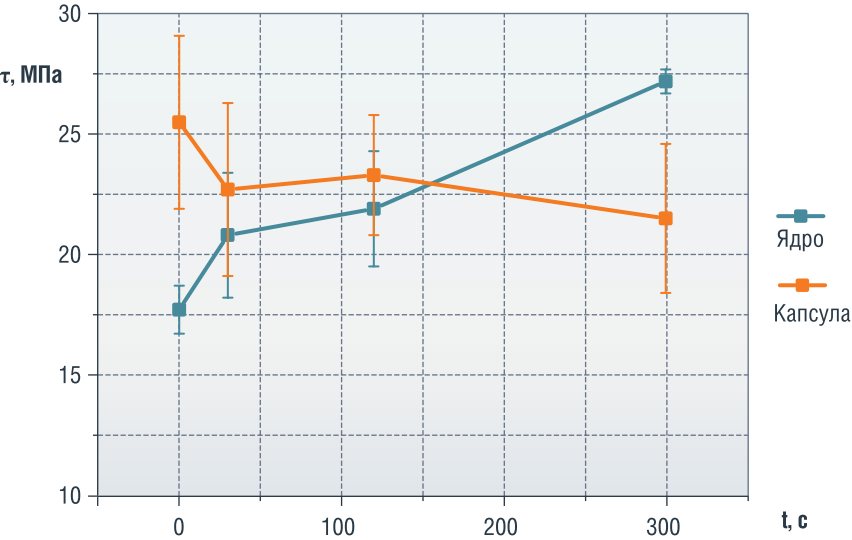


РИСУНОК 6. Индукционный нагреватель МИКРОША-15-8-СЧ



РИСУНОК 7. Фотография собранной установки



соединений, участвующих в процессе отверждения эпоксидных смол. Во избежание влияния случайных факторов и повышения достоверности полученных результатов была дополнительно выполнена вторая серия экспериментов, специально ориентированная на проверку найденной ранее зависимости исследуемых параметров. Результаты обеих серий представлены в таблице 2.

Результаты двух серий экспериментов показали, что между временем контакта нефти с материалом ядра или капсул и адгезионной прочностью при сдвиге, несомненно, есть корреляция, но характер этих зависимостей подтвержден не был.

ТАБЛИЦА 3. Адгезионная прочность при сдвиге к стали Ст3 в зависимости от времени контакта нефти с материалом капсул. Отверждение капсул осуществляли при помощи индукционной машины

Шифр системы	Адгезионная прочность при сдвиге, МПа (при использовании индукционного нагревателя, 3 эксперимента)		Характер разрушения
	Спустя 1 час после эксперимента	Спустя ночь после эксперимента	
К-1	1,5 ± 0,1	2,1 ± 0,9	Адгезионно-смешанный
К-2	2,5 ± 0,2	2,0 ± 0,8	Адгезионно-смешанный
К-3	1,8 ± 0,2	2,8 ± 0,7	Адгезионно-смешанный
К-4	2,1 ± 0,7	1,4 ± 0,3	Адгезионно-смешанный

Однако данный итог подчеркивает важность учета этих факторов в будущих исследованиях.

Эксперименты с индукционным нагревом

Далее с целью изучения возможности активации микрокапсул под воздействием магнитного поля использовался индукционный нагреватель МИКРОША-15-8-СЧ (рис. 6). Капсулы помещались между пластинами, фиксировались при помощи зажимов и подвергались кратковременному воздействию (1 с) при минимальной мощности (0,05 кВт) нагревателя. Последующее отверждение после изъятия склейки из рабочей зоны машины происходило в течение 29 с. На системах Я1-Я4 эксперимент не проводился, поскольку в составе ядра отсутствовали частицы ПМ. Полученные результаты представлены в таблице 3.

Использование индукционного нагрева позволило добиться лишь частичного отверждения эпоксидного состава, являющегося ядром в капсулах, чему подтверждением служат низкие значения адгезионной прочности при сдвиге по сравнению с результатами, полученными при отверждении эпоксидного состава в термоконвекционном шкафу. Это может быть связано с недостаточной мощностью воздействия или необходимостью оптимизации режимов нагрева.

Заключение

Проведенные исследования позволили выявить ключевые закономерности изменения адгезионной прочности при

сдвиге клеевых соединений, образованных системами на основе микрокапсул, в которых в качестве ядра выступают эпоксидные составы, или на основе самих эпоксидных составов, в зависимости от времени контакта нефти, находящейся на металлической поверхности, с микрокапсулами, содержащими ядро, или только с материалом ядра, нанесенными поверх слоя нефти перед склейкой.

Эксперименты с индукционным нагревом подтвердили принципиальную возможность активации микрокапсул под воздействием магнитного поля, однако низкие значения адгезионной прочности при сдвиге к стали Ст3 указывают на необходимость дальнейшей оптимизации параметров воздействия.

Полученные результаты подчеркивают важность учета временного фактора при создании клеевых соединений для нефтегазового оборудования. Перспективным направлением является модификация состава микрокапсул и разработка новых методов их активации для достижения более высоких эксплуатационных характеристик. Работа вносит вклад в развитие технологии УМК. ●

Литература

1. Сухоруков Г.Б., Ерохин В.В., Замрий А.А., Викторова Н.В. Умные микроконтейнеры. Транспортировка и переработка [Текст] / Г.Б. Сухоруков, В.В. Ерохин, А.А. Замрий, Н.В. Викторова // Нефть России. – 2019.

2. Замрий А.В., Викторова Н.В. Умные микроконтейнеры [Текст] / Замрий А.В., Викторова Н.В. // Нефтегазовая вертикаль. – 2019. – № 10. – С. 27–31.

3. Дмитриевский А.Н. и др. Умные микроконтейнеры для повышения эффективности физико-химических МУН // Neftegaz.RU. – 2023. – № 9. – С. 24–28.

4. Инновационные технологии предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин. Применение технологии микроконтейнеров для борьбы с поглощениями / А.Н. Дмитриевский, А.Л. Максимов, С.В. Антонов [и др.] // Бурение и нефть. – 2022. – № 9. – С. 6–13. – EDN PJMJWJ.

5. Сигов А.С., Максимов А.Л., Антонов С.В., Нурғалиев Д.К., Варфоломеев М.А., Замрий А.В., Папушкина А.А., Ким В.Р. Технология «Умные микроконтейнеры» и направления ее применения в нефтегазодобыче, нефтехимии и химии (в порядке обсуждения) [Текст] / А.С. Сигов, А.Л. Максимов, С.В. Антонов, Д.К. Нурғалиев, М.А. Варфоломеев, А.В. Замрий, А.А. Папушкина, В.Р. Ким // Нефтяное хозяйство. – 2025. – № 6. – С. 88–92.

6. Кадыров Р.Р. Совершенствование технологий проведения ремонтно-изоляционных работ на скважинах [Текст] / Р.Р. Кадыров, Э.Ф. Валиев, А.Р. Сафиуллина. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – 114 с.

7. Махмудов Н.Н., Абдукаримов М.М., Ёдгоров Н. Исследование свойств покрытий на основе эпоксидной смолы, которые защищают нефть и газопроводы от грунтовой коррозии // Universum: технические науки. 2025. № 2 (131). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-svoystv-pokrytiy-na-osnove-epoksidnoy-smoly-kotorye-zaschischayut-neft-i-gazoprovody-ot-gruntovoy-korrozii> (дата обращения: 18.08.2025).

8. Симоник Е.И. Технология получения и применение эпоксидно-диановой смолы марки «ЭД-20» [Текст] / Симоник Е.И. // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – 2019. – № 5-3. – С. 105–109.

9. Ермолович Е.А., Аникеев А.А., Ермолович О.В. Состав для упрочнения искусственного массива // Известия ТугТУ. Науки о Земле. 2021. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sostav-dlya-uprochneniya-iskusstvennogo-massiva> (дата обращения: 18.08.2025).

10. Татаринцева О.С., Ходакова Н.Н., Ильясов С.Г. Разработка тепло- и водостойкого связующего для базальтопластика // Ползуновский вестник. 2008. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/razrabotka-teplo-i-vodostoykogo-svyazuyuschego-dlya-bazaltoplastika> (дата обращения: 29.08.2025).

11. Воробей В.В., Маркин В.Б. Основы проектирования и технология сверхлегких композитных баллонов высокого давления – Барнаул: ФГБОУ ВПО АлтГТУ, 2014 – 166 с.

12. Bezrukov N.P., Antonov S.V., Smirnova N.M., Vlasova A.V., Melekhina V. Ya., Makarova V.V., Tarasov V.N., Ermakov I.O. Adhesive Compositions Based on Epoxy Anhydride Systems Modified with Poly Alkenyl Succinic Anhydrides // Polym. Sci. Ser. D. 2025. Vol. 18. P. 6–15. <https://doi.org/10.1134/S1995421224701715>.

KEYWORDS: adhesive strength, UMK, controlled release, oil environment, induction heating, adhesive joints, KDA-2 epoxy resin.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРТНЕРСТВА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: мировая и российская практика

Посвящается 95-летию Института экономики РАН

В СТАТЬЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ МИРОВАЯ И РОССИЙСКАЯ ПРАКТИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРТНЕРСТВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ВЫЯВЛЕНЫ КЛЮЧЕВЫЕ ТЕНДЕНЦИИ, ПРЕИМУЩЕСТВА И ПРОБЛЕМЫ, А ТАКЖЕ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДАННОГО НАПРАВЛЕНИЯ. В УСЛОВИЯХ БЫСТРО МЕНЯЮЩЕЙСЯ МИРОВОЙ ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ СТАЛКИВАЕТСЯ С МНОЖЕСТВОМ ВЫЗОВОВ, СРЕДИ КОТОРЫХ МОЖНО ВЫДЕЛИТЬ НЕОБХОДИМОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, УЖЕСТОЧЕНИЕ ФИНАНСОВЫХ УСЛОВИЙ И РАСТУЩУЮ КОНКУРЕНЦИЮ. ЭТИ ФАКТОРЫ ТРЕБУЮТ ОТ КОМПАНИЙ В ДАННОЙ СФЕРЕ НЕ ТОЛЬКО АДАПТАЦИИ К НОВЫМ УСЛОВИЯМ, НО И ПОИСКА ЭФФЕКТИВНЫХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СТАБИЛЬНОГО РАЗВИТИЯ. В ЭТОМ КОНТЕКСТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРТНЕРСТВА СТАНОВЯТСЯ ВАЖНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ, ПОЗВОЛЯЮЩИМ ОБЪЕДИНИТЬ УСИЛИЯ РАЗЛИЧНЫХ ИГРОКОВ РЫНКА ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ОБЩИХ ЦЕЛЕЙ

THE ARTICLE ANALYZES GLOBAL AND RUSSIAN PRACTICES OF TECHNOLOGICAL PARTNERSHIPS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, IDENTIFIES KEY TRENDS, ADVANTAGES, AND CHALLENGES, AS WELL AS PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF THIS AREA. IN THE CONTEXT OF A RAPIDLY CHANGING GLOBAL ECONOMY, THE OIL AND GAS INDUSTRY FACES NUMEROUS CHALLENGES, INCLUDING THE NEED FOR INNOVATIVE TECHNOLOGIES, TIGHTENING FINANCIAL CONDITIONS, AND INCREASING COMPETITION. THESE FACTORS REQUIRE COMPANIES IN THE INDUSTRY TO NOT ONLY ADAPT TO NEW CONDITIONS, BUT ALSO FIND EFFECTIVE SOLUTIONS TO ENSURE SUSTAINABLE DEVELOPMENT. IN THIS CONTEXT, TECHNOLOGICAL PARTNERSHIPS BECOME AN IMPORTANT TOOL FOR COMBINING THE EFFORTS OF VARIOUS MARKET PLAYERS TO ACHIEVE COMMON GOALS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: интеллектуальная собственность, законодательная база, инновационная инфраструктура, НИОКР, международное сотрудничество, нефтегазовая отрасль, морское месторождение, нефтепровод, технологическое партнерство, санкции, сжиженный природный газ, шельф.

Качелин Александр Сергеевич

старший научный сотрудник, ФГБУН Институт экономики РАН, Центр инновационной экономики и промышленной политики, К.Э.Н.

Нефтегазовая отрасль, являясь ключевым элементом мировой экономики, характеризуется высокой капиталоемкостью, технологической сложностью и жесткой конкуренцией.

Актуальность данной статьи обусловлена тем, что недостаточная эффективность и высокая стоимость реализации технологических решений в условиях ограниченного

финансирования и ресурсов, геополитической турбулентности ставят под угрозу устойчивость многих компаний в нефтегазовой отрасли. В условиях истощения традиционных запасов, освоения трудноизвлекаемых ресурсов и ужесточения экологических требований, технологическое развитие становится критически важным фактором обеспечения устойчивости и конкурентоспособности компаний. Технологические партнерства могут стать ответом на эти вызовы, предоставляя возможность для совместного использования ресурсов, обмена знаниями и внедрения передовых технологий. В этой связи технологические партнерства, объединяющие экспертизу, ресурсы и инновационные решения различных участников рынка приобретают все

большее значение. В статье будет проведен анализ существующих практик технологических партнерств как в России, так и за рубежом, что позволит выявить ключевые факторы, способствующие успешной реализации совместных проектов.

Теоретические основы, типология технологических партнерств в нефтегазовой отрасли

Технологическое партнерство в нефтегазовой отрасли можно определить, как форму сотрудничества между двумя или более организациями, направленную на совместную разработку, внедрение и коммерциализацию новых технологий и технических решений, обеспечивающих повышение эффективности и безопасности операций, снижение издержек и минимизацию экологического воздействия. Такие партнерства могут быть реализованы в различных формах, включая совместные предприятия, консорциумы, лицензионные соглашения, соглашения о проведении совместных исследований и разработок (далее – НИОКР) и другие [1].

Ключевая роль технологических партнерств заключается в объединении комплементарных ресурсов и компетенций участников. Нефтегазовые компании, обладающие значительными финансовыми ресурсами и опытом работы на месторождениях, могут сотрудничать с научно-исследовательскими институтами, университетами и инновационными стартапами, обладающими передовыми знаниями и технологиями.

Такое сотрудничество позволяет ускорить процесс разработки и внедрения новых технологий, снизить риски и затраты, а также повысить конкурентоспособность участников.

Ключевые характеристики технологических партнерств:

- **Общие цели:** ориентация на достижение конкретных технологических целей и задач, представляющих взаимный интерес для всех участников.
- **Взаимодополняющие компетенции:** объединение уникальных знаний, опыта и ресурсов различных организаций.
- **Разделение рисков и затрат:** совместное финансирование исследований и разработок, а также распределение рисков, связанных с внедрением новых технологий.
- **Обмен знаниями и опытом:** активный обмен информацией, технологиями и лучшими практиками между участниками партнерства.
- **Совместное управление:** создание механизмов совместного управления проектом, обеспечивающих эффективную координацию и принятие решений.

Типы технологических партнерств в нефтегазовой отрасли:

- **Совместные предприятия (Joint Ventures):** создание новой юридической организации для реализации конкретного технологического проекта.
- **Стратегические альянсы:** долгосрочное сотрудничество между компаниями, направленное на достижение общих стратегических целей в области технологий.

- **Консорциумы:** временные объединения организаций для реализации конкретного проекта, например, разработки новой технологии или строительства инфраструктурного объекта.
- **Лицензионные соглашения:** предоставление прав на использование патентов и технологий одной компании другой.
- **Соглашения о совместных исследованиях и разработках (R&D Agreements):** сотрудничество в области научных исследований и опытно-конструкторских работ.

Технологические партнерства в нефтегазовой отрасли можно классифицировать по различным критериям.

По характеру деятельности:

- **Партнерства в области разведки и добычи (upstream):** направлены на разработку и внедрение новых технологий для повышения эффективности разведки, бурения, добычи и транспортировки углеводородов.
- **Партнерства в области переработки и сбыта (downstream):** направлены на разработку и внедрение новых технологий для повышения эффективности переработки нефти и газа, производства нефтехимической продукции, а также оптимизации логистики и сбыта.
- **Партнерства в области сервисных услуг:** направлены на разработку и внедрение новых технологий для предоставления специализированных услуг в нефтегазовой отрасли, таких как геофизические исследования, бурение скважин, ремонт оборудования и т.д.

По типу участников:

- **Партнерства между нефтегазовыми компаниями:** направлены на совместное решение проблем, связанных с разработкой и внедрением новых технологий, а также на снижение затрат и рисков.
- **Партнерства между нефтегазовыми компаниями и научно-исследовательскими институтами:** направлены на коммерциализацию результатов научных исследований



и разработок, а также на повышение квалификации персонала.

- **Партнерства между нефтегазовыми компаниями и инновационными стартапами:** направлены на внедрение новых технологий, разработанных стартапами, а также на получение доступа к инновационным идеям и решениям.
- **Партнерства между нефтегазовыми компаниями и поставщиками оборудования и услуг:** направлены на разработку и внедрение новых технологий, позволяющих повысить эффективность использования оборудования и снизить затраты на обслуживание.

По географическому охвату:

- **Национальные партнерства:** объединяют организации, расположенные в пределах одной страны.
- **Международные партнерства:** объединяют организации, расположенные в разных странах.

Эффективность технологических партнерств в нефтегазовой отрасли зависит от множества факторов, включая:

- Четкая формулировка целей и задач: партнерство должно иметь четко определенные цели и задачи, которые должны быть понятны всем участникам.
- Выбор подходящих партнеров: партнеры должны обладать комплементарными ресурсами и компетенциями, а также разделять общие ценности и цели.
- Эффективное управление партнерством: партнерство должно иметь четкую структуру управления, а также эффективные механизмы координации и контроля.
- Защита интеллектуальной собственности: партнеры должны разработать механизмы защиты интеллектуальной собственности, чтобы предотвратить ее утечку и несанкционированное использование.
- Гибкость и адаптивность: партнерство должно быть гибким и адаптивным к изменяющимся условиям внешней среды.
- Долгосрочная перспектива: партнерство должно быть ориентировано на долгосрочное сотрудничество, чтобы обеспечить устойчивое развитие и достижение поставленных целей.

Существуют различные модели управления технологическими партнерствами, включая:

- **Иерархическая модель:** в этой модели один из партнеров берет на себя роль лидера и осуществляет управление партнерством. Эта модель подходит для партнерств, в которых один из участников обладает значительным опытом и ресурсами.
- **Сетевая модель:** в этой модели партнеры имеют равные права и обязанности, а управление партнерством осуществляется на основе консенсуса. Эта модель подходит для партнерств, в которых участники обладают примерно одинаковыми ресурсами и компетенциями.
- **Гибридная модель:** эта модель сочетает в себе элементы иерархической и сетевой моделей. В этой модели один из партнеров берет на себя роль координатора, а управление партнерством осуществляется на основе консенсуса.

Выбор подходящей модели управления зависит от конкретных целей и задач партнерства, а также от характеристик участников.

Мировая практика технологических партнерств в нефтегазовой отрасли

Технологические партнерства в нефтегазовой отрасли существуют на протяжении долгого времени начиная с конца XIX века. Первое зарегистрированное партнерство было образовано в 1878 году в Пенсильвании, США с целью создания первого магистрального нефтепровода. Этот проект стал значительным шагом в улучшении транспортировки нефти и ознаменовал переход к более организованному и эффективному подходу в нефтедобыче [2]. В течение XX и XXI веков партнерства стали важным инструментом для внедрения новых технологий и создания устойчивых бизнес-моделей в условиях конкурентной среды. Технологические партнерства, в отличие от традиционных подходов, позволяют объединять усилия различных игроков в отрасли, что ведет к обмену опытом и знаниями. Стратегические взаимосвязи

между компаниями могут приводить к ускорению внедрения новых технологий и улучшению операционной эффективности, тем самым позволяя преодолевать сложности, возникающие в ходе реализации проектов.

Мировая практика демонстрирует широкий спектр успешных технологических партнерств в нефтегазовой отрасли, охватывающих различные направления деятельности, от разведки и добычи до переработки и транспортировки.

Примеры успешных партнерств в области разведки и добычи

Примеры успешных партнерств в области разведки и добычи нефти и газа демонстрируют синергетический эффект, когда объединение ресурсов, знаний и технологических возможностей позволяет достигать результатов, недостижимых для каждой компании в отдельности. Исторически такие коллаборации были обусловлены необходимостью разделения рисков и огромных капиталовложений, свойственных нефтегазовой отрасли. Однако современный ландшафт диктует еще и необходимость внедрения инноваций, освоения сложных геологических условий и соответствия все более строгим экологическим нормам.

Один из ярких примеров – сотрудничество между ExxonMobil и Qatar Petroleum в проекте North Field East (NFE) в Катаре. Этот проект направлен на расширение мощностей по производству сжиженного природного газа (далее – СПГ), и партнерство позволило объединить передовые технологии ExxonMobil в области СПГ с глубоким пониманием катарского рынка и инфраструктуры, принадлежащим Qatar Petroleum. Результатом станет увеличение объемов производства СПГ и укрепление позиций Катара как ведущего мирового экспортера.

Другой пример – совместная деятельность Equinor ASA (ранее Statoil ASA) и Petrobras в разработке крупнейшего морского месторождения Carcará в бразильском бассейне Santos. Equinor ASA, обладающая опытом работы в суровых арктических условиях и передовыми

технологиями бурения на больших глубинах, и Petrobras, имеющая значительную экспертизу в бразильском геолого-разведочном секторе, совместно реализуют этот сложный проект, который обещает огромные запасы нефти и газа.

Еще пример – сотрудничество между Shell и Petrobras в области разработки глубоководных месторождений на шельфе Бразилии, включая использование подводных добычных комплексов и технологий управления потоком.

Также стоит отметить партнерство между Chevron и TotalEnergies в проекте Angola LNG. Это масштабный проект по сжижению природного газа, добываемого в Анголе, и его экспорту на мировые рынки. Chevron и TotalEnergies объединили свои инженерные ресурсы, финансовые возможности и опыт в управлении сложными логистическими цепочками для создания одного из крупнейших СПГ-заводов в Африке.

Совместные проекты между ExxonMobil и Saudi Aramco по разработке газовых месторождений в Саудовской Аравии, включая использование передовых технологий повышения нефтеотдачи (EOR, Enhanced Oil Recovery).

Нельзя не упомянуть сотрудничество между BP и ПАО «НК «Роснефть», которое было направлено на разработку трудноизвлекаемых запасов нефти в России, включая технологии гидроразрыва пласта и горизонтального бурения.

Успешные партнерства в разведке и добыче – это не просто формальное соглашение о сотрудничестве. Это кропотливая работа по согласованию стратегий, обмену знаниями и технологиями, распределению рисков и ответственности. Это создание синергии, которая позволяет преодолевать сложности и достигать амбициозных целей.

Примеры успешных партнерств в области переработки и транспортировки

Примеры успешных партнерств в области переработки и транспортировки нефти и газа демонстрируют, что сотрудничество между компаниями может значительно

повысить эффективность, снизить риски и открыть доступ к новым технологиям и рынкам. Часто такие альянсы формируются между крупными международными нефтегазовыми корпорациями и более мелкими специализированными компаниями, обладающими уникальными знаниями или ресурсами.

Одним из классических примеров является партнерство между Shell и Chevron в проекте Gorgon LNG в Австралии. Этот проект объединил опыт и ресурсы двух гигантов, позволив им совместно разработать одно из крупнейших месторождений природного газа в мире и построить гигантский завод по производству сжиженного природного газа. Сотрудничество позволило распределить огромные капитальные затраты и риски, связанные с разработкой сложного морского месторождения, а также объединить опыт в области проектирования, строительства и эксплуатации объектов LNG.

Другой пример – партнерство между компанией TransCanada (ныне TC Energy) и различными производителями нефти в Канаде для строительства и эксплуатации трубопровода Keystone XL. Хотя сам проект Keystone XL в конечном итоге был отменен, модель сотрудничества между трубопроводной компанией и производителями нефти продемонстрировала, как заинтересованные стороны могут объединить усилия для создания инфраструктуры, необходимой для транспортировки нефти на рынки. Производители нефти получали гарантии по транспортировке своей продукции, а TransCanada – стабильный поток доходов от эксплуатации трубопровода.

Успешные партнерства часто возникают и в сфере переработки нефти. Например, совместные предприятия (далее – СП) между национальными нефтяными компаниями (например, Saudi Aramco, ПАО «НК «Роснефть») и международными нефтегазовыми компаниями (например, ExxonMobil, BP) по строительству и эксплуатации нефтеперерабатывающих заводов (далее – НПЗ). Такие СП позволяют обмениваться технологиями, передовым опытом в области управления производством и экологической безопасности, а также обеспечивают доступ

к рынкам сбыта. Примером может служить партнерство между Saudi Aramco и Sinorep в строительстве и эксплуатации НПЗ в Китае.

Партнерство между Chevron и Total в совместном строительстве и эксплуатации заводов по производству СПГ в различных регионах мира.

Сотрудничество между Eni и ADNOC в области развития нефтехимических комплексов в Объединенных Арабских Эмиратах.

Партнерство между ПАО «Транснефть» и CNPC по строительству и эксплуатации нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО), обеспечивающего транспортировку российской нефти на рынки Азии.

Успешные партнерства в области переработки и транспортировки нефти и газа являются результатом стратегического альянса, в котором каждая сторона приносит уникальные активы и экспертизу. Такие сотрудничества позволяют компаниям снизить риски, увеличить эффективность и получить доступ к новым технологиям и рынкам, способствуя развитию и устойчивости нефтегазовой отрасли.

Примеры успешных партнерств в области внедрения новых технологий для повышения эффективности разведки и добычи

Примеры успешных партнерств в области внедрения новых технологий для повышения эффективности разведки и добычи нефти и газа демонстрируют, что синергия между нефтегазовыми компаниями, технологическими стартапами и научно-исследовательскими институтами способна кардинально изменить отрасль. Часто именно коллаборация становится ключом к освоению трудноизвлекаемых запасов, оптимизации производственных процессов и снижению экологического воздействия.

Рассмотрим несколько примеров успешных партнерств, которые продемонстрировали значительное повышение эффективности

в области разведки и добычи нефти и газа благодаря внедрению передовых технологий.

Одним из ярких примеров служит сотрудничество между крупной нефтяной компанией и производителем передовых датчиков для мониторинга состояния скважин. Объединив собственные ресурсы и экспертизу с инновационными технологиями, компании смогли значительно повысить точность диагностики оборудования, предотвратить аварийные ситуации и снизить затраты на ремонт и обслуживание. Интеграция датчиков, работающих в режиме реального времени, позволила перейти от планово-предупредительного обслуживания к прогностическому, что существенно увеличило время безотказной работы скважин.

Другой пример – партнерство между нефтегазовой корпорацией и компанией, специализирующейся на анализе больших данных и машинном обучении. Целью сотрудничества было оптимизировать процессы бурения и гидроразрыва пласта (далее – ГРП). Благодаря использованию продвинутой алгоритмов и анализу огромных объемов

потенциальные месторождения и оптимизировать бурение. Результатом стало значительное снижение затрат на разведку и увеличение коэффициента успешности бурения.

Партнерство между нефтесервисной компанией и производителем беспилотных летательных аппаратов (далее – БПЛА). Совместно они разработали систему мониторинга трубопроводов и наземной инфраструктуры с использованием БПЛА, оснащенных высокоточными датчиками и тепловизорами. Эта система позволяет оперативно выявлять утечки, коррозию и другие проблемы, что способствует снижению рисков аварий и повышает общую безопасность эксплуатации.

Крупные проекты по разработке шельфовых месторождений также часто реализуются в рамках партнерств. Нефтяные компании, обладающие опытом работы в сложных условиях, объединяются с инженерными и строительными компаниями, специализирующимися на строительстве подводных сооружений и трубопроводов. Такие консорциумы позволяют распределить риски,

Эти примеры показывают, что технологические партнерства могут быть эффективным инструментом для ускорения внедрения новых технологий, снижения затрат и повышения эффективности деятельности в нефтегазовой отрасли.

Российская практика технологических партнерств в нефтегазовой отрасли

Российский опыт технологических партнерств в нефтегазовой отрасли демонстрирует сложную и многогранную картину, где переплетаются стратегические амбиции, экономическая целесообразность и геополитические реалии. С одной стороны, такие партнерства позволяют российским компаниям получить доступ к передовым технологиям и экспертизе, необходимым для освоения сложных месторождений, повышения эффективности добычи и производства, а также снижения экологического воздействия. С другой стороны, они сопряжены с рисками, связанными с трансфером технологий, защитой интеллектуальной собственности и зависимостью от иностранных партнеров.

В начале 2000-х годов российские компании активно использовали технологическое партнерство как инструмент для модернизации отрасли и привлечения инвестиций. Примеры сотрудничества с компаниями Schlumberger, Halliburton и Baker Hughes демонстрируют успешное внедрение современных технологий бурения, заканчивания скважин и увеличения нефтеотдачи. Российская нефтегазовая отрасль обладает значительным потенциалом для развития технологических партнерств, как с отечественными, так и с зарубежными компаниями. Однако, несмотря на наличие ряда успешных примеров, потенциал этот реализован далеко не полностью. Приведу несколько примеров технологических партнерств в России, осуществлявших совместную реализацию проектов в нефтегазовой отрасли.

Сотрудничество между ПАО «НК «Роснефть» и General Electric в области разработки и внедрения технологий повышения нефтеотдачи

пластов, а также в области производства оборудования для нефтегазовой отрасли.

Партнерство между ПАО «Газпром» и Siemens в совместной разработке и внедрении газотурбинных технологий для энергетических установок и компрессорных станций.

Сотрудничество между ПАО «Лукойл» и Baker Hughes в области разработки и внедрения технологий для разведки и добычи нефти на шельфе.

Стимулирование инноваций и проведение совместных научно-исследовательских работ – неотъемлемый фактор технологического партнерства

Необходимо отметить, что с марта 2022 г. европейские, американские и японские нефтегазовые и сервисные компании вышли из совместных проектов на территории России [3].

Однако в последние годы под влиянием санкций и геополитической напряженности вектор технологического сотрудничества сместился в сторону азиатских стран, в частности Китая и Индии.

Одним из ключевых направлений технологического партнерства является разработка и внедрение технологий для добычи трудноизвлекаемых запасов (далее – ТРИЗ), таких как баженовская свита и ачимовские отложения. В этой области активно сотрудничают с иностранными компаниями, обладающими опытом и технологиями гидроразрыва пласта, горизонтального бурения и разработки шельфовых месторождений. Вместе с тем наблюдается растущий интерес к развитию собственных технологических решений и созданию отечественных аналогов зарубежных технологий.

Важным аспектом технологического партнерства является стимулирование инноваций и проведение совместных научно-исследовательских работ. Российские компании активно сотрудничают с ведущими университетами и научными организациями мира, а также создают совместные исследовательские центры для разработки новых технологий

и материалов. Это позволяет не только внедрять передовые разработки в производство, но и развивать собственный научно-технический потенциал страны.

Российская практика технологических партнерств в нефтегазовой отрасли свидетельствует о его значимости для развития и модернизации отрасли.

Несмотря на возникающие вызовы и изменения в геополитической обстановке, стратегическое

значение технологического сотрудничества остается высоким. Дальнейшее развитие этой сферы требует сбалансированного подхода, сочетающего привлечение иностранных технологий и развитие собственных инновационных разработок, с учетом национальной безопасности и долгосрочных экономических интересов страны.

Важным аспектом развития технологических партнерств является международное сотрудничество

Проблемы и перспективы развития технологических партнерств в нефтегазовой отрасли России

Технологические партнерства в нефтегазовой отрасли России сталкиваются с рядом специфических проблем, обусловленных как внутренними, так и внешними факторами. Во-первых, существенным барьером является высокая зависимость от импортных технологий и оборудования, особенно в области разработки ТРИЗ, глубоководной добычи и сжижения природного газа. Это делает российские компании уязвимыми к геополитическим рискам и санкционному давлению, ограничивая доступ к передовым решениям. Во-вторых, наблюдается недостаточная координация между научными институтами, вузами и промышленными предприятиями, что затрудняет коммерциализацию инновационных разработок

и внедрение их в производство. В-третьих, необходимо совершенствование нормативно-правовой базы, регулирующей вопросы интеллектуальной собственности и трансфера технологий, для обеспечения защиты прав участников партнерств и стимулирования инвестиций в инновации.

Однако, несмотря на существующие трудности, технологические партнерства в нефтегазовой отрасли России обладают значительным потенциалом для развития. Прежде всего, необходимо отметить богатую ресурсную базу страны, которая создает благоприятные условия для внедрения новых технологий и освоения перспективных месторождений. Во-вторых, реализуются государственные программы поддержки инноваций и импортозамещения, направленные на стимулирование разработки и внедрения отечественных технологий. В-третьих, наблюдается растущий интерес со стороны зарубежных компаний к сотрудничеству с российскими партнерами в сфере нефтегазовых

технологий, особенно в области повышения энергоэффективности и экологической безопасности производства.

Перспективы развития технологических партнерств в России связаны с активным внедрением цифровых технологий, таких как искусственный интеллект, машинное обучение и интернет вещей, для оптимизации производственных процессов, повышения эффективности разведки и добычи нефти и газа. Кроме того, необходимо развивать сотрудничество в области разработки и внедрения экологически чистых технологий, направленных на снижение выбросов парниковых газов и минимизацию воздействия на окружающую среду.

Важным направлением является также развитие сотрудничества в области геологоразведки и разработки трудноизвлекаемых запасов, включая баженовскую свиту и арктические месторождения.

Российская нефтегазовая отрасль обладает значительным потенциалом для развития технологических партнерств, как с отечественными, так и с зарубежными компаниями. Однако, несмотря на наличие ряда успешных примеров, потенциал этот реализован далеко не полностью

данных удалось существенно повысить эффективность ГРП, увеличить дебит скважин и снизить потребление воды и химических реагентов. Этот опыт показал, что применение методов машинного обучения может значительно улучшить экономические показатели проектов разработки месторождений.

Следующий пример – сотрудничество между нефтяной компанией и IT-гигантом по разработке и внедрению платформы прогнозной аналитики на основе машинного обучения. Эта платформа анализирует огромные объемы геологических данных, данных сейсмических исследований и информации о скважинах, чтобы более точно определять

аккумулировать необходимые компетенции и успешно реализовывать проекты, требующие значительных инвестиций и использования передовых технологий.

Таким образом, успешные партнерства в нефтегазовой отрасли в контексте внедрения новых технологий демонстрируют потенциал совместных усилий для повышения эффективности, устойчивости и безопасности операций. Активное взаимодействие между различными игроками рынка, обмен знаниями и опытом, а также готовность к инвестициям в инновации являются ключевыми факторами успеха в современной нефтегазовой отрасли.

Для реализации потенциала технологических партнерств необходимо создание благоприятной инвестиционной среды, обеспечение стабильности нормативно-правовой базы и развитие системы подготовки кадров, обладающих необходимыми компетенциями для работы с современными технологиями. Кроме того, следует уделять больше внимания развитию малого и среднего бизнеса, который может играть важную роль в разработке и внедрении инновационных решений в нефтегазовой отрасли.

Важным аспектом развития технологических партнерств является международное сотрудничество. Российские компании могут извлечь выгоду из опыта и знаний зарубежных партнеров в области разработки и внедрения передовых технологий, а также получить доступ к новым рынкам и инвестициям. Необходимо активно привлекать иностранные компании к участию в совместных проектах, создавая привлекательные условия для инвестиций и обеспечивая защиту их прав. При этом важно соблюдать баланс между привлечением иностранных технологий и развитием собственных разработок, чтобы не допустить чрезмерной зависимости от импорта.

На основании вышеизложенного необходимо отметить, что развитие технологических партнерств в нефтегазовой отрасли России является ключевым фактором обеспечения устойчивого развития отрасли и повышения ее конкурентоспособности на мировом рынке. Успешная реализация потенциала технологических партнерств позволит России укрепить свои позиции как одного из мировых лидеров в энергетической сфере и обеспечить энергетическую безопасность страны.

Роль государства в развитии технологических партнерств в нефтегазовой отрасли

Роль государства в развитии технологических партнерств в нефтегазовой отрасли сложно переоценить. Являясь ключевым регулятором и заинтересованным

игроком, государство оказывает существенное влияние на формирование и успешное функционирование таких партнерств. Оно определяет правила игры, создавая законодательную и нормативную базу, стимулирующую инновации и сотрудничество. Через налоговые льготы, субсидии, гранты и другие механизмы финансовой поддержки государство может значительно снизить риски и повысить привлекательность технологических проектов для участников партнерств.

Кроме того, государство выступает в роли модератора, способствуя установлению диалога и налаживанию связей между различными заинтересованными сторонами – государственными и частными компаниями, научными институтами, университетами и международными организациями. Оно может инициировать и поддерживать платформы для обмена знаниями, опытом и технологиями, способствуя синергии между участниками партнерств. Также государство играет важную роль в стандартизации и сертификации новых технологий, обеспечивая их надежность и безопасность, что является необходимым условием для их широкого внедрения в отрасль.

Государство также является крупным заказчиком и потребителем инновационных технологий в нефтегазовой отрасли. Инвестируя в НИОКР, реализуя пилотные проекты и поддерживая

Через налоговые льготы, субсидии, гранты и другие механизмы финансовой поддержки государство может значительно снизить риски и повысить привлекательность технологических проектов для участников партнерств

внедрение новых решений на государственных предприятиях, оно стимулирует развитие технологических партнерств и создает спрос на их продукцию. Это позволяет компаниям и научным организациям тестировать и совершенствовать свои разработки в реальных условиях, повышая их конкурентоспособность и привлекательность для инвесторов.

В условиях геополитической нестабильности и санкционного

давления, роль государства в поддержке технологических партнерств становится еще более значимой. Оно обеспечивает независимость и устойчивость отрасли, стимулируя импортозамещение и развитие собственных технологических компетенций. Государство может вводить протекционистские меры, ограждая отечественный рынок от недобросовестной конкуренции и поддерживая локализацию производства оборудования и технологий.

Таким образом, государство выступает как архитектор, катализатор и гарант развития технологических партнерств в нефтегазовой отрасли. Его роль заключается в создании благоприятной среды для инноваций, поддержке сотрудничества между различными игроками, обеспечении финансирования и стимулировании спроса на новые технологии, что в конечном итоге способствует повышению эффективности и конкурентоспособности отрасли, а также укреплению энергетической безопасности страны.

Можно выделить следующие основные направления государственной поддержки:

- Разработка и реализация государственной политики в области технологического развития нефтегазовой отрасли: определение приоритетных направлений технологического развития и разработка механизмов стимулирования инновационной деятельности.

- Финансовая поддержка технологических проектов: предоставление грантов, субсидий и льготных кредитов для реализации технологических проектов.
- Создание и развитие инновационной инфраструктуры: поддержка создания и развития венчурных фондов, технологических инкубаторов и других элементов инновационной инфраструктуры.

- Содействие международному сотрудничеству: поддержка участия российских компаний в международных технологических проектах и привлечение иностранных инвестиций в российскую нефтегазовую отрасль.
- Развитие системы образования и подготовки кадров: разработка образовательных программ и программ повышения квалификации специалистов в области технологического развития нефтегазовой отрасли.
- Совершенствование нормативно-правовой базы: создание благоприятных условий для привлечения инвестиций в технологические проекты и защиты интеллектуальной собственности.

Рекомендации

Для дальнейшего развития технологических партнерств в нефтегазовой отрасли России рекомендуется:

- Разработать и реализовать государственную программу поддержки технологических партнерств, направленную на создание благоприятных условий для сотрудничества между компаниями, научными организациями и инвесторами.
- Совершенствовать законодательную базу в области инновационной деятельности и защиты интеллектуальной собственности.
- Развивать инновационную инфраструктуру, включая венчурные фонды, технологические инкубаторы и другие элементы, поддерживающие развитие и коммерциализацию новых технологий.
- Обеспечить доступ к финансированию для реализации технологических проектов, особенно на ранних стадиях развития.
- Развивать систему образования и подготовки кадров в области управления технологическими партнерствами и коммерциализации новых технологий.
- Стимулировать сотрудничество между научными организациями и предприятиями нефтегазовой отрасли.
- Активно привлекать иностранные инвестиции и технологии в российскую нефтегазовую отрасль.

Заключение

Технологические партнерства являются важным инструментом повышения конкурентоспособности и устойчивого развития нефтегазовой отрасли.

Мировой опыт демонстрирует широкий спектр успешных партнерств, охватывающих различные направления деятельности, от разведки и добычи до переработки и транспортировки. Российская нефтегазовая отрасль обладает значительным потенциалом для развития технологических партнерств, однако для его реализации необходимо преодолеть ряд проблем, связанных с недостаточной развитостью инновационной инфраструктуры, бюрократическими барьерами, недостатком квалифицированных кадров и ограниченным доступом к финансированию. Государство играет важную роль в стимулировании развития технологических партнерств, создавая благоприятные условия для сотрудничества между компаниями, научными организациями и инвесторами. Развитие технологических партнерств позволит российской нефтегазовой отрасли повысить эффективность и безопасность операций, перенимать опыт и технологии иностранных коллег, снизить издержки и минимизировать экологическое воздействие, обеспечивая ее устойчивое развитие в долгосрочной перспективе.

Союзы в сфере технологий не только помогают преодолеть барьеры, например, вызванные экономическими ограничениями, но и дают импульс для прогресса. При этом критически важно оценивать уровень развития и стратегические приоритеты потенциальных партнеров, так как согласование целей и задач не всегда достижимо.

Вместе с тем для плодотворного сотрудничества необходимы прочные доверительные отношения и взаимопонимание между участниками. Это предполагает не только наличие юридически выверенных соглашений,

но и культурную близость. Интеграция корпоративных культур различных компаний может быть сложной задачей, но также и шансом для формирования уникальной атмосферы, способствующей инновациям.

Таким образом, технологические партнерства в нефтегазовой отрасли являются значимым механизмом для поддержания стабильного развития и повышения рентабельности, способствуя созданию инновационного потенциала благодаря объединению интересов различных участников рынка.

С уверенностью можно сказать, что технологическое партнерство является ключевым фактором преобразования нефтегазовой отрасли, стимулируя гибкий и новаторский подход к освоению ресурсов и адаптации современных решений. Подобное сотрудничество формирует фундамент для стабильного развития и укрепляет позиции в конкурентной борьбе как внутри страны, так и за ее пределами, что крайне важно в контексте текущих проблем и нестабильности. В условиях быстро меняющейся геополитической обстановки, рыночной конъюнктуры и растущей конкуренции компании, способные эффективно использовать возможности партнерства, будут иметь значительные преимущества на рынке. ●

Литература

1. Качелин А.С. Международное сотрудничество как фактор научно-технологического развития в нефтегазовой отрасли России // ЭТАП. 2023, № 1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/mezhdunarodnoe-sotrudnichestvo-kakfaktor-nauchno-tehnologicheskogo-razvitiya-v-neftegazovoy-otrasli-rossii> (дата обращения: 01.07.2025).
2. Митрова Т., Грушевенко Е. Технологические партнерства в нефтегазовом секторе: применим ли мировой опыт кооперации в России? // URL: https://www.researchgate.net/publication/333703358_Tehnologiceskie_partnerstva_v_neftegazovom_sektore_primenim_li_mirovoj_opyt_kooperacii_v_Rossii (дата обращения: 01.07.2025).
3. Качелин А.С. Нефтегазовый сервис как триггер технологического суверенитета и структурной модернизации экономики России // Деловой журнал «Neftegaz.RU», № 8 (152) 2024, с. 62–67.

KEYWORDS: *intellectual property, legislative framework, innovative infrastructure, R&D, international cooperation, oil and gas industry, offshore field, oil pipeline, technological partnership, sanctions, liquefied natural gas, offshore.*

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ И ДЕТАЛЬНАЯ КОРРЕЛЯЦИЯ ПРОДУКТИВНОГО ОБЪЕКТА БВ8

Самотлорского месторождения для уточнения ресурсной базы



**Абдрахимов
Роберт Иршатович**
эксперт



**Задорожная
Надежда Петровна**
главный специалист



**Популова
Татьяна Павловна**
ведущий специалист

ООО «Тюменский
нефтяной научный
центр»

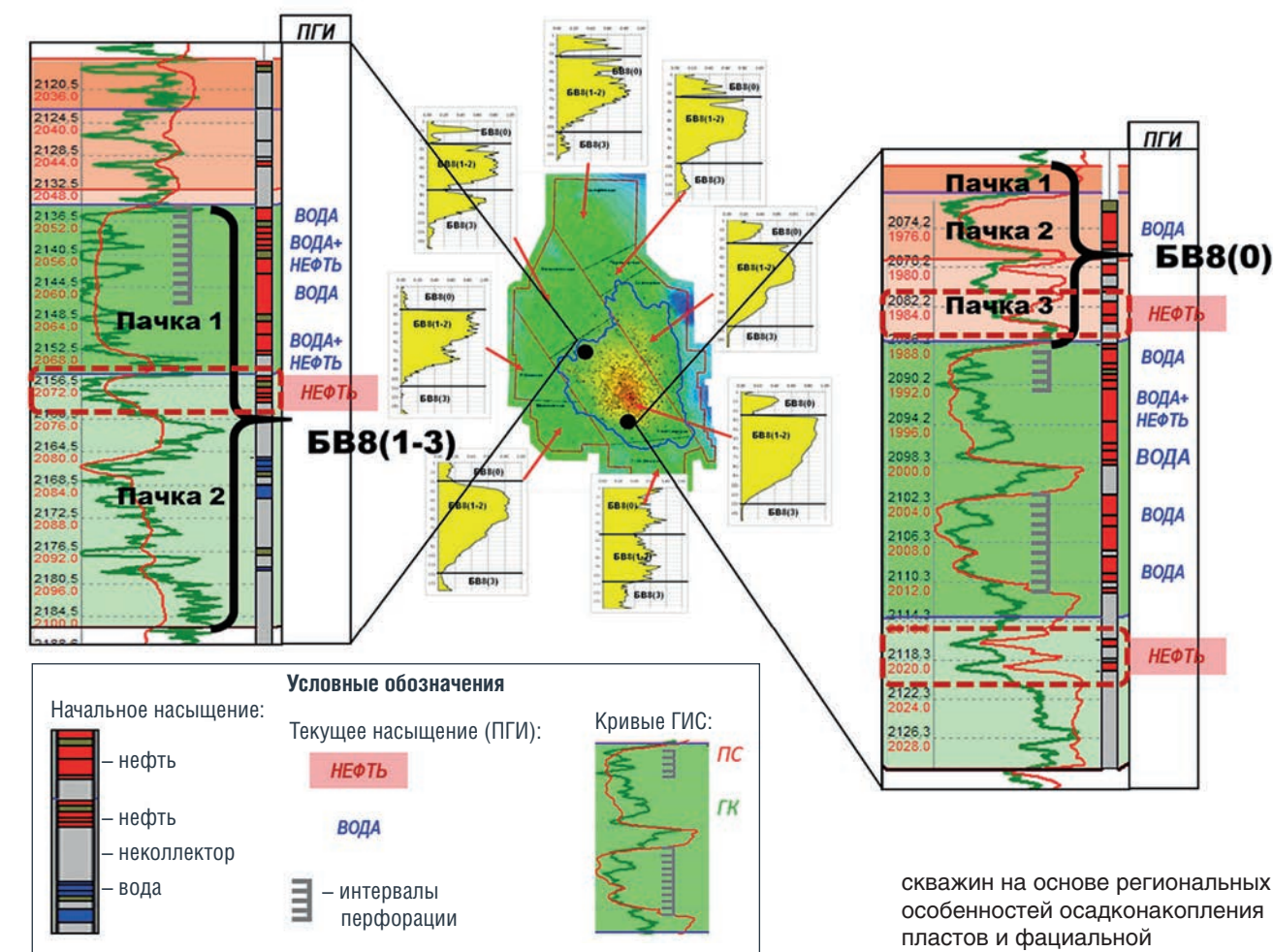
В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕН ПОДХОД К ДЕТАЛИЗАЦИИ РАЗРЕЗА ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА БВ8(0) САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ НЕЗАДЕЙСТВОВАННЫХ В РАЗРАБОТКЕ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ПРОСЛОЕВ КОЛЛЕКТОРОВ. РАССМОТРЕНЫ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ ОСОБЕННОСТИ ОБЪЕКТА. ПОКАЗАНО, ЧТО СЛОЖНОЕ СТРОЕНИЕ ПЛАСТОВ С ЧАСТЫМ ЧЕРЕДОВАНИЕМ ГЛИНИСТЫХ И ПЕСЧАНЫХ ПАЧЕК, А ТАКЖЕ НАЛИЧИЕ ЛОКАЛЬНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ ТРЕБУЕТ СИСТЕМНОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО ВОВЛЕЧЕНИЯ РЕСУРСОВ В ДОБЫЧУ. НА ОСНОВЕ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА МАТЕРИАЛОВ КЕРНА И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ И ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЫПОЛНЕНА ДЕТАЛИЗАЦИЯ КОРРЕЛЯЦИИ ПЛАСТОВ НА ПЯТЬ ПАЧЕК КОЛЛЕКТОРОВ. ДЕТАЛИЗАЦИЯ ВНУТРЕННЕГО СТРОЕНИЯ, В КОМПЛЕКСЕ С ИССЛЕДОВАНИЯМИ КЕРНА, ПОЗВОЛИЛА ВЫЯВИТЬ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНТЕРВАЛЫ НЕФТЕНОСТИ. АКТУАЛЬНОСТЬ РАБОТЫ ОБУСЛОВЛЕНА НЕОБХОДИМОСТЬЮ СНИЖЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ И УВЕЛИЧЕНИЯ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НА ЭТАПЕ ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

THE ARTICLE PRESENTS AN APPROACH TO DETAILED STRATIGRAPHIC ANALYSIS OF THE PRODUCTIVE BV8(0) RESERVOIR OF THE SAMOTLOR FIELD TO IDENTIFY UNDERDEVELOPED OIL-SATURATED LAYERS. GEOLOGICAL AND FIELD CHARACTERISTICS OF THE OBJECT ARE CONSIDERED, INCLUDING DETAILED CORRELATION OF WELL SECTIONS AND FACIES HETEROGENEITY OF DEPOSITS ALONG THE SECTION AND Laterally. IT IS SHOWN THAT THE COMPLEX STRUCTURE OF THE BV8(0) AND BV8(1-3) RESERVOIRS, WITH FREQUENT ALTERNATION OF CLAY AND SAND LAYERS, AS WELL AS THE PRESENCE OF LOCALIZED OIL-SATURATED INTERVALS, REQUIRES SYSTEMATIC ANALYSIS FOR EFFICIENT RESOURCE EXTRACTION. BASED ON FACIES ANALYSIS OF CORE DATA AND GEOPHYSICAL RESEARCH, A DETAILED CORRELATION OF RESERVOIRS INTO FIVE LAYERS HAS BEEN PERFORMED. DETAILING OF THE INTERNAL STRUCTURE, IN COMBINATION WITH CORE STUDIES, MADE IT POSSIBLE TO IDENTIFY PROMISING OIL-BEARING INTERVALS OF THE RESERVOIR BV8. THE RELEVANCE OF THE WORK IS DUE TO THE NEED TO REDUCE WATER CUT AND INCREASE RECOVERABLE RESERVES DURING THE FINAL DEVELOPMENT PHASE OF THE FIELD. TECHNICAL ASPECTS, SUCH AS THE RISKS OF DRILLING IN THIN RESERVOIRS, SELECTION OF OPTIMAL HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGIES, AND WELL CONSTRUCTION, ARE HIGHLIGHTED

Ключевые слова: Самотлорское месторождение, перспективные зоны нефтеносности, детализация разреза, фациальная модель, фация распределительных каналов, фация штурмового слоя, цементируемый хвостовик с разрывными муфтами ГРП.

УДК 553.98

РИСУНОК 1. Примеры выявленных по промыслово-геофизическим исследованиям нефтенасыщенных интервалов коллекторов



В представленной работе рассмотрен пример детализации разреза продуктивного пласта БВ8(0) Самотлорского месторождения на отдельные пачки с целью выявления незадействованных в разработке прослоев коллекторов.

Объект БВ8 состоит из двух пластов БВ8(0) и БВ8(1–3) и разрабатывается с конца 60-х годов прошлого столетия. За период разработки на пласт пробурено около 8000 эксплуатационных скважин. Отбор от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 85 %, при этом обводненность продукции скважин в настоящее время достигает 95–97 %. Последние 5–7 лет на объекте ведется бурение горизонтальных скважин на различные пачки коллекторов в разрезе продуктивных пластов. Так, для пласта БВ8(1–3) в подошвенной части по данным ГИС отдельных транзитных скважин и ПГИ фактических скважин выявлена нефтеносная

на локальных участках пачка БВ8(3). В разрезе пласта БВ8(0) нефтеносность пачек коллекторов в отдельных скважинах выявлена как в средней части, так и в подошвенной части пласта (рис. 1).

Поиск подобных нефтенасыщенных интервалов по данным ПГИ или ГИС транзитных скважин решает точечную задачу и не позволяет системно прогнозировать распространение той или иной пачки коллекторов в масштабах всего месторождения. В представленных условиях, одной из актуальных задач разработки является поиск пропущенных и не затронутых разработкой целиков нефти во всех скважинах с целью картирования отдельных пачек по площади и последующего бурения новых скважин с горизонтальным окончанием или боковых горизонтальных стволов.

Решение данной задачи возможно при условии выполнения детальной корреляции разрезов

скважин на основе региональных особенностей осадконакопления пластов и фациальной неоднородности отложений объекта БВ8 по разрезу и латерали.

Основная часть

Пласты БВ8 характеризуются неоднородным полифациальным строением на всей территории Самотлорского месторождения. Литологическая неоднородность пласта обусловлена частым чередованием глинистых и песчаных пачек, наличием среди песчаников многочисленных слоев и прослоев глинистых алевролитов и аргиллитов. С учетом регрессивно-трансгрессивной цикличности движения побережья данные отложения достаточно уверенно разделяются на пласты БВ8(1–3) регрессивного этапа и пласт БВ8(0) начала трансгрессии («накануне» осадконакопления глинистой самотлорской пачки).

В рамках работ по созданию фациальной модели по пластам группы БВ8 определена сеть скважин с керном и полным комплексом ГИС, охватывающая всю площадь месторождения.

РИСУНОК 2. Пример выделения фаций по керну

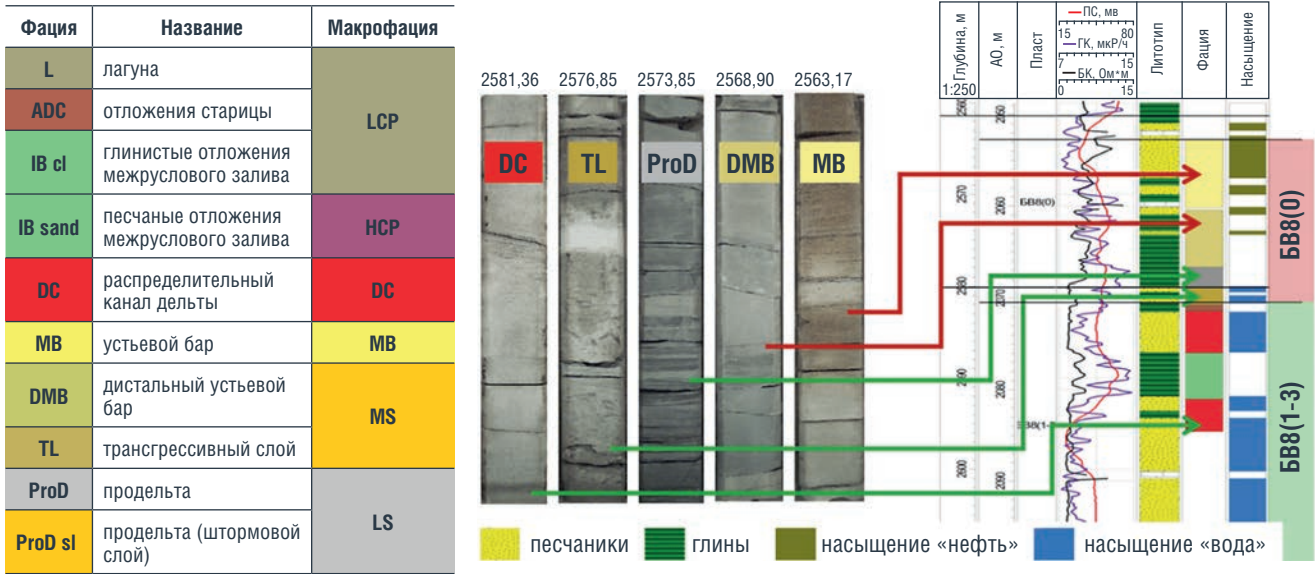


РИСУНОК 3. Схема корреляции и фациальный профиль северо-западного направления

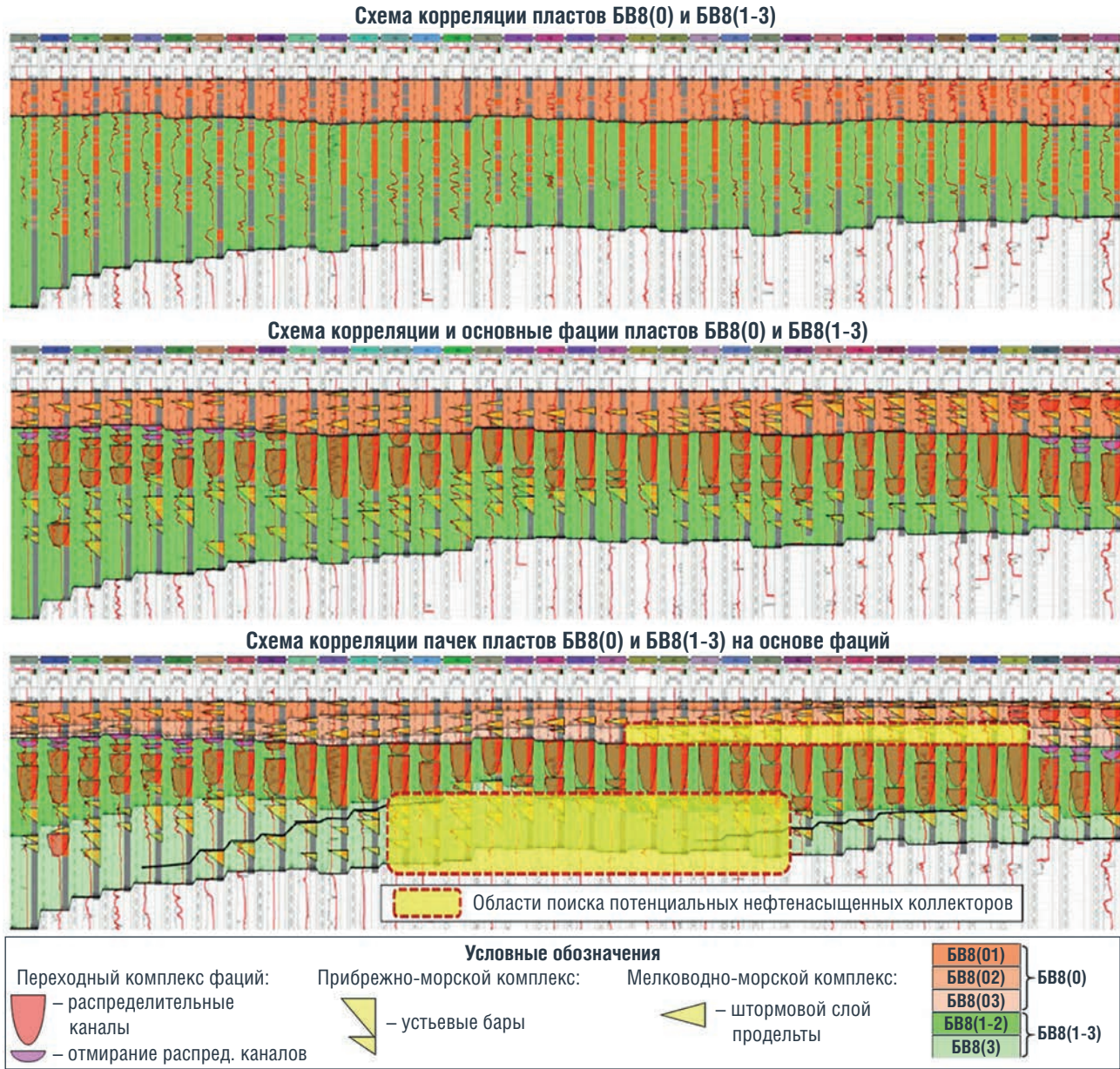
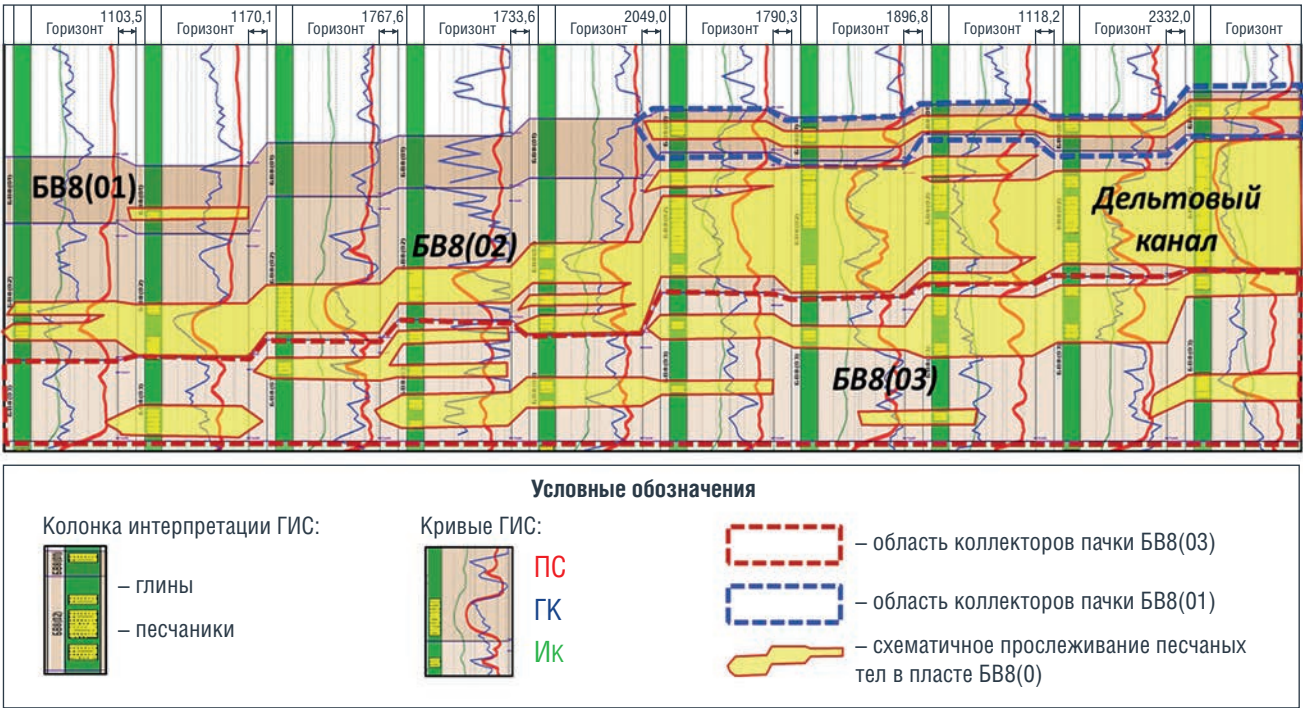


РИСУНОК 4. Фрагмент фациального профиля в интервале пласта БВ8(0)



В интервале пласта БВ8(1-3) преобладают отложения нескольких фациальных зон: песчаные по составу отложения распределительных каналов и устьевых баров, глинисто-песчаные породы отмирания распределительных каналов и дистальных частей устьевых баров (рис. 2). Основными коллекторами пласта БВ8(1-3) являются песчаники распределительных каналов и устьевых баров, гораздо в меньшей степени – отложения отмирающих каналов и линзовидные, волнисто-слоистые, неравномерно песчанистые алевролиты междусловых заливов.

Согласно приведенным схемам корреляции на рисунке 3 пласт БВ8(1-3) сложен двумя основными фациями: устьевых баров фронта дельты и фациями распределительных каналов. Основной привнос осадочного материала в процессе накопления отложений пласта происходил с юго-востока на северо-запад. Детальная корреляция разрезов на опорных схемах корреляции позволила как проследить пачки коллекторов фаций устьевых баров и распределительных дельтовых каналов, так и определить цикличность данных процессов. Так, для подошвенной части пласта отчетливо выделяется три глобальных цикла проградации фронта дельты (рис. 3),

проявляющихся в пологом залегании дистальных баров в северо-западном направлении. Цикличность осадконакопления маркируется поведением кривых ГИС (минимумы кривой ГИС потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС) и максимумы кривой ГИС гамма-каротажа (ГК)), отражающих перерывы поступления песчаного материала и накопления морских глин на больших площадях. Выше по разрезу залегают мощные песчаные отложения фаций распределительных каналов, накопившихся при последующем глобальном цикле регрессии. Фации распределительных каналов залегают непосредственно на фациях прибрежно-морских баров с частичной эрозией последних.

Аналогичная картина наблюдается и в интервале пласта БВ8(0), однако при гораздо меньших глубинах бассейна осадконакопления. Маркирующие глины имеют более пологий наклон, что характеризует меньший объем привносимого осадочного материала. Период регрессии, на фоне глобальной трансгрессии в период формирования пласта, имел короткую продолжительность, вследствие чего развитие фаций дельтовых каналов фиксируется только лишь в юго-восточной части месторождения (рис. 4).

Отложения пласта БВ8(0) накапливались преимущественно в условиях дельты с влиянием волновых процессов, иногда с эпизодами штормов и формированием небольших по мощности песчаных штормовых слоев. Гораздо реже в пределах этого пласта отмечаются обстановки устьевых баров (в том числе и дистальной их части), в единичных случаях – отложения распределительных каналов.

Таким образом, на основе фациального анализа материалов керна и ГИС опорных скважин, выполнена детализация корреляции пластов БВ8(0) и БВ8(1-3) на пять пачек коллекторов. Впоследствии проведена трансляция детальной корреляции в разрезах всех скважин месторождения. Картирование зон коллекторов в пределах контуров нефтеносности для каждой из пачек представлено на рисунке 5.

Результаты

В результате выполненных работ по сопоставлению фактических интервалов перфорации скважин, точечных ГИС транзитных скважин и ПГИ последних лет в интервале пласта БВ8(0) определены интервалы коллекторов, не задействованных в разработке и представляющих потенциальный интерес для бурения новых

РИСУНОК 5. Карты распределения коллекторов и эффективных толщин по пачкам объекта БВ8

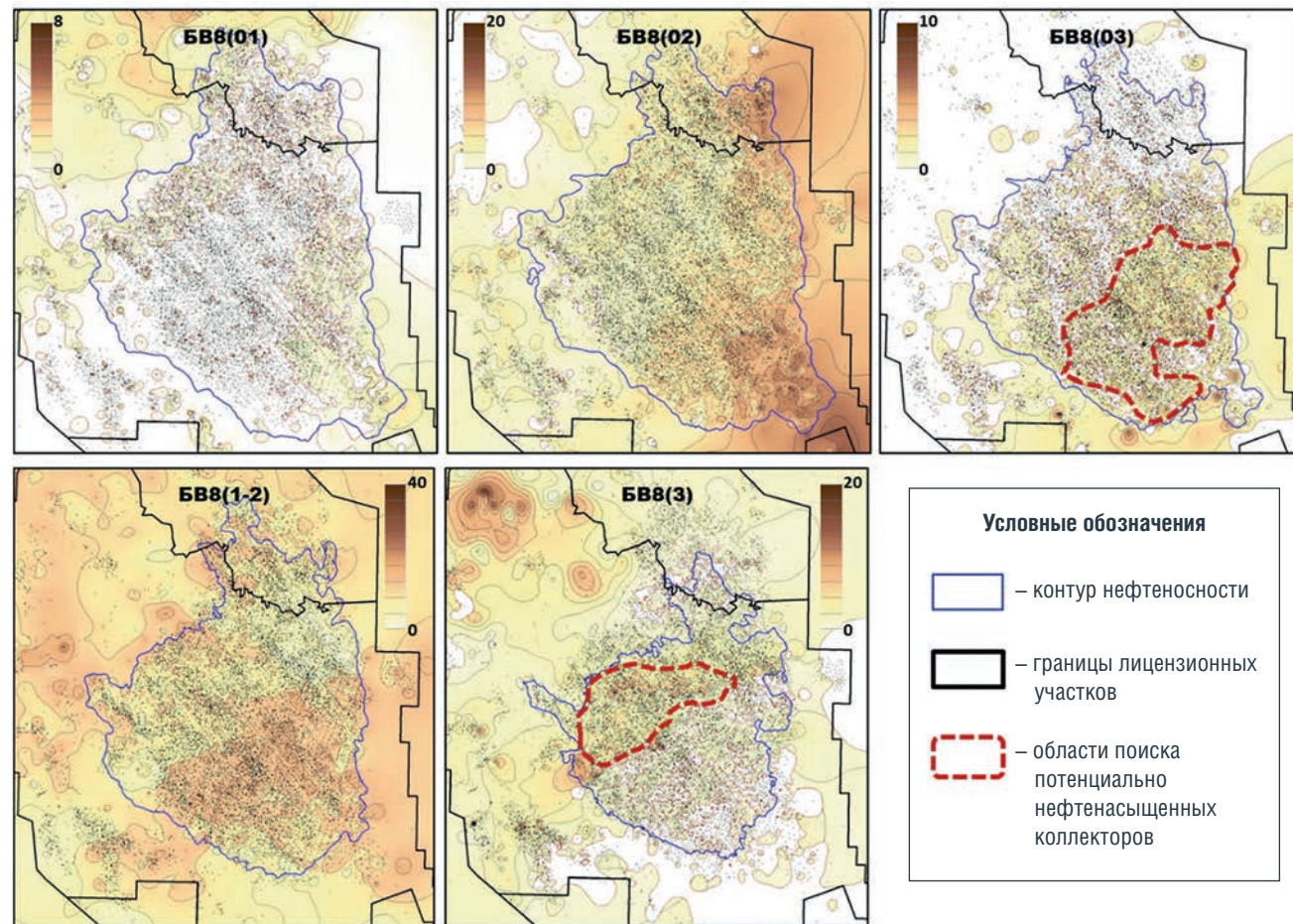
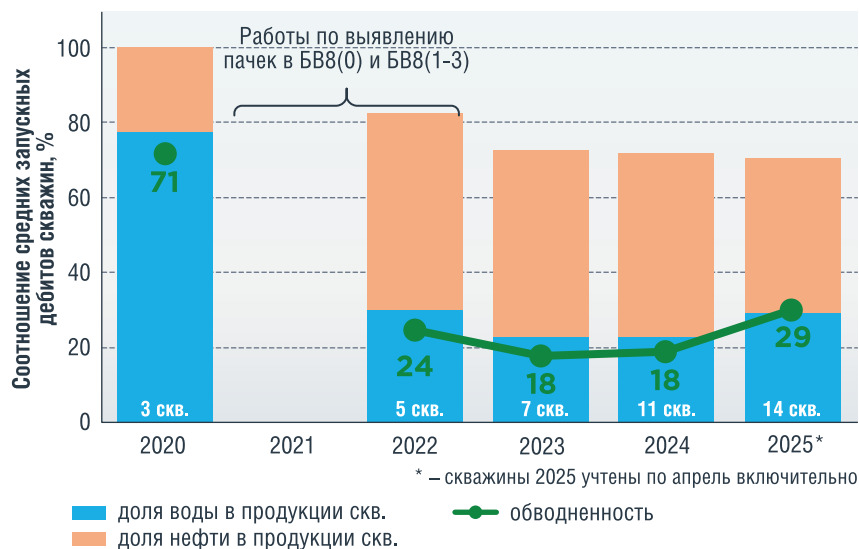


РИСУНОК 6. Диаграмма запусковых параметров скважин по годам



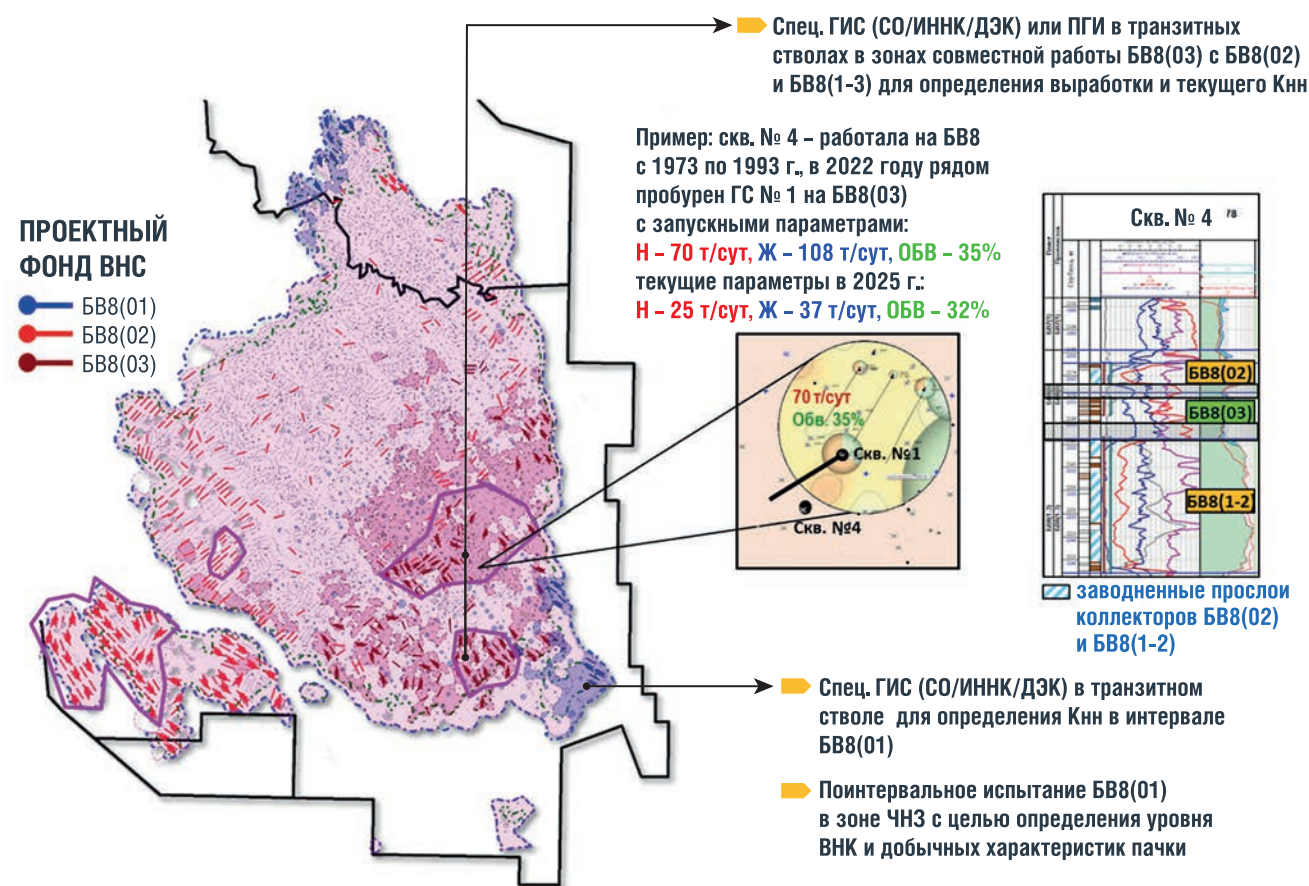
скважин и боковых стволов с горизонтальными окончаниями. Таким образом, решена системная задача поиска перспективных интервалов нефтеносности объекта БВ8 в целом. Для пачки БВ8(3) – это зона на северо-востоке залежи и для пачки БВ8(03) – это восточная часть залежи.

Успешное бурение горизонтальных скважин в краевые части пачки БВ8(3) ведется с 2018 года. Потенциальная зона нефтеносности пачки БВ8(03) только начинает разбуриваться, однако уже сейчас прослеживается устойчивый тренд снижения запусковых обводненностей

начиная с 2022 года (рис. 6). Снижение обводненности продукции горизонтальных скважин (ГС), пробуренных в зонах с недовыработанными запасами, подтверждает правильность картирования зон с остаточными запасами нефти по пачкам и выполненный впоследствии промыслово-геологический анализ для этих зон.

Бурение горизонтальных скважин в выявленную пачку БВ8(03) сопряжено с рисками при проводке ствола скважины в маломощных коллекторах (1–3 м). Дополнительно осложняющим фактором является маломощность глинистых перемычек в кровле и подошве пачки коллекторов БВ8(03), отделяющих целевой интервал от монолитных коллекторов БВ8(02) и БВ8(1-2). Учитывая фациальные особенности коллекторов БВ8(03), их низкие толщины и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), при эксплуатации горизонтальных скважин используется цементируемый хвостовик с разрывными муфтами ГРП. Данная

РИСУНОК 7. Программа исследовательских работ и планирование бурения на пласт БВ8(0)



компоновка для представленных геологических условий является наиболее оптимальной, наряду с опробованными конструкциями других типов – раздвижными муфтами с заколонными пакерами или фильтровым окончанием. Исходя из геологических условий была подобрана и технология ГРП – малообъемные фракции (150 кг проппанта на стадию), позволяющая формировать трещины на небольшом удалении от горизонтального ствола, исключая прорывы в выше и ниже лежащие обводненные коллекторы БВ8(02) и БВ8(1-2).

На основании полученных материалов совместно с недропользователем составлена программа исследований для подтверждения характера насыщения в пачках и последующего эксплуатационного бурения в перспективных зонах пласта БВ8(0) в период 2025–2027 годах (рис. 7).

Заключение

Представленная работа демонстрирует подход к изучению геологического объекта с учетом

особенностей осадконакопления и фациальной неоднородности, что позволяет максимально систематизировать исходную геолого-промысловую информацию для оперативного принятия решений в рамках мониторинга разработки.

Детальная корреляция отложений пласта БВ8(0), выполненная на основе фациального расчленения разрезов скважин, позволила выявить ранее не задействованные в разработке нефтенасыщенные пачки коллекторов и сформировать стратегию их вовлечения в процесс нефтедобычи в рамках всего месторождения.

Литература

- Бабадаглы В.А., Джумагулов А.Д. Современные представления об условиях образования и фациальной зональности дельтовых отложений. – М.: Министерство геологии СССР, 1982. – 46 с.
- Барашков С.В., Голубков Д.Е. Поиск пропущенных залежей: организация, реализация и результаты. – Территория нефтегаз, №1-2 февраль 2017. УДК 552.578.2:551.4.
- Белозеров В.Б. Роль седиментационных моделей в электрофациальном анализе терригенных отложений. – Геология нефти и газа, 2001. УДК 550.8.05.
- Конторович А.Э., Нестеров И.И. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М.: Недра, 1975. – 680 с.

- Кузнецов В.Г. Фации и фациальный анализ в нефтегазовой геологии. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 244 с.
- Кузнецов В.Г., Прохляков Б.К. Литология. – М.: Недра, 1991. – 444 с.
- Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984. – 260 с.
- Недоливко Н.М. Исследование керна нефтегазовых скважин. – Томск: Издательство ТПУ, 2008. – 158 с.
- Подсчет запасов углеводородов пластов Самотлорского месторождения (ЛУ Самотлорский, ЛУ Самотлорский (Северная часть) и ЛУ Южно-Мышпайский) по состоянию на 01.01.2017 г. Тюмень, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2017.
- Рединг Х. Обстановка осадконакопления и фации. – М.: Мир, 1990. – Т.1. – 350 с.
- Создание фациальной модели по пластам группы БВ8 Самотлорского месторождения в пределах ЛУ ОАО «Самотлорнефтегаз». Тюмень, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2013.
- Жемчужова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем: Учебное пособие для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 344 с.

KEYWORDS: *Samotlor field, promising oil-bearing zones, stratigraphic detailing, facies model, facies of distributary channels, facies of storm layers, cemented tailpipe with fractureable couplings for hydraulic fracturing.*

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ РЕЗЕРВУАРОВ неокомского клиноформного комплекса арктической зоны Западной Сибири

АРКТИЧЕСКАЯ ЗОНА СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ УНИКАЛЬНЫЙ РЕГИОН С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ. ЗДЕСЬ СОСРЕДОТОЧЕНЫ КРУПНЕЙШИЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА, ЧТО ДЕЛАЕТ ЭТОТ РАЙОН СТРАТЕГИЧЕСКИ ВАЖНЫМ ДЛЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ. НЕСМОТЯ НА ОЧЕВИДНЫЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ, ИНТЕНСИВНОЕ ОСВОЕНИЕ РЕГИОНА СДЕРЖИВАЕТСЯ РЯДОМ ФАКТОРОВ. СРЕДИ НИХ – ИСКЛЮЧИТЕЛЬНАЯ СЛОЖНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ОБУСЛОВЛЕННАЯ ЗНАЧИТЕЛЬНЫМИ ГЛУБИНАМИ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ И, КАК СЛЕДСТВИЕ, ВЫСОКОЙ СТОИМОСТЬЮ БУРЕНИЯ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН. В СВЯЗИ С ЧЕМ ВОЗНИКАЕТ ЗАДАЧА ПОВЫШЕНИЯ УСПЕШНОСТИ ГЕОЛОГО-РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ. В СТАТЬЕ ПРЕДЛОЖЕН КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПО ВЫБОРУ ЭФФЕКТИВНЫХ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ, ОСНОВАННЫЙ НА РЕТРОСПЕКТИВНОМ АНАЛИЗЕ РЕЗУЛЬТАТОВ, ПОЛУЧЕННЫХ НА УЧАСТКАХ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ПРЕДЛОЖЕННЫЙ ПОДХОД СПОСОБСТВУЕТ СУЩЕСТВЕННОМУ СНИЖЕНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ И ОТКРЫВАЕТ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И ВЫДЕЛЕНИЯ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ, ЧТО ПОВЫШАЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПОИСКОВЫХ РАБОТ В УСЛОВИЯХ ОСТРОГО ДЕФИЦИТА СКВАЖИННОЙ ИНФОРМАЦИИ

THE ARCTIC ZONE OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA IS A UNIQUE REGION IN TERMS OF NATURAL RESOURCES. THE LARGEST RESERVES OF OIL AND NATURAL GAS ARE CONCENTRATED HERE, WHICH MAKES THIS AREA STRATEGICALLY IMPORTANT FOR THE RUSSIAN ECONOMY. DESPITE THE OBVIOUS OIL AND GAS POTENTIAL, THE INTENSIVE DEVELOPMENT OF THE REGION IS HAMPERED BY A NUMBER OF FACTORS. AMONG THEM IS THE EXCEPTIONAL COMPLEXITY OF GEOLOGICAL EXPLORATION DUE TO THE SIGNIFICANT DEPTHS OF PRODUCTIVE HORIZONS AND, AS A RESULT, THE HIGH COST OF DRILLING EXPLORATION WELLS. IN THIS CONNECTION, THE TASK ARISES OF INCREASING THE SUCCESS OF EXPLORATION WORK. THE ARTICLE OFFERS A COMPREHENSIVE APPROACH TO CHOOSING EFFECTIVE METHODS FOR INTERPRETING SEISMIC DATA BASED ON A RETROSPECTIVE ANALYSIS OF THE RESULTS OBTAINED IN THE ARCTIC ZONE OF THE NORTH OF WESTERN SIBERIA. THE PROPOSED APPROACH CONTRIBUTES TO A SIGNIFICANT REDUCTION IN GEOLOGICAL RISKS AND OPENS UP NEW OPPORTUNITIES FOR FORECASTING AND IDENTIFYING HYDROCARBON TRAPS, WHICH INCREASES THE EFFICIENCY OF EXPLORATION OPERATIONS IN CONDITIONS OF AN ACUTE SHORTAGE OF DOWNHOLE INFORMATION

Ключевые слова: интерпретация сейсмических данных, неокомский клиноформный комплекс, синхронная инверсия.

**Рявкина
Алена Евгеньевна**
ведущий специалист

**Сенькина
Ксения Алихановна**
ведущий специалист

ООО «РН-Геология
Исследования Разработка»

Особый научный интерес в освоении ресурсного потенциала территории Западной Сибири представляет слабоизученная арктическая зона, что обусловлено закономерным истощением ранее открытых месторождений углеводородов центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1].

Перспективы нефтегазоносности арктической зоны севера Западной Сибири связаны преимущественно с неокомским клиноформным комплексом, отличающимся неоднородностью внутренней структуры. Поэтому при выделении перспективных объектов возникает

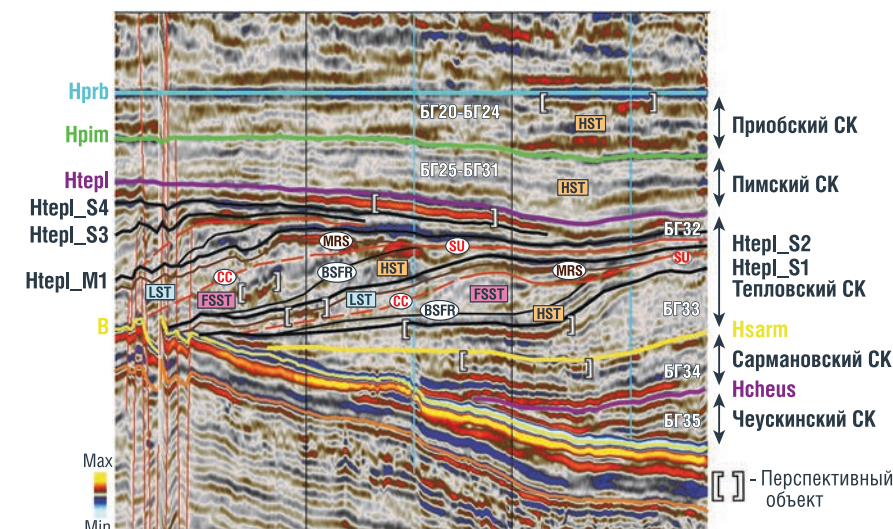
множество рисков, связанных со сложностями геологического строения залежей УВ, ограниченным объемом входных данных и количеством методов интерпретации [2].

Таким образом, целью исследования является разработка подхода, направленного на минимизацию имеющихся рисков при поиске новых залежей УВ.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Анализ целевого интервала посредством построения секвенс-стратиграфической модели неокомского комплекса.

РИСУНОК 1. Фрагмент временного сейсмического разреза



2. Ретроспективный анализ участков севера Западной Сибири.
3. Ранжирование методов интерпретации сейсмических данных по достоверности, времени выполнения и требованиям к входным данным.
4. Создание комплексного подхода прогнозирования перспективных объектов.

как закономерную циклическую последовательность генетически взаимосвязанных тел особого рода (секвенсы и системные тракты), которые ограничиваются изохронными поверхностями [3].

Для лучшего понимания условий формирования осадочных толщ на начальном этапе интерпретации выполнена сейсмо-стратиграфическая корреляция, выделены основные сейсмокомплексы в меловом интервале разреза, которые контролируются региональными маркирующими глинистыми пачками (рис. 1). Определены основные системные тракты и, соответственно, возможные зоны

Секвенс-стратиграфическая модель неокомского комплекса

В ходе проведенного исследования применена современная концепция секвенс-стратиграфии, описывающая осадочный бассейн

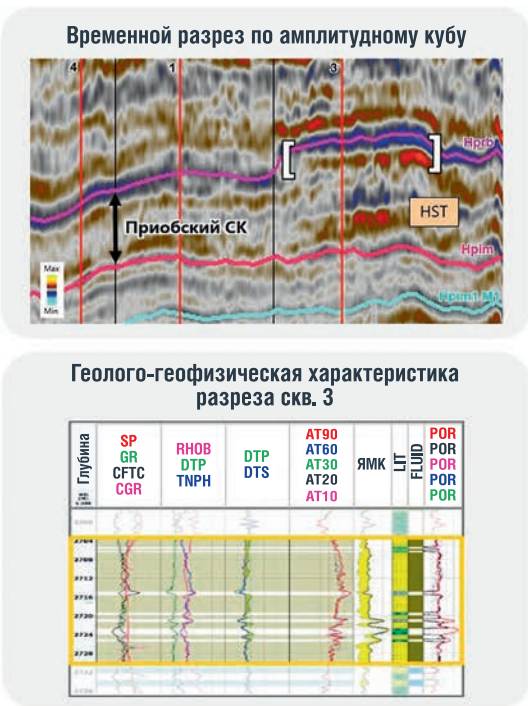
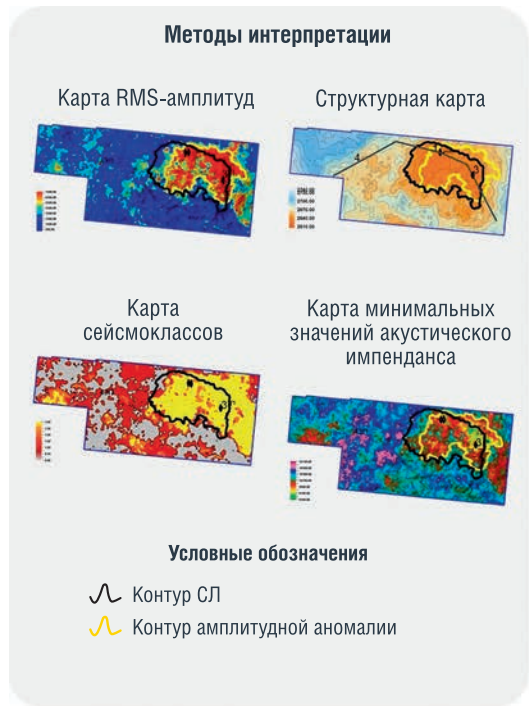
локализации перспективных объектов. Перспективы шельфовой части на рассмотренном примере приурочены к верхнему системному тракту (HST) Приобского и Тепловского сейсмо-комплексов. Ачимовские объекты преимущественно связаны с системным трактом форсированной регрессии (FSST) и нижним системным трактом (LST) Тепловского и Сармановского сейсмо-комплексов.

Ретроспективный анализ участков севера Западной Сибири

Каждый вскрытый поисково-разведочным бурением перспективный объект данного региона представляет собой особый научный и практический интерес. Разнообразие их размеров, морфологических особенностей и условий формирования превращает каждый такой объект в геологическую загадку, решение которой позволяет не только глубже понять историю формирования региона, но и разработать инновационные подходы к поиску и оценке перспективных объектов.

Объект № 1, приуроченный к шельфовой части верхнего системного тракта (HST) приобского сейсмокомплекса (пласт БГ20), выделяется выраженной амплитудной аномалией волнового поля, что находит четкое отражение в результатах атрибутного анализа,

РИСУНОК 2. Объект № 1: пласт БГ20



сейсмической классификации и акустической инверсии (рис. 2). В пределах аномалии закартирована структурная ловушка высотой более 20 метров. По результатам бурения объект представлен алевролитом серым, разномерным, средней крепости, зафиксированы газонасыщенные эффективные толщины 21,9 м, что превышает разрешающую

способность сейсморазведочных работ (20 м) на данной территории. Особенностью интерпретации данного объекта является возможность применения сокращенного комплекса методов при его выделении (без выполнения синхронной инверсии), что позволяет оптимизировать затраты. Полученные результаты свидетельствуют

о высокой информативности традиционных методов интерпретации (атрибутивный анализ, сейсмодатасет, акустическая инверсия) при изучении подобных объектов.

Объект № 2 представляет собой ловушку неструктурного типа в интервале пласта Ач2-ЗБУ10 ачимовских отложений

РИСУНОК 3. Объект № 2: пласт Ач2-ЗБУ10

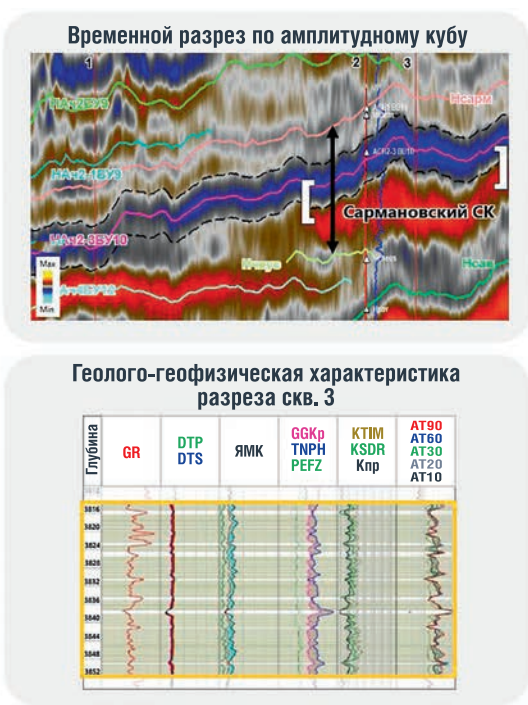
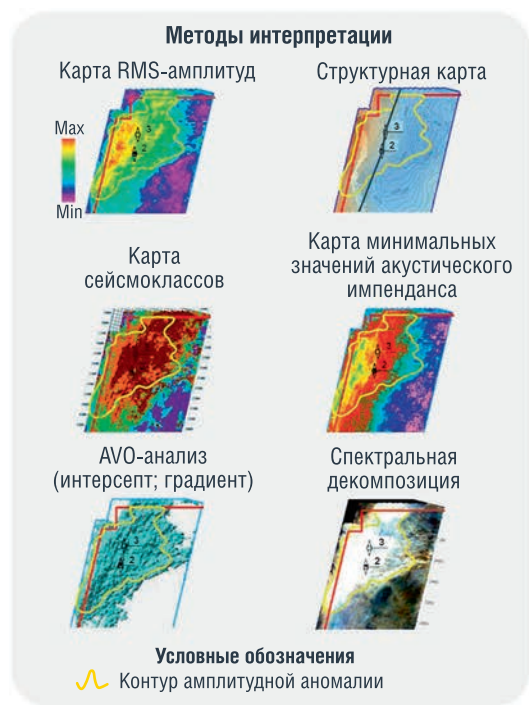


РИСУНОК 4. Объект № 3: пласт БГ20(0)

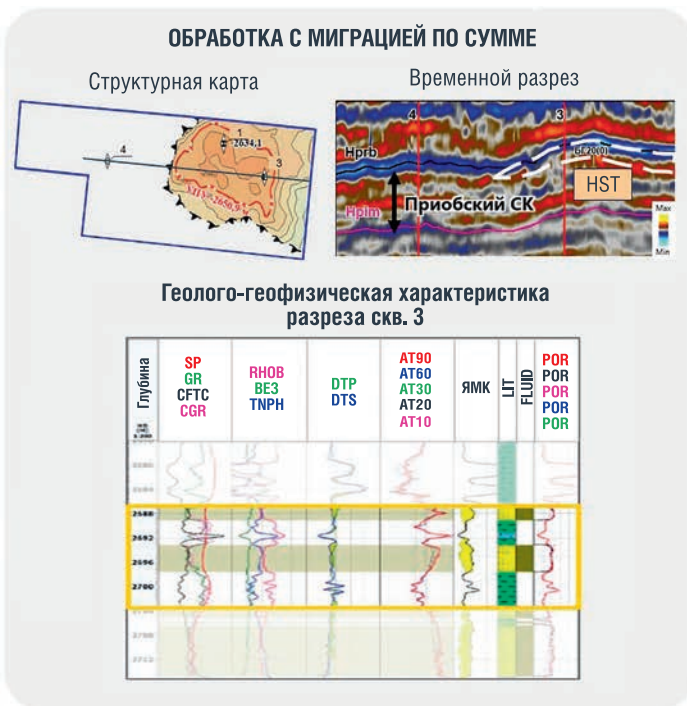
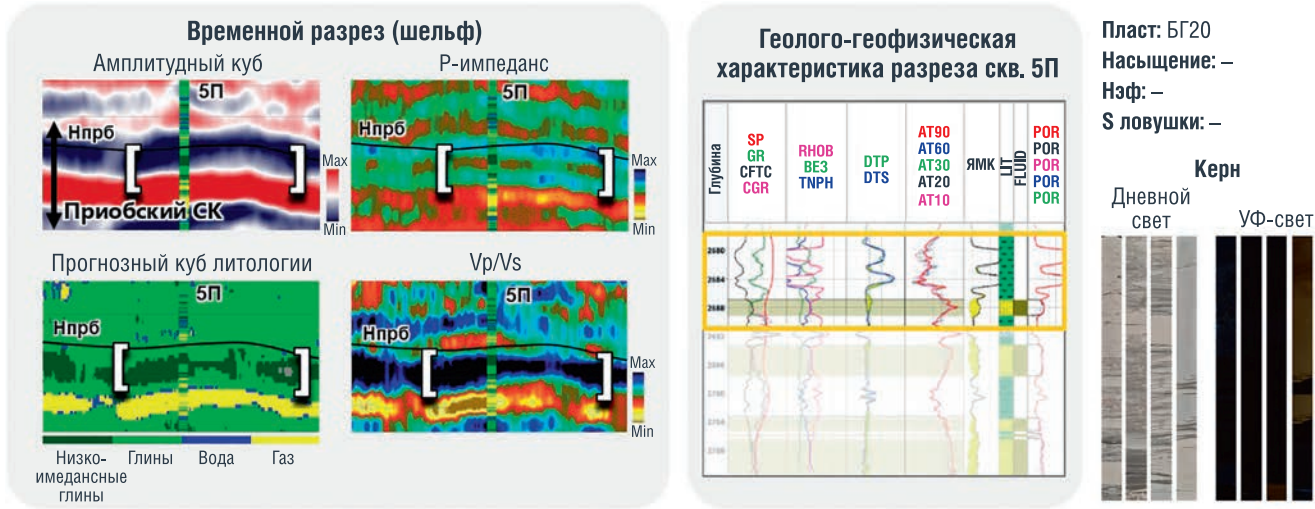


РИСУНОК 6. Объект № 5: пласт БГ20



оказался пропущен по результатам интерпретации, выполненной по данным с миграцией по суммарному кубу, ввиду небольших толщин (6,6 м), находящихся за пределами разрешающей способности примененной методики (рис. 4).

Результаты интерпретации, выполненной по данным после обработки с применением полного цикла постмиграционных преобразований, включая миграцию до суммирования, демонстрируют существенное улучшение вертикальной разрешающей способности и качества суммарных сейсмических данных. Особенно четко разделение на два самостоятельных объекта проявляется при анализе результатов синхронной инверсии, что подтверждается данными ГИС и керновыми исследованиями, согласно которым пласты БГ20(0) и БГ20 представлены песчано-алевролитовыми породами и разделены аргиллитами.

Среди приведенных примеров особый интерес представляет литологический объект № 4, расположенный в шельфовой части тепловского сейсмокомплекса (пласт БГ32) (рис. 5). Первоначальный прогноз основывался на комплексном анализе акустического импеданса и AVO-аномалий, карт сейсмической классификации и среднеквадратичных амплитуд. Все методы интерпретации указывали, что данный литологический объект

является единым резервуаром с эффективными толщинами более 20 м. Однако реальность оказалась сложнее – результаты бурения показали разделение объекта на газонасыщенную и водонасыщенную линзы, что привело к сокращению эффективных толщин с 20 м до 8,2 м. Интересно то, что AVO-анализ не смог предсказать это разделение, представляя лишь качественную оценку условных границ газонасыщенных коллекторов. Данный метод не является абсолютным инструментом прогноза УВ для отложений целевого интервала разреза участка работ, отмечается ряд неопределенностей с достоверностью определения класса аномалий, результаты можно использовать только на качественном уровне, путем выделения «условной кровли и подошвы» газонасыщенного песчаника в качестве дополнительной оценки.

Однако ретроспективный анализ с применением синхронной инверсии, выполненной после бурения, продемонстрировал первые признаки возможного разделения объекта на линзы. Этот случай наглядно показывает, что современные методы прогнозирования, особенно с привлечением синхронной инверсии и объемного прогноза литологии по ее результатам, открывают новые возможности для построения точных геологических моделей даже при таких сложных условиях формирования резервуара [4, 6].

Объект № 4 становится важным кейсом, демонстрирующим как ограничения традиционных методов, так и перспективы инновационных технологий интерпретации.

В практике современной геофизической разведки особый интерес представляют случаи, когда классические признаки углеводородных залежей оказываются ложными сигналами. Иллюстрацией подобного феномена послужил объект № 5 (рис. 6). Казалось бы, аномалия типа «яркое пятно» волнового поля, отождествляемая с кровельной частью шельфовой зоны пласта БГ20, указывала на перспективный газонасыщенный коллектор, однако природа формирования данного объекта оказалась не так проста – бурение вскрыло не ожидаемый углеводородный резервуар, а пачку низкоимпедансных глин шельфовой части приобского сейсмокомплекса. Керновые исследования раскрыли истинную сущность этих отложений: однородные пелитоморфные аргиллиты с характерной хрупкостью. Данный объект – не единичный случай, такие аномалии регулярно встречаются на участках севера Западной Сибири. Традиционные методы интерпретации оказываются бессильны: атрибутный анализ, сейсмическая классификация, акустическая инверсия, AVO-анализ дают ложные представления о литологии объекта. Несмотря на широкую распространенность и многолетний опыт использования, они обладают существенным недостатком:

ТАБЛИЦА 1. Ранжирование методов интерпретации сейсмических данных

Строение залежи	Структурная ловушка		Неструктурная ловушка	
Толщины	Меньше разрешающей способности CPP (<10 м)	Выше разрешающей способности CPP (>20 м)	Меньше разрешающей способности CPP (<10 м)	Выше разрешающей способности CPP (>20 м)
Методы интерпретации				
Атрибутный анализ амплитудного куба Время расчета: 1–2 недели Требования к данным: CPP 2D, CPP 3D	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • ложные объекты; • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты
Спектральная декомпозиция Время расчета: 1–2 недели Требования к данным: CPP 3D	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • ложные объекты; • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты
Сейсмофациальный анализ Время расчета: 1–2 недели Требования к данным: CPP 2D, CPP 3D	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • ложные объекты; • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты
Акустическая инверсия Время расчета: 1–2 недели Требования к данным: CPP 3D, скважины с данными АК и ГГКп	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • ложные объекты; • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты
AVO-анализ Время расчета: 1–2 недели Требования к данным: CPP 3D, кубы интерсепт, градиент	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты	Низкая вероятность достоверного выделения объекта Риск: • ложные объекты; • пропуск объекта; • сокращение эффективных толщин	Средняя вероятность достоверного выделения объекта Риск: ложные объекты
Синхронная инверсия с объемным прогнозом литологии Время расчета: 1–2 недели Требования к данным: CPP 3D, миграция до суммирования, скважины с данными широкополосного акустического каротажа (АКШ), петроупругого моделирования (ПУМ) и вертикальным сейсмическим профилированием (ВСП)	Средняя вероятность достоверного выделения объекта	Высокая вероятность достоверного выделения объекта	Средняя вероятность достоверного выделения объекта	Высокая вероятность достоверного выделения объекта

по этим методам невозможно разделить вклад каждого из трех упругих параметров – скоростей продольных и поперечных волн и плотности – в акустическую жесткость или амплитуду отражения [5]. Ключом к решению проблемы стало выполнение синхронной инверсии, основанной на фундаментальном различии упругих свойств песчаных коллекторов и глинистых пачек. Выявить низкоимпедансные глины возможно только по повышенным значениям V_p/V_s , в то время как газонасыщенные песчаные коллекторы обладают пониженными значениями. Интеграция синхронной инверсии с объемным прогнозом литологии в комплекс интерпретационных работ сокращает ошибки выявления ложных объектов и значительно повышает эффективность геолого-разведочных работ.

Проведенный анализ охватывает характерные для арктической зоны Западной Сибири типы перспективных объектов, выделяемые на поисково-разведочном этапе работ. Рассмотренные примеры демонстрируют вариативность перспективных объектов, начиная от типа ловушки, мощности, строения, условий формирования и заканчивая их различиями в упругих свойствах. Представленное сопоставление интерпретации сейсмических данных с результатами поисково-разведочного бурения стало важным элементом в создании комплексного подхода для прогнозирования газонасыщенных объектов в условиях севера Западной Сибири. По результатам проведенного исследования методы сейсмической интерпретации были ранжированы по степени достоверности прогнозирования того или иного типа объектов.

В таблице 1 представлена оценка вероятности достоверного выделения газонасыщенного объекта в зависимости от типа и мощности ловушки для каждого метода интерпретации сейсмических данных. Также приведены время, необходимое на расчет, требования к входным данным и возможные риски при интерпретации.

Вероятность достоверного выделения газонасыщенного объекта возрастает с увеличением

методов интерпретации данных. Ключевой вклад в успешность геолого-разведочных работ вносит синхронная инверсия с объемным прогнозом литологии, но и затраты на их выполнение значительно больше: начиная от дополнительных процедур в обработке сейсмических данных и заканчивая выполнением ПУМ. Тем не менее информативность данного метода несоизмерима с затратами на бурение поисковых и разведочных скважин, что делает его незаменимым инструментом в поиске и выделении перспективных объектов арктической зоны Западной Сибири.

Комплексный подход прогнозирования перспективных объектов

Предлагаемый подход разработан с целью повышения достоверности выделения газонасыщенных коллекторов в сложнопостроенных разрезах, характерных для северных регионов Западной Сибири. Полная последовательность действий и принятия решений по выделению перспективных объектов может быть описана следующим графом:

- Предварительный анализ и выбор целевого интервала:
 - анализ целевого интервала;
 - оценка наличия и качества входных данных;
 - выделение потенциальных ловушек структурного и неструктурного типа;
- Комплексная сейсмическая интерпретация:
 - применение многоатрибутного анализа (RMS, minimum amplitude, maximum amplitude и др.);
 - спектральная декомпозиция по суммарному амплитудному кубу и дальним удалениям;
 - сейсмофациальный анализ;
 - акустическая инверсия;
 - синхронная инверсия;
 - байесовская классификация в поле упругих параметров с прогнозированием низкоимпедансных глин.

- Дифференциальная диагностика аномалий:

- разделение аномалий на истинные и ложные по значениям V_p/V_s ;
- анализ кубов вероятности наличия низкоимпедансных глин.

Вывод

На основе анализа участков арктической зоны Западной Сибири, находящихся на поисково-разведочном этапе, разработан подход для повышения достоверности выделения газонасыщенных резервуаров. Рассмотренные кейсы репрезентативны для региона и демонстрируют характерные проблемы интерпретации, типовые геологические ситуации и стандартные диагностические сложности. Созданный подход предлагает оптимальное решение в зависимости от сложности объекта опосредования и качества входных данных, что подтверждает применимость для большинства объектов в данном регионе и возможность тиражирования на новые площади с аналогичными геологическими условиями. ●

Литература

1. Дубровина Л.А., Иванов Е.А., Смирнова Е.В., Розбаева Г.Л., Рейдик Ю.В. Методические подходы к выделению перспективных объектов ачимовского типа в районах арктической зоны севера Западной Сибири // Геология нефти и газа. – 2024. – № 2. – С. 41–50. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-2-41-50.
2. Кондратьев И.К., Рыжков В.И., Киссии Ю.М., Шубин А.В. // Способы реализации и оценка эффективности сейсмической инверсии: Учебное пособие. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2011 – 62 с.
3. Лебедев М.В., Астафьев Е.В., Храмова А.В. Развитие клиноформной модели нижнего мела севера Западной Сибири на основе принципов секвенс-стратиграфии: новые возможности стратификации // Георесурсы. – 2023. – 25 (4). – С. 163–175. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.4.14>.
4. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 1 / Ю.П. Ампилов, А.Ю. Барков, И.В. Яковлев, К.Е. Филиппова [и др.] – Москва: Технологии сейсморазведки 2009. – 3 – 16 с. – Текст: непосредственный.
5. Романенко М.Ю., Керусов И.Н., Мирошниченко Д.Е., Масалкин Ю.В. Оценка эффективности метода синхронной инверсии сейсмических данных применительно к моделям слабоконтрастных коллекторов // Технологии сейсморазведки. – 2010. – № 2. – С. 55–61. – Библиогр.: с. 61.
6. Яковлев И.В. Почти все о сейсмической инверсии. Ч. 2 / И.В. Яковлев, Ю.П. Ампилов, К.Е. Филиппова – Москва: Технологии сейсморазведки, 2011. – 5 – 15 с. – Текст: непосредственный.

KEYWORDS: *interpretation of seismic data, Neocomian clinoform complex, synchronous inversion.*

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ доюрского основания Верхнеяминского вала



Сидоров Дмитрий Анатольевич
эксперт



Рявкина Алена Евгеньевна
ведущий специалист

ООО «РН-Геология Исследования Разработка»

НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ, ГРАВИМЕТРИЧЕСКИХ, МАГНИТОМЕТРИЧЕСКИХ СЪЕМОК И РЕЗУЛЬТАТОВ БУРЕНИЯ ИЗУЧЕНО ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ДОЮРСКОГО ОСНОВАНИЯ ВЕРХНЕЯМИНСКОГО ВАЛА. РАЗРЕЗ СЛОЖЕН В ОСНОВНОМ СУЩЕСТВЕННО МЕТАМОРФИЗОВАННЫМИ И ДИСЛОЦИРОВАННЫМИ ПОРОДАМИ РАННЕГО И СРЕДНЕГО ПАЛЕОЗОЯ С ИНТРУЗИЯМИ ГРАНИТОИДОВ, БАЗИТОВ И ГИПЕРБАЗИТОВ. УСТАНОВЛЕНО ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ СХОДСТВО СТРОЕНИЯ ДОЮРСКИХ КОМПЛЕКСОВ ИЗУЧЕННОГО РАЙОНА И БЛИЖАЙШИХ ПЛОЩАДЕЙ КРАСНОЛЕНИНСКОГО СВОДА, ГДЕ ОТКРЫТЫ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ В ДОЮРСКИХ ПОРОДАХ. НА ОСНОВАНИИ ЭТОГО СХОДСТВА И НАЛИЧИЯ ПРЯМЫХ ПРИЗНАКОВ ПРОДУКТИВНОСТИ СДЕЛАН ВЫВОД О ЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПРИКРОВЕЛЬНОЙ ЧАСТИ ДОЮРСКОГО КОМПЛЕКСА ВЕРХНЕЯМИНСКОГО ВАЛА, И ПО УСТАНОВЛЕННЫМ РАНЕЕ КРИТЕРИЯМ ВЫПОЛНЕН ПРОГНОЗ ВОЗМОЖНЫХ ЛОВУШЕК УГЛЕВОДОРОДОВ

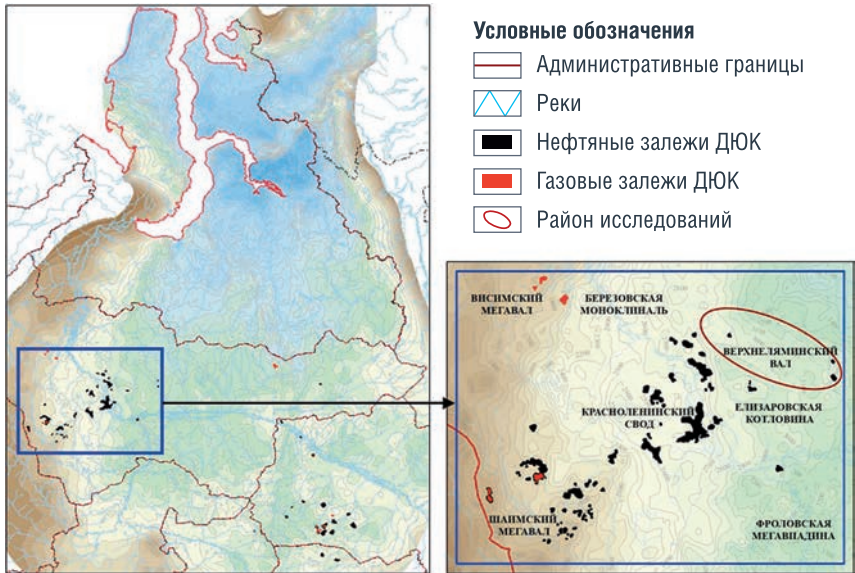
BASED ON A COMPREHENSIVE INTERPRETATION OF SEISMIC DATA, GRAVITY AND MAGNETOMETRIC SURVEYS, AND DRILLING RESULTS, THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE PRE-JURASSIC BASEMENT OF THE VERKHNEIYAMINSKY HIGH WAS STUDIED. THE SECTION IS COMPOSED PRIMARILY OF HEAVILY METAMORPHOSED AND DISLOCATED EARLY AND MIDDLE PALEOZOIC ROCKS WITH GRANITOID INTRUSIONS, BASIC AND ULTRABASIC ROCKS. SIGNIFICANT STRUCTURAL SIMILARITIES WERE ESTABLISHED BETWEEN THE PRE-JURASSIC COMPLEXES OF THE STUDIED AREA AND THOSE OF NEARBY AREAS OF THE KRASNOLENINSKY ARCH, WHERE OIL DEPOSITS HAVE BEEN DISCOVERED IN PRE-JURASSIC ROCKS. BASED ON THIS SIMILARITY AND THE PRESENCE OF DIRECT INDICATORS OF PRODUCTIVITY, IT WAS CONCLUDED THAT THE NEAR-ROOF PORTION OF THE PRE-JURASSIC COMPLEX OF THE VERKHNEIYAMINSKY HIGH HOLDS SIGNIFICANT OIL AND GAS POTENTIAL, AND A FORECAST OF POTENTIAL HYDROCARBON TRAPS WAS MADE USING PREVIOUSLY ESTABLISHED CRITERIA

Ключевые слова: *нефтегазоносность, доюрское основание, Западная Сибирь, Верхнеяминский вал.*

Западный борт Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна в пределах Ханты-Мансийского автономного округа – Югры является одной из главных зон локализации залежей углеводородов (УВ) в доюрском комплексе (ДЮК). Основные

запасы и добыча нефти из пород доюрского основания здесь приурочены к Шаимскому мегавалу и Краснотенинскому своду [1, 4, 9 и др.]. Верхнеяминский вал расположен вблизи северо-восточной границы Краснотенинского свода (рис. 1).

РИСУНОК 1. Схема расположения Верхнеляминского вала на структурной карте по подошве осадочного чехла Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна



Близкое расположение с крупными зонами нефтегазоаккумуляции в ДЮОК, схожие черты геологического строения доюрского разреза, залежи нефти в фундаменте на Назымском месторождении и множество проявлений УВ позволяют рассматривать Верхнеляминский вал в качестве перспективного района поисков углеводородов в доюрском основании. Поэтому детальное изучение геологического строения и нефтегазоносности ДЮОК является важной задачей исследований в этом районе.

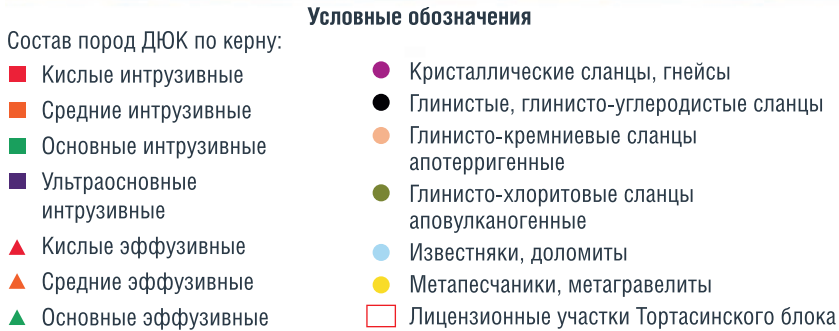
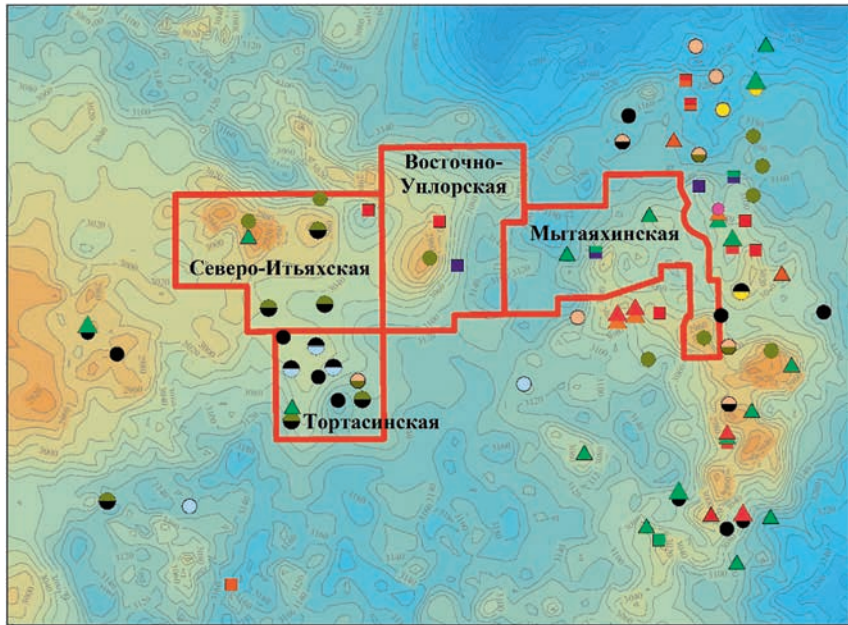
Объект исследований, рассматриваемый в данной статье, расположен в восточной половине Верхнеляминского вала в пределах Тортасинского блока лицензионных участков ООО «Соровскнефть». Несмотря на значительное количество скважин, открывших ДЮОК, изученность состава пород этого интервала невысокая. Значительная часть керна охарактеризована лишь полевыми описаниями и малоинформативна.

В доюрском интервале установлены горные породы, представленные разнообразными магматическими и метаморфическими образованиями (рис. 2), как правило, существенно дислоцированными и измененными гипергенными и метасоматическими процессами.

К магматическим породам района относятся граниты в скважинах Восточно-Унлорской и Северо-Итьяхской площадей,

метаандезиты и метабазалты в скважинах Тортасинской площади. Метаморфические породы представлены апотеридотитовыми серпентинитами на Восточно-Унлорской площади,

РИСУНОК 2. Состав пород ДЮОК по керновым данным



аповулканогенными хлоритовыми и глинисто-кремнисто-хлоритовыми сланцами в скважинах Восточно-Унлорской и Северо-Итьяхской площадей, апотерригенными глинистыми и глинисто-кремнистыми сланцами на Северо-Итьяхской и Тортасинской площадях. Также в трех скважинах Тортасинской площади описаны и подтверждены исследованиями известняки. На Мытаяхинском лицензионном участке, судя по полевым описаниям керна, вскрыты в разной степени метаморфизованные магматические образования основного состава.

На сопредельной территории вскрываются аналогичные породные комплексы, а также отмечены слабометаморфизованные эффузивы кислого и основного состава.

Пространственное распространение и условия залегания установленных породных ассоциаций изучены комплексом геофизических методов, включавшим гравиразведку, магниторазведку и сейсморазведку 2D и 3D.

ТАБЛИЦА 1. Значения объемной плотности и магнитной восприимчивости доюрских горных пород

Состав пород	Объемная плотность, г/см ³				Магнитная восприимчивость, *10 ⁻⁵ ед. СИ			
	кол-во изм.	мин.	сред.	макс.	кол-во изм.	мин.	сред.	макс.
Граниты	5	2,6	2,61	2,62	25	2	4	7
Долериты	16	2,72	2,86	2,97	36	19	2465	11 550
Серпентиниты	12	2,51	2,61	2,72	57	390	8625	20 400
Глинистые сланцы	21	2,53	2,72	2,79	75	26	46	56
Глинисто-кремнистые сланцы (апотерригенные)	42	2,26	2,63	2,77	71	2	23	168
Глинисто-хлоритовые сланцы (аповулканогенные)	18	2,52	2,7	2,86	107	16	60	144
Известняки	4	2,63	2,66	2,69	12	2	7	20

При сопоставлении гравитационного и магнитного полей и их трансформант с составом пород ДЮОК, были выявлены определенные закономерности. Кислые магматические породы концентрируются в зонах отрицательных аномалий. Основные, и в особенности ультраосновные породы, а также

аповулканогенные хлоритовые и глинисто-хлоритовые сланцы, напротив, тяготеют к зонам положительных значений как в гравитационном, так и в магнитном поле. Для апотерригенных метаморфических пород характерна приуроченность к участкам знакопеременных полей, а для карбонатов – к зонам слабо

повышенного гравитационного поля при слабо пониженном магнитном. Эти особенности полностью соответствуют закономерностям распределения плотности и магнитной восприимчивости петрографических групп горных пород, установленным по результатам петрофизических исследований (таблица 1).

В частности, на изучаемой территории наибольшую плотность 2,86 г/см³ имеют интрузивные породы основного состава. При этом ультраосновные породы, преобразованные процессами метаморфизма в серпентиниты, обладают минимальной объемной плотностью за счет вторичного пустотного пространства, образовавшегося при гидротермальных изменениях минералов гипербазитов.

Также пониженной плотностью 2,61 г/см³ обладают гранитоиды, что обусловлено малой плотностью входящих в их состав силикатных минералов (кварца и полевых шпатов). Аналогичная закономерность наблюдается в магнитности магматических пород: гранитоиды обладают минимальными значениями магнитной восприимчивости. Базиты имеют аномально высокую магнитную восприимчивость, однако максимальные значения этого параметра характерны для серпентинизированных гипербазитов из-за свойственного им высокого содержания магнетита.

Метаморфические породы характеризуются пониженными значениями магнитной восприимчивости, но существенным разбросом плотности, повышенные

РИСУНОК 3. Соответствие разломов и интрузий, выделенных по результатам комплексной интерпретации, локальным аномалиям гравитационного поля

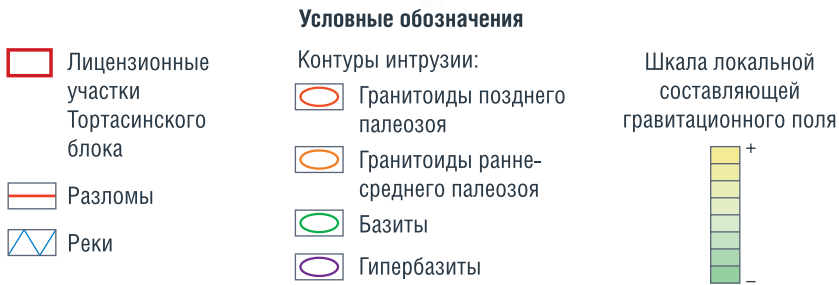
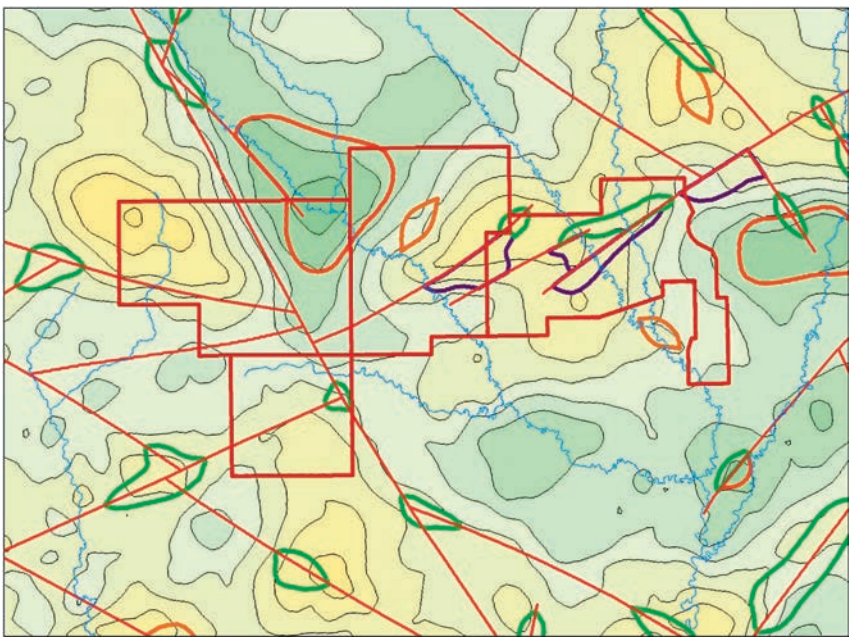


РИСУНОК 4. Соответствие разломов и интрузий, выделенных по результатам комплексной интерпретации, локальным аномалиям магнитного поля

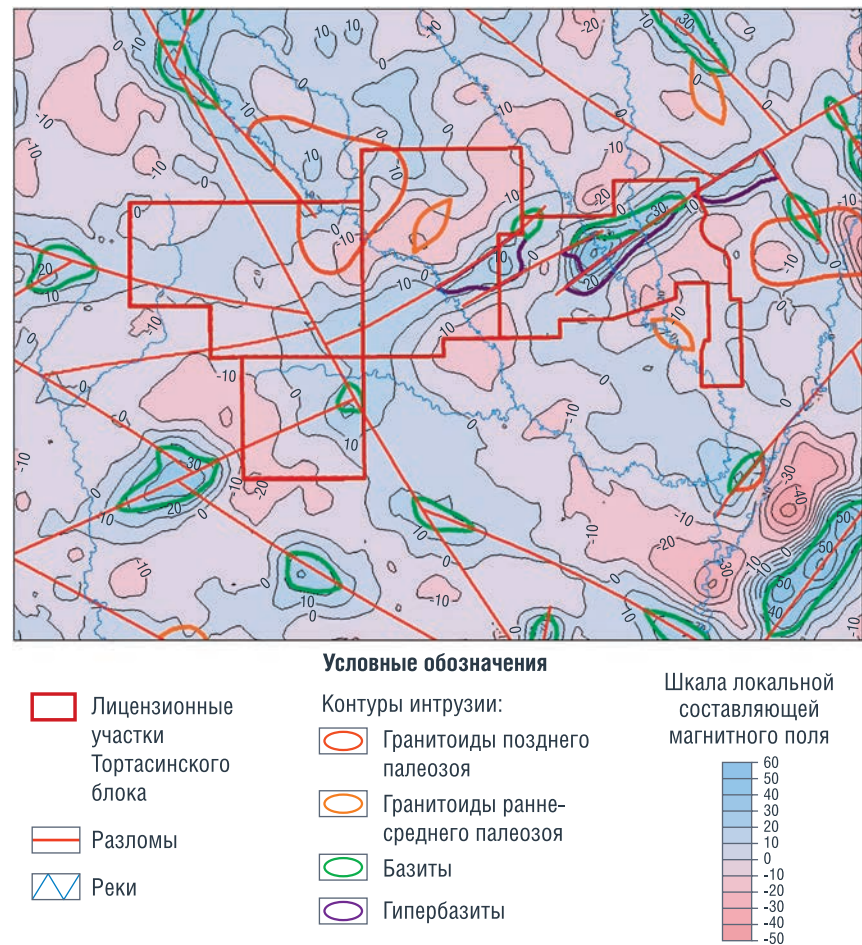
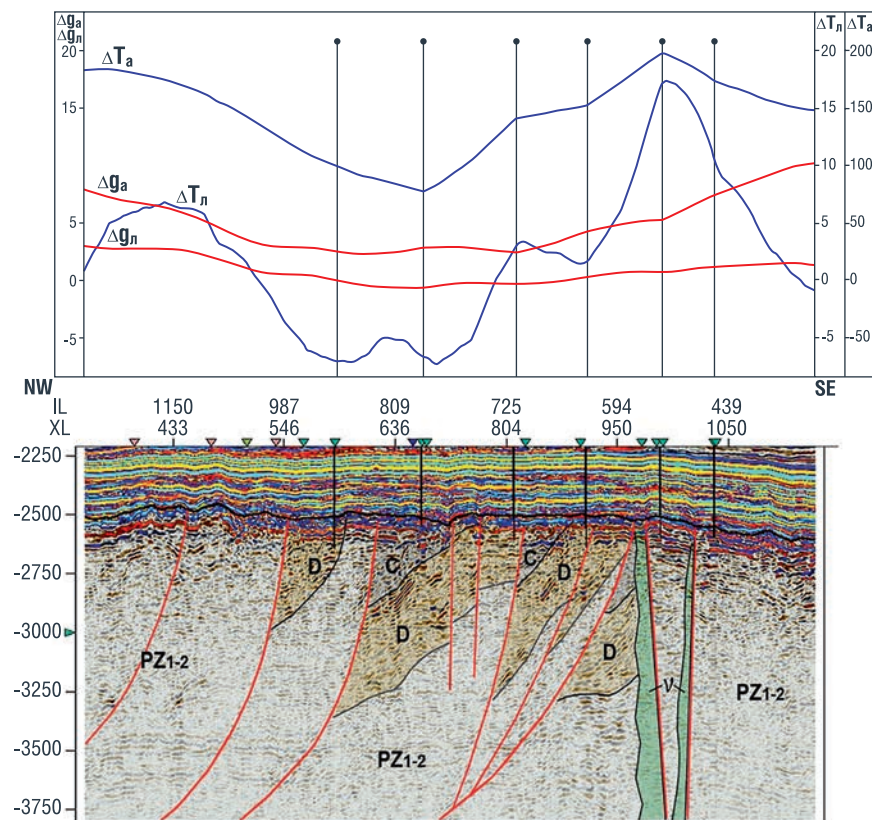


РИСУНОК 5. Геолого-геофизический разрез через Северо-Итьяхский и Тортасинский ЛУ



значения которой характерны для глинистых и хлоритовых сланцев, а пониженные – для глинисто-кремнистых сланцев. Карбонатным породам свойственны сравнительно высокие плотности и низкие значения магнитной восприимчивости, почти нулевые в чистых известняках и доломитах, и немного увеличенные в глинистых карбонатах.

Как видно из таблицы 1, в абсолютном выражении плотность изменяется менее контрастно, чем магнитная восприимчивость, однако породы, для которых характерны предельные значения плотности, слагают крупные массивы большого объема и, соответственно, массы. Поэтому аномалии поля силы тяжести имеют широкие, местами сглаженные очертания. Гравитационные минимумы обычно соответствуют интрузиям гранитоидов (рис. 3). Тела гипербазитов, как правило, намного меньше гранитных батолитов, поэтому не создают интенсивных минимумов, а более характерны для градиентных зон гравитационного поля. Такая же закономерность характерна для мелких интрузивных тел гранодиоритов, вероятно имеющих более древний, чем граниты, возраст, и фрагментированных в позднем палеозое на стадии орогенеза.

Значения магнитной восприимчивости основных и ультраосновных пород на два порядка выше значений этого параметра для остальных петрографических классов. Поэтому именно с базитами и гипербазитами связаны интенсивные положительные аномалии магнитного поля (рис. 4). Из-за того, что магма основного состава обладает повышенной текучестью, она легко проникает по разломам, и застывая в них, формирует субвертикальные и крутопадающие магматические тела плоской формы значительной протяженности. Также и гипербазиты, имея глубинное происхождение, как правило, выходят на поверхность по плоскостям разломов. Поэтому тела, сложенные этими породами, создают в магнитном поле линейные аномалии и их протяженные цепочки, по которым можно протрассировать главные тектонические нарушения.

РИСУНОК 6. Схематическая геологическая карта ДЮК



По волновой картине на сейсмических разрезах, в сопоставлении с локальными аномалиями гравитационного и магнитного полей и составом пород ДЮК, в дюрском основании изучаемой территории выделены и прослежены дизъюнктивные нарушения, интрузии и формационные комплексы различного состава и возраста. Интрузивные тела были закартированы в основном по гравимагнитным данным. Разломы протрассированы по цепочкам линейных положительных магнитных

аномалий и по градиентным зонам гравитационного поля. Формационные комплексы ДЮК были условно выделены на выборочных сейсмических разрезах (рис. 5), а их латеральное распространение спрогнозировано по аномалиям гравитационного и магнитного поля. Выделение геологических тел опиралось на фактические данные о составе пород по керну поисковых и разведочных скважин. Выделенные геологические объекты вынесены на схематическую геологическую карту (рис. 6).

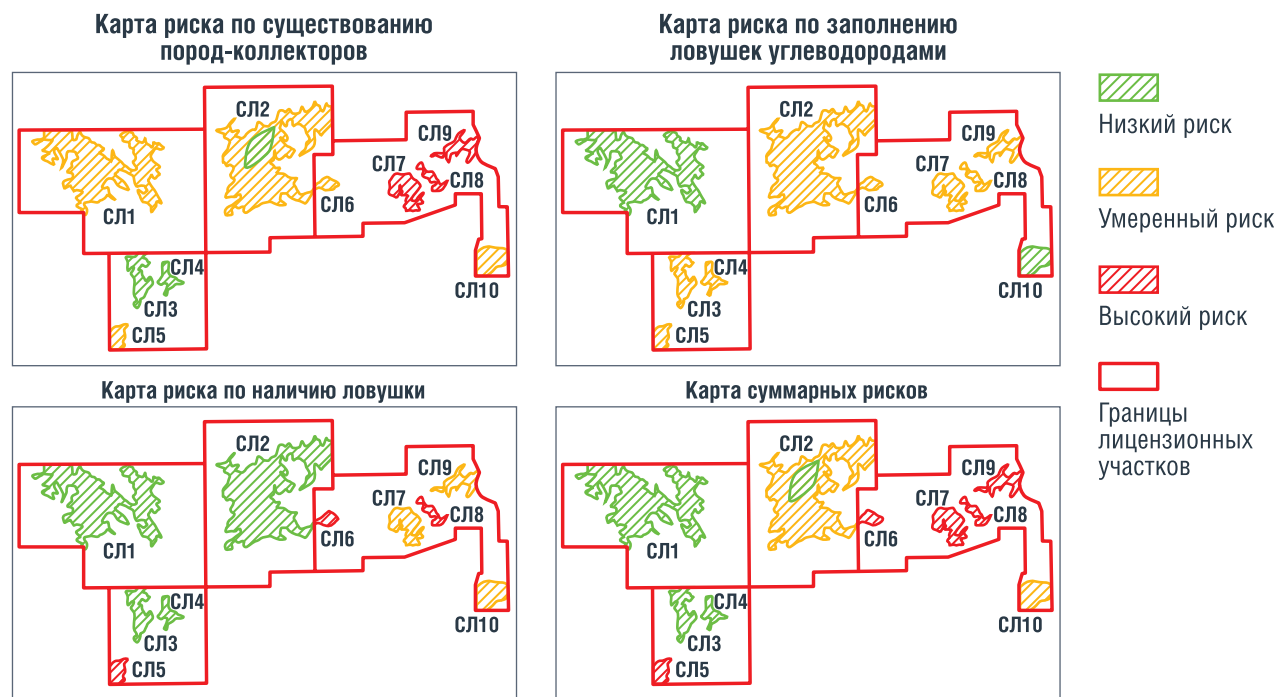
Самая крупная интрузия гранитоидов имеет площадь более 100 км², охватывает северо-восточный угол Северо-Итьяхского ЛУ, северо-западный угол Восточно-Унлорского ЛУ и распространяется за их северную границу. Она характеризуется наиболее интенсивной на всей территории отрицательной гравитационной аномалией и, судя по полевому описанию керна (кристаллическая порода зеленовато-серого цвета, массивная, среднезернистая), вскрыта на Северо-Итьяхской площади.

Также в этой зоне граниты вскрыты скважиной на Восточно-Унлорской площади, по которой имеются детальные описания и исследования керна. Но данная скважина расположена в градиентной области гравитационного поля, и связь вскрытых в ней гранитов с интрузией, вскрытой на северо-востоке Северо-Итъягской площади, не очевидна. Это может быть как апофиза от основного магматического очага, так и самостоятельное тело гранитоидов, сформированное на более раннем тектоническом этапе. На данной стадии изученности принята вторая версия, и данные граниты условно отделены от основной интрузии блоком предполагаемых раннепалеозойских пород.

Через южную половину Восточно-Унлорского ЛУ, Мытаяхинский ЛУ и далее на восток проходит линейная зона интенсивных положительных магнитных аномалий, сопоставляемых с выходами интрузий основного состава и серпентинизированных гипербазитов. Эти породы вскрыты и охарактеризованы керном в скважинах на Восточно-Унлорской, Мытаяхинской и Восточно-Мытаяхинской площадях. Характерной особенностью этой зоны является кулисообразное расположение тел базитов и гипербазитов в плане и в разрезе, что позволяет предположить развитие сдвига по глубинному разлому восточно-северовосточного простирания. В результате этого сдвига сформировалась грабенообразная депрессия и серия мелких линейных структур вдоль ее бортов, ориентированных конформно линии глубинного разлома.

В зоне знакопеременных значений
гравитационного поля на севере

РИСУНОК 7. Карты рисков по наличию ловушки, коллектора и УВ насыщения



Тортасинского ЛУ скважинами вскрыты метаосадочные породы: глинистые, глинисто-кремнистые сланцы и известняки, а в пределах зон повышенного гравитационного поля доюрский керн представлен аповулканогенными хлоритовыми и глинисто-хлоритовыми сланцами. По взаимному положению в разрезе метаосадочные породы перекрывают аповулканогенные, поэтому, проводя аналогии со стратифицированными разрезами ДЮК соседнего Красноленинского района [6], первые отнесены к среднему палеозою (условно: девон – ранний карбон), а вторые – к нижнему-среднему палеозою (условно – ордовик – силур – ранний девон).

Основное простираие доюрских структур и разломов в пределах изучаемых участков субширотное и восточно-северо-восточное, не характерное для простираия структур на региональных тектонических и геологических картах фундамента Западно-Сибирской плиты [3, 7, 8 и др.]. Северо-западное простираие локальных структур, конформное региональным, наблюдается лишь на восточной периферии изучаемой территории. Можно предположить, что локальные структурно-тектонические элементы ДЮК Тортасинского блока формировались под влиянием напряжений от внедрявшейся

интрузии гранитоидов. Другое объяснение может быть связано со скупиванием структур в зоне стыковки Центрально-Западно-Сибирской и Уральской складчатых систем, в результате которого нарушилась регулярность взаимного расположения структур.

Отмеченные детали геологического строения фундамента Верхнеламинского вала обнаруживают значительное сходство со строением доюрского нефтегазоносного комплекса на Красноленинском своде, для которого нами ранее были разработаны критерии прогноза продуктивности ДЮК [10]. Это дает основание применять эти критерии для оценки перспектив обнаружения промышленных залежей в доюрском комплексе на рассматриваемой территории.

Распространение коллекторов в доюрском интервале связано с образованием трещинно-каверно-порового пустотного пространства в породах различного состава. В силу своих физико-механических свойств и устойчивости к изменению состава и процессам растворения горные породы в разной степени способны становиться эффективными коллекторами. Статистика определений фильтрационно-емкостных свойств по залежам ДЮК показывает, что наилучшие коллекторы образуются в кислых магматических породах,

карбонатах, кристаллических, глинисто-кремнистых сланцах и метапесчаниках. На основе построенной геологической карты сделан прогноз участков распространения пород, благоприятных для образования в них пустотного пространства.

Коллекторы в доюрских породах имеют различную физическую природу: тектогенная трещиноватость, физическое или химическое выветривание, гидротермальные и метасоматические процессы. Чаще всего имеет место наложение всех этих процессов с преобладанием одного из них. Зоны распространения коллекторов можно условно разделить на два типа: тектогенные, обусловленные разломной тектоникой, и гипергенные, обусловленные процессами выветривания.

Тектогенные зоны разуплотнения ДЮК, как правило, приурочены к склоновым частям структур и связаны с определенными тектоническими обстановками. В присводовых частях поднятий в условиях сжатия происходило образование антиформ и дробление пород, усиленное горизонтальными напряжениями. Для таких зон характерно пересечение разломов разного направления. На бортах погруженных зон преобладали процессы растяжения, способствовавшие образованию

конформных субпараллельных разломных зон, а также длительному раскрытию трещин и активной флюидодинамике.

Гипергенные процессы наиболее проявлены в осевых частях поднятий, которые дольше других участков доюрской поверхности подвергались процессам выветривания. Большую роль в развитии пустотного пространства зон выветривания и дробления играли процессы выщелачивания, протекавшие после перекрытия доюрских пород отложениями осадочного чехла. Таким образом, закономерности площадного развития зон разуплотнения зависят от морфологии доюрской эрозионной поверхности, интенсивности и направленности разрывной тектоники, состава и особенностей преобразования горных пород ДЮК.

Традиционно основным методом локального прогноза ловушек углеводородов, в том числе в ДЮК, является сейсморазведка [2, 5, 10 и др.]. Однако в условиях доюрского разреза размер акустических неоднородностей значительно меньше разрешающей способности стандартных сейсмических методов как по латерали, так и по вертикали. Типовые процедуры обработки сейсмических данных направлены на изучение слоистых сред с конформным расположением слоев. Неоднородности ДЮК и, в частности, зоны разуплотнения расположены в основном хаотично или субвертикально, что затрудняет их выделение в волновом поле. К тому же, как отмечено выше, различные по составу породы в большей или меньшей степени подвержены процессам, приводящим к разуплотнению, а использование данных сейсморазведки для прогноза состава пород весьма ограничено. Поэтому детальный прогноз должен основываться на комплексном использовании различных геофизических методов и опираться на глубокий анализ геологических данных.

Несмотря на доказанную глубоким бурением возможность существования проницаемых интервалов в ДЮК, остается проблема, связанная с высоким риском наличия в них промышленно значимых скоплений углеводородов, что, в свою очередь,

определяется высокой степенью метаморфической переработки пород, приводящей к перезреванию возможных нефтегазоматеринских толщ в доюрском разрезе. Поступление УВ в резервуары ДЮК наиболее вероятно за счет боковой и нисходящей миграции из продуктивных горизонтов и нефтегазоматеринских пород нижней части осадочного чехла. Поэтому, как показывает статистика, в большинстве случаев промышленные скопления УВ обнаруживаются в верхней части доюрского основания Западной Сибири, хотя проявления углеводородов, как в керне, так и по результатам испытаний, устанавливаются на глубинах в сотни метров – первые километры от поверхности доюрского основания. Тем не менее расположение ловушки в ДЮК выше уровня ВНК налегающих юрских залежей можно рассматривать как несомненно благоприятный фактор при прогнозе ее заполнения углеводородами.

Точный прогноз поисковых объектов в ДЮК крайне затруднен в силу значительных неопределенностей и недостатка априорной информации. Одним из решений в подобных условиях является оценка геологических рисков и ранжирование объектов по вероятности успеха. С учетом изложенных выше предпосылок, перспективные участки, выделенные на рассматриваемой территории, были обрисованы по вероятности наличия ловушки, коллектора и ее заполнения УВ (рис. 7). Наиболее привлекательными, как по размеру ловушек, так и по минимальным рискам, являются объекты на западе Северо-Итьяхской и в центре Восточно-Унлорской и Тортасинской площадей.

В результате выполненных исследований установлено значительное сходство геологического строения доюрского основания Верхнеламинского вала и Красноленинского свода, в пределах которого открыты многочисленные залежи нефти в доюрском комплексе. В фундаменте изученной территории вскрыты скважинами и спрогнозированы по площади на основе геолого-геофизической интерпретации породные комплексы, благоприятные

для формирования трещинных и гипергенных коллекторов (гранитоиды, карбонаты, апотерригенные глинисто-кремнистые сланцы). Выполнен прогноз поисковых объектов и проведено их ранжирование по геологическим рискам.

Таким образом, Верхнеламинский вал можно рассматривать в качестве одного из перспективных направлений поиска залежей углеводородов в доюрском комплексе. ●

Литература

1. Атлас месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры. Том 1. АУ «НАЦ РН им. В.И. Шпилемана». Екатеринбург: ИздатНаукаСервис, 2013. – 236 с.
2. Зубков М.Ю. Критерии оценки перспектив промышленной нефтегазоносности кровельной части доюрского комплекса Западно-Сибирской геосинеклизы. // Горные ведомости. – 2005, № 1 (8). – С. 9–28.
3. Клец А.Г., Конторович В.А., Иванов К.С. Геодинамическая модель доюрского основания – основа нефтегазогеологического районирования верхнедокембрийско-нижнетриасового структурного этажа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2007. – С. 79–90.
4. Клецев К.А., Шейн В.С. Перспективы нефтегазоносности фундамента Западной Сибири. М.: ВНИГНИ, 2004. – 214 с.
5. Курешева Н.К. Прогнозирование, картирование залежей нефти и газа в верхней части доюрского комплекса по сейсмогеологическим данным в Шаимском нефтегазоносном районе и на прилегающих участках. Автореферат диссертации на соиск. уч. степ. к.г.-м.н. Тюмень, ТюмГНГУ, 2005. – 23 с.
6. Сидоров Д.А., Лапина Л.В., Холманских Н.В., Емельянов Д.В., Мельников Л.П., Федоров Д.А. Геологическое строение доюрского основания центральной части Красноленинского свода в свете новых геолого-геофизических данных // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2021, № 4. – С. 59–69.
7. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. – М., «Недра», 1981. 143 с.
8. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты. Ред. В.С. Сурков. – Новосибирск, СНИИГТИМС, 2000.
9. Тугарева А.В., Чернова Г.А., Яковлева Н.П., Мороз М.Л. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО-Югры. Двадцатая научно-практическая конференция. Т. 1. – Ханты-Мансийск, 2017. – С. 105–124.
10. Холманских Н.В., Сидоров Д.А., Лапина Л.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Емельянов Д.В., Мельников Л.П. Прогноз продуктивных зон в доюрском комплексе на Красноленинском месторождении // Геология и недропользование. 2022. № 4 (8). – С. 4–17.

KEYWORDS: oil and gas potential, pre-Jurassic basement, Western Siberia, Verkhnelamirsky high.

НЕФТЕДОБЫВАЮЩАЯ ОТРАСЛЬ АРГЕНТИНЫ

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ИСТОРИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ И РАЗВИТИЕ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ АРГЕНТИНЫ С КОНЦА XIX ВЕКА ДО НАСТОЯЩЕГО ВРЕМЕНИ. НЕСМОТЯ НА НАХОЖДЕНИЕ В ТЕНИ ЛИДЕРА НЕФТЕДОБЫЧИ – США, ДОБЫЧА УВ В АРГЕНТИНЕ ИМЕЕТ СВОИ ОСОБЕННОСТИ, ПРИ ЭТОМ НЕ ТОЛЬКО ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ, НО И ПОЛИТИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ. ПРИВОДЯТСЯ ДАННЫЕ О СОСТОЯНИИ ОТРАСЛИ В XX В., КОГДА АРГЕНТИНА СТАЛА ЛИДЕРОМ НЕФТЕДОБЫЧИ ЮЖНОЙ АМЕРИКИ. РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРИЧИНЫ ПРИВАТИЗАЦИИ И ПОСЛЕДУЮЩЕЙ НАЦИОНАЛИЗАЦИИ ВЕДУЩЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ СТРАНЫ YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES (YPF), А ТАКЖЕ НОВЫЙ ЭТАП РАЗВИТИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ В СТРАНЕ, СВЯЗАННЫЙ СО СЛАНЦЕВОЙ НЕФТЬЮ

THIS ARTICLE EXAMINES THE HISTORICAL BACKGROUND AND DEVELOPMENT OF ARGENTINA'S OIL PRODUCTION INDUSTRY FROM THE LATE 19TH CENTURY TO THE PRESENT DAYS. DESPITE REMAINING IN THE SHADOW OF THE LEADING OIL PRODUCER, THE UNITED STATES, HYDROCARBON PRODUCTION IN ARGENTINA HAS ITS OWN UNIQUE CHARACTERISTICS, NOT ONLY GEOLOGICAL BUT ALSO POLITICAL AND ECONOMIC. DATA IS PROVIDED ON THE STATE OF THE INDUSTRY IN THE 20TH CENTURY, WHEN ARGENTINA BECAME THE LEADING OIL PRODUCER IN SOUTH AMERICA. THE REASONS FOR THE PRIVATIZATION AND SUBSEQUENT NATIONALIZATION OF THE COUNTRY'S LEADING OIL AND GAS COMPANY, YACIMIENTOS PETROLÍFEROS FISCALES (YPF), AS WELL AS THE NEW STAGE IN THE DEVELOPMENT OF OIL PRODUCTION IN THE COUNTRY ASSOCIATED WITH SHALE OIL ARE DISCUSSED

Ключевые слова: Аргентина, добыча нефти, нефтяная промышленность Аргентины, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF.

**Зацепина
Любовь Дмитриевна**

инженер,
кафедра физической
и коллоидной химии

**Екименков
Даниил Вадимович**

техник,
кафедра физической
и коллоидной химии

**Козлов
Андрей Михайлович**

кафедра газохимии,
доцент, к.т.н.

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

Развитие нефтегазового дела в Аргентине тесно связано с развитием промышленности и сельского хозяйства страны. Важными факторами, определяющими состояние данных отраслей, являлись распространение того или иного вида топлива, используемого в сельском хозяйстве, и возможности экспорта различных сельскохозяйственных продуктов.

Нефть на территории Аргентины была обнаружена до появления испанцев, но лишь в 1860 г.

аргентинец Мартин де Моусси основал первую кампанию по добыче нефти и производству керосина как основного продукта переработки нефти в то время. К сожалению, пионер нефтедобычи и нефтепереработки Аргентины не смог конкурировать с керосином из США и прекратил существование.

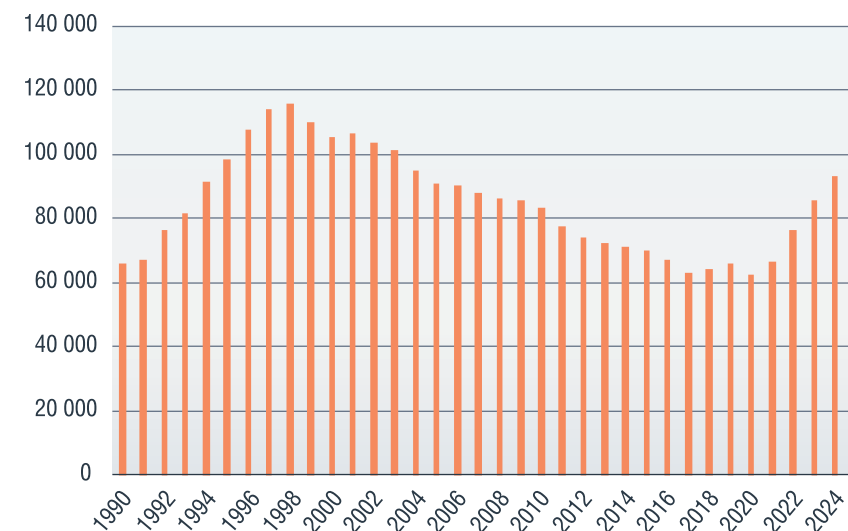
На государственном уровне нефтедобыче и нефтепереработке начали уделять внимание в самом начале XX в., и уже в 1907 г. были открыты крупные месторождения Комодоро-Ривадавия. При развитии добычи в 1922 г. было учреждено управление государственных нефтяных месторождений Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), подчиненное министерству сельского хозяйства Аргентины, как основному потребителю нефтепродуктов в то время.

С ростом темпов бурения и добычи нефти в стране увеличивалось количество как аргентинских, так и зарубежных компаний, например в 1920-х гг. в Аргентине уже присутствовали английские и голландские компании.

В то время коммерческий и сельскохозяйственный транспорт еще не пришел к окончательному выбору оптимального типа топлива, поэтому объемы его потребления могли значительно меняться даже на небольшом промежутке времени. Тем не менее для агломерации Буэнос-Айреса были построены ТЭЦ с привлечением иностранных инвестиций, и предполагалось применение импортируемого топлива.

Нефтяная отрасль Аргентины не пострадала во время Второй мировой войны из-за географического положения страны, а послевоенное развитие привело к расширению поисковых работ нефти и газа и в результате – к открытию

РИСУНОК 1. Динамика добычи нефти в Аргентине [3]



Менее чем за десять лет Аргентина стала одним из крупнейших производителей и экспортеров нефти в Латинской Америке

богатых месторождений, разработка которых стала актуальна вследствие увеличения количества автомобильного транспорта и отказа от использования угля на ТЭЦ с последующим переходом на газовое или нефтяное топливо.

Как и во многих странах, структура энергобаланса Аргентины претерпела существенные изменения: с начала XX в. до конца 1950-х гг. доля нефти увеличилась до 75 %, после чего начала уменьшаться за счет увеличения доли газа и ГЭС. Именно в то время Аргентина с запасами около 400 млн т становится четвертой в Южной Америке после Венесуэлы, Мексики и Бразилии.

Повышение спроса на нефтепродукты привело к тому, что половина спроса удовлетворялась за счет импорта (к 1955 г. по сравнению с 1945 г. импорт нефти и нефтепродуктов увеличился почти втрое), а последующее увеличение импорта лишь увеличивало проблемы в экономике страны. Недостаток жидких нефтепродуктов считается одним из факторов, ограничивавшим развитие Аргентины в середине XX в. и одной из причин кризиса в 50-х годах. Косвенно это показывают данные по импорту нефти, согласно которым максимальные значения были достигнуты в 1958 г., составив 6,8 млн т с последующим

снижением и прекращением импорта в конце 80-х – начале 90-х гг. [1].

Переход крупных месторождений в стадию падающей добычи в 1980-х гг. положил начало стагнации нефтяной промышленности страны, основной причиной при этом многие исследователи считают недостаточные вложения средств в доразведку YPF и повышение себестоимости добытого сырья при одновременном государственном регулировании цен на моторные топлива. Это подтолкнуло правительство страны в 1990 г. к приватизации государственной YPF

Результаты мероприятий по уменьшению роли государства в нефтяном секторе показали существенное повышение добычи и экспорта нефти, создание конкурентного рынка и приток инвестиций

и размещению 45 % акций компании на Нью-Йоркской фондовой бирже в 1993 г. Последующие сокращения численности персонала предприятий в 5 раз и закрытие непрофильных и убыточных предприятий привели к существенному изменению финансовых показателей компании: от убытка в 1 млрд долл. в 1991 г. до прибыли в 1 млрд долл. в 1993 г. Одновременно

с приватизацией государственной YPF были сделаны послабления по отношению к частным добывающим компаниям, первые результаты мероприятий по уменьшению роли государства в нефтяном секторе показали существенное повышение добычи (рисунок 1) и экспорта нефти, создание конкурентного рынка и приток инвестиций [2]. Особенно это стало очевидно в 1992 г. после введения свободных цен на энергоресурсы.

Неоднозначность продажи контрольного пакета акций YPF зарубежному инвестору – испанской компании Repsol в 1998 и 1999 гг. стала понятна лишь к 2011 г., когда из-за низких инвестиций в разведку и добычу YPF дефицит баланса по топливам в Аргентине составил

3 млрд долл. Эта ситуация стала причиной принятия правительством Кристины Киршнер решения о ренационализации YPF в 2012 г. По условиям соглашения 2014 года, за 51 % акций YPF компания Repsol получила аргентинские государственные облигации на сумму 5 млрд долл., в дальнейшем Repsol продала оставшиеся акции YPF за 1,3 млрд долл.

К 2000 г. Аргентина стала одним из крупнейших производителей и экспортеров нефти в Латинской Америке. Учитывая, что на страну приходится около 5% запасов континента, использование 17% создает беспокойство в отношении воспроизводимости ресурсов (например, добыча нефти в стране увеличилась с 23 млн т в 1994 г. до 56,3 млн т в 2001 г. при росте экспорта более чем в 5 раз, до 18 млн т). Несмотря на это, менее чем за 10 лет государство смогло выйти на полную самообеспеченность по нефти и нефтепродуктам, а также стать крупным экспортером

сланцевым месторождениям мира с запасами, превышающими 16 млрд б.н.э., что более чем в десять раз превосходит запасы традиционной нефти в Аргентине [5]. Также следует отметить перспективы расположенного на самом юге страны сланцевого месторождения Palermo Aiken (штат Санта-Круз), ресурсы которого по оценкам экспертов составляют одну треть запасов Vaca Muerta [6, 7]. С учетом начала разработки сланцевых месторождений в доле экспортируемых сортов начинают преобладать тяжелые высоковязкие сернистые нефти

не смешиваются с топливами в Аргентине, а экспортируются прежде всего в европейские страны как компоненты возобновляемых топлив. Таким образом, Аргентина является экспортером как нефти, так и возобновляемых жидких энергоресурсов.

В настоящее время нефтяная промышленность Аргентины не монополизирована: на рынке присутствуют компании Equinor ASA, Chevron Argentina SRL, ExxonMobil Exploration Argentina SRL, YPF SA и Tullow Oil PLC [9]. YPF SA как крупнейшая нефтегазовая компания Аргентины [10], помимо добычи в Аргентине, совместно с Petrobras участвует в геологоразведке и разработке месторождений бразильского нефтяного бассейна Эспириту Санту, присутствует в Венесуэле, Индонезии, Боливии, Перу и Эквадоре, а нефтедобывающая промышленность Аргентины уверенно развивается, несмотря на некоторое снижение нефтедобычи в 2020-х гг. ●

Литература

1. Аргентина [Электронный ресурс]. – <http://infoeft.ru/neftedobycha/neft-v-mire/argentina.html> (дата обращения: 25.06.2025).
2. Захарова Е.Ю. Нефтегазовый ресурс как инструмент внешней политики Аргентины // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 2. – С. 40–43.
3. Рынок нефти и нефтепродуктов Аргентины [Электронный ресурс]. – <https://seala.ru/oil/neftargentina> (дата обращения: 23.06.2025).
4. Мертвая корова поддержит нефтяную добычу Аргентины [Электронный ресурс]. – <https://oilcapital.ru/news/2024-11-11/mertvaya-korova-podderzhit-neftyanuyu-dobychu-argentyiny-5245774> (дата обращения: 24.06.2025).
5. Дохлая корова летает как орел. Сланцевый газ и СПГ Аргентины [Электронный ресурс]. – <https://geoinform.ru/dokladya-korova-letaet-kak-orel-slancevyy-gaz-i-spg-argentyiny/> (дата обращения: 27.06.2025).
6. Аргентина манит нефтяника <https://itek.ru/analytics/argentina-manit-neftyanika/>.
7. Рынок разведки и добычи нефти и газа Аргентины [Электронный ресурс]. – <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/argentina-oil-and-gas-upstream-market> (дата обращения: 26.06.2025).
8. Навалились на Мертвую корову [Электронный ресурс]. – <http://neftianka.ru/navallis-na-mertvuuyu-korovu/> (дата обращения: 24.06.2025).
9. Рынок разведки и добычи нефти и газа Аргентины [Электронный ресурс]. – <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/argentina-oil-and-gas-upstream-market> (дата обращения: 23.06.2025).
10. YPF Energia. – <https://energia-argentina.ypf.com> (дата обращения 27.06.2025).

KEYWORDS: *Argentina, oil production, Argentine oil industry, Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF.*

ОСЬ КИТАЙ – РОССИЯ ЗИЖДЕТСЯ НА ГАЗЕ И СТАНОВИТСЯ ВСЕ ПРОЧНЕЕ



Стратегия Вашингтона изолировать Пекин от Москвы с треском провалилась, а поставки газа из России в Китай лишь укрепили отношения стран. С августа Кремль отправляет СПГ на Восток, однако санкций от США не последовало – чем дольше они медлят, тем прочнее становится ось. Аналитики считают эти закупки пробным шаром, чтобы прощупать готовность США ввести



вторичные санкции. То, что Россия наконец-то подыскала покупателя для СПГ, для нее большое подспорье – особенно сейчас, когда Европа всерьез намерена отказаться от закупок российского газа. Хватит ли ограниченных китайских закупок, чтобы оживить мечту России о морском экспорте газа и новом энергетическом будущем, – неясно. Даже более тесные энергетические отношения с Китаем не решат всех проблем. Расширение действующего сибирского трубопровода лишь позволит транспортировать больше газа, предназначенного для Азии. Для газа из Западной Сибири, от которого отказались европейцы нужен новый рынок сбыта. Недостаток с точки зрения России – это то, что Китай торгуется, и трубопроводный газ почти наверняка будет продаваться со скидкой, поскольку у покупателя сейчас газа больше, чем может понадобиться. К 2035 году, благодаря СПГ и расширению трубопроводных поставок, Китай может получать до 40% газа из одного-единственного источника – России. Правда, Пекин может решить, что он в двусторонних

отношениях «главный», и это будет не столько зависимостью, сколько открытой «добычей» ресурсов.

ТРАМП НАСТАИВАЕТ НА ОТКАЗЕ ОТ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ. ПРАВИТЕЛЬСТВО ОРБАНА ОТВЕЧАЕТ money.pl

Президент США Д. Трамп настаивает на том, чтобы европейские страны перестали покупать российскую нефть и газ. Он заявил, что попросит премьер-министра Венгрии В. Орбана отказаться от российской нефти. На что глава венгерского МИД ответил, что импорт сырья «это вопрос не политики или идеологии, а географии». «Когда вы являетесь страной, не имеющей выхода к морю, с определенной инфраструктурой, большинство возможностей для энергоснабжения predetermined, – сказал министр. – Есть два нефтепровода, ведущих в Венгрию, – один из России, а другой через Хорватию. Если мы прекратим поставки российской нефти, нам придется полагаться на последний и единственный оставшийся трубопровод, имеющий меньшую пропускную способность по сравнению со спросом Венгрии и Словакии вместе взятых». У Венгрии было три года, чтобы уменьшить зависимость от России, но она до сих пор не сделала



в этом направлении значительных шагов. Как для венгров, так и для словаков импорт из России – это вопрос выбора, корыстных интересов, а не необходимости, как пытаются представить премьер-министры этих стран. У венгров есть возможность получать нефть через TAL с терминалов в Италии, страна наладила энергетическое сотрудничество с Турцией, Азербайджаном и Катаром.

Между тем глава венгерской дипломатии заявил, что «если кто-то захочет отрезать нас от поставок российской нефти, это приведет к угрозе энергоснабжения страны».

ЕВРОПЕ РОССИЯ НУЖНА БОЛЬШЕ!



Европейские санкции нанесли гораздо больше ущерба самой Европе, чем России в сфере экономики и торговли. До 2021 года на Россию приходилось 40% импорта природного газа в Европу.



Однако из-за введенных санкций со стороны США и Европы, диверсий на трубопроводах «Северный поток», а также истечения срока действующих соглашений, в 2028 году доля России в европейском импорте газа может сократиться до нуля. После введения санкций экспорт энергоресурсов из США и Катара может достигнуть 60%. Таким образом, сейчас европейские страны, охваченные политической и экономической нестабильностью, вынуждены довольствоваться дорогими американскими и катарскими энергоносителями вместо дешевого российского газа. Это план, построенный непосредственно на американских интересах, а не потребностях Европы. Какие бы долгосрочные соглашения о поставках энергоресурсов ни были достигнуты между США и странами Европы, европейская экономика понесет значительный ущерб и уже сейчас переживает кризис. Самым подходящим поставщиком природного газа и нефти для Европы может быть только Россия. Поэтому необходимо расследовать диверсии на трубопроводах «Северный поток», а в дальнейшем обсуждать с Россией новое соглашение о продолжении поставок газа по этим трубам. ●

ГИБРИДНЫЕ МОДЕЛИ для прогнозирования параметров многофазного потока

В РАБОТЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ГИБРИДНЫЙ ПОДХОД К ПРОГНОЗИРОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ МНОГОФАЗНОГО ПОТОКА, ОСНОВАННЫЙ НА СОЧЕТАНИИ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (CFD) И МЕТОДОВ ГЛУБОКОГО ОБУЧЕНИЯ. ПРОВЕДЕНО CFD-МОДЕЛИРОВАНИЕ ГАЗО-ЖИДКОСТНОГО ПОТОКА В ВЕРТИКАЛЬНОМ ТРУБОПРОВОДЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ OPENFOAM. НА ОСНОВЕ ПОЛУЧЕННЫХ ДАННЫХ СФОРМИРОВАНА ОБУЧАЮЩАЯ ВЫБОРКА ДЛЯ НЕЙРОННОЙ СЕТИ НА БАЗЕ MLP (МНОГОСЛОЙНОГО ПЕРЦЕПТРОНА), ПРЕДСКАЗЫВАЮЩЕЙ ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЯ И РЕЖИМ ТЕЧЕНИЯ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОКАЗЫВАЮТ, ЧТО ГИБРИДНАЯ МОДЕЛЬ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ ПРИ ЗНАЧИТЕЛЬНОМ СОКРАЩЕНИИ ВРЕМЕНИ РАСЧЕТОВ

THE PAPER CONSIDERS A HYBRID APPROACH TO PREDICTING THE PARAMETERS OF A MULTIPHASE FLOW BASED ON A COMBINATION OF NUMERICAL MODELING (CFD) AND DEEP LEARNING METHODS. CFD MODELING OF A GAS-LIQUID FLOW IN A VERTICAL PIPELINE USING OPENFOAM HAS BEEN PERFORMED. BASED ON THE OBTAINED DATA, A TRAINING SET HAS BEEN FORMED FOR A NEURAL NETWORK BASED ON MLP (MULTILAYER PERCEPTRON), WHICH PREDICTS THE PRESSURE DROP AND FLOW REGIME. THE RESULTS SHOW THAT THE HYBRID MODEL PROVIDES HIGH ACCURACY WHILE SIGNIFICANTLY REDUCING THE CALCULATION TIME

Ключевые слова: численное моделирование, OpenFOAM, двухфазный поток, водонефтяная смесь, нейронные сети, многоклассовая классификация, python, карта течения.

Пурицкс
Янис Валдисович

Тюменский государственный
университет,
аспирант

Панченко
Илья Владимирович

ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»,
специалист

Многофазные потоки в нефтегазовой отрасли представляют собой сложный объект моделирования. Классические подходы на основе численного моделирования обеспечивают высокую точность, но требуют значительных вычислительных ресурсов. В последние годы активно развиваются методы

искусственного интеллекта, позволяющие ускорять расчеты за счет использования обученных моделей. Целью настоящей работы является разработка гибридной методологии, объединяющей моделирование и нейронные сети для прогнозирования параметров многофазного потока.

Обзор литературы

Вопросы моделирования многофазных потоков традиционно решаются при помощи эмпирических корреляций (Beggs & Brill, Taitel & Dukler и др.). Однако эти подходы ограничены узким диапазоном применимости. CFD-модели дают более точные результаты, но остаются вычислительно затратными (Issa, 1986; OpenFOAM Foundation, 2022). В последние годы активно

исследуются методы машинного обучения для классификации режимов течения (Zhang et al., 2021; Li et al., 2022). Использование MLP в качестве ускорителя расчетов представляет собой перспективное направление исследований.

Объект и методы исследования

Многослойный перцептрон

Многослойный перцептрон (MLP) представляет собой классическую архитектуру искусственной нейронной сети, в которой нейроны расположены слоями и соединены между собой полносвязными связями. Каждый нейрон скрытых слоев выполняет линейное преобразование входных данных с последующим применением функции активации, что позволяет

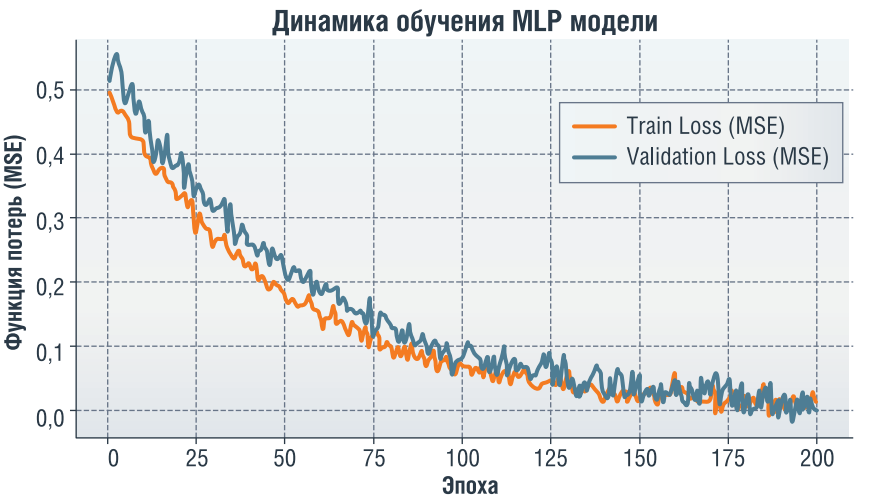
сети аппроксимировать сложные нелинейные зависимости. В данной работе использованы два скрытых слоя по 128 нейронов с функцией ReLU, обеспечивающей устойчивость градиентного спуска. Для обучения сети использовался оптимизатор Adam, а процесс обучения включал минимизацию функции потерь: среднеквадратичной ошибки (MSE) для прогноза перепада давления и кросс-энтропии для классификации режимов течения. Такой подход позволил объединить регрессионные и классификационные задачи в единой модели, сохранив простоту и высокую скорость работы MLP.

Описание особенностей потока

На первом этапе исследования было проведено CFD-моделирование. Для этого использовался программный пакет OpenFOAM, который позволил воспроизвести поведение газо-жидкостного потока в вертикальном трубопроводе диаметром 50 мм и длиной 10 м. В расчетах учитывались различные соотношения газовой и жидкой фаз, включая диапазон обводненности от 0 до 90 %, а также различные скорости потока (от 0,1 до 5 м/с). В результате были получены распределения давления и скорости, а также визуализированы режимы течения, что позволило сформировать исходный массив данных для дальнейшего анализа.

На втором этапе из результатов CFD-моделирования были извлечены ключевые параметры, среди которых перепад давления, распределение фаз, скорости движения жидкости и газа, а также тип режима течения. На основе этих данных была сформирована обучающая выборка, включающая около 20 000 случаев. Такая база позволила обеспечить разнообразие примеров и охват широкого диапазона условий течения.

РИСУНОК 1. График зависимости доли верных ответов от количества эпох в процессе обучения для данных численного моделирования для 200 эпох



Обучение модели проводилось на 80 % выборки, тогда как оставшиеся 20 % использовались для тестирования. В качестве оптимизатора применялся алгоритм Adam, обеспечивающий быстрое и устойчивое сходимое решение. Для регрессионной части функции потерь использовалась среднеквадратичная ошибка (MSE), а для классификации – кросс-энтропия. Обучение велось в течение 200 эпох с размером батча 64.

Результаты и обсуждения

Матрица ошибок классификации режимов течения

Ниже в таблице показаны результаты работы нейронной сети. Представлены истинные и предсказанные значения для четырех режимов: пузырьковый, пробковый, эмульсионный и кольцевой. Модель корректно определяет большинство режимов, общая точность достигает 95,1 %.

ТАБЛИЦА 1. Матрица ошибок классификации режимов течения

	Предсказанный: Пузырьковый	Предсказанный: Пробковый	Предсказанный: Эмульсионный	Предсказанный: Кольцевой
Истинный: Пузырьковый	45	2	1	0
Истинный: Пробковый	3	40	5	0
Истинный: Эмульсионный	2	4	42	2
Истинный: Кольцевой	0	1	2	47

Выводы

Использование MLP позволило существенно ускорить прогнозирование при высокой точности результатов. В отличие от сверточных и рекуррентных сетей, MLP обеспечивает простоту реализации и устойчивость при небольшом количестве входных параметров. Основным ограничением метода является необходимость предварительного проведения CFD-моделирования для формирования обучающей выборки.

Предлагаемый подход имеет значительный потенциал для применения в будущем в промышленных и инженерных системах. При этом может обеспечить более точные прогнозы и предоставить операторам систем более надежные инструменты для контроля и оптимизации двухфазных потоков в вертикальных трубопроводах. ●

Литература

1. Beggs, H.D., Brill, J.P. (1973). A study of two-phase flow in inclined pipes. Journal of Petroleum Technology.
2. Taitel, Y., Dukler, A.E. (1976). A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near horizontal gas-liquid flow. AIChE Journal.
3. Issa, R.I. (1986). Solution of the implicitly discretized fluid flow equations by operator-splitting. Journal of Computational Physics.
4. OpenFOAM Foundation (2022). OpenFOAM User Guide.
5. Zhang, X., Wang, Y., Chen, H. (2021). Machine learning approaches for flow regime classification. Chemical Engineering Science.
6. Li, J., Zhao, P., Xu, Q. (2022). Deep learning in multiphase flow regime identification. Journal of Petroleum Science and Engineering.

KEYWORDS: numerical modeling, OpenFOAM, two-phase flow, water-oil mixture, neural networks, multiclass classification, python, flow map.

ИНТЕГРАЦИЯ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ И МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ для прогнозирования коллекторских свойств

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ФАЦИАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ БУРЕНИИ. ОСНОВНОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ПРОДУКТИВНЫМ ПЛАСТАМ ПК19-20 НИЖНЕЙ ЧАСТИ ПОКУРСКОЙ СВИТЫ, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИМСЯ СЛОЖНОЙ ЛИТОЛОГИЕЙ И ВЫСОКОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ, ВКЛЮЧАЯ НЕЙРОННЫЕ СЕТИ КОЛМОГОВОРА, ПОЗВОЛИЛО УСОВЕРШЕНСТВОВАТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ФАЦИЙ И КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ. РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОКАЗАЛИ ВЫСОКУЮ КОРРЕЛЯЦИЮ МЕЖДУ ПРОГНОЗАМИ И ФАКТИЧЕСКИМИ ДАННЫМИ, ЧТО ПОДТВЕРЖДЕНО БУРЕНИЕМ НОВЫХ СКВАЖИН. ФАЦИАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПРОДЕМОНСТРИРОВАЛА ПРЕИМУЩЕСТВА ПЕРЕД ТРАДИЦИОННЫМИ МЕТОДАМИ, ОСОБЕННО В ЧАСТИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГАЗОНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН, ЧТО ДЕЛАЕТ ЕЕ ЭФФЕКТИВНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ И НАСТРОЙКИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

THE ARTICLE EXAMINES THE APPLICATION OF FACIES MODELING TO ENHANCE THE ACCURACY OF GEOLOGICAL MODELING IN DRILLING OPERATIONS. THE FOCUS IS ON THE PRODUCTIVE PK19-20 RESERVOIRS OF THE LOWER POKUR FORMATION, CHARACTERIZED BY COMPLEX LITHOLOGY AND HIGH HETEROGENEITY. THE USE OF MACHINE LEARNING ALGORITHMS, INCLUDING KOLMOGOROV NEURAL NETWORKS, HAS IMPROVED THE PREDICTION OF FACIES DISTRIBUTION AND RESERVOIR PROPERTIES. THE STUDY RESULTS DEMONSTRATE A STRONG CORRELATION BETWEEN FORECASTS AND ACTUAL DATA, CONFIRMED BY DRILLING NEW WELLS. THE FACIES MODEL HAS SHOWN ADVANTAGES OVER TRADITIONAL METHODS, PARTICULARLY IN PREDICTING GAS-SATURATED THICKNESSES, MAKING IT AN EFFECTIVE TOOL FOR PRODUCTION PLANNING AND HYDRODYNAMIC MODEL CALIBRATION

Ключевые слова: *фациальная модель, машинное обучение, обстановка осадконакопления, сейсморазведка, прогноз ФЕС, Западная Сибирь.*

**Хусаинов
Георгий Вячеславович**
ООО «Тюменский
нефтяной научный центр»,
Национальный
исследовательский
Томский политехнический
университет

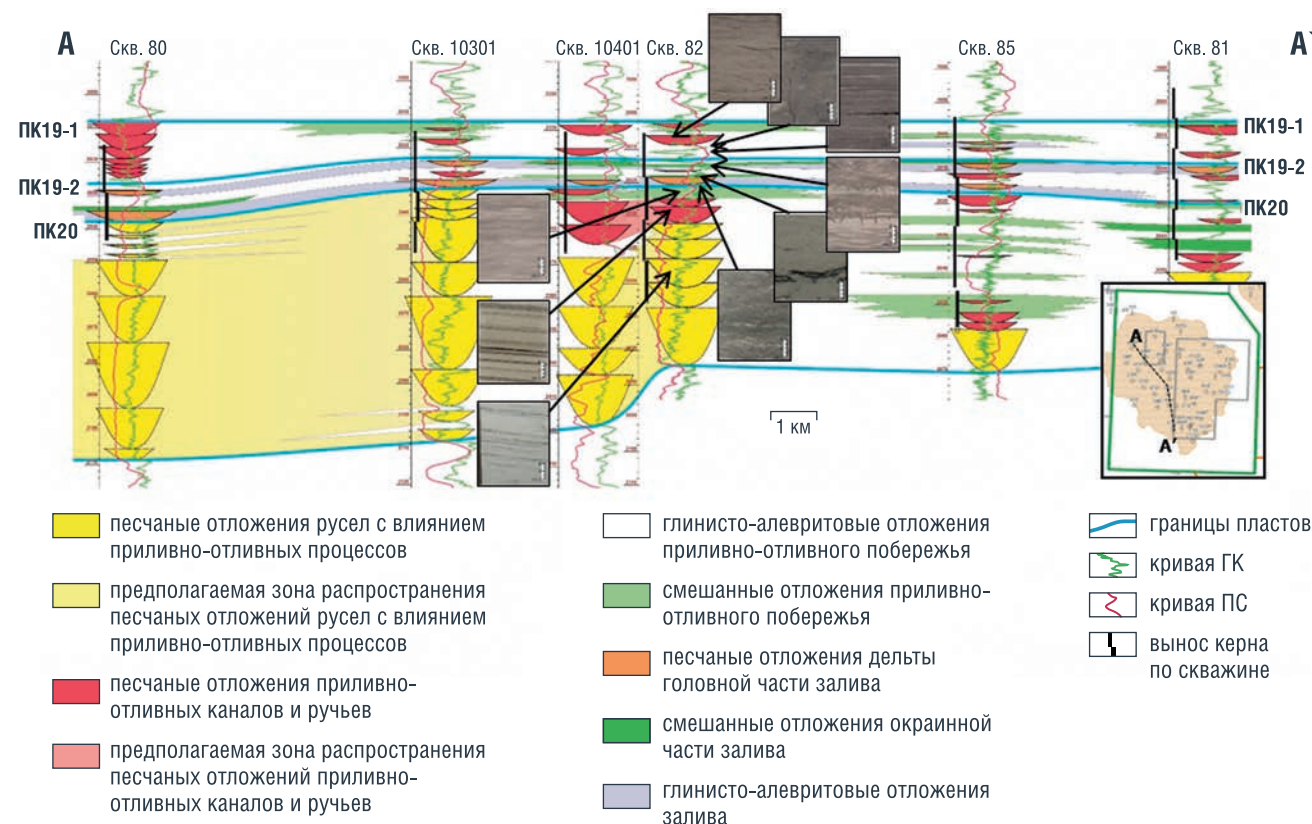
Современная нефтегазодобыча сталкивается с серьезными вызовами при освоении новых залежей, имеющих сложную геологическую структуру. Особое значение приобретает глубокое понимание механизмов перемещения пластовых флюидов, поскольку это критически важно как для новых, так и для истощенных месторождений. Ключевым фактором, определяющим характер движения флюидов, являются особенности формирования осадочных отложений.

Представленное исследование сфокусировано на изучении продуктивных пластов ПК19-20, которые входят в состав нижней части покурской свиты.

Рассматриваемые пласты относятся к континентальным осадочным породам с существенными различиями в фильтрационно-емкостных свойствах и непостоянной литологией. Освоение таких месторождений является сложной задачей, требующей комплексного подхода с использованием передовых технологий, включая искусственный интеллект, что и было реализовано в представленном исследовании. Эффективность методов, направленных на улучшение точности геологического моделирования, подтверждалась практическими данными, полученными при бурении новых скважин.

УДК: 550.834.05

РИСУНОК 1. Литолого-фациальный разрез пласта по линии скважин



Седиментационная модель

Геологическая модель была создана на базе седиментационной модели пласта ПК19-20, разработанной специалистами ООО «ТННЦ» в 2021 году. Тщательный анализ кернового материала и скважинных разрезов позволил идентифицировать свыше 20 различных фациальных зон.

Учитывая схожесть свойств некоторых фаций и их слабую различимость в поле упругих параметров, было принято решение объединить их в пять ключевых макрофаций вместо моделирования каждой по отдельности. Выделены следующие группы: болото (SW), глинистая приливо-отливная отмель (MTF), смешанная глинистая приливо-отливная отмель (MSTF), приливо-отливной канал (TC) и речное русло с приливо-отливным влиянием (FCt). При определении фаций по геофизическим исследованиям скважин использовались методические модели В.С. Муромцева.

Согласно В.С. Муромцеву [1], осадочные отложения пласта ПК19-20 отличаются значительной неоднородностью как

по горизонтали, так и по вертикали, что хорошо видно на литолого-фациальном профиле. Такая изменчивость связана с наличием сложной системы взаимосвязанных русел, сформированных приливо-отливными течениями и речными потоками (рис. 1).

Разработана концептуальная модель формирования отложений, а также подготовлены фациальные карты-схемы, которые легли в основу 3D геологической модели для каждого пласта на основе комплексного анализа керна, ГИС и сейсмических материалов. Пласт ПК₁₉¹ накапливался в условиях приливо-отливной равнины и прилегающей к ней низменности, периодически заливаемой морем. Пласт ПК₁₉² образовывался в затопленной низменной равнине и прилегающих к ней приливо-отливных отмелях. Пласт ПК₂₀ формировался в условиях низменной равнины, находящейся в контакте с приливо-отливной зоной.

Петрофизическая модель

В основу работы легла петрофизическая модель, прошедшая апробацию ГКЗ, на основе которой были поставлены

на Государственный баланс начальные геологические запасы УВ. Обобщенные зависимости проницаемости от пористости по группам пластов не всегда удовлетворительно описывают всю вариативность коэффициента проницаемости, тем более в таких сложных континентальных отложениях. Одним из вариантов решения по снижению дисперсии может являться построение индивидуальных зависимостей с учетом литологических особенностей структуры порового пространства пород.

Для комплексного анализа итерационным путем породы сгруппированы в кластеры по структуре порового пространства, тесно связанного с остаточной водонасыщенностью, фильтрационно-емкостными и капиллярными свойствами. Полученные группы уверенно различаются по соотношению пелитовой, алевритовой и песчаной фракции. В результате использования индивидуальных зависимостей расчета проницаемости по петротипам удалось добиться лучшего схождения с данными керна и гидродинамических исследований скважин (рис. 2).

РИСУНОК 2. Сопоставление коэффициента проницаемости и проводимости (Kh) по обобщенным и индивидуальным петрофизическим зависимостям

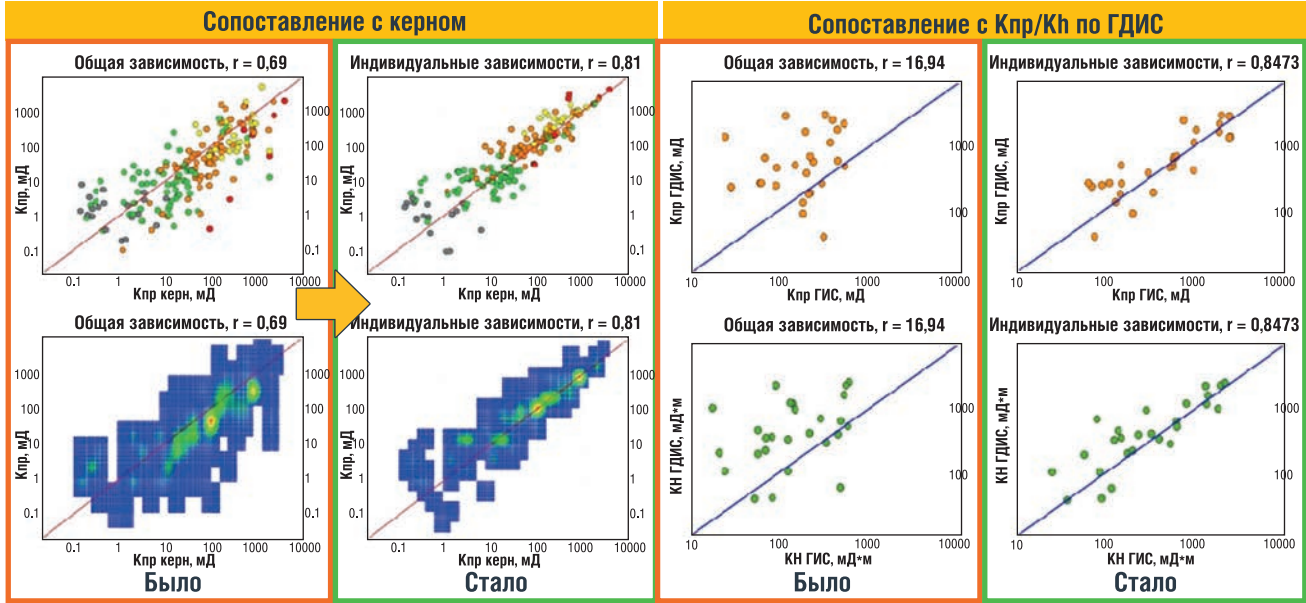


ТАБЛИЦА 1. Корреляция вероятности распространения фаций в точках скважин с прогнозными значениями по результатам нейросетевого прогноза

Пласт	Фация	Фация	Козффициент корреляции
ПК19-1	Болото-озерные отложения	SW	0,69
	Глинистая приливно-отливная отмель	MTF	0,7
	Смешанная приливно-отливная отмель	MSTF	0,69
	Приливно-отливной канал	TC	0,69
ПК19-2	Болото-озерные отложения	SW	0,75
	Глинистая приливно-отливная отмель	MTF	0,68
	Смешанная приливно-отливная отмель	MSTF	0,75
	Приливно-отливной канал	TC	0,72
ПК20	Болото-озерные отложения	SW	0,7
	Глинистая приливно-отливная отмель	MTF	0,48
	Смешанная приливно-отливная отмель	MSTF	0,68
	Речное русло	FCt	0,63

Сейсмическая модель

На изучаемой территории проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D в различные временные периоды. При создании объемной геологической модели была предпринята попытка установить корреляционную зависимость между фациальными параметрами и сейсмическими данными для прогнозирования условий фациальных обстановок и их характеристик. Традиционный атрибутный анализ не выявил значимых взаимосвязей. Тем не менее использование

нейросетевых алгоритмов Колмогорова, характеризующихся многоуровневой и комплексной архитектурой, существенно отличается от классических нейронных сетей. Нейронные сети Колмогорова, в противовес традиционным сетям с последовательной передачей данных между слоями, характеризуются рекуррентной организацией, позволяющей создавать сложные нелинейные взаимосвязи между нейронами. Такая гибкая архитектура с разнообразными вариантами соединений обеспечивает более

результативную обработку информационных потоков [2, 3].

По итогу были построены карты с оценкой вероятности распространения фаций, анализ построений выявил корреляционные связи разной степени достоверности для пластов ПК19-1, ПК19-2, ПК20 (таблица 1). Полученные 2D-тренды с коэффициентом корреляции выше 0,6 применялись для построения трехмерной геологической модели.

Трехмерная геологическая модель

3D геологическая модель объединяет результаты всех выполненных исследований, включая модель осадконакопления, классификацию пород в скважинах, двумерный прогноз распределения фаций между скважинами и специфические формулы для расчета проницаемости. По сути, она преобразует двумерные и одномерные данные, полученные петрофизиками, седиментологами и сейсмиками, в объемную геологическую модель.

Главное отличие трехмерных фациальных моделей заключается в методике создания модели коллектора и распределения его характеристик. В противовес традиционным методам, где обычно напрямую моделируются только два состояния в объемной сетке (1 – коллектор, 0 – неколлектор) (АГМ), фациальное моделирование сначала определяет распределение

фаций, а затем, учитывая параметрические показатели, распределяет коллекторские свойства, характерные для каждой конкретной фации. На рисунке 3 показана комплексная схема процесса построения.

По итогам выполнения работ создана авторская фациальная геологическая модель пластов ПК19-20 (ФАГМ), максимально приближенная к реальным условиям и являющаяся базой для дальнейшей итерационной настройки гидродинамической модели. В рамках моделирования было уточнено распределение объемов коллекторов в межскважинном пространстве, детализировано распределение ФЕС в разрезе и по площади, учитывающее геологическую природу моделируемых коллекторов.

В качестве критерия качества построения фациальной модели проводился мониторинговый анализ, направленный на оценку подтверждаемости прогноза текущим бурением. После построения модели было пробурено 17 скважин, которые вскрыли всю толщу пластов ПК19-20. По результатам бурения была проведена оценка сходимости с результатами бурения и сравнение со стандартным построением модели, где моделируются коллектор и неколлектор. На рис. 4 представлены гистограммы

ТАБЛИЦА 2. Блок-схема моделирования литолого-фациальной модели

ГРАФ ПОСТРОЕНИЯ			
Параметр	Разрез	Метод моделирования	Тренд
Фации		SIS (стохастика) 5 реализаций	2D тренд: нейросетевой прогноз
Литология		SIS (стохастика) 5 реализаций	2D тренд: нейросетевой прогноз
Петротипы		SIS (стохастика) 5 реализаций	ГСР
Пористость		Kriging	ГСР
Проницаемость		Зависимость от пористости по петротипам	–
Газонасыщенность		Kriging	Куб водонасыщенности по капиллярной модели

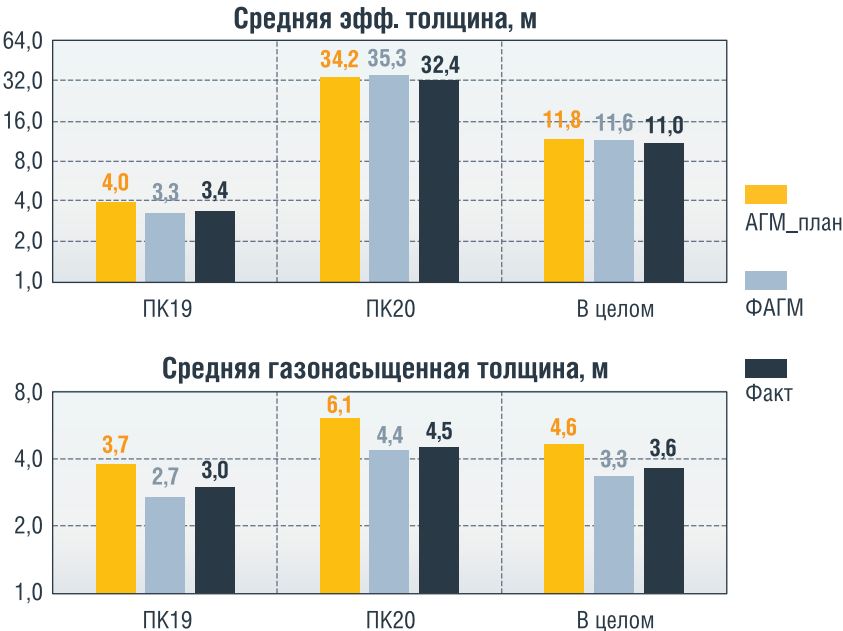
со средними фактическими и прогнозными значениями по новым пробуренным скважинам. В целом отмечается наилучшая сходимость по показателям прогноза с фактом.

Выводы

Объединение всех доступных геолого-технических данных (включая сейсмический анализ, схемы осадконакопления, исследования керна и геофизические измерения) улучшило точность прогнозирования модели, что было

подтверждено бурением новых скважин. Стоит отметить то, что прогноз эффективных толщин примерно сопоставим с АГМ, но именно в газонасыщенной части фациальная модель показала лучшую сходимость с фактом. В результате модель фаций обеспечивает более точное прогнозирование как при планировании нового бурения, так и при оценке потенциальной добычи углеводородов. Более точное соответствие реальным условиям позволяет сократить количество корректировок при настройке гидродинамической модели и делает прогноз более надежным и достоверным. ●

РИСУНОК 3. Гистограмма средних значений эффективной и газонасыщенной толщины (прогнозные и фактические)



Литература

1. Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа / В.С. Муромцев. – Ленинград: Недра, 1984. – 260 с. – Текст: непосредственный.
2. Приезжев И.И. Нейронные сети нового поколения на основе теоремы Колмогорова и их применение для прогнозно-инверсионных построений // ГеоЕвразия, Москва, 3–5 февраля. – 2020.
3. Хусаинов Г.В., Ковалькова А.С. Использование нейронных сетей Колмогорова при прогнозировании коллекторских свойств на примере месторождений Западной Сибири // Нефтяная провинция. – 2024. – № 4 (40). – С. 104–120. – DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.4.104-120>. – EDN PTYQQQ.
4. Опыт применения стохастической инверсии сейсмических данных для включения в трехмерное моделирование / Е.Ф. Гайфулина, А.А. Решетников, В.С. Швыдкой, А.Р. Дорохов // Научно-технологический дайджест. Специализированный институт по обработке и интерпретации сейсмических данных на суше. Корпоративное хранилище сейсмических данных (СИ Сейсмика) – май 2023.

KEYWORDS: facies model, neural networks, depositional environment, seismic exploration, prediction reservoir properties, Western Siberia.



Нанозмульсия для увеличения нефтедобычи

Специалисты Сибирского федерального университета представили состав на основе воды и нефти, который повышает коэффициент извлечения углеводородов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. Применение новой нанозмульсии позволяет увеличить нефтеотдачу на 14 п.п. относительно стандартных технологий. В настоящее время на сибирских месторождениях этот показатель варьируется от 45 до 60 %. Основное новшество заключается в использовании именно нанозмульсии, а не отдельных наночастиц. Процесс изготовления состава включает смешивание воды с одним процентом нефти и последующую обработку смеси ультразвуком. Для придания эмульсии стабильности в нее добавляют специальные поверхностно-активные вещества. Разработчики отмечают экономическую эффективность технологии, поскольку для ее применения можно использовать воду и нефть с самого месторождения, необходимые эмульгаторы уже широко используются в промышленности, а производство можно организовывать непосредственно на промысле.

Терагерцовый излучатель

Национальный исследовательский центр Курчатовский институт совместно с Институтом общей физики им. А. Прохорова РАН разработали конструкцию фотопроводящих антенн для генерации терагерцового излучения. Исследователи предложили конструкцию, объединяющую семь антенн в единую систему. Новая архитектура фотопроводящих антенн позволяет значительно повысить эффективность генерации терагерцового излучения. Устройство занимает промежуточное положение между одиночной антенной и широкоапертурными излучателями большой площади. Хотя широкоапертурные излучатели генерируют более мощные импульсы, они значительно сложнее в топологии. Предложенное решение демонстрирует высокую эффективность при относительной простоте архитектуры. Фотопроводящие антенны представляют собой простые приборы для генерации излучения. Основным их недостатком ранее была низкая эффективность преобразования энергии лазерного излучения в терагерцовое. Большая часть энергии терялась в процессе преобразования. Разработка открывает новые возможности для создания компактных и эффективных источников терагерцового излучения.

Ученые обезвредили нефтепродукты в Арктике

Ученые РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина разработали метод обезвреживания нефтесодержащих отходов в Арктической зоне. Особенности метода в том, что он позволяет организовать переработку поблизости от месторождений без высоких энергозатрат и безопасен для природы и человека. Технология предполагает использование пероксида кальция, который выделяет свободный кислород для бактерий-нефтедеструкторов, окисляющих нефтепродукты. При этом обработка проводится в геотубах, которые можно безопасно размещать под открытым небом в герметичном исполнении, или использовать полупроницаемые мембранные материалы для геотуб на обустроенных площадках, что позволяет регулировать содержание воды в отходах. Оптимальная доза пероксида кальция определялась с помощью математической модели, прогнозирующей эффективность метода в различных условиях. Это помогло установить дозировки, обезвреживающие 80–93 % загрязнений. Технология готова к опытно-промышленным испытаниям. Организация переработки в геоконтейнерах окупит капитальные вложения в течение двух лет.

Цифровые двойники для оценки энергоэффективности зданий

Научный коллектив Национального исследовательского университета «МЭИ» разработал уникальный программный комплекс, позволяющий автоматически оценивать энергоэффективность зданий на этапе цифрового проектирования. Программа позволяет за считанные минуты провести расчет тепловых потерь здания, используя готовый файл в открытом формате IFC. Это значительно ускоряет процесс проектирования и помогает выявить слабые места в тепловой защите здания еще до начала строительства. Уникальность разработки заключается в специальном алгоритме обработки текстовых данных IFC-файлов, который не только корректно считывает свойства объектов, но и учитывает взаимосвязи между ними. Это позволяет точно учитывать влияние геометрии помещений, теплопроводности ограждающих конструкций и соседних объектов на общие теплопотери. Разработка способна визуализировать результаты – программа строит 3D-модель по данным IFC, что наглядно демонстрирует, какие именно участки здания требуют дополнительной теплоизоляции.

Водород из мочевины

Ученые разработали новый катализатор на основе никеля для производства экологичного водородного топлива. Новый материал представляет собой никелевые нанопровода, заключенные в углеродные нанотрубки с предварительной обработкой азотной плазмой. Уникальность метода заключается в применении однослойных углеродных нанотрубок для защиты никелевого катализатора. Такой подход ранее не использовался в контексте реакции окисления мочевины. Традиционные катализаторы на основе благородных металлов демонстрируют недостаточную эффективность в этой реакции. Никель показывает лучшие результаты, но требует защиты от разрушения в агрессивной среде. Обработка нанотрубок азотной плазмой создает структурные дефекты, которые выполняют двойную функцию: обеспечивают проникновение никеля внутрь, служат активными центрами катализа. Каталитическая активность нового материала в расчете на единицу массы превзошла традиционные формы никеля. Особое внимание исследователи уделяют показателям долговечности катализатора. После 1 тыс. рабочих циклов зафиксировано снижение активности менее чем на 2 %, что делает разработку перспективной для создания экономичных систем генерации водорода.

Оперативная оценка проницаемости пород

Геологи Казанского федерального университета разработали метод для быстрого оценивания перспективности нефтегазоносных пород для добычи нефти и природного газа. Для предварительной оценки свойств пород-коллекторов, включая проницаемость, ученые использовали машинное обучение и данные рентгеновской микротомографии. Проницаемость – наиболее важное свойство коллектора. Она зависит от количества и связанности пор, а также от радиуса их горловин. Экспериментальные измерения требуют много времени. Новый метод позволяет проводить те же процессы быстрее. Архитектура Swin Transformer позволяет решать различные задачи, от классификации изображений до видеонализа и сегментации объектов. По данным микротомографии физико-математическая модель формирует оценку локальной проницаемости на основе каждого изображения стека, которая затем используется для обучения алгоритма. Однако метод не может полноценно заменить длительные исследования, проводимые в лабораториях, цифровые снимки дают данные для предварительной оценки нефтегазоносных пород.





Стенд ТМК на выставке Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании CPTDC на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



А. Миллер



ПМГФ-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Стенд ТМК на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании ЕМК на выставке Нефтегаз-2025



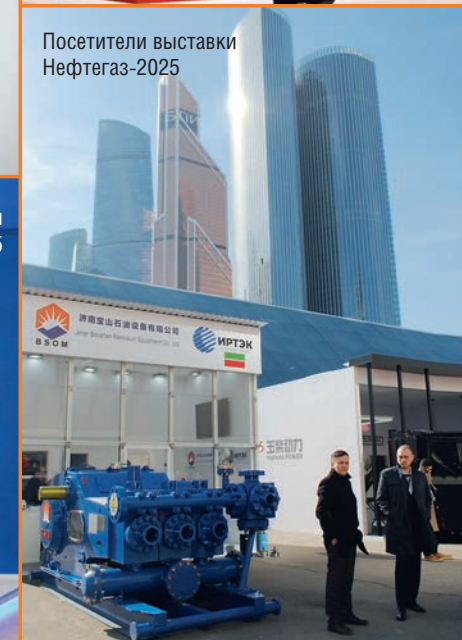
Участники ПМГФ-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Стенд Талнахского механического завода на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Стенд Газпром флот на ПМГФ-2025



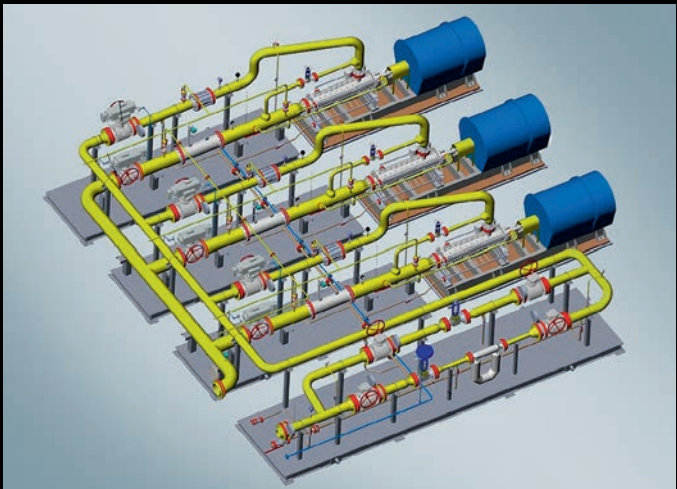
Посетитель выставки Нефтегаз-2025

АРМАТУРНЫЙ БЛОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса



Арматурный блок подготовки газа предназначен для редуцирования и поддержания заданного давления природного осушенного газа, подготовленного в соответствии с требованиями ГОСТ 5542.

Осушенный газ используется:

- в качестве топлива в котельных, газодизельных электростанциях, подогревателях антифриза и газового конденсата, в устройствах факельных горелочных, дежурных горелок факелов;
- с целью вытеснения воздуха из конденсатопровода.

Область применения – установки комплексной подготовки газа, компрессорные станции, газоперерабатывающие заводы и др.

Режим работы изделия – круглогодичный, непрерывный в течение суток. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметр	Значение
Сжигаемая среда	Углеводородные, горючие газы
Давление сжигаемой среды, МПа	0,01...06
Расход сжигаемой среды, м³/час	1,6...700 000
Топливный газ	Природный газ по ГОСТ 5542
Давление топливного газа, м³/час	0,05...02
Расход топливного газа на одну дежурную горелку, м³/час:	
• электроискровой розжиг	2...4
• система розжига «бегущий огонь»	4...11
Высота факельной установки, м	10...120
Диаметр ствола факельной установки, мм	325...2000
Электрическое питание	400/230 В, 50 Гц
Суммарно потребляемая электрическая мощность, кВт:	
• электрический розжиг	1,5
• система розжига «бегущий огонь»	1,0
Температура эксплуатации, °С	-60...+100
Срок службы ствола и оборудования, лет, не более	30
Срок службы оголовка, лет, не более	10
Контроль пламени	Термопара, ионизационный зонд

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ НАЗЕМНЫЙ РЕЗЕРВУАР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование

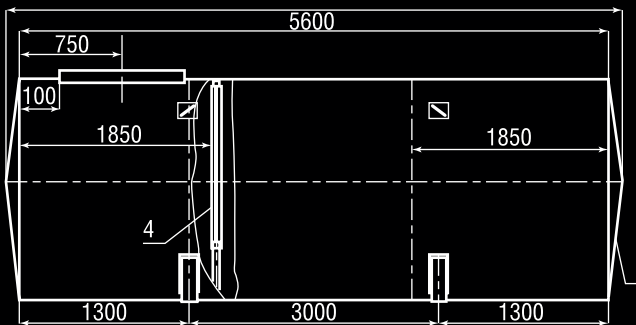
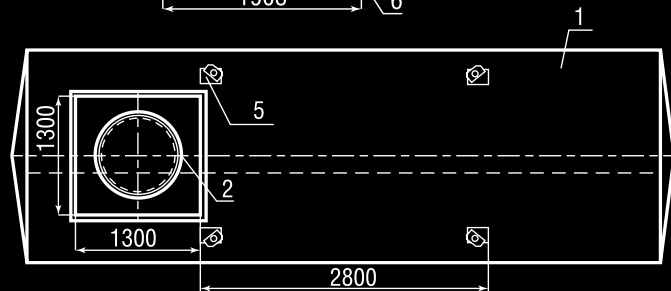
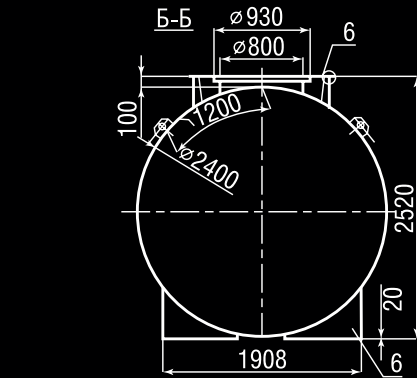


Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●



Резервуар наземный одностенный емкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости;
5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое

ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН							
Объем номинальный, м³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)				0,07 (0,7)		
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	0,05 (0,5)				0,088 (088)		
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	1.0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м²	2	5,5	6	13	14		

Объем Vном, м³	Размеры, мм				
	D	L	I	H	h
3	1400	2060	—	—	910
5	1900	2040	—	2075	1175
10	2220	2840	—	2470	1390
25	2400	5460	—	3020	1650
50	2400	11000	3000	3020	1650
75	3240	9060	2300	3525	1900
100	3240	12120	3300	3525	1900

ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы



Дизель-генератор с оригинальным дизельным двигателем

Номинальная мощность
11 кВА (11 кВт)
50 Гц, 220 В, однофазная электростанция

Резервная мощность
12.1 кВА (12.1 кВт)

Оборудование SDMO успешно используется для основного и резервного электропитания наиболее ответственных потребителей на всей территории России от Курильских островов до Республики Карелия. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность электростанции (основная)	11 кВА (11 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	12.1 кВА (12.1 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	Mitsubishi S4L2 SD 1500 об/мин
Генератор переменного тока	Mecc Alte ECP 28-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	3.2 л/час (при нагрузке 70%)
Емкость бака электростанции открытое исполнение	50 л
Емкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	50 л
Вес электростанции открытое исполнение	452 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	600 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	141 x 72 x 105 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	175 x 72 x 123 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	60.7 дБ

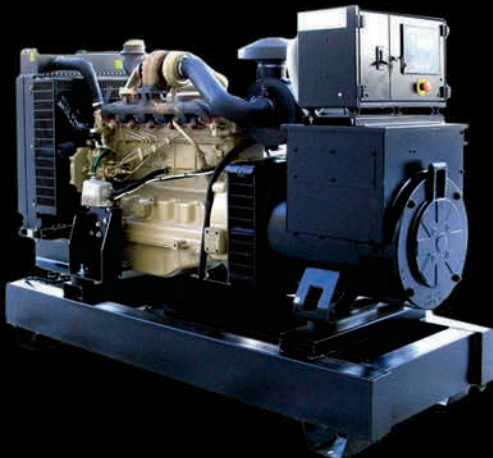
Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 1$

ДИЗЕЛЬНЫЙ ГЕНЕРАТОР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.9. Генераторы



Дизель-генератор с оригинальным дизельным двигателем

Номинальная мощность
125 кВА (100 кВт)
50 Гц, 230/400 В, трёхфазная электростанция

Резервная мощность
137 кВА (110 кВт)

Высокая надежность – за счет исключительно европейской сборки, технологически отлаженного и современного производства на трех ведущих мировых заводах Европы: во Франции, Италии и Великобритании, а также за счет использования дизельных двигателей ведущих мировых производителей (Cummins, MTU, Mitsubishi, John Deere, Volvo Penta)

GM использует преимущественно электрогенераторы Leroy Somer (Франция) с функцией AREP в стандарте, что выгодно отличает его от других производителей, использующих генераторы Marelli (Италия), Marathon (Китай), Stamford (Великобритания или Китай) и зачастую с обычной функцией SHUNT. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Мощность электростанции (основная)	125 кВА (100 кВт)
Мощность электростанции (резервная)	137 кВА (110 кВт)
Дизельный двигатель жидкостное охлаждение	John Deere 6068TF258 1500 об/мин
Генератор переменного тока (варианты поставки)	1. Leroy Somer LSA 44.2 S7 2. Mecc Alte ECP 34-1L/4
Тип запуска электростанции	электростартер
Расход топлива	19 л/час (при нагрузке 70%)
Емкость бака электростанции открытое исполнение	88 л
Емкость бака электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	139 л
Вес электростанции открытое исполнение	1370 кг
Вес электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	1800 кг
Габариты электростанции открытое исполнение	210 x 77 x 143 см
Габариты электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	285 x 120 x 151 см
Уровень шума электростанции в шумозащитном всепогодном кожухе	70 дБ

Мощность в кВт указана при $\cos \varphi = 0,8$

АТОМНЫЙ ЛЕДОКОЛ ПРОЕКТА 22220 ТИПА ЛК-60Я

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Ледокольное сопровождение

Арктика

Рассчитан на преодоление ровного льда толщиной 2,8 метра со скоростью 1,5–2 узла (3,0 метра – наибольшая).

Является двухосадочным ледоколом: при глубокой осадке способен проламывать толстые океанские льды, при мелкой – работать в руслах рек, тем самым замещая собой сразу два ледокола – классов «Арктика» и «Таймыр» соответственно.

Ледокол оборудован двумя ядерными энергетическими установками с реакторами РИТМ-200, тепловой мощностью по 175 МВт каждый. Пар от реакторов приводит в действие два паровых турбогенератора мощностью по 36 МВт. Три гребных винта фиксированного шага приводятся в действие шестью гребными электродвигателями суммарной мощностью 60 МВт. Двигатели установлены по два на каждом из трех валов судна.

После выхода из строя одного двигателя общая мощность ледокола снизилась с 60 МВт до 50 МВт. Принято решение работать с потерей мощности до замены нерабочего двигателя в доке. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Водоизмещение	25 540 т (стандартное)
	33 540 т (полное по КВЛ)
Длина	173,3 м (160,0 м по КВЛ)
Ширина	34,0 м (33,0 м по КВЛ)
Высота	15,2 м (борта на миделе)
	54,0 м (наибольшая)
Осадка	8,55 м (минимальная рабочая)
	10,5 м (полная по КВЛ)
Двигатели	2 ядерных реактора РИТМ-200 по 175 МВт
Мощность	60 МВт (81 500 л. с.) на валах
Движитель	3 гребных винта фиксированного шага с 4 съемными лопастями
	22,0 узла (полная) по чистой воде
Скорость хода	12,0 узлов по льду 1,5 м
	2,0 узла по льду 2,8 м (3,0 м – наибольшая толщина льда)
Автономность плавания	7 лет (перезагрузка топлива) 6 месяцев (по запасам провизии)
Экипаж	75 человек

СУДНО-ТРУБОУКЛАДЧИК

- Оборудование для освоения месторождений на шельфе
- Суда и судовое оборудование
- Суда-трубоукладчики

Крупнотоннажное морское судно, оснащенное подъемным краном большой грузоподъемности, которое используется при строительстве подводной инфраструктуры.

Служит для прокладки морских трубопроводов и подключения нефтедобывающих платформ к нефтеперерабатывающему заводу, расположенному на берегу. Для достижения этой цели типичное судно-трубоукладчик оборудовано насосами и клапанами, а также другим специальным оборудованием, которое необходимо для прокладки трубы под водой.

Термин «судно-трубоукладчик» или «трубоукладчик» применяют ко всем судам, способным осуществлять укладку труб на дно океана. Он также может применяться и в отношении кораблей двойного назначения, способных укладывать трубопроводы на дне океана в дополнение к основной работе.



В процессе работы использует якорь или систему динамического позиционирования, предназначенную для удержания судна в заданной позиции и (или) на заданном курсе с целью следования вдоль заданного маршрута автоматически с высокой точностью посредством использования судовых движителей и подруливающих устройств для поддержания правильного положения и скорости при прокладке трубы.

Прокладка трубопровода может быть успешно реализована судном при работах на глубине более 2500 м. В мире имеются только две компании, обладающие компетенциями и подготовленными быстрыми трубоукладчиками – швейцарская Allseas и итальянская Saipem.

Суда-трубоукладчики используют различные способы укладки трубопровода. К таким основным способам относятся способы укладки трубопроводов методом S-Lay, J-Lay и Reel-Lay* (рис. 1–3). ●

РИС. 1. Схема укладки трубопровода на дно методом S-Lay

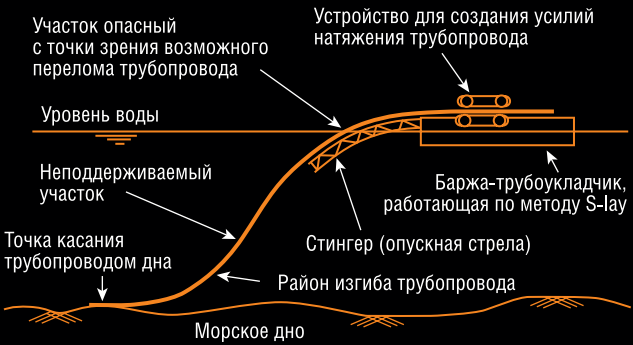


РИС. 2. Судно для укладки трубопровода методом J-Lay

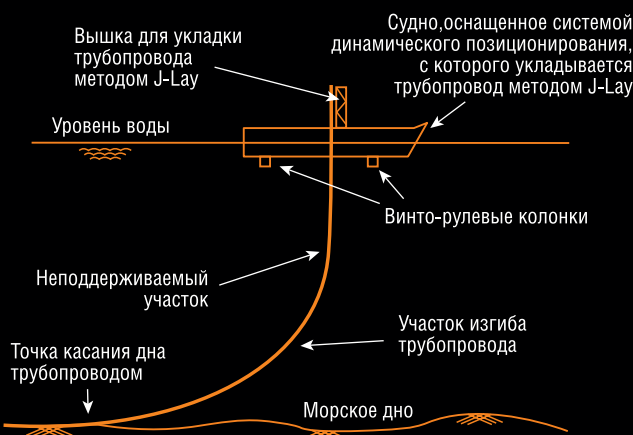
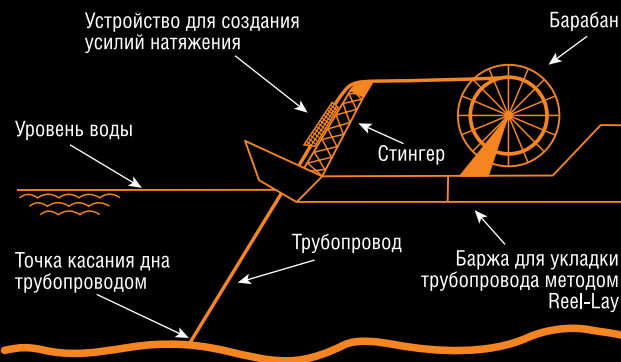


РИС. 3. Судно для укладки трубопровода методом Reel-Lay



* sudostroenie.info



Н. Моди

Защита интересов индийского потребителя в условиях нестабильной энергетической ситуации является нашим постоянным приоритетом, политика в области импорта полностью подчинена этой цели



А. Новак

Мы видим увеличение спроса и на нефть, а не пик потребления нефти, который предсказывали в ближайшем будущем



А. Миллер

За последние десять лет самыми быстрыми темпами в мировом энергетическом балансе рос именно газ, а не возобновляемые источники энергии



Х. аль-Гайс

Мы держимся в стороне от белого шума и сосредоточены на бизнесе



Д. Трамп

Н. Моди заверил меня, что не будет покупать нефть из России



Ф. Садыгов

Газпром не допускает прирост задолженности



А. Лихачев

Мы видим очень большой интерес, прямо аппетит у китайских предпринимателей к сотрудничеству в арктических широтах



М. Рютте

Операция Baltic Sentry сама по себе уже дорого обходится России, потому что приходится защищать теневой флот больше, чем раньше



П. Сийярто

MOL не может самостоятельно обеспечить весь объем топлива, необходимый для функционирования топливного рынка Сербии



Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



Переключающий клапан серии НТКН-В
Размеры: 1"-18"
Диапазон давления: 150 ~ 1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C ~ +538° C



Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"-16"
Диапазон давления: 150 ~ 900 фунтов
Диапазон температур: -40° C ~ +320° C



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В
Размеры: 1" D2"-20" BB24"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C ~ +816° C



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД
Размеры: 1" X 2"-10" X 14"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C ~ +538° C



Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ
Размеры: 1/2"-48"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C ~ +650° C



Устройство сброса давления иглопчатого разрушительного типа серии НТБР (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"-78"
Диапазон давления: 150 ~ 900 фунтов
Диапазон температур: -196° C ~ +538° C



BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

VITZRO CELL

с 1987 года

Vitrocell – ведущий мировой поставщик решений на основе литиевых первичных батарей. Мы гордимся нашей продукцией, в частности, высокотемпературными батареями, которые находят применение в таких сферах, как наклонно-направленное бурение (M/LWD), внутритрубная инспекция (PIG), мониторинг резервов добывающих скважин и океанографические приборы.



БЕЗОПАСНОСТЬ:

- повышенная ударопрочность и вибрационное сопротивление
- компактность и надежность
- соблюдение необходимых мер безопасности при производстве батарей



ТЕХНИЧЕСКОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ:

- проведение испытаний
- проведение полевых работ и подготовка отчетов
- инженерная поддержка



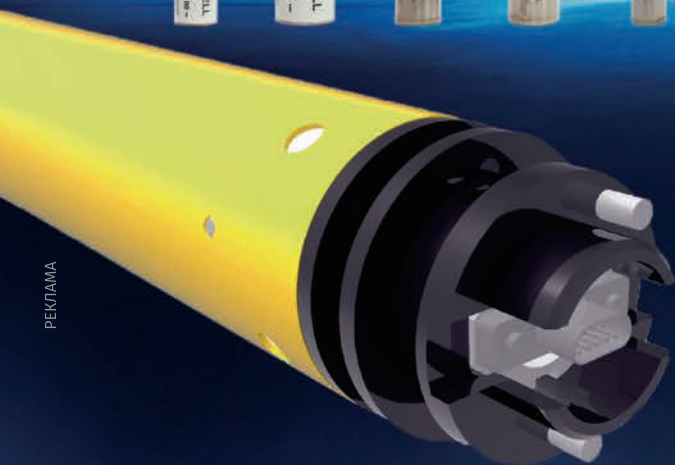
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- надежный испытательный центр
- вертикально интегрированные производственные процессы
- наличие сертификатов взрывозащиты ATEX / ISO9001 / 14001/ RoHS / UL / Trans. Certi.



МОДЕЛЬНЫЙ РЯД:

- 10 моделей для MWD и LWD
- 3 модели для PIG & subsea
- индивидуальные модели батарей MWD / LWD / PIG



РЕКЛАМА

50 СТРАН **250** КЛИЕНТОВ

В настоящее время компания Vitzrocell сотрудничает с более чем 250 партнерами в 50 странах и продолжает активно расширять свое мировое присутствие

3

миллиарда

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

2-е

место в мире

85% доля на корейском рынке литиевых первичных батарей. Более 80% выручки приходится на экспорт

15

миллионов

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

Наши официальные партнеры в РФ:

ООО НПО «Свободная Энергия»

г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «АК Бустер»

г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

ООО «Геолит»

г. Нижневартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru

ООО «Антарес»

г. Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO CELL