



ИЗОЛЯЦИЯ
ЗОН
ПОГЛОЩЕНИЯ

ПОКРЫТИЕ
БЕРЕГОВЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ

АВТОМАТИЗАЦИЯ
НЕФТЕБАЗ
И ГАЗОХРАНИЛИЩ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

1 [170] 2026

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН



Входит в перечень ВАК (К1)



95 лет
в промышленном
строительстве

Шкала оценки качества строительства скважин: от претензионной работы к управлению буровым сервисом

14

Применение твердых смазывающих добавок для снижения рисков прихвата при строительстве скважин: оценка эффективности

20

Высота подъема цемента в газовых скважинах: к вопросу требований Правил безопасности

24

Эффект искусственного интеллекта для экономики строительства

28

Эпохи НГК 4

РОССИЯ Главное

Нефтегаз в эпоху перемен: ключевые стройки отрасли 6

«Газпром»: итоги-2025 и приоритеты-2026 8

События 10

Первой строчкой 12

СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК

Шкала оценки качества строительства скважин: от претензионной работы к управлению буровым сервисом 14

Применение твердых смазывающих добавок для снижения рисков прихвата при строительстве скважин: оценка эффективности 20

СТРОИТЕЛЬСТВО В НГК

Высота подъема цемента в газовых скважинах: к вопросу требований Правил безопасности 24

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Эффект искусственного интеллекта для экономики строительства 28

ИИ в нефтегазе: правовое регулирование использования 30

Календарь событий 37

Виртуальная реальность в бурении: новый уровень подготовки производственного персонала 38

НЕФТЕСЕРВИС

Изоляция зон поглощения в горизонтальных скважинах с применением пакера-ретейнера на примере Тас-Юряхского месторождения 42

Сапонит vs бентонит в цементных растворах для крепления скважин

52

Снижение коэффициента продуктивности скважин: классификация и обзор методов определения причин

58

Разработка прототипа захватного устройства для свинчивания-развинчивания бурильных труб

68

Автоматизация и роботизация нефтебаз и газохранилищ

82

НЕФТЕСЕРВИС

Сапонит vs бентонит в цементных растворах для крепления скважин 52

Снижение коэффициента продуктивности скважин: классификация и обзор методов определения причин 58

Повышение эффективности разделения устойчивых водонефтяных эмульсий в системе сбора и подготовки нефти 64

Разработка прототипа захватного устройства для свинчивания-развинчивания бурильных труб 68

МАТЕРИАЛЫ

Коррозия материалов и покрытий, применяемых в нефтегазовой и смежных отраслях промышленности: обзор публикаций за 2024–2025 годы 74

Россия в заголовках 81

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Автоматизация и роботизация нефтебаз и газохранилищ 82

Покрытие береговых трубопроводов 86

Экспериментальное определение расходно-напорной характеристики трубопровода на лабораторном стенде 90

Хронограф 95

ЭКОНОМИКА

Импортозамещение в нефтегазовой отрасли: актуальные вопросы и пути их решения 96

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Китайский опыт государственного управления нефтегазовой отраслью 100

Новости науки 106

Нефтегаз Life 108

Классификатор 110

Цитаты 112

СОДЕРЖАНИЕ

152 года назад

В 1873 году нефть впервые транспортировалась на морских судах посредством налива в цистерны.

151 год назад

В 1874 году была создана первая в мире акционерная вертикально интегрированная компания в нефтяной промышленности – «Бакинское нефтяное общество». Ее учредителями стали нефтепромышленники Петр Губонин и Василий Кокорев.

149 лет назад

В 1876 году В.Г. Шухов изобрел конструкцию форсунки, получившую позднее название «нобелевской», позволяющую эффективно сжигать мазут, считавшийся ранее отходом нефтепереработки.

144 года назад

В 1881 году впервые в мире осуществлена перевозка нефти и нефтепродуктов в железнодорожных цистернах.

119 лет назад

В 1906 году построен первый в России нефтепровод Баку – Батуми протяженностью 833 км.

114 лет назад

В 1911 году в России появились первые заправочные станции на основании договора Императорского Автомобильного Общества с Товариществом «Бр. Нобель» относительно «бензиновых станций».

105 лет назад

В 1920 году был основан Бакинский политехнический институт им. М. Азизбекова. Этот ВУЗ был первым образовательным учреждением, выпускавшим инженеров для всех отраслей нефтяной индустрии в Европе и Азии.

94 года назад

В 1931 году на базе конторы «Стройгаз» создан Государственный трест по использованию природных газов ВСНХ СССР «Союзгаз».

27 лет назад

В 1998 году на Сахалине получена первая в России промышленная нефть шельфа.

21 год назад

В 2004 году запущена первая очередь Каспийского трубопроводного консорциума. Цель проекта – соединить месторождения Западного Казахстана с российским побережьем Черного моря.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижевский

Журналисты
Анна Игнатьева
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 РАЕН

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 РАЕН, 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 РАЕН, 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 РАЕН



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко

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

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

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
«МЕДИКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров

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



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° С~+538° С



Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"-16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40° С~+320° С



Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии НТО/В НТДО/В
Размеры: 1" D2"-20" BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° С~+816° С



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД
Размеры: 1" X2"-10" X14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° С~+538° С



Линейная заглушка быстрого действия серии НТЛВ
Размеры: 1/2"-48"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° С~+650° С



Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии НТБП (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"-78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196° С~+538° С

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



В Дагестане планируют ввести в эксплуатацию вторую очередь Новолакской ВЭС мощностью

147,5 МВт

В 2026 году на Гелиевом заводе планируют запустить вторую установку мощностью

4,5 млн м³

В июле 2026 года первая очередь терминала «Порт Фавор» по перевалке аммиака должна выйти на проектную мощность

в **14** млн т

Выход проекта «Сила Сибири-2» на проектную мощность ожидается не ранее середины

2030-х
годов

НЕФТЕГАЗ В ЭПОХУ ПЕРЕМЕН: КЛЮЧЕВЫЕ СТРОЙКИ ОТРАСЛИ

НА ФОНЕ ГЛОБАЛЬНЫХ ВЫЗОВОВ, СВЯЗАННЫХ С ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ ПЕРЕХОДОМ И ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЙ НЕСТАБИЛЬНОСТЬЮ, НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ ДЕМОНСТРИРУЕТ СТРЕМЛЕНИЕ К МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВ. ПРОДОЛЖАЕТСЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОЕКТОВ, ПОЯВЛЯЮТСЯ НОВЫЕ ИНИЦИАТИВЫ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И УДОВЛЕТВОРЕНИЕ РАСТУЩЕГО СПРОСА НА УГЛЕВОДОРОДЫ. ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ИНВЕСТИЦИЙ НАПРАВЛЯЕТСЯ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ И РЕКОНСТРУКЦИЮ СУЩЕСТВУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ: ОБНОВЛЕНИЕ УСТАРЕВШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ, ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ ЦИФРОВОГО МОНИТОРИНГА И АВТОМАТИЗАЦИИ

Анна Павлихина

В 2025 году строительство в ТЭК по-прежнему фокусировалось на проектах, основанных на традиционных энергоносителях, но строились и объекты, связанные с низкоуглеродными технологиями. Так, в Дагестане введена в эксплуатацию первая очередь Новолакской ВЭС, запущена 61 ветроэнергетическая установка общей мощностью 152,5 МВт, в наступившем году планируют ввести в эксплуатацию вторую очередь, включающую 59 ВЭУ мощностью 147,5 МВт. В октябре Корпорация развития Дальнего Востока и Арктики подписала с компанией «СЭР ДВ» соглашение о строительстве солнечных электростанций, совместной работе при возведении Октябрьской и Смирновской СЭС в Амурской области и строительстве самой крупной солнечной электростанции в стране мощностью 650 МВт.

Несмотря на ужесточающиеся санкции, 2025 год ознаменовался активной фазой реализации ряда масштабных строительных проектов в нефтегазе. Среди наиболее значимых можно выделить арктические проекты. Так, завершается строительство ключевых объектов на месторождении «Восток Ойл», включая



портовую инфраструктуру и нефтепроводы. Только за первые месяцы было смонтировано более 104 тысяч свай, уложено на проектные отметки 450 км трубопровода, в том числе двухтрубный участок длиной 171 км, уложена резервная нитка перехода нефтепровода через р. Енисей, продолжается строительство первого нефтеналивного причала, ведутся подготовительные работы к возведению второго, продолжается строительство логистической инфраструктуры, возведение гидротехнических сооружений, расширение береговой и причальной инфраструктуры. Идет ускоренное обустройство кустов и строительство нефтепровода к терминалу Северного морского пути.

Строительство в НГК пополнилось проектами СПГ: в мае введена в эксплуатацию вторая очередь «Арктик СПГ-2». Продолжается строительство основных технологических объектов добычи. На Харасавэйском месторождении возводится вспомогательная инфраструктура, строятся установки комплексной подготовки газа и дожимная компрессорная станция.

В области хранения нефти завершено строительство и введены в эксплуатацию четыре резервуара на промышленной площадке «Грушова».

С сокращением экспортных рынков еще более актуальным стал вопрос переработки углеводородов внутри страны, что, в свою очередь, активизировало строительство в этом секторе. В июле 2025 года с запуском комбинированной установки гидрокрекинга № 2 на НПЗ «Танеко» завершился очередной этап модернизации. В Иркутской области в режим опытной эксплуатации введен Гелиевый завод на базе Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, запуск второй установки по производству гелия мощностью 4,5 млн м³ запланирован на 2026 год.

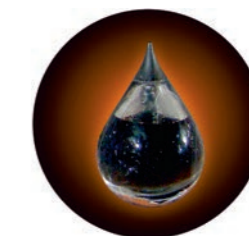
Продолжаются строительные работы на промплощадке Газохимического комплекса в Усть-Луге. Первая очередь терминала «Порт Фавор» по перевалке аммиака была запущена в декабре 2025 года, выйти на проектную мощность в 14 млн т планируют в июле этого года.

Инвестиции в строительство сегодня направлены также на расширение транспортной инфраструктуры: проекты по строительству трубопроводов, терминалов и портовых сооружений остаются приоритетными для обеспечения бесперебойной транспортировки нефти и газа. В 2025 году начата практическая реализация проекта газопровода «Волхов – Мурманск», идет строительство двух компрессорных станций «Хабаровская» и «Дальнереченская» на ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток». На участке газопровода «Сила Сибири» от Чаяндинского месторождения до Благовещенска были сооружены лупинги, построены дожимные компрессорные станции. Для увеличения поставок газа уже во второй половине 2026 года может начаться расширение внутренней сети газопровода.

Особое внимание уделяется проектам, направленным на повышение пропускной способности существующих сетей и создание новых маршрутов для экспорта. Проект магистрального газопровода «Сила Сибири-2» обещает стать одним из наиболее масштабных, А. Миллер заявил, что это будет самый крупный инвестиционный газовый проект в мире. Но даже если строительство начнется уже в этом году, то выход на проектную мощность ожидается не ранее середины 2030-х годов.

Каждый строительный проект в нефтегазовом комплексе, будь то сооружение трубопровода или модернизация нефтеперерабатывающего завода, сопряжен не только с колоссальными финансовыми средствами, но и с продолжительными сроками. Однако уже сегодня можно говорить о том, что ряд компаний получит значительную выгоду. В первую очередь речь идет о производителях строительного оборудования, материалов, специальных покрытий, технологий и услуг.

Номер, который вы держите в руках, посвящен вопросам строительства в нефтегазовой отрасли: от покрытий для МГП до сооружения скважин, ведь в конечном итоге фундаментом успешного строительства являются качественные материалы, надежное оборудование и передовые технологии. ●



«ГАЗПРОМ»: ИТОГИ-2025 И ПРИОРИТЕТЫ-2026

Елена Алифирова

В декабре глава «Газпрома» А. Миллер подвел итоги года и обозначил планы компании на 2026 год. В 2025 г. потребителям из газотранспортной системы «Газпрома» поставлено 386 млрд м³ газа, что на 2,5% ниже показателей предыдущего года, поставки газа в Китай по МГП «Сила Сибири-1» увеличились на 24,8%, превысив контрактные обязательства на 800 млн м³, и составили 38,8 млрд м³. Готовность строительства магистрального газопровода Белогорск – Хабаровск достигла 64%: из 828 км сварено, уложено и засыпано 530 км газопровода, статус реализации проекта ГПК по переработке этансодержащего газа в пос. Усть-Луга составил 70%.

В 2025 г. «Газпром» завершил очередную пятилетку реализации программ развития газоснабжения и газификации регионов РФ, газ пришел более чем в 2,1 тыс. населенных пунктов. По словам А. Миллера, таких темпов газификации и газоснабжения, которые были в 2021–2025 гг., Россия не знала за всю историю газовой отрасли.

В числе крупных проектов глава компании назвал завершающийся этап расширения мощностей ЕСГ. В эксплуатацию введены новые участки МГП Починки – Анапа протяженностью 616 км. МГП «Сила Сибири-1» уже обеспечивает газом такие города, как Благовещенск, Свободный, идет работа по созданию инфраструктуры для подачи газа в населенные пункты Якутии, Амурской и Иркутской областях, газом МГП будут обеспечены мощности на востоке страны.

Дальнейшее развитие газотранспортных мощностей на Востоке России охватывается проектом системы МГП Восточная система газоснабжения. В 2025 году достигнуты юридически обязывающие договоренности о строительстве МГП «Сила Сибири-2».

Еще одно важное для Газпрома экспортное направление – страны Центральной Азии. Экспорт в Узбекистан, Кыргызстан и Казахстан вырос на 20%.

Ведущим фактором, определяющим производственные и финансовые результаты деятельности «Газпрома», является внутренний рынок, в 2026 г. работа в этом направлении продолжится. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

За первые десять месяцев 2025 года совокупный объем закупок российской нефти европейскими странами снизился почти на 40%. В начале 2026 года Европейская комиссия готовится внести предложение о полном запрете импорта нефти из России. Однако страны Евросоюза продолжают приобретать российский газ, в 2025 году закупки составили 13% европейского импорта. Каковы перспективы российских энергоносителей в качестве продуктов экспорта на европейские рынки?

Рынок сбыта какого продукта Россия сможет сохранить в Европе в ближайшие годы?

41%
Европа продолжит закупать продукт газопереработки – минеральные удобрения

18%
Несмотря на сокращение закупок, нефть останется одним из товаров, экспортируемых Россией в страны ЕС

15%
Если в России будет снят запрет на экспорт продуктов нефтепереработки, некоторые европейские страны будут ввозить бензин и дизтопливо

26%
Следуя политике декарбонизации, страны ЕС будут закупать продукты с низким углеродным следом, например, водород

Цена на российскую нефть за последние три месяца 2025 года упала на 28%. Это самый низкий показатель с февраля 2022 года. Российские экспортеры стремятся компенсировать цену увеличением объема поставок, но находить покупателей становится все сложнее. Однако цена падает не только на российские марки: цена Brent впервые с мая опустилась ниже 60 долл. за барр., WTI – ниже 57 долл. за барр. В чем причина мирового падения цен на нефть?

С чем связано затянувшееся снижение цены на нефть в мире?

26%
Причиной послужили блокирующие санкции США против «Роснефти» и «ЛУКОЙЛа»

19%
Интенсификация переговорного процесса по мирному урегулированию на Украине и связанные с этим ожидания

16%
Причина в более низких, по сравнению с прогнозными, показателях промышленного производства в Китае

21%
Превышение спроса над предложением, ставшее следствием политики, проводимой нефтяным альянсом

18%
Из-за усиления ценового давления со стороны основных покупателей – Индии и Китая

26-я Китайская международная выставка нефтегазового и нефтехимического оборудования и технологий

26-28 марта, 2026

Китайский Международный Выставочный Центр (Зал Шуньи), Пекин

Более
80
стран и регионов

180 000+
профессиональных
посетителей

2000+
экспонентов

52
компании
из рейтинга Fortune

18
международных
павильонов

120 000 м²
выставочной
площади

Участники



Zhenwei International Exhibition Group Beijing Zhenwei Exhibition Co., Ltd.

Адрес: Zhenwei Exhibition Building, Building III13, International Enterprise Avenue,

Yard 1, Jinghai 5th Road, Tongzhou District, Beijing

Тел: +86 10 5617 6968/6962

Факс: +86 10 5617 6998

Почта: cippe@zhenweexpo.com



Регистрация
посетителей



WhatsApp

cippezw

cippe_zw

cippe China

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

На Тагульском месторождении наращивают энергоёмкости

Компания «РН-Ванкор» ввела в эксплуатацию электроподстанцию 110/35/10 кВ Тагул мощностью 2х63 МВА. Она предназначена для энергоснабжения объектов Тагульского месторождения, которое входит в Ванкорский кластер. В здании установлены силовые трансформаторы, закрытые распределительные устройства 35 и 10 кВ, оборудован пункт управления. Энергия поступает на подстанцию с газотурбинной электростанции Ванкорского месторождения – Полярная, мощностью 150 МВт. Объекты соединяет линия электропередачи 110 кВ

СИБУР впервые экспортировал партию сжиженного углеводородного газа в Китай из балтийского порта Усть-Луга. В 2023 г. ЕС ввел санкции, включающие отложенное эмбарго на импорт СУГ. После этого СИБУР перенаправил основные объемы в Турцию. Также компания экспортировала в 2025 году СУГ в Гану и Индию. Объем производства СУГ в Российской Федерации за период с января по октябрь 2025 г. сохранился на уровне аналогичного периода 2024 г., тогда как внутреннее потребление сократилось

протяженностью более 70 км, построенная для связи ГТЭС и ПС. Тагул – восьмая ПС на Ванкорском кластере, ее мощность составляет 110 кВ, завершается монтаж еще двух аналогичных объектов. Общая протяженность ЛЭП превышает 1,9 тыс. км.

Первая гигафабрика в России

В Калининградской области в опытно-промышленную эксплуатацию запущена первая в России гигафабрика по производству накопителей энергии. Завод по производству литий-ионных аккумуляторов строит РЭНЕРА, структура «ТВЭЛ».

Предприятие представляет собой гигафабрику с полным циклом производства – от первичной химии (смешения компонентов катодных и анодных масс) до выпуска и контроля готовых модулей и тяговых батарей. Основной продукцией гигафабрики станут литий-ионные батареи для электротранспорта (легковых автомобилей, автобусов, грузовиков, спецтехники).

Также будут производиться системы накопления энергии для электроэнергетики – решение, которое рассматривается как инструмент сглаживания пиков потребления и балансировки энергосистем с высокой долей возобновляемых источников энергии. Серийное производство запланировано на лето 2026 г.

Минфин США отклонил предложение инвестбанка Xtellus о покупке зарубежных активов ЛУКОЙЛа. Банк Xtellus Partners предложил безденежную сделку, предполагающую обмен зарубежных активов ЛУКОЙЛа на акции самой компании, находящиеся в распоряжении американских инвесторов, но заблокированных санкциями. ЛУКОЙЛ поддержал предложение, которое, однако, было отклонено Министерством финансов США. Xtellus намерена добиться отмены отказа

Во Вьетнаме ввели в эксплуатацию первые электростанции, работающие на СПГ, совокупной мощностью 1,62 ГВт. Электростанции оснащены газовыми турбинами GE поколения 9HA.02, обеспечивающими КПД электростанции на уровне 62–64% и способными переключаться на другие виды топлива, включая водород. Годовая выработка – более 9 млрд кВт·ч. СПГ будет поставляться с регазификационного терминала Thi Vai LNG

Второй венка ВСТО
Богучанская ТЭС запущена
Продажа квот
Цены на газ
Южный поток
Дошли руки до Арктики
Северный поток достроили

Буровая установка для экстремальных условий

«Росатом» провел испытания новой российской буровой установки ZBO S15E в экстремальных условиях. Установка уже отработала неделю в сложнейших геологических и климатических условиях севера Бурятии и показала рост производительности на 10% по сравнению с применявшимися ранее импортными аналогами. Установка предназначена для бурения разведочных скважин на твердые полезные ископаемые методом ССК (со съёмным керноприемником), максимальная глубина бурения – 1640 м. ZBO S15E укомплектована технологическими решениями «Smart drill»: техника сама создает отчеты, мониторит состояние оборудования

Великобритания вывела из-под санкций египетский газовый проект Zohr с участием «Роснефти». Решение стало продолжением послаблений в отношении ряда зарубежных нефтегазовых активов. Так, до 14 октября 2027 г. из-под санкций Великобритании были выведены проекты в Азербайджане и Казахстане, в т.ч. Каспийский трубопроводный консорциум, Тенгизшевройл, Шах-Дениз, Южный Кавказский газопровод, Азербайджанская компания по поставкам газа и Карачаганак

и уведомляет сотрудников о необходимом обслуживании. Соглашение о сотрудничестве в сфере импортозамещения бурового оборудования между Министерством промышленности и торговли РФ, заводом бурового оборудования и РУСБУРМАШем предусматривает поставки новых буровых установок ZBO S15E и ZBO S50 в течение пяти лет.

Британская BP добыла первую нефть в рамках проекта по расширению бурового центра Atlantis 1 в Мексиканском заливе. Ожидается, что среднегодовая добыча на действующей морской платформе Atlantis, увеличится на 15 тыс. бнэ в сутки. Текущая производственная мощность достигает 200 тыс. барр. нефти. Atlantis – самая глубоководная платформа BP в Мексиканском заливе, работающая на глубине 2156 м

Израиль одобрил соглашение об увеличении экспортных поставок природного газа в Египет с шельфового месторождения, премьер-министр Б. Нетаньяху назвал газовую сделку крупнейшей в истории страны. Законтрактованный объем составляет 130 млрд м³ газа. Поставки будут осуществляться поэтапно с 2026 по 2040 г. Сумма контракта оценивается в 35 млрд долл, из них 18 млрд долл. поступят в государственную казну

Серийное производство специального оптоволокна

На территории кампуса МГТУ им. Н. Баумана организовано серийное производство специального оптического волокна для сенсорных, лазерных и высокоточных измерительных систем. Для изготовления волокна в Квантум-парке вуза была смонтирована 15-метровая башня вытяжки – промышленная установка, где стеклянная заготовка нагревается до температуры размягчения, а затем вытягивается в тонкое волокно. Автоматизированные системы контролируют температуру, скорость вытяжки, геометрию волокна и нанесение защитного покрытия. Новая линия позволит ежегодно производить несколько тысяч км такой продукции. Оптическое волокно специального назначения является ключевым компонентом для наукоемких отраслей. Его используют при создании датчиков для мониторинга состояния крупных конструкций, в медицинском лазерном оборудовании и системах безопасности. ●

За **590**

МЛН ДОЛЛ.

TotalEnergies продала 50 % портфеля ВИЭ-активов в Греции



На **7%**



Турция увеличила импорт газа в октябре 2025 г.

До **2029**

года

может быть продлен статус вынужденной генерации для ряда ТЭС



На **13** ТЫС. ТОНН

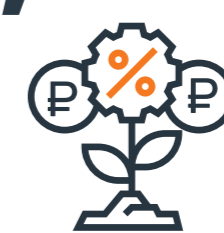
Кузбасс превысил план по поставкам угля на восток за 11 месяцев 2025 года



15,25

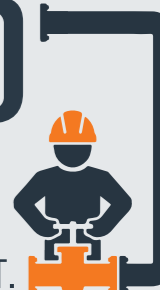
млрд руб.

составили дивиденды СИБУРа за третий квартал 2025 года



396 КМ

газопроводов построили в Якутии в 2025 г.



На **6,3%**

Япония сократила импорт СПГ в ноябре 2025 года



92%



достигнет загрузка мирового парка супертанкеров в 2026 году

На **0,9%**

сократился грузооборот морских портов России за 11 месяцев 2025 года



2 млн барр. нефти/сутки

составит профицит предложения на мировом рынке в 2026 году согласно прогнозам EIA



На **5,8%**

снизился экспорт нефти из России в Турцию за 10 месяцев 2025 года



2,6 МЛН Т

составил объем экспорта железорудного сырья через порт Тамань



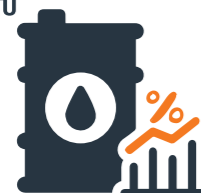
На **17%**

Южная Корея снизила импорт СПГ в ноябре 2025 года



На **2-7**

долл за барр. увеличилась скидка на российскую нефть в декабре 2025 года



911 Т

мазута утилизировали в Крыму после аварии в Керченском проливе



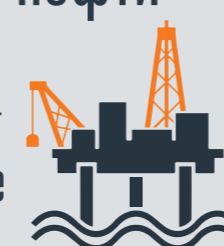
На **0,7%**

выросли премии по страхованию грузов в РФ за 9 месяцев 2025 г.



57 млрд т нефти

составляют совокупные начальные извлекаемые ресурсы нефти арктического сектора российского шельфа



На **10,7%**

Китай нарастил импорт СПГ в октябре 2025 года



2 подстанции и **3** линии электропередачи

построят на курорте «Эльбрус» в 2026-2027 гг.



На **15%**

Венесуэла планирует увеличить добычу нефти за счет новых инвесторов в 2026 году



ШКАЛА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН:

от претензионной работы к управлению буровым сервисом

Ахмадуллин Эдуард Атласович
эксперт ООО «Прикладные научно-
технические проекты»,
к.т.н.

ПОЧТИ КАЖДАЯ ТРЕТЬЯ НОВАЯ СКВАЖИНА ТРЕБУЕТ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ИЗ-ЗА НЕУДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНОГО КАЧЕСТВА СТРОИТЕЛЬСТВА. СУЩЕСТВУЮЩИЙ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ИНСТРУМЕНТ – ШКАЛА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА БУРОВЫХ РАБОТ – ПРЕДНАЗНАЧЕН СКОРЕЕ НЕ ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ КАЧЕСТВА, А ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПРЕТЕНЗИОННОЙ РАБОТЫ В ОТНОШЕНИИ СЕРВИСНЫХ ПОДРЯДЧИКОВ ПУТЕМ НАЛОЖЕНИЯ НА НИХ ШТРАФНЫХ САНКЦИЙ. БОЛЕЕ ТОГО, ШКАЛА КАЧЕСТВА НЕ СООТВЕТСТВУЕТ ПРИНЦИПАМ КВАЛИМЕТРИИ, ТАК КАК ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ ПРОИЗВОЛЬНЫЙ НАБОР КРИТЕРИЕВ-НАРУШЕНИЙ И ПОНИЖАЮЩИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ, НЕ ДАЕТ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ И НЕ ПОЗВОЛЯЕТ СИСТЕМНО УПРАВЛЯТЬ КАЧЕСТВОМ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН. В РАБОТЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ СУЩЕСТВУЮЩАЯ ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ ШКАЛЫ ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА РАЗЛИЧНЫМИ НЕДРОПОЛЬЗОВАТЕЛЯМИ РФ И ПРЕДЛАГАЕТСЯ УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ МЕТОДИЧЕСКИЙ ПОДХОД, ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПЕРЕЙТИ ОТ ПРЕТЕНЗИОННОЙ РАБОТЫ К УПРАВЛЕНИЮ КАЧЕСТВОМ УСЛУГ БУРОВОГО СЕРВИСА

NEARLY EVERY THIRD NEW WELL REQUIRES ADDITIONAL WORKOVERS DUE TO UNSATISFACTORY DRILLING QUALITY. THE EXISTING TOOL IN THE OIL AND GAS INDUSTRY – THE DRILLING QUALITY SCORECARD – IS DESIGNED NOT SO MUCH FOR MEASURING QUALITY, BUT RATHER FOR CONDUCTING CLAIM-RELATED WORK AGAINST SERVICE CONTRACTORS BY IMPOSING FINANCIAL PENALTIES ON THEM. FURTHERMORE, THE QUALITY SCORECARD DOES NOT ALIGN WITH THE PRINCIPLES OF QUALIMETRY, AS IT INCORPORATES AN ARBITRARY SET OF VIOLATION-BASED CRITERIA AND REDUCTION COEFFICIENTS, FAILS TO PROVIDE A COMPREHENSIVE ASSESSMENT, AND DOES NOT ENABLE SYSTEMATIC MANAGEMENT OF WELL DRILLING QUALITY. THIS PAPER ANALYZES THE CURRENT APPLICATION PRACTICES OF THE DRILLING QUALITY SCORECARD BY VARIOUS RUSSIAN SUBSOIL USERS AND PROPOSES AN ENHANCED METHODOLOGICAL APPROACH. THIS APPROACH AIMS TO SHIFT THE FOCUS FROM CLAIM MANAGEMENT TO MANAGING THE QUALITY OF DRILLING SERVICES

Ключевые слова: строительство скважин, качество бурения, шкала оценки качества.

Что такое шкала оценки качества буровых работ

Ретроспективный анализ введенных в эксплуатацию из бурения новых скважин показывает, что от 16 до 31 % из них требуют в первые годы проведения дополнительных ремонтных работ, связанных с устранением негерметичности обсадных колонн, некачественного сцепления цементного камня с горной породой и обсадными трубами, наличием заколонных перетоков и межколонных давлений, недоподъемом цементного камня до проектной высоты и т.д. Перечисленные проблемы особенно актуальны при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях [1]. В связи с этим, требования, предъявляемые к строительству скважин, вызывают объективную необходимость контроля качества на всех этапах проведения работ. По этой причине большинство пользователей недр при заключении контрактов на строительство нефтяных и газовых скважин включают в состав договорной документации специальное приложение – шкалу оценки качества выполненных работ, представляющую собой табличный документ, содержащий с той или иной степенью детализации:

- описания различных нарушений технологического процесса строительства скважины со стороны сервисных подрядчиков;
- мероприятия по устранению выявленных нарушений;
- величины специальных безразмерных коэффициентов, понижающих стоимость объема работ по секциям (обсадным колоннам или интервалам бурения под обсадные колонны), где были допущены нарушения;
- основание для применения понижающих коэффициентов – наименование актов, составленных и подписанных представителями заказчика и подрядчика.

Перечисленные разделы шкалы качества относятся к основным видам буровых нефтегазопромысловых услуг, таких как: долотный сервис, сервис по сопровождению буровых растворов, сервис по цементированию обсадных колонн, сервис по наклонно направленному бурению, сервис по отбору керна и т.д.

ФАКТЫ

До **31** %
новых скважин
требуют ремонтных
работ

Сравнительный анализ контрактной документации по различным заказчикам, работающим на территории РФ, показывает, что наполнение шкалы оценки качества в части перечня нарушений и соответствующих им понижающих коэффициентов существенно отличается у разных недропользователей. Более того, даже в рамках одной вертикально интегрированной нефтегазовой компании или холдинга шкала оценки качества может различаться в зависимости горно-геологических условий региона деятельности добывающих обществ.

Как работает шкала оценки качества

При строительстве скважины службой супервайзинга заказчика фиксируются нарушения технологического процесса по каждому подрядчику путем составления соответствующих актов. Затем по каждому нарушению на основании шкалы качества определяются понижающие коэффициенты. Если допущено несколько нарушений, понижающие коэффициенты в рамках одной секции перемножаются. В итоге по каждому виду технологического сервиса получается *резльтирующий понижающий коэффициент* по *i*-му подрядчику по *j*-ой секции (K_{ij}):

$$K_{ij} = \prod_{z=1}^n (q_{ij})_z, \quad (1)$$

где q_{ij} – понижающие коэффициенты по *i*-му подрядчику по *j*-ой секции,

примененные в соответствии со шкалой оценки качества на основании актов, подписанных заказчиком и подрядчиком, доли единицы; n – число нарушений, зафиксированных по i -му подрядчику по j -ой секции.

Если рассмотреть в качестве примера скважину, конструкция которой состоит из направления диаметром 426 мм, кондуктора диаметром 324 мм, промежуточной и эксплуатационных колонн диаметрами 245 и 146 мм соответственно (рис. 1), то все результирующие понижающие коэффициенты (K_{ij}) по каждому подрядчику в разрезе каждой секции могут быть представлены так, как это показано в таблице 1.

Согласно условиям договора на строительство скважин заказчик имеет право снизить i -му подрядчику оплату за выполненный по j -ой секции объем работ на величину P_{ij} , рассчитываемую по формуле:

$$P_{ij} = S_{ij}(1 - K_{ij}), \quad (2)$$

где S_{ij} – стоимость услуг i -го подрядчика по j -ой секции, тыс. руб.

Лимит штрафных санкций, применяемых к подрядчику, как правило, не превышает 20% от стоимости объема работ по секции. Данное ограничение прописывается в договоре в виде отдельного положения, устанавливающего, что результирующий понижающий коэффициент не может быть ниже *порогового значения*, равного 0,80 долей единицы.

Для каждого технологического сервиса (долотный сервис, сервис по сопровождению буровых растворов, сервис по цементированию обсадных колонн, сервис по наклонно направленному бурению, сервис по отбору керна и т.д.) шкала качества большинства отечественных недропользователей содержит спецификацию от 5 до 20 нарушений и соответствующих им понижающих коэффициентов (q_{ij}), подавляющее большинство из которых находится в диапазоне от 0,99 до 0,80. Таким образом, если по подрядчику зафиксировано всего 5 нарушений, например, с понижающими коэффициентами 0,95, результирующий понижающий коэффициент (K_{ij}), рассчитанный по формуле (1), уже становится меньше *порогового значения*:

$$K_{ij} = 0,95 \cdot 0,95 \cdot 0,95 \cdot 0,95 \cdot 0,95 = 0,77 < 0,80 \quad (\text{пороговое значение}).$$

Анализ применения шкалы оценки качества по различным нефтегазовым компаниям РФ показывает, что некоторые пользователи недр прописывают в шкале, наряду с нарушениями технологического процесса, развернутые организационные требования к сервисным подрядчикам: объемы предоставления отчетных

РИСУНОК 1. Пример конструкции скважины



материалов; достоверность информации в суточных рапортах; сроки предоставления планов и программ работ (разработанных на основе проектной документации); технические требования к используемому оборудованию и инструменту; условия хранения и транспортировки химреагентов; требования к составу и квалификации производственного персонала и т.д. При этом, как было показано выше, при достаточной детализации шкалы качества, т.е. при большом количестве требований к подрядчику и большом количестве зафиксированных нарушений, достичь порогового значения штрафных санкций в размере 80 % не составляет большого труда.

Таким образом, главное назначение шкалы качества, несмотря на название, – это не количественное измерение качества буровых работ, а проведение претензионной работы и обоснование применения к подрядчику штрафных санкций (рис. 2). Именно по этой причине

для шкалы качества не важна унификация даже в рамках одного нефтегазового холдинга, поскольку для достижения ее главной задачи – снижения оплаты работ подрядчикам – такая унификация не критична.

Управление работой подрядчиков на основе шкалы качества

Наиболее оптимальным инструментом для измерения качества бурового сервиса и управления работой подрядчиков является аппарат квалиметрии – науки об измерении качества [2]. Шкала оценки качества, являясь, по существу, реактивным инструментом [3], т.е. инструментом реакции на негативные события (нарушения), вступает в противоречие с квалиметрией по трем основным положениям:

1. Общее число «критериев качества», фигурирующих в шкале как «нарушения», выбираются произвольно без обоснования их необходимости и достаточности в виде дерева критериев (являющегося разновидностью математических объектов – графов);
2. Численные значения коэффициентов качества (в шкале – «понижающих коэффициентов») назначаются преимущественно дискретно, а в ряде случаев произвольно на усмотрение заказчика; аналитические функциональные зависимости для этой цели не используются;
3. Оценка качества производится по отдельным видам сервисов, по отдельным подрядчикам и не подразумевает итоговой комплексной оценки качества строительства в целом по скважине, в силу чего коэффициенты не подвергаются нормированию с использованием эталонных, допустимых и браковочных значений, что является обязательным в квалиметрии [4].

Тем не менее, даже не опираясь на аппарат квалиметрии, можно предложить упрощенный методический подход к оценке качества буровых работ на базе понижающих коэффициентов шкалы оценки качества. Данный подход является своего рода промежуточным вариантом и первым шагом к разработке в будущем более строгих инструментов, базирующихся на научных положениях в области измерения качества буровых работ [5].

Такой способ оценки качества можно осуществить в три этапа.

Первый этап является подготовительным и подразумевает унификацию шкалы оценки качества (перечня нарушений, понижающих коэффициентов) в рамках всех добывающих обществ одного нефтегазового холдинга. Такая стандартизация необходима для того, чтобы на следующих этапах проводить корректный сравнительный анализ сервисных подрядчиков, работающих в различных регионах деятельности заказчика, в *сопоставимых условиях*.

На втором этапе производится оценка качества работы каждого подрядчика по одной скважине посредством вычисления в процентном соотношении Показателя Качества Работы (ПКР):

$$ПКР = \sum_{j=1}^c g_j K_j, \quad (3)$$

где K_j – результирующий понижающий коэффициент по j -ой секции, полученный по формуле (1), доли единицы;

РИСУНОК 2. Схема проведения претензионной работы на основании шкалы оценки качества



ФАКТЫ

20%
от стоимости объема работ – лимит штрафных санкций

c – число секций (обсадных колонн) в конструкции скважины; g_j – весомость j -ой секции в конструкции скважины в процентах, вычисляемая как:

$$g_j = \frac{l_j}{\sum_{j=1}^c l_j} 100\%, \quad (4)$$

где l_j – фактическая протяженность j -ой секции (обсадной колонны), м.

Наличие в формуле (3) весомостей секций в конструкции скважины (g_j) обусловлена тем, что наиболее протяженные обсадные колонны в большей степени влияют на показатели качества.

Для скважины, конструкция которой приведена на рисунке 1, весомости секций, вычисленные по формуле (4), представлены в таблице 2.

С учетом весомостей секций, приведенных в таблице 2, формула (3) для расчета ПКР каждого подрядчика в рассматриваемом примере (рис. 1) примет вид:

$$ПКР = 0,3\% \cdot K_{(426)} + 9,5\% \cdot K_{(324)} + 30,7\% \cdot K_{(245)} + 59,5\% \cdot K_{(146)}$$

Значения ПКР варьируются в диапазоне от 0 до 100 %. ПКР, близкие к 100 %, свидетельствуют о высоком качестве и наоборот.

ТАБЛИЦА 1. Результирующие понижающие коэффициенты (K_{ij}) для конструкции скважины, изображенной на рисунке 1

Наименование сервисного подрядчика	Результирующие понижающие коэффициенты по секциям (обсадным колоннам или интервалам бурения под обсадные колонны)			
	Направление 426 мм	Кондуктор 324 мм	Промежуточная колонна 245 мм	Эксплуатационная колонна 146 мм
Подрядчик 1 по долотному сервису	$K_{1(426)}$	$K_{1(324)}$	$K_{1(245)}$	$K_{1(146)}$
Подрядчик 2 по сопровождению буровых растворов	$K_{2(426)}$	$K_{2(324)}$	$K_{2(245)}$	$K_{2(146)}$
Подрядчик 3 по цементированию обсадных колонн	$K_{3(426)}$	$K_{3(324)}$	$K_{3(245)}$	$K_{3(146)}$
Подрядчик 4 по наклонно направленному бурению			$K_{4(245)}$	$K_{4(146)}$
Подрядчик 5 по отбору керна				$K_{5(146)}$

ТАБЛИЦА 2. Весомости секций (g_j) для конструкции скважины, изображенной на рисунке 1

Секция (обсадная колонна или интервал бурения под обсадную колонну)	Весомость секции, вычисленная по формуле (4)
Направление 426 мм	$g_{(426)} = \frac{20}{20 + 560 + 1800 + 3500} 100\% = 0,3\%$
Кондуктор 324 мм	$g_{(324)} = \frac{560}{20 + 560 + 1800 + 3500} 100\% = 9,5\%$
Промежуточная колонна 245 мм	$g_{(245)} = \frac{1800}{20 + 560 + 1800 + 3500} 100\% = 30,7\%$
Эксплуатационная колонна 146 мм	$g_{(146)} = \frac{3500}{20 + 560 + 1800 + 3500} 100\% = 59,5\%$

На заключительном третьем этапе полученные значения ПКР, вычисленные по каждому подрядчику, осредняются для получения Обобщенного Показателя Качества Работы (ОПКР) анализируемого подрядчика по группе скважин:

$$\text{ОПКР} = \frac{1}{m} \sum_{t=1}^m \text{ПКР}_t \quad (5)$$

где ПКР_t – Показатель Качества Работы сервисного подрядчика по t -ой скважине, %; m – число скважин, на которых предоставлял услуги анализируемый подрядчик.

Поскольку значения ОПКР рассчитываются на основе ПКР, они, так же как и последние измеряются в процентах. Подрядчики, имеющие более высокие значения ОПКР, являются более эффективными с точки зрения качества их услуг.

Периодический ежемесячный и ежеквартальный мониторинг динамики значений ОПКР позволяет организовать управление работой подрядчиков в рамках одного сегмента буровых услуг. Профильные структурные подразделения заказчика, ответственные за бурение, на основе периодического мониторинга ОПКР могут ставить перед подрядчиками цели и задачи в области качества. При этом для одних подрядчиков цели могут быть сформулированы в требованиях повысить ОПКР до определенного уровня в заранее заданный интервал времени, а для других – удерживать достигнутый уровень качества. Фиксирование количественно осязаемой цели в виде ОПКР с указанием времени на ее достижение является необходимым условием управления качеством работы подрядных сервисных организаций.

Кроме того, ОПКР позволяют ранжировать подрядчиков в зависимости от достигнутого ими уровня качества, что можно использовать для принятия управленческих решений, касающихся изменения объемов работ, т.е. перераспределять объемы от худших подрядчиков – лучшим.

Также сравнительный анализ подрядчиков по ОПКР может использоваться при их предварительной квалификации, краткосрочном и долгосрочном контрактании. При краткосрочном контрактании целесообразно отказываться от услуг подрядчиков с минимальным уровнем качества, а подрядные организации с высокими показателями качества рассматривать как кандидатов на пролонгацию существующих договоров и претендентов на заключение долгосрочных контрактов.

Заключение

- Шкала качества как реактивный инструмент позволяет пользователю недр проводить претензионную работу (снижать оплату за выявленные нарушения и брак), но не решает другую важную задачу – оценивать качество бурового сервиса. В своем первоначальном виде она не приспособлена для этой цели.
- Опираясь на понижающие коэффициенты, определяемые в соответствии с типовой шкалой оценки качества буровых работ, можно получить инструмент управления качеством работы сервисных подрядчиков, на основе показателей качества их работы ПКР и ОПКР, рассчитываемых в соответствии с формулами (3) и (5). Предложенный подход трансформирует шкалу качества из инструмента для выставления штрафных санкций в инструмент оперативного управления буровым сервисом. Вычисление и мониторинг по каждому подрядчику ПКР и ОПКР позволяет нефтегазовым компаниям осуществлять количественную оценку и сравнение подрядчиков, переходя к проактивному управлению качеством буровых работ.

Дальнейшее развитие предложенного в настоящей статье инструментария должно учитывать научные положения квалиметрии, что будет являться следующим шагом в эволюции методических подходов по оценке качества строительства нефтяных и газовых скважин [5]. ●

Литература

1. Мнацаканов В.А. Ключевые технологические проблемы строительства скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 5. – С. 4–7.
2. Азгальдов Г.Г., Костин А.В., Садовое В.В. Квалиметрия для всех: Учеб. пособие. – М.: ИД «ИнформЗнание», 2012. – 165 с.: ил. – ISBN 978-5-906036-03-2.
3. Ахмадуллин Э.А., Калинин С.П., Мнацаканов В.А. Проактивное управление качеством строительства скважин // Науч.-тех. журн. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 1. – С. 8–13. – ISSN 0130-3872. URL: www.elibrary.ru/item.asp?id=25282047.
4. Ахмадуллин Э.А. Унификация математического аппарата квалиметрии для оценки качества бурения и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин // Деловой журн. Neftegaz.RU. – 2025. – № 3. – С. 18–21. – ISSN 2410-3837. URL: magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/882308-unifikatsiya-matematicheskogo-apparata-kvalimetrii-dlya-otsenki-kachestva-bureniya-i-kapitalnogo-rem.
5. Ахмадуллин Э.А. Как измерить качество строительства и капитального ремонта скважин. – Москва, 2025. – 254 с.: ил., табл. – ISBN 978-5-6051035-0-9. URL: www.elibrary.ru/item.asp?id=83259098.

KEYWORDS: *drilling, drilling quality, quality scorecard.*



Россия, Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

НЕФТЕГАЗ

25-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

2–5.03.2026

Реклама 12+



Организатор

ПРИМЕНЕНИЕ ТВЕРДЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК ДЛЯ СНИЖЕНИЯ РИСКОВ ПРИХВАТА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН: оценка эффективности

Минаев Константин Мадестович
ОНД, Инженерная школа природных
ресурсов ТПУ, к.х.н., доцент

Кулаков Михаил Викторович
аспирант ОНД, Инженерная школа
природных ресурсов ТПУ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН ВОПРОС МЕТОДОВ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ, СВЯЗАННЫХ С ПРИХВАТОМ – ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫМ И МЕХАНИЧЕСКИМ. РАССМОТРЕНЫ ФАКТОРЫ И УСЛОВИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТОВ. ОТДЕЛЬНО ВЫДЕЛЕН ТАКОЙ ФАКТОР, КАК МЕХАНИЧЕСКОЕ ТРЕНИЕ ИНСТРУМЕНТА О СТЕНКИ СКВАЖИНЫ, КАК НАИБОЛЕЕ ВСТРЕЧАЮЩИЙСЯ И ВЕСОМЫЙ. РАССМОТРЕНЫ МЕХАНИЧЕСКИЕ И ХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ СИЛ ТРЕНИЯ. ОПИСАНЫ НЕДОСТАТКИ ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ СМАЗОЧНЫХ ДОБАВОК В ОБЛАСТИ СНИЖЕНИЯ ТРЕНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИХВАТОВ, ПРЕДЛОЖЕНА АЛЬТЕРНАТИВА В ВИДЕ ТВЕРДЫХ СМАЗЫВАЮЩИХ ДОБАВОК. ПРОИЗВЕДЕНА ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБАВКИ (МИКРОШАРОВ) В ОБЛАСТИ СНИЖЕНИЯ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ ПРИХВАТОВ

THE ARTICLE DISCUSSES THE ISSUE OF METHODS FOR PREVENTING EMERGENCIES RELATED TO STICKING: DIFFERENTIAL AND MECHANICAL. THE FACTORS AND CONDITIONS OF THE OCCURRENCE OF STICKING ARE CONSIDERED. A FACTOR SUCH AS THE MECHANICAL FRICTION OF THE TOOL AGAINST THE BOREHOLE WALLS IS SINGLED OUT AS THE MOST COMMON AND SIGNIFICANT. MECHANICAL AND CHEMICAL METHODS OF REDUCING FRICTION FORCES ARE CONSIDERED. THE DISADVANTAGES OF THE USED LUBRICANTS IN THE FIELD OF REDUCING FRICTION AND PREVENTING STICKING ARE DESCRIBED, AND AN ALTERNATIVE IN THE FORM OF SOLID LUBRICATING ADDITIVES IS PROPOSED. THE EFFECTIVENESS OF THE ADDITIVE (MICROBEADS) IN REDUCING THE RISK OF STICKING WAS EVALUATED

Ключевые слова: *твердые смазывающие добавки, методы снижения сил трения, прихват, обсадная колонна, буровая колонна.*

Несмотря на многолетний опыт бурения и постоянно совершенствующиеся технологии, в процессе строительства скважин все еще приходится сталкиваться с осложнениями и авариями, особенно при спуске обсадных колонн. Как для бурения интервала, так и для спуска обсадных колонн статистически характерно, что более половины всех временных и финансовых затрат приходится на ликвидацию последствий такой аварии, как прихват – дифференциальный и механический. На его долю приходится от 60 до 80% всего аварийного времени [1]. Поэтому эта проблема все еще остается актуальной, и каждый день появляются новые идеи, которые приближают нас к идеалу безаварийного бурения.

Среди множества факторов, способствующих возникновению прихвата, можно выделить один, который характерен для каждого из типов и вносит немалый вклад в формирование аварийной ситуации и последующее ее усугубление, – механическое трение инструмента или обсадной колонны о стенки скважины. Высокий коэффициент трения создает дополнительное противодействие при спуске обсадных колонн в наклонно направленных и горизонтальных стволах, особенно при эффекте «складывания». Эти последствия высокого коэффициента трения проявляются как в процессе бурения, так и при спуско-подъемных операциях (СПО), вызывая затяжки и посадки бурового инструмента.

Необходимы технологии, позволяющие предотвращать возникновение прихватоопасных ситуаций, снижать коэффициент трения на границе «фильтрационная корка-металл» вне зависимости от содержания смазки в водных системах буровых растворов и при этом удовлетворять следующим требованиям:

- универсальное применение во всех системах буровых растворов;
- отсутствие негативного влияния добавки на параметры бурового раствора;
- добавка не должна влиять на коллекторские свойства продуктивных пластов;
- простота в использовании;
- относительная дешевизна.

ФАКТЫ Твердые смазывающие добавки

представляют собой микрошары малого диаметра (100–700 мкм) из различных материалов: стекло, керамика, полимеры

Использование химически инертных твердых смазывающих добавок представляет собой перспективное решение для предотвращения проблем, связанных с сопротивлением со стороны стенок скважины при спуске обсадных колонн в наклонно направленных и горизонтальных скважинах. Эти добавки могут улучшить смазывающие свойства буровых растворов, снижая трение между обсадной колонной и стенками скважины. Твердые смазывающие добавки представляют собой микрошары малого диаметра (100–700 мкм) из различных материалов: стеклянные, керамические, полимерные. Сами по себе шары химически инертны и их ввод в буровой раствор не требует каких-либо дополнительных химических реагентов и специального оборудования. Находясь в составе бурового раствора, они не меняют его свойства и внедряются в фильтрационную корку, способствуя снижению коэффициента трения.

В данном исследовании произведена оценка возможности и степени эффективности применения твердых смазывающих добавок (микрошаров) в качестве реагента для бурового раствора, с целью снижения вероятности возникновения дифференциальных прихватов в процессе строительства скважин.

Материалы и оборудование

На данный момент не существует единого прибора, который позволяет однозначно определять характеристику прихватоопасности

бурильного инструмента. Перечень оборудования для определения степени прихвата опасности промывочной жидкости достаточно ограничен. Примерами такого оборудования являются: СНС-2 для имитации и оценки степени адгезионного сцепления между буровым раствором и металлической поверхностью бурового инструмента [2]; применение фильтр-пресса для формирования фильтрационной корки и оценка степени ее липкости к металлической поверхности при помощи прибора КТК-2 [3].

Наиболее универсальным методом для оценки характеристики таких процессов является применение установок для исследования дифференциального прихвата, позволяющая моделировать этот процесс путем создания перепада давления на границе металлической поверхности бурильного инструмента и сформированной при этом перепада фильтрационной корки, и определять усилие, необходимое для «отрыва» элемента инструмента. Несмотря на необходимые затраты времени и сложность применения оборудования, данный прибор является одним из наиболее точных для моделирования внутрискважинных фильтрационных и адгезионных процессов.

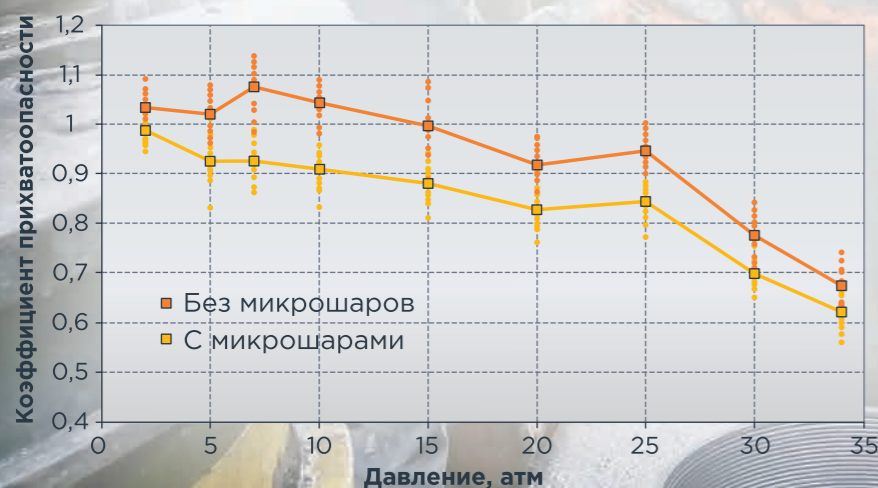
Поэтому в данном исследовании основным прибором, с помощью которого производилась оценка противприхватной характеристики промывочных жидкостей, является Fann Differential Sticking Tester.

Исследование производилось на основе биополимерного карбонатного типа бурового раствора, который часто применяется при бурении горизонтальных секций горизонтальных и наклонно направленных скважин.

Методика проведения эксперимента

В рабочую камеру прибора заливается заранее приготовленный буровой раствор; в крышку прибора устанавливается диск с плоским торцом, который имитирует положение и движения бурильного инструмента. После сборки аппарата в рабочую камеру подается давление 33 атм (477,5 psi) [4], открывается нижний клапан и в течение 10 минут осуществляется фильтрация бурового раствора для формирования фильтрационной корки, записывается объем фильтрата

РИСУНОК 1. Зависимость коэффициента прихвата опасности буровых растворов без и с добавлением твердых смазывающих добавок



ФАКТЫ Differential Sticking Tester –

установка для исследования дифференциального прихвата, позволяющая моделировать этот процесс путем создания перепада давления на границе металлической поверхности бурильного инструмента и сформированной при этом перепада фильтрационной корки, и определять усилие, необходимое для «отрыва» элемента инструмента

за этот промежуток времени. После, с помощью воздействия рычага на шток диска, последний приводится в движение и диск соприкасается со сформированной фильтрационной коркой. Для постоянного контакта диска и корки на рычаг вешается груз. В данном состоянии аппарат выдерживается еще 10 минут, затем нагрузка со штока снимается. Если шток диска остается в нижнем положении, то произошел прихват, если диск со штоком поднимается, то прихват не образовался. При наличии прихвата с помощью динамометрического ключа производится от 5 до 7 замеров крутящего момента T_u с интервалом между замерами в 30–40 секунд. На основании полученных данных крутящего момента определяется характер прихвата опасности сформированной фильтрационной корки и соответствующего ей бурового раствора и вычисляются значения коэффициентов прихвата опасности, которые будут применяться для анализа в дальнейшем.

Результаты

В первом эксперименте рассматривается влияние ввода микрошаров на коэффициент прихвата опасности бурового раствора. За основу взят полимер-карбонатный буровой раствор с концентрацией карбоната кальция 100 кг/м^3 . Изменение коэффициента прихвата опасности оценивалось при добавлении микрошаров в концентрации 10 кг/м^3 , при различных перепадах давления, имитирующих разные ситуации на границе «скважина-пласт».

В результате многократного проведения эксперимента и отсеивания наиболее отклоняющихся значений были получены графики, представленные на рисунке 1.

В обоих случаях со снижением перепада давления наблюдается небольшой рост коэффициента прихвата опасности. Это следует из выражения самого коэффициента и говорит только о степени снижения минимального необходимого момента для создания подвижности при снижении перепада давления на фильтрационной корке.

При добавлении микрошаров в буровой раствор значения коэффициента прихвата опасности становятся ниже при всех значениях перепада давления по сравнению

РИСУНОК 2. Зависимость коэффициента прихвата опасности буровых растворов с различными понизителями фильтрации



с буровым раствором без микрошаров на 10–15%. Это свидетельствует о значительном снижении риска прихвата благодаря использованию твердых смазывающих добавок.

В обоих случаях при перепаде давления более 15–20 атм коэффициент прихвата опасности стабилизируется на низких значениях. Однако при добавлении твердых смазывающих добавок этот уровень достигается раньше и сохраняется на более низких значениях.

Добавление твердых смазывающих добавок в буровой раствор существенно снижает коэффициент прихвата опасности, особенно при умеренных и высоких перепадах давления. Это подтверждает эффективность применения таких добавок для минимизации риска прихвата бурового инструмента и повышения общей безопасности бурения.

Также было рассмотрено влияние концентрации добавляемых в буровой раствор микрошаров на степень прихвата опасности бурового раствора при различной изначальной прихвата опасности. Для этого при одинаковой концентрации твердой фазы, в составе бурового раствора применялись различные понизители фильтрации – крахмал и полианионная целлюлоза низкой вязкости (ПАЦ НВ).

Без добавления твердой смазки полианионная целлюлоза обеспечивает значительно более низкий начальный коэффициент прихвата опасности ($\approx 0,1–0,12$ без микрошаров) по сравнению с крахмалом ($\approx 0,55–0,6$ без микрошаров).

Для крахмала наблюдается выраженное снижение коэффициента прихвата опасности с ростом концентрации микрошаров. Это говорит о том, что микрошары эффективно компенсируют высокую исходную прихвата опасность бурового раствора с крахмалом. Для ПАЦ НВ: коэффициент изначально низкий, и добавление микрошаров приводит к его дальнейшему незначительному абсолютному снижению. В системах, где исходный риск прихвата уже минимален, микрошары играют вспомогательную роль, дополнительно снижая и без того низкий коэффициент прихвата опасности.

Если рассматривать относительное снижение коэффициента прихвата опасности, то в системе с изначально высокой прихвата опасностью наблюдается

более медленное снижение коэффициента при увеличении концентрации микрошаров. При концентрации 8 кг/м^3 : для обоих вариантов коэффициент снизился на 50%; снижение на 75% раствор с ПАЦ достигает уже при концентрации 12 кг/м^3 , а раствор с крахмалом – только при 18 кг/м^3 . Также для раствора с ПАЦ, при концентрации микрошаров более 12 кг/м^3 прихвата опасность становится нулевой.

Выводы

Результаты проведенных экспериментов свидетельствуют о значительном снижении коэффициента прихвата опасности (до 13% при концентрации 10 кг/м^3) бурового раствора при введении твердых смазывающих добавок. Наибольшая эффективность данного метода наблюдается в системах с изначально высокой прихвата опасностью, например, при использовании понизителя фильтрации на основе крахмала. В случае применения высокоэффективных понизителей фильтрации, таких как полианионная целлюлоза (ПАЦ НВ), которые сами по себе снижают риск прихвата, микрошары обеспечивают дополнительное, хотя и менее выраженное улучшение. Применение твердых смазывающих добавок в качестве реагента для снижения вероятности возникновения прихвата является целесообразным. Оптимальным подходом для минимизации риска прихватов при строительстве скважин является комбинация микрошаров с подходящим понизителем фильтрации. ●

ФАКТЫ Полианионная целлюлоза

обеспечивает значительно более низкий начальный коэффициент прихвата опасности без добавления твердой смазки по сравнению с крахмалом

На 10-15%

снижается коэффициент прихвата опасности при добавлении микрошаров в буровой раствор

Литература

1. Коробельников М.Т. Техническое решение по снижению затрат на ликвидацию прихватов буровой колонны в скважине / М.Т. Коробельников, С.Н. Бастриков, Н.А. Аксенова / SOCAR Proceedings. – 2021. – № 2. – С. 47–51.
2. Загвоздин И.В. Исследование влияния параметров буровых растворов на вероятность возникновения дифференциальных прихватов / И.В. Загвоздин, С.В. Каменских // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 97–103.
3. Хузина Л.Б. О смазочных добавках для буровых растворов / Л.Б. Хузина, С.И. Голубь // Бурение и нефть. – 2019. – № 5. – С. 30–33.
4. Model 21150 Differential Sticking Tester: Instruction Manual / Fann Instrument Company. – Part No. 206907. – Rev. D. – Houston, Texas: Fann Instrument Company, 2010. – 26 с.

KEYWORDS: solid lubricating additives, methods of reducing friction forces, sticking, casing, drill string.

ВЫСОТА ПОДЪЕМА ЦЕМЕНТА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ:

К ВОПРОСУ ТРЕБОВАНИЙ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ

Ахмадуллин Эдуард Атласович
эксперт ООО «Прикладные научно-технические проекты»,
К.Т.Н.

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ АСПЕКТЫ, КАСАЮЩИЕСЯ ТРЕБОВАНИЙ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ К ВЫСОТЕ ПОДЪЕМА ЦЕМЕНТА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ. В ЧАСТНОСТИ, ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ КОНСТРУКЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С КОНДУКТОРОМ, СПУЩЕННЫМ НА ГЛУБИНУ МЕНЕЕ 500 М, НА ПРЕДМЕТ ИХ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ

THE PAPER CONSIDERS SOME ISSUES RELATED TO THE OIL AND GAS INDUSTRY SAFETY RULES REQUIREMENTS CONCERNING THE CEMENT HEIGHT IN GAS WELLS. IN PARTICULAR, THE DESIGNS OF GAS WELLS (WITH A CONDUCTOR AT THE DEPTH LESS THAN 500 M) ARE ANALYZED FOR THEIR COMPLIANCE WITH THE SAFETY RULES REQUIREMENTS

Ключевые слова: строительство скважин, крепление скважин, правила безопасности, высота подъема цемента.

К конструкции нефтяных и газовых скважин предъявляется множество требований: экономичность, минимальная металлоемкость, недопущение геологических осложнений, обеспечение оптимальных коммерческих скоростей бурения и т.д. Но главный критерий надежности конструкции скважин – недопущение грифонообразований после герметизации устья при возникновении газонефтеводопроявлений и в процессе их ликвидации [1]. Исходя из этого, в пункте 410 Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности (далее – Правила безопасности) содержится требование о том, что высота подъема тампонажного раствора по длине ствола скважины над кровлей продуктивных горизонтов, за устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения секций обсадных колонн, а также за башмаком предыдущей обсадной колонны в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 и 500 м [2]. Отметим, что выполнение требований Правил безопасности для объектов нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» является обязательным [3].

ФАКТЫ

500 м

минимальная высота подъема цемента выше башмака предыдущей колонны в газовых скважинах

В отношении пункта 410 Правил безопасности в настоящее время существует некоторая неопределенность.

Во-первых, в пункте 410 однозначно указаны только нефтяные и газовые скважины, но не содержится информации о том, какова должна быть высота подъема тампонажного раствора за башмаком предыдущей обсадной колонны в газоконденсатных скважинах. Такие скважины по типу добываемой продукции могут рассматриваться двояко: как газовые (в пластовых условиях конденсат обладает свойствами газа) и как нефтяные (в поверхностных условиях конденсат обладает свойствами жидкости).

Во-вторых, пункт 410 сформулирован таким образом, что конструкции некоторых газовых скважин с кондуктором, спущенным на глубину менее 500 м, формально можно рассматривать как несоответствующие требованиям Правил безопасности.

Остановимся на последнем вопросе более подробно и проиллюстрируем его примером конструкции газовой скважины (см. рис. 1),

РИСУНОК 1. Высота подъема цемента за эксплуатационной колонной (масштаб не соблюден)

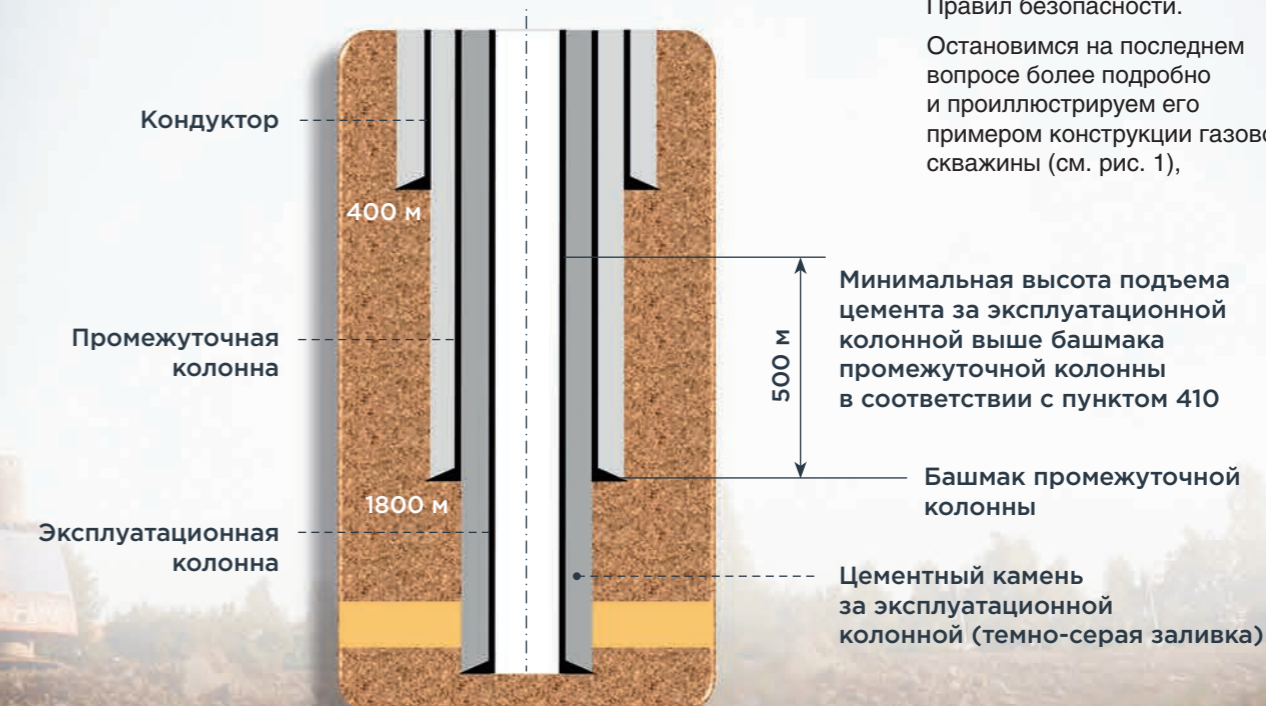
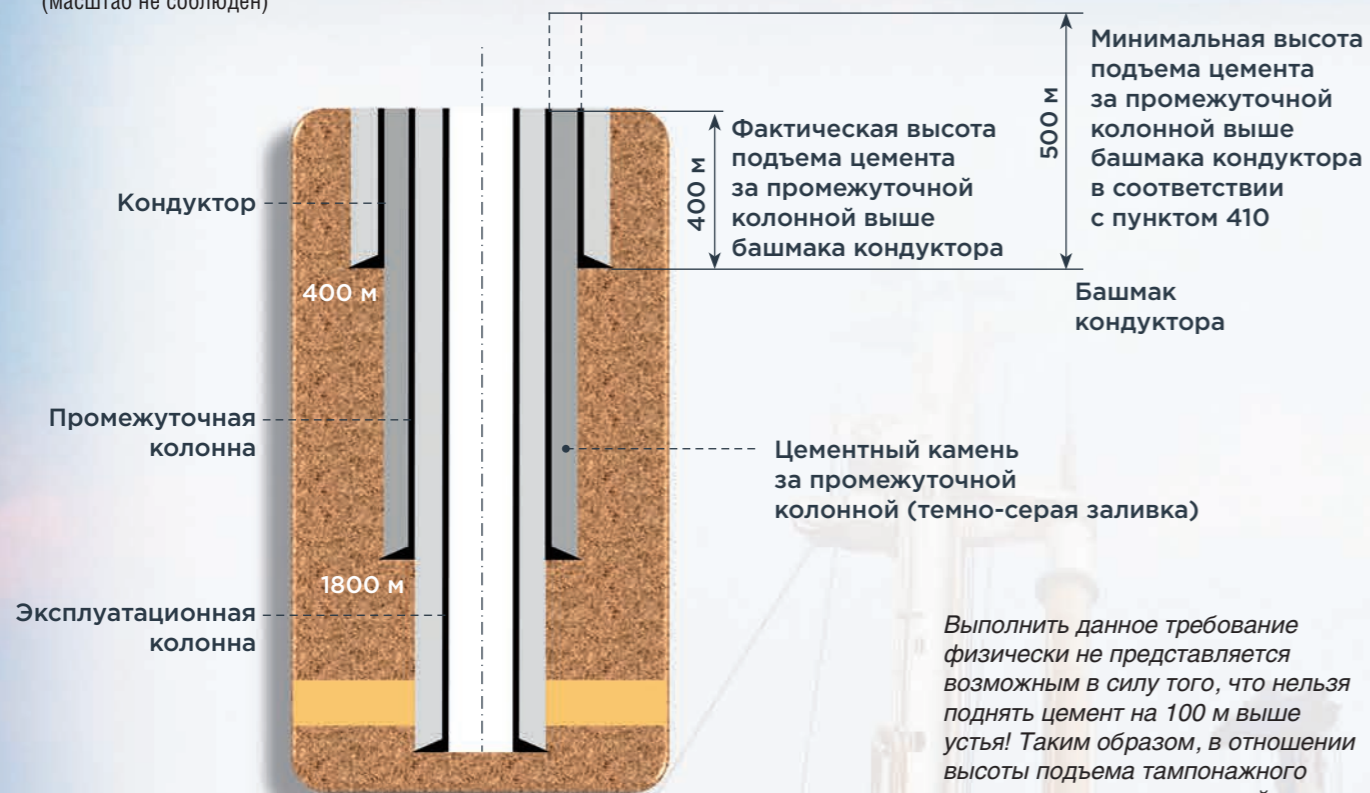


РИСУНОК 2. Высота подъема цемента за промежуточной колонной (масштаб не соблюден)



которая состоит из трех обсадных колонн: кондуктора, спущенного на глубину 400 м; промежуточной колонны, спущенной на глубину 1800 м и эксплуатационной колонны (глубина спуска которой для рассматриваемого примера не принципиальна). Предположим, что фактическая конструкция скважины соответствует рабочему проекту как по глубинам спуска обсадных колонн, так и по высоте подъема цемента – до устья. Таким образом, будем считать, что соблюдено требование пункта 211 Правил безопасности (устанавливающего, что основным документом на производство буровых работ является рабочий проект).

В приведенной условной газовой скважине в отношении тампонажного раствора за эксплуатационной колонной применение пункта 410 Правил безопасности не вызывает сомнений и трактуется однозначно. Фактическая высота подъема цемента за эксплуатационной колонной находится выше башмака промежуточной колонны более чем на 500 м (см. рис. 1), и требование пункта 410 Правил безопасности строго выполняется.

В отношении же промежуточной колонны такая однозначная определенность отсутствует. Фактическая высота подъема цемента за промежуточной колонной выше башмака кондуктора составляет всего 400 м (см. рис. 2). В то время как пункт 410 Правил безопасности предъявляет требование к поднятию цемента выше башмака кондуктора (предыдущей обсадной колонной) не менее чем на 500 м (см. рис. 2).

ФАКТЫ

150 м

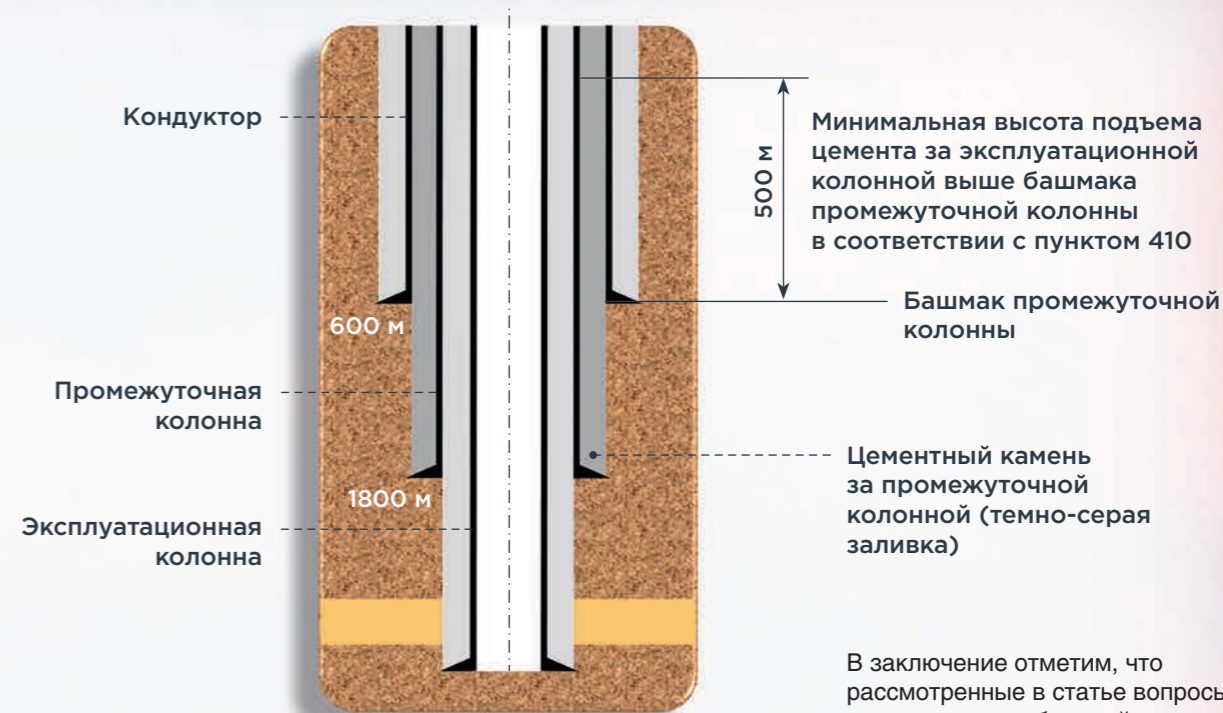
минимальная высота подъема цемента выше башмака предыдущей колонны в нефтяных скважинах

Выполнить данное требование физически не представляется возможным в силу того, что нельзя поднять цемент на 100 м выше устья! Таким образом, в отношении высоты подъема тампонажного раствора за промежуточной колонной получаем формальное нарушение требования пункта 410 Правил безопасности.

Отметим, что, если в газовой скважине кондуктор спущен на глубину более 500 м, а цемент за колоннами поднят до устья (см. рис. 3), то требование пункта 410 Правил безопасности в отношении высоты подъема тампонажного раствора за промежуточной колонной полностью выполняется. В этом случае с точки зрения пункта 410 Правил безопасности высота подъема цемента за промежуточной колонной (см. рис. 3) трактуется однозначно и по существу идентична ситуации с высотой подъема цемента за эксплуатационной колонной, изображенной на рис. 1.

Вместе с тем анализ фактических конструкций газовых скважин, построенных в соответствии с проектной документацией, показывает, что на различных лицензионных участках РФ [4] башмак кондуктора иногда устанавливается на глубинах менее 500 м. Следовательно, в отношении таких скважин формально присутствует неопределенность, касающаяся соблюдения или несоблюдения требований пункта 410 Правил безопасности.

РИСУНОК 3. Высота подъема цемента за промежуточной колонной (масштаб не соблюден)



Разрешение указанной нормативной неопределенности особенно актуально в настоящее время, когда нефтегазовые компании разрабатывают внутренние локальные стандарты по оценке качества строительства нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин [5, 6]. В такого рода методиках базовые (эталонные) критерии качества выбираются как раз на основании требований отраслевых нормативных документов. В этой связи вызывают сожаление случаи, когда документы федерального уровня содержат положения, допускающие двойное и неоднозначное толкование.

Заключение

Представляется целесообразным в новой редакции Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности:

- Конкретизировать в пункте 410 высоту подъема тампонажного раствора за башмаком предыдущей обсадной колонны для газоконденсатных скважин.
- Исключить неоднозначность толкования требований пункта 410 по отношению к газовым скважинам, в которых кондуктор спущен на глубину менее 500 м, и нефтяным скважинам, в которых кондуктор спущен на глубину менее 150 м, за счет дополнения, устанавливающего, что если кондуктор в нефтяных и газовых скважинах спускается на глубину соответственно менее 150 и 500 м, то тампонажный раствор за следующей после кондуктора обсадной колонной должен быть поднят до устья.

В заключение отметим, что рассмотренные в статье вопросы, касающиеся требований Правил безопасности к высоте подъема цемента, доведены до сведения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору Российской Федерации. ●

ФАКТЫ

Пункт

410

Правил безопасности регламентирует высоту подъема цемента в скважинах

Пункт

211

Правил безопасности устанавливает, что основной документ на бурение – рабочий проект

Литература

1. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 303 с.: ил. – ISBN 5-247-01787-0.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности: Утв. Приказом Ростехнадзора от 15.12.2020 № 534, зарегистрированы Минюстом России 29.12.2020 № 61888. – Собрание законодательства Российской Федерации, 2004, № 32, ст. 3348, 2020, № 27, ст. 4248.
3. Российская Федерация. Законы. О промышленной безопасности опасных производственных объектов: федер. закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ. [принят Гос. Думой 20.06.1997]. – М.: «Собрание законодательства РФ». – 28.07.1997. – № 30, ст. 3588.
4. Российская газовая энциклопедия (в трех томах). – Том 2: Теория и практика развития минерально-сырьевой базы углеводородов (суша и шельф). – Москва: Изд-во ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2022. – 356 с. – ISBN: 978-5-89754-103-4.
5. Ахмадуллин Э.А., Мнацаканов В.А. Выбор оптимального метода оценки качества строительства скважин // Деловой журн. Neftegaz.RU. – 2023. – № 10. – С. 34–38. – ISSN 2410-3837.
6. Ахмадуллин Э.А. Как измерить качество строительства и капитального ремонта скважин. – Москва, 2025. – 254 с.: ил., табл. – ISBN 978-5-6051035-0-9.

KEYWORDS: drilling, well cementing, safety requirements, cement height.

ЭФФЕКТ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

для экономики строительства



Валентин Каськов

ИТ-директор Группы компаний «Специальные системы и технологии», исполнительный директор «ДельтаПроект»

ИНТЕГРАЦИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СТРОИТЕЛЬНУЮ ОТРАСЛЬ НЕ ТОЛЬКО УСКОРИЛА РОСТ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ И СВЕЛА К МИНИМУМУ ВЛИЯНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО ФАКТОРА, НО ИЗМЕНИЛА САМУ ФИЛОСОФИЮ СТРОИТЕЛЬСТВА. ИИ И СОВРЕМЕННЫЕ ЦИФРОВЫЕ ПЛАТФОРМЫ ПРЕВРАЩАЮТ СТРОИТЕЛЬСТВО ИЗ НАБОРА РАЗРОЗНЕННЫХ ЭТАПОВ В ЕДИНУЮ, УПРАВЛЯЕМУЮ СИСТЕМУ. КАКИЕ ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ ИТ-КОМПАНИИ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ СТОИМОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ ЗАТРАТ НА ЭКСПЛУАТАЦИЮ?

THE INTEGRATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES INTO THE CONSTRUCTION INDUSTRY HAS NOT ONLY ACCELERATED PRODUCTIVITY GROWTH AND MINIMIZED THE HUMAN FACTOR, BUT ALSO CHANGED THE PHILOSOPHY OF CONSTRUCTION ITSELF. AI AND MODERN DIGITAL PLATFORMS ARE TRANSFORMING CONSTRUCTION FROM A SERIES OF DISPARATE STAGES INTO A UNIFIED, MANAGEABLE SYSTEM. WHAT DIGITAL SOLUTIONS ARE RUSSIAN IT COMPANIES OFFERING TO REDUCE EQUIPMENT COSTS AND OPTIMIZE OPERATING EXPENSES

Ключевые слова: цифровое решение, платформенная линейка, искусственный интеллект, строительство в нефтегазовой отрасли, повышение эффективности.

Строительная отрасль десятилетиями воспринималась как одна из самых инерционных в экономике.

Производительность росла медленно, перерасходы бюджета и срывы сроков стали почти нормой, а высокая доля ручного труда и человеческого фактора закладывала риски еще на стадии проектирования. Однако с развитием искусственного интеллекта и цифровых инженерных платформ отрасль входит в принципиально новую фазу. Строительство перестает быть совокупностью разрозненных процессов и начинает превращаться в управляемую систему, где данные, модели и автоматизированные расчеты становятся частью базовой инфраструктуры.

ИИ в этой логике уже не вспомогательный инструмент. Он формирует экономический эффект, меняя структуру издержек, снижая неопределенность и позволяя принимать решения на основе симуляций, а не интуиции. Особенно заметно это в инженерных дисциплинах, где цена ошибки традиционно высока, а влияние проектных решений распространяется на весь жизненный цикл объекта.

Неоптимальные решения в проектировании

Исторически значительная доля удорожания формировалась еще на этапе проектирования. Недооценка тепловых потерь, избыточные запасы мощности, неоптимальный выбор оборудования приводили не только к росту капитальных затрат, но и к повышенным эксплуатационным расходам

на протяжении всего срока службы здания. Именно здесь ИИ начинает давать один из самых ощутимых эффектов.

Современные расчетные модули позволяют моделировать тепловые процессы с высокой точностью, учитывать реальные условия эксплуатации и подбирать оборудование строго под фактическую потребность объекта. Связка BIM и ИИ превращает стройку в управляемую цифровую среду. BIM-модель перестает быть статичным чертежом и становится живой системой данных, в которую интегрированы инженерные расчеты, графики, бюджеты и эксплуатационные параметры. Цифровые двойники позволяют отслеживать состояние объекта в реальном времени, прогнозировать износ и принимать решения до возникновения аварийных ситуаций. Для сложных объектов это означает не только экономию, но и принципиально иной уровень безопасности.

Платформа цифрового инжиниринга, разработанная отечественной ИТ-компанией «ДельтаПроект» (входит в ГК «ССТ»), включает инженерные инструменты нового поколения TraceXPro™ и DeiceXPro™. Эти системы выполняют точные расчеты тепловых потерь, автоматически подбирают типы и мощности нагревательных кабелей, формируя сбалансированное решение без избыточных резервов. За счет автоматизации расчетного блока риск ошибок практически устраняется, а надежность проекта возрастает уже на стадии пресейла. Экономический эффект здесь двойной: снижение стоимости оборудования и существенная оптимизация будущих затрат на эксплуатацию.

Ошибки в документации

Ошибки в проектной документации долгое время оставались одной из самых дорогих проблем отрасли. Коллизии инженерных систем, превышение нагрузок, некорректные спецификации и расхождения между чертежами приводили к переделкам, задержкам и конфликтам между участниками проекта. Эти потери редко фиксировались напрямую, но именно они формировали ощущение «неуправляемости» стройки.

Интеллектуальные системы проектирования переносят контроль качества в цифровую среду. TraceCAD™ в этом контексте показывает, как автоматизация может изменить саму логику проектной работы. Модуль архитектурного обогрева автоматически учитывает геометрию кровли и обогреваемых элементов, выполняет раскладку нагревательного кабеля, проверяет нагрузки, подсвечивает потенциально критичные участки и мгновенно пересчитывает проект при любых изменениях. Документация и спецификации формируются автоматически по российским и международным стандартам, что практически исключает ошибки ручного ввода. В результате проектирование становится не источником неопределенности, а точкой стабилизации всего проекта.

Несогласованность между участниками проекта

Даже качественная документация не спасает проект от затяжных согласований, если изменения требуют повторного ручного пересчета. Здесь ИИ меняет механику взаимодействия между проектировщиками, производством и заказчиком. Любое изменение параметров автоматически распространяется по всей системе.

Характерным примером такой логики является TraceCAD.CabinetDesigner™. Платформа показывает, как ИИ берет на себя сложные инженерные задачи, подбирая компоненты шкафов управления, формируя структурные и однолинейные схемы, общий вид и спецификации за считанные минуты. Любая корректировка параметров приводит к мгновенному перерасчету всей конфигурации, а встроенный логический анализ выявляет аномалии еще до передачи проекта в производство. Интеграция с ERP-системами формирует сквозную цифровую цепочку от проектирования до поставки и сборки, делая согласование фактически автоматическим процессом.

Распределение ресурсов и снижение эксплуатационных рисков

Экономический эффект ИИ проявляется не только на этапе строительства, но и в эксплуатации. Корректно рассчитанные системы электрообогрева предотвращают образование наледи и сосулек, защищают конструкции от разрушения и снижают риски аварий. Точная оценка тепловых нагрузок позволяет минимизировать энергопотребление и эксплуатационные расходы. Таким образом, инвестиции в интеллектуальное проектирование возвращаются не разово, а на протяжении всего жизненного цикла здания.

Стартапы и инновации: новая экономика строительных технологий

На фоне технологического сдвига формируется новый рынок – ConstructionTech. За последние годы появились десятки стартапов, которые меняют привычные процессы: OpenSpace создает точные цифровые следы

строительства с помощью 360-камер; nPlan прогнозирует сроки на основе статистики сотен тысяч проектов; Dusty Robotics автоматизирует разметку; Toggle роботизирует сборку арматуры; Builddots превращает шлемы строителей в инструменты компьютерного зрения; ICON печатает дома на 3D-принтерах. Даже проекты, завершившиеся неудачей, как Katerra, успели изменить рынок, доказав потенциал фабричного подхода к строительству. Эти компании формируют новый технологический язык строительства.

В этот же контекст органично вписываются локальные решения, адаптированные под российские стандарты и реалии рынка. Примером служит платформа цифрового инжиниринга, разработанная в «ДельтаПроект» и широко применяемая в «ССТЭнергомонтаж», крупнейшей российской инжиниринговой компании, специализирующейся на комплексных решениях в сфере систем электрообогрева и безопасности для промышленности и инфраструктуры: от пресейл-расчетов в TraceXPro™ до инженерного проектирования в TraceCAD™ и интеллектуальной генерации шкафов управления в TraceCAD.CabinetDesigner™. Это примеры того, как национальные разработчики создают инструменты, способные конкурировать с мировыми стандартами и формировать собственную школу цифрового инженерного проектирования.

По оценкам аналитиков, рынок строительных технологий может вырасти до двух триллионов долларов к 2030 году. Это не просто цифровизация отрасли – это появление новой индустрии, которая формирует стандарты строительства будущего.

Заключение

Строительная отрасль стоит у порога самого масштабного технологического перелома за последние полвека. Искусственный интеллект перестает быть дополнением к привычным инструментам – он становится системным фактором, меняющим экономику, процессы и логику работы всей отрасли. Производительность растет, издержки снижаются, риски становятся управляемыми, а стройка превращается в цифровую операционную систему.

Но даже в мире алгоритмов, роботов и цифровых двойников ключевая роль остается у человека. Именно он задает стратегию, определяет цели, формирует архитектуру решений и принимает финальные решения. ИИ – это инструмент, который открывает новые возможности, но именно специалисты определяют, станет ли строительство будущего хаотичной технологической гонкой или устойчивой, эффективной и безопасной инфраструктурой.

Стройка будущего будет проектироваться алгоритмами, управляться цифровыми двойниками и поддерживаться роботами, но ее смысл и ценность по-прежнему будут создаваться человеческим интеллектом, опытом и видением. ●

KEYWORDS: digital solution, platform line, artificial intelligence, construction in the oil and gas industry, increased efficiency.



ИИ В НЕФТЕГАЗЕ: правовое регулирование использования

В УСЛОВИЯХ СТРЕМИТЕЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИХ ВНЕДРЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ ЭКОНОМИКИ НЕИЗБЕЖНЫМ СТАНОВИТСЯ ВОПРОС О НЕОБХОДИМОСТИ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТАКИХ ТЕХНОЛОГИЙ, И В ЧАСТНОСТИ – ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА. АВТОР СТАТЬИ ПРЕДЛАГАЕТ ВАРИАНТЫ ПЕРВИЧНОГО ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ И УТВЕРЖДАЕТ, ЧТО ПРАВОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ РАССМАТРИВАЕМЫХ ОТНОШЕНИЙ ДОЛЖНО СТРОИТЬСЯ С УЧЕТОМ УГРОЗ СО СТОРОНЫ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА И ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЕГО РАЗВИТИЯ, А РИСКИ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДОЛЖНЫ БЫТЬ УРЕГУЛИРОВАНЫ НОРМАМИ ПРАВА

WITH THE RAPID DEVELOPMENT OF DIGITAL TECHNOLOGIES AND THEIR IMPLEMENTATION IN VARIOUS ECONOMIC SECTORS, THE NEED FOR LEGAL REGULATION OF THE USE OF SUCH TECHNOLOGIES, AND ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN PARTICULAR, IS BECOMING INEVITABLE. THE AUTHOR OF THIS ARTICLE PROPOSES OPTIONS FOR THE INITIAL LEGAL REGULATION OF THE USE OF ARTIFICIAL INTELLIGENCE IN THE OIL AND GAS INDUSTRY AND ARGUES THAT LEGAL REGULATION OF THESE RELATIONS SHOULD BE BASED ON THE THREATS POSED BY ARTIFICIAL INTELLIGENCE AND THE POTENTIAL FOR ITS DEVELOPMENT, WHILE THE RISKS OF ITS USE SHOULD BE REGULATED BY LAW

Ключевые слова: искусственный интеллект, нефтегазовая отрасль, правовое регулирование, данные, принципы, нормы, договоры.

**Ларютина
Анастасия Сергеевна**
магистрант,
МГУ им. М.В. Ломоносова

В настоящее время в мире пока не сложилось единое понимание, что представляет собой ИИ. С точки зрения российского законодателя ИИ¹ – это система (или комплекс) технологических решений, алгоритмы которой в большей или меньшей степени имитируют мыслительную деятельность человека и предназначены для обработки данных (информации), а также для поиска и принятия решений как в границах, определенных заданными

параметрами (спецификациями, инструкциями), так и самостоятельно (например, через машинное обучение)².

О необходимости ускорения внедрения в ТЭК современных технологий, в том числе с применением ИИ, говорится в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года³. И перед юридическим научным сообществом ставится непростая задача – найти надлежащий юридический инструментарий для регулирования отношений в условиях стремительного развития технологий. Для этого важно определить цель такого регулирования и риски отсутствия регулирования.

Нефтегазовые компании (в частности, ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть») активно используют

¹ См., например, Указ Президента РФ от 10.10.2019 № 490 «О развитии искусственного интеллекта в Российской Федерации».

² В зависимости от поставленной задачи может разрабатываться, применяться, изменяться система ИИ, модель ИИ или отдельная технология ИИ. Отличие этих терминов состоит в объеме функций и данных, которые использует и генерирует ИИ для исполнения поставленной цели.

³ Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года».

ИИ для оптимизации различных операций – начиная от геологоразведки и поиска новых месторождений и заканчивая повышением эффективности добычи и реализации углеводородов и продуктов их переработки, а также усовершенствованием процессов управления зрелыми месторождениями.

Искусственный интеллект помогает прогнозировать, находить и добывать нефть и газ на различных месторождениях (включая труднодоступные или находящиеся в особых климатических условиях, например, в Арктике), что способствует значительному снижению затрат на разведку и разработку ресурсов, повышению эффективности и экологичности нефтегазового сектора. Роль ИИ в разработке и улучшении методов геологоразведки, в цифровизации месторождений, в использовании различного рода заменителей физического оборудования на скважинах, в работе с геологически сложными объектами становится ключевой для успешного развития нефтегазовой отрасли и будет только усиливаться.

При разведке и разработке месторождений генерируются данные (например, сейсмические, геологические, спутниковые снимки, геохимические и электромагнитные карты, результаты исторического бурения и добычи), обработать, интерпретировать, проанализировать и визуализировать которые с высокой точностью и скоростью возможно только с помощью ИИ. В результате обработки таких данных появляются новые данные.

Подмечено, что основой «новой модели экономики» становится доступ к данным, а не владение ими, как было ранее. Все эти данные, названные когда-то «новой нефтью», превратились в ценный актив, за которым идет охота для получения выгоды и/или нанесения вреда (противоправные действия в отношении данных объединяются под единым названием – хакерские атаки).

Поскольку нефтегазовая отрасль имеет стратегическое значение для обеспечения обороны и безопасности любого государства, данные такой отрасли требуют особой защиты. Защиту могут обеспечивать как усложняющиеся нейронные сети, алгоритмы

и программы, использование квантовых технологий, так и надлежащее правовое регулирование.

В настоящее время в Российской Федерации отсутствует правовое регулирование, учитывающее специфику применения ИИ в ТЭК и, соответственно, в его нефтегазовой отрасли. При этом сделана попытка обозначить предпосылки для определения основных подходов к трансформации системы нормативного регулирования новых общественных отношений, связанных с разработкой и применением ИИ в отдельных сферах экономики⁴. Сложность правового регулирования такого рода отношений обусловлена значительной автономностью действий систем ИИ в решении задач и их неспособностью воспринимать или учитывать правовые нормы при осуществлении тех или иных действий.

В этой статье сделана попытка предложить вариант первичного правового регулирования использования ИИ в нефтегазовой сфере. Тематике правового регулирования, его эффективности, особенно в условиях модернизации, всегда уделялось особое внимание в отечественной и в зарубежной юриспруденции.

Согласно теории позитивного права правовое регулирование осуществляется через юридические средства и в первую очередь через нормы права. При определении набора средств, необходимых для регулирования тех или иных общественных отношений, важно обозначить цель такого регулирования. Только в этом случае правовое регулирование будет способствовать решению поставленных социально значимых задач и достижению ожидаемых результатов.

Среди целей регулирования применения ИИ в нефтегазовой сфере можно отметить: повышение эффективности и исключение или минимизация сбоев на всех этапах освоения нефтегазовых месторождений, в том числе за счет снижения влияния человеческого фактора; обеспечение безопасности; формирование и развитие технологической инфраструктуры, набор квалифицированных кадров в районах добычи и переработки сырья, уменьшение себестоимости продукции.

Реализация таких целей сопряжена с рисками, среди которых – расширение видов и способов совершения правонарушений и преступлений с использованием технологий ИИ (например, хищение или уничтожение данных), направленных на причинение экономического ущерба государству, населению и организациям ТЭК.

Полагаем, что традиционные средства правового регулирования (а именно нормы права) могут оказаться не вполне пригодными для регулирования отношений, связанных с применением ИИ в нефтегазовой сфере. Вмешательство государства в этой сфере должно быть социально оправданным, строиться с учетом необходимости защиты публичных интересов. Свято это, во-первых, со спецификой таких отношений и, во-вторых, с необходимостью предоставления ИИ возможности развиваться. Иными словами, правовое регулирование в нефтегазовой сфере не должно нарушать баланс между угрозами и возможностями⁵.

Рассматриваемые отношения представляют собой отношения «особого рода» (*sui generis*)⁶ в силу специфики субъектного состава, предмета, содержания. Особенность таких отношений заключается в том, что в них присутствуют две составляющие – ИИ⁷ (в силу чего эти отношения вариативны) и особая сфера применения ИИ (стратегическая).

Если исходить из понимания правового регулирования как упорядочивающего воздействия с помощью юридических средств на определенные общественные отношения, поведение, деятельность

⁴ Распоряжение Правительства РФ от 19.08.2020 № 2129-р «Об утверждении Концепции развития регулирования отношений в сфере технологий искусственного интеллекта и робототехники до 2024 года».

⁵ Petit N. Law and Regulation of Artificial Intelligence and Robots – Conceptual Framework and Normative Implications, 2017. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2931339> (дата обращения: 22.10.2025).

⁶ В праве термин «*sui generis*» используется для идентификации юридических явлений, существующих независимо от других явлений, отличающихся своей необычностью, а также в отношении конкретного права или обязанности.

⁷ Вопрос о правосубъектности ИИ является дискуссионным.

и взаимодействие между участниками таких отношений посредством норм права, то правовое регулирование отношений, связанных с использованием ИИ в нефтегазовой отрасли, поднимает множество вопросов, без решения которых эффективность такого регулирования становится весьма условной.

Во-первых, главный вопрос – что именно подлежит правовому регулированию? Надо ли регулировать все отношения в ТЭК, где применяется ИИ? Скорее всего, ответ отрицательный. В противном случае развитие ИИ будет существенно отставать от потребностей ТЭК.

По нашему мнению, для обозначения объекта правового регулирования может быть применен рискориентированный

Для обозначения объекта правового регулирования может быть применен риск-ориентированный подход, когда учитывается риск использования ИИ для решения определенной задачи. Чем выше риск использования ИИ в нефтегазовой сфере, тем строже должно быть правовое регулирование таких отношений

подход⁸, когда учитывается риск использования ИИ для решения определенной задачи. Соответственно, чем выше риск использования ИИ в нефтегазовой сфере, тем строже должно быть правовое регулирование таких отношений. В частности, может потребоваться тщательное тестирование отдельных технологий ИИ в этой сфере, а в ряде случаев – сертификация ИИ-решений.

Во-вторых, кто может рассматриваться участником правоотношений по применению ИИ в нефтегазовой сфере? Надо ли наделять ИИ правосубъектностью (физического или юридического лица)? Дело в том, что ИИ способен действовать автономно (например, при цифровом бурении⁹, обработке данных датчиков) и осуществлять функции для решения тех или иных задач без участия человека в течение длительного времени.

В правовой науке предлагаются такие подходы к пониманию ИИ: 1) ИИ представляет собой субъект права, введенный (например, через закон) в правоотношения; 2) ИИ является либо субъектом

права, равным человеку и не регулируемым отдельными нормами права, либо отдельным субъектом права («электронным лицом»), не равным человеку и регулируемым отдельными правовыми актами¹⁰. Также высказываются предложения о наделении ИИ частичной правосубъектностью для определенных целей¹¹.

По нашему мнению, ИИ является объектом прав, исходя из положений статьи 128 Гражданского кодекса Российской Федерации (далее – «ГК РФ»), а не субъектом (квазисубъектом) права. Но особенность такого объекта состоит в том, что в нем присутствуют различные структурные элементы – результаты интеллектуальной деятельности.

Роль субъекта права выполняют лица, заинтересованные и

участвующие в процессах жизненного цикла системы ИИ для достижения заданных целей, например, разработчик или владелец (оператор, пользователь) системы ИИ, или поставщик (данных, платформы ИИ, продукта/услуги ИИ). Эти лица несут ответственность за деятельность, связанную с использованием ИИ (например, по статье 1095 ГК РФ, если обнаружены недостатки, или по статье 1079 ГК РФ за вред, причиненный ИИ как источником повышенной опасности).

В настоящее время отсутствуют объективные критерии (в частности, воля, самосознание) для предоставления ИИ правосубъектности¹². Также возникает вопрос и о целесообразности наделения ИИ (посредством закона) определенным набором прав¹³, гарантий и средств защиты этих прав со стороны государства.

По нашему мнению, участниками рассматриваемых отношений являются лица, задействованные в процессах, происходящих в течение жизненного цикла системы

ИИ при его применении для решения определенной задачи, в частности: разработчики (производители), создающие, обучающие, тестирующие, изменяющие и фактически контролирующие ИИ (системы/модели/технологии ИИ); заказчики (физические и юридические лица), получающие систему/модель/технологии ИИ или результат от ее применения и становящиеся ее владельцами; поставщики данных, продуктов, услуг, необходимых для работы системы ИИ; операторы и пользователи, получающие доступ к системе ИИ и/или результату работы ИИ (например, технологии); эксперты, осуществляющие измерение и/или оценку параметров разработанных ИИ моделей и технологий; провайдеры, предоставляющие доступ к сетям, хранилищам информации, вычислительным мощностям, иным облачным инфраструктурам, необходимым для функционирования ИИ; регуляторы (государство в лице его органов).

В-третьих, возникает вопрос, возможно ли правовое регулирование ИИ вообще и в нефтегазовой отрасли в частности.

Искусственный интеллект весьма динамично развивается сам себя (самообучается) через различные алгоритмы, обрабатывая огромные объемы данных, и в какой-то момент он оказывается

предоставленным сам себе, когда человеку (например, разработчику или владельцу технологии ИИ) становится не под силу определить причинно-следственные связи его действий, и используемые ИИ алгоритмы могут составлять часть так называемой модели «черного ящика». Так, оператор или пользователь видит только результат работы (контент, прогноз, решение) системы ИИ. Причины формирования такого результата данных, продуктов, услуг, необходимого для работы системы ИИ; операторы и пользователи, получающие доступ к системе ИИ и/или результату работы ИИ (например, технологии); эксперты, осуществляющие измерение и/или оценку параметров разработанных ИИ моделей и технологий; провайдеры, предоставляющие доступ к сетям, хранилищам информации, вычислительным мощностям, иным облачным инфраструктурам, необходимым для функционирования ИИ; регуляторы (государство в лице его органов).

В то время как законодатель урегулировал вопросы ответственности за нарушение интеллектуальных прав на ИИ (системы, модели или отдельные технологии ИИ) в главе 4 ГК РФ, вопросы ответственности за технологические решения, принятые ИИ, на текущий момент остаются открытыми.

Высказывается идея о том, что для регулирования процесса принятия ИИ решений может применяться программный код, лежащий в основе ИИ¹⁴, который фактически заменяет норму права. Программный код представляет собой своего рода инструкцию или правило для ИИ. Однако идея

Для разрешения проблем, возникающих в силу развития и применения ИИ в нефтегазовой сфере могут быть использованы такие средства правового воздействия, как: принципы права, технико-юридические нормы, договоры, нормы саморегулирования, теории и научные доктрины

«упаковать» норму права (понятную для человека, но не понятную для ИИ) в программный код для целей эффективного регулирования пока еще относится к разряду фантастических¹⁵.

По нашему мнению, если применение такого кода санкционируется государством, то регулирование приобретает нормативно-правовой характер и проявляется административно-правовой метод регулирования. Если же программный код является условием участия в отношениях, связанных с использованием ИИ, и

для регулирования таких отношений используются пользовательские соглашения, протоколы, играющие роль договоренностей, проявляется гражданско-правовой метод регулирования рассматриваемых отношений. Можно также утверждать, что возможно применение технологического метода регулирования, когда ИИ сам себя развивает и самостоятельно

Новые системы, модели, технологии ИИ необходимо ограничивать столько времени, сколько понадобится, чтобы доказать, что их применение не причинит значительный вред нефтегазовой отрасли. Такой подход должен стать основным при разработке норм права для регулирования использования ИИ в ТЭК

принимает решения. Применение такого метода может помочь в исправлении программных кодов, не приведших к достижению поставленной задачи, при участии человека.

С учетом изложенного выше можно прийти к выводу, что российскому законодателю не обойтись без помощи технических экспертов в области применения ИИ в ТЭК, поскольку речь идет о системах, используемых в принятии решений в сфере с высоким уровнем риска и ответственности. И именно законодателю придется определять, необходимо ли включать в норму права технологические решения

(программные коды) и повлияет ли это на структуру такой нормы (ее диспозицию и гипотезу), или признать, что могут быть использованы иные юридические средства регулирования.

Считаем, что основным подходом к разработке норм права (правовых актов) для регулирования использования ИИ в нефтегазовой сфере должен быть следующий: новые системы/модели/технологии ИИ необходимо ограничивать столько времени, сколько понадобится, чтобы доказать, что их применение

не причинит значительный вред этой отрасли. С целью выявления безопасных систем/моделей/технологий ИИ для использования в нефтегазовой отрасли возможно утвердить соответствующий экспериментальный правовой режим¹⁶. Такой режим позволит отсеять неэффективные, избыточные административные процедуры и сохранить запретительные меры

в части создания и внедрения в эксплуатацию небезопасных, трудно контролируемых и не полностью прогнозируемых систем/моделей/технологий ИИ в нефтегазовой отрасли.

Упомянутый экспериментальный правовой режим будет являться индивидуальным регулированием отношений, поэтому в программе об установлении такого режима должны быть перечислены положения правовых актов общего регулирования, не подлежащие применению, и положения, которые должны соблюдаться, если подобные положения отсутствуют в правовых актах общего регулирования или отличаются от них.

По нашему мнению, правовые акты можно использовать для решения проблем, возникающих в связи с достижением публичных

¹⁴ См., например, Трансформация и цифровизация правового регулирования общественных отношений в современных реалиях и условиях пандемии: коллективная монография / Под ред. И.В. Воронцовой. Казань, 2020. С. 20–24.

¹⁵ На это обратил внимание председатель Конституционного Суда РФ Зорькин В.Д. в своей статье «Право в цифровом мире. Размышление на полях Петербургского международного юридического форума» // Российская газета – Столичный выпуск. 2018, № 7578 (115). С. 1.

¹⁶ См., например, Федеральный закон от 31 июля 2020 года № 258-ФЗ «Об экспериментальных правовых режимах в сфере цифровых инноваций в Российской Федерации», а также Национальную стратегию развития искусственного интеллекта на период до 2030 года, утв. Указом Президента РФ от 10.10.2019 № 490 (п. 51(11)(д)). Экспериментальные правовые режимы упоминаются также в Концепции развития регулирования отношений в сфере технологий искусственного интеллекта и робототехники до 2024 года.

интересов в нефтегазовой сфере. И для этого нужен в первую очередь базовый федеральный закон о регулировании деятельности по применению ИИ в ТЭК, в котором важно предусмотреть:

- понятийный аппарат (включая уточненное понятие ИИ для целей ТЭК¹⁷);
- принципы регулирования;
- механизмы и инструменты административного, в том числе запретительного характера;
- отсылочные нормы к нормативно-правовым актам Министерства энергетики РФ (далее – «Минэнерго РФ»), в которых будут приводиться более подробные разъяснения/уточнения таких механизмов и инструментов, а также критерии и стандарты разработки и применения ИИ.

Отдельный раздел такого закона должен быть посвящен применению ИИ в нефтегазовой отрасли.

Что касается проблем общего свойства, возникающих в силу развития и применения ИИ в нефтегазовой сфере, то, по нашему мнению, наряду с правовыми актами для разрешения этих проблем могут быть использованы следующие из предлагаемых в юридической науке средств правового воздействия: принципы права, технико-юридические нормы (стандарты), договоры, нормы саморегулирования (среди которых – упомянутый выше программный код), теории и научные доктрины. Такие средства могут быть эффективными в правовом регулировании рассматриваемых отношений, поскольку сами участники отношений признают за этими средствами подобную роль.

Важно придать правовому регулированию коммуникативный окрас, когда указанные выше юридические средства регулирования будут «рождаться» в процессе общения всех заинтересованных в использовании ИИ лиц, включая участников отношений, и будут учитываться общественные ценности на современный период развития ИИ в нефтегазовой сфере, а также этические аспекты, связанные с разработкой и применением ИИ.

Принципы права – основные, исходные начала, положения, идеи, предопределяющие содержание норм права и тем самым

позволяющие ответить на вопрос, какими субъективными правами и обязанностями обладают участники отношений.

Важно разработать комплекс межотраслевых принципов, адаптированных к особенностям ИИ, используемых в том числе в нефтегазовой отрасли.

В качестве таких принципов предлагаются следующие:

- принцип обеспечения безопасности, защищенности и надежности работы ИИ;
- принцип прозрачности, объяснимости и предсказуемости ИИ;
- принцип подотчетности и управляемости ИИ;
- принцип оспаривания решений ИИ.

Принцип безопасности, защищенности и надежности работы ИИ

Реализация этого принципа важна в силу способности ИИ автономно разрабатывать новые возможности и функции. Безопасное развитие и внедрение систем/моделей/технологий ИИ в нефтегазовой сфере должно происходить на основе обеспечения баланса интересов государства и нефтегазовых компаний.

Риски функционирования каждой системы/модели/технологии ИИ, используемой в нефтегазовой отрасли, должны постоянно выявляться, оцениваться и управляться заинтересованными лицами на всем протяжении жизненного цикла. Значительную роль в этом может сыграть Минэнерго РФ, на которое следует возложить как функцию по мониторингу конкретных угроз безопасности со стороны ИИ, так и функцию по разработке и внедрению надлежащих мер для нивелирования таких угроз (технических стандартов, правил безопасности). Более того, все заинтересованные лица должны быть осведомлены о возможных угрозах безопасности и мерах, которые надлежит применять на разных этапах жизненного цикла системы ИИ.

Например, разработчики могут использовать такие меры для встраивания определенных требований в системы ИИ

и обеспечения устойчивости систем ИИ к рискам. Иные субъекты права, применяющие ИИ, должны осознавать возможность возникновения проблем безопасности при взаимодействии с системой ИИ и знать порядок действий для предотвращения таких проблем или реагирования на них. Так, использование нефтегазовыми компаниями собственного сервера ИИ позволит избежать несанкционированного доступа к информации и/или утечки данных, а также соблюдать разработанные Минэнерго РФ правила и требования безопасности.

Принцип прозрачности, объяснимости и предсказуемости ИИ

Реализация этого принципа будет способствовать повышению доверия к ИИ. Заинтересованным лицам важно знать, как ИИ поведет себя в той или иной ситуации, какой выдаст результат. Под прозрачностью понимается предоставление соответствующей информации о системе/модели/технологии ИИ (например, о целях, принятых решениях, алгоритмах, методах обучения, данных, используемых при создании системы ИИ). Что касается объяснимости, то заинтересованные лица могут получить доступ к функциям ИИ, чтобы интерпретировать и понять процессы принятия решений при использовании ИИ. Это позволит предугадать возможные решения ИИ при изменении ранее заданных параметров. Надлежащий уровень прозрачности и объяснимости позволит регулирующему органу (Минэнерго РФ) иметь достаточную информацию о работе применяемых в нефтегазовой отрасли систем/моделей/технологий ИИ.

Несоблюдение такого принципа может привести к тому, что участники рассматриваемых отношений могут непреднамеренно нарушить законы, права, а также причинить вред и поставить под угрозу безопасность как нефтегазовой отрасли, так и всего государства.

¹⁷ Возможно, целесообразнее регулировать использование ИИ в ТЭК и конкретных его отраслях (нефтегазовой, например), а не саму систему/модель/технологии, поэтому подробное универсально применимое определение не требуется.

Принцип подотчетности и управляемости ИИ

Этот принцип означает, что все участники отношений по применению ИИ обязаны демонстрировать надлежащий уровень мониторинга принимаемых ИИ решений, изменения требований к ИИ, фиксации действий ИИ (например, в документации по ключевым решениям ИИ на протяжении всего жизненного цикла системы ИИ). Это позволит Минэнерго РФ дать точную оценку фактического воздействия ИИ на отдельных лиц, группы, объекты нефтегазовой инфраструктуры, а также возможных рисков в конкретном контексте и разработать соответствующие механизмы регулирования в зависимости от контекста (например, разработать критерии, основанные на оценке рисков, и пороговые значения, при которых дополнительные требования будут вступать в силу).

Принцип оспаривания решений ИИ

Этот принцип закрепляет за участниками рассматриваемых отношений право оспорить решение (результат действий) ИИ, если оно наносит вред или создает риск причинения вреда. Роль Минэнерго РФ в реализации этого принципа заключается не только в обозначении оснований и путей оспаривания и возмещения ущерба, но и в принятии им соразмерных мер для обеспечения того, чтобы результаты использования ИИ были оспорены без вреда для развития нефтегазовой отрасли.

Полагаем, что на начальном этапе предложенные принципы могут реализовываться не на законодательной основе, а через рекомендации Минэнерго РФ. Это позволит отслеживать, оценивать и при необходимости обновлять такой подход, поскольку он достаточно гибкий для реагирования на быстрые темпы изменений влияния ИИ на нефтегазовую отрасль.

Если же не будет доказана эффективность такого подхода, то в упомянутом выше базовом федеральном законе о регулировании деятельности по применению ИИ в ТЭК можно перечислить эти принципы и предусмотреть ответственность за их несоблюдение. При этом ответственность за результаты,

полученные с помощью ИИ, всегда должна быть возложена на идентифицируемое лицо. Однако пока неясно, как может быть распределена ответственность за несоответствие этим принципам между участниками отношений в рамках жизненного цикла системы ИИ. Для этого необходимо привлечь экспертов, включая технических специалистов и юристов.

Технико-юридические нормы (стандарты, стратегии)

могут сыграть ключевую роль в обеспечении надежности, безопасности и эффективности использования технологий ИИ в нефтегазовой отрасли, а также конкурентоспособности и устойчивости отрасли. Они должны формироваться широким кругом экспертов, чтобы предоставить инструменты, необходимые для управления ИИ, в соответствии с наилучшими практиками и требованиями отрасли, а также ценностями, признанными в РФ. Национальные стандарты прозрачности алгоритмов позволят укрепить доверие к использованию ИИ алгоритмов в нефтегазовой сфере¹⁸.

Договоры. Рассматриваемые отношения по применению ИИ в нефтегазовой отрасли в значительной мере регламентируются договорами (например, договорами на разработку систем/моделей/технологий ИИ, договорами оказания услуг ИИ). Предполагается, что исполнители по таким договорам должны уточнять и раскрывать характер, особенности оказываемых ими услуг, а также процессов и действий ИИ, а пользователи должны научно и рационально подходить к использованию ИИ в соответствии с нормами действующего законодательства и иными нормами (стандартами, требованиями), применяемыми в нефтегазовой отрасли. Также в договорах должны быть предусмотрены меры для предотвращения нанесения ущерба нефтегазовым компаниям (которые могут выступать как заказчиками, так и пользователями ИИ) по причине выхода ИИ из-под контроля человека.

Осуществление текущего контроля за работой системы/модели ИИ, применением технологии ИИ должно быть возложено на провайдера, который при выявлении действий, нарушающих права и интересы

нефтегазовой компании (в роли оператора или пользователя), должен незамедлительно принять меры по прекращению подобных действий.

Между владельцем и пользователем системы/модели/технологии ИИ могут заключаться пользовательские соглашения, в которых предусматриваются правила использования системы/модели/технологии ИИ, права, ограничения, а также ответственность.

Отмечено, что ИИ нуждается в собственном контракте (так называемом протоколе), который используется для обнаружения инструментов, получения ресурсов и координации сложных рабочих процессов в реальном времени¹⁹. Применение протоколов для ИИ позволяет, например, учесть корпоративные требования нефтегазовой компании и обеспечить безопасность и конфиденциальность данных такой компании.

Нормы саморегулирования разрабатываются самими участниками рассматриваемых отношений в нефтегазовой отрасли. Эти нормы позволяют быстро адаптироваться к изменениям, учитывать специфику нефтегазовой отрасли и работы нефтегазовых компаний, повысить доверие между участниками отношений, упростить процедуры регулирования и принятия решений.

Регулирующие компетенции сдвигаются, таким образом, от государства к непубличным участникам – нефтегазовым компаниям. Разработка норм саморегулирования должна осуществляться по итогам консультаций с экспертами, а также с заинтересованными лицами (например, разработчиками и пользователями систем/моделей/технологий ИИ).

Эффективность таких норм связана с готовностью участников их исполнять: чем более точно

¹⁸ Например, Американский институт нефти (API) и Норвежская организация по стандартизации (NORSOK) разрабатывают стандарты, которые помогают интегрировать новые технологии ИИ в существующие процессы в нефтегазовом сегменте.

¹⁹ <https://neurosova.ru/2025/08/27/jevoljucija-protokolov-iskusstvennogo-intellekta-pochemu-model-context-protocol-mcp-mozhet-stat-novym-http-dlja-ii/> (дата обращения: 27.10.2025).

отражена специфика отношений, тем выше готовность участников таких отношений следовать этим нормам.

Теории и научные доктрины. ИИ может иметь более широкий спектр характеристик и возможностей, в зависимости от используемых методов и специфики сценария использования.

С точки зрения правового регулирования необходимо учитывать две важные характеристики ИИ:

• Адаптивность системы ИИ

Системы ИИ могут функционировать на основе инструкций, которые не были специально запрограммированы с учетом человеческого замысла, а были изучены ИИ посредством различных методов. ИИ обучается (один раз или постоянно) на данных и действует в соответствии с шаблонами и связями, которые не всегда различимы для человека.

• Автономность ИИ

ИИ часто демонстрирует высокую степень автономности, работая в динамичных и быстро меняющихся средах, автоматизируя сложные когнитивные задачи. ИИ может причинить вред. При этом решения могут приниматься ИИ без явного намерения или постоянного контроля со стороны человека. Несмотря на это, полагаем, что возможно разработать индивидуальный регулятивный ответ на принимаемые ИИ решения.

По нашему мнению, научное сообщество (юристов и экспертов в области ИИ) должно предложить теории в части определения субъекта ответственности при использовании ИИ, а также варианты регулирования отношений, в которых применяется ИИ, применяя гибкий и итеративный подход и осознавая скорость, с которой развивается ИИ. Необходимо использовать механизм тестирования (опытной эксплуатации), принимая во внимание обновляемые базы рисков со стороны ИИ²⁰, создать доказательную базу, чтобы учитывать опыт и вариативность работы ИИ для поиска наилучшего возможного режима регулирования.

Выводы

В силу большой уязвимости нефтегазовой отрасли при применении искусственного

интеллекта требуется разработка правового регулирования, направленного как на развитие искусственного интеллекта, так и на решение проблем, препятствующих достижению публичных интересов.

Заключение

С одной стороны, применение искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли способствует повышению конкурентоспособности и устойчивости отрасли благодаря оптимизации различных операций и снижению определенных рисков и затрат. С другой стороны, результаты применения искусственного интеллекта могут нарушать публичные интересы и интересы нефтегазовых компаний.

Нами предложен вариант правового регулирования отношений по использованию искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли с учетом важностей развития ИИ и реагирования на риски со стороны ИИ.

Полагаем, что развитие ИИ необходимо подчинить определенным принципам, а существенные риски должны быть урегулированы нормами права. Прозрачность работы ИИ и своевременное реагирование на угрозы со стороны ИИ могут обеспечить национальные стандарты и иные технико-юридические нормы, договоры между заинтересованными лицами, а также нормы саморегулирования.

Основная задача законодателя при установлении ограничений состоит в недопущении использования ИИ в противоправных целях и защите добросовестных участников отношений. При разработке правового регулирования использования ИИ в нефтегазовой отрасли необходимо учитывать специфические особенности и последствия применения систем/моделей/технологий ИИ в этой отрасли. ●

Литература

1. Алексеев С.С. Восхождение к праву. Поиски и решения. – М.: Издательство НОРМА, 2001. – 752 с.
2. Власов А.И., Можиль А.Ф. Обзор технологий: от цифрового к интеллектуальному месторождению // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2018, № 3 (9). С. 68–74.
3. Денисенко В.В., Трикоз Е.Н. Теория правового регулирования: современный дискурс и критика // «Журнал российского права», 2025, № 5. Консультант Плюс.
4. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. Нормативно-правовое регулирование инновационных технологий: интеллектуальные

технологии и роботизация объектов нефтегазовой отрасли / сб. докладов 12-й Международной научно-практической конференции. Сочи, 2023. – 108 с. С. 13–19.

5. Казначеев П.Ф., Самойлова Р.В., Курчиски Н.В. Применение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности в нефтегазовой и других сырьевых отраслях // Экономическая политика. 2016. Т. 11. № 5. С. 188–197.
6. Капустина М.А. Правовое регулирование: системный подход. Дисс. на соиск. уч. степ. д-ра юрид. наук. СПб., 2017. – 519 с.
7. Коледа С. А. Цифровые модели как часть цифровизации ТЭК // Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020, № 6 (102). С. 38–40. EDN: TTZFFD.
8. Кузнецова Н.В. К вопросу о правосубъектности искусственного интеллекта // Право и бизнес, 2025, № 2. Консультант Плюс.
9. ИИ в нефтегазовой отрасли <https://media.future-hub.io/stat/i-v-neftegazovoy-otrasli> (дата обращения: 21.10.2025).
10. Столяров В.Е., Гавриленко С.И., Астафуров С.Н., Подопригора В.Н., Гарипова А.А. Вопросы регулирования и рисков обустройства интеллектуальных и роботизированных нефтегазовых месторождений // Бурение и нефть. 2023, № 7–8. С. 16–230. УДК 622.06+622.24:004.896.
11. Харитонов Ю.С., Савина В.С., Паньини Ф. Гражданско-правовая ответственность при разработке и применении систем искусственного интеллекта и робототехники: основные подходы // Вестник Пермского университета. Юридические науки, 2022, № 4.
12. Шабуня В.В. Цифровые технологии как драйвер инновационного развития ТЭК. Проблемы и перспективы правового регулирования // Правовой энергетический форум. 2021, № 4. С. 38–45. EDN: IIFTVZ.
13. Щитова А. А. Правовое регулирование информационных отношений по использованию систем искусственного интеллекта: дис. ... канд. юрид. наук. М., 2022.
14. Anderson M. The Future of AI Regulation. January 27, 2021 <https://www.iflexion.com/blog/ai-regulation?ysclid=meu2khms71879028499> (дата обращения: 20.10.2025).
15. Bennett M. AI regulation: What businesses need to know in 2025. January 03, 2025 <https://www.techtarget.com/searchenterprisa/ai-regulation-What-businesses-need-to-know> (дата обращения: 23.10.2025).
16. Chesterman S. Artificial intelligence and the limits of legal personality // International and comparative law quarterly. Cambridge, 2020. Vol. 69, № 4. P. 819.
17. Mocanu D.M. Gradient Legal Personhood for AI Systems – Painting Continental Legal Shapes Made to Fit Analytical Molds // Frontiers in Robotics and AI. 2021. Vol. 8. Art. 788179.
18. Talagala N. The AI Act: Three Things To Know About AI Regulation Worldwide June 29, 2022 <https://www.forbes.com/sites/nishatalagala/2022/06/29/the-ai-act-three-things-to-know-about-ai-regulation-worldwide/> (дата обращения: 10.10.2025).
19. Teubner G. The Project of Constitutional Sociology: Irritating Nation State Constitutionalism // Transnational Legal Theory. Vol. 4. 2013. No. 1. P. 44–58.
20. Xuekai Li J., Tiancheng Zhang, Yiran Zhu, Zhongwei Chen. Artificial General Intelligence (AGI) for the oil and gas industry: a review. <https://arxiv.org/pdf/2406.00594> (дата обращения: 27.10.2025).

KEYWORDS: artificial intelligence, oil and gas industry, legal regulation, data, principles, norms, and contracts.

²⁰ <https://airisk.mit.edu/#Domain-Taxonomy-of-AI-Risks>; <https://attack.mitre.org/>; <https://avidml.org/#efforts>; <https://www.airtracker.org/#catalog-tabs> (дата обращения: 16.07.2025).

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

2–5 февраля

Международная выставка и конференция по технологиям и оборудованию распределения энергии

DistribuTech 2026

США, Сан-Диего

4–5 февраля

Выставка беспилотных систем, роботизированных и автономных решений

Дронтех 2026

Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

5–6 февраля

2-й международный научно-технологический форум

Робототехника, интеллект машин и механизмов (РИММ) 2026

Москва

ФЕВРАЛЬ

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

10–12 февраля

Конференция по энергетике

International Energy Week 2026

Великобритания, Лондон

11–13 февраля

Выставка робототехники и инновационных технологий

A&T Turin 2026

Италия, Турин

17–19 февраля

Выставка робототехники

Robotics Slovenia 2026

Словения, Любляна, Ljubljana Exhibition and Convention Centre

ВИРТУАЛЬНАЯ РЕАЛЬНОСТЬ В БУРЕНИИ: новый уровень подготовки производственного персонала

**Куриленко
Антон Анатольевич**
генеральный директор,
ООО «Газпром ЦПС»

**Сугаипов
Денис Асадуллаевич**
советник, ООО «Синергия»

**Пильник
Сергей Васильевич**
заместитель генерального
директора по бурению
и внутрискважинным работам,
ООО «Газпром инвест»

**Комаров
Сергей Александрович**
эксперт по бурению и ВСП,
ООО «Газпром ЦПС»

**Лужецкий
Святослав Олегович**
эксперт по VR,
ООО «Газпром ЦПС»

**Гарбуз
Екатерина Юрьевна**
эксперт по цифровизации
инжиниринга строительства
скважин,
ООО «Газпром ЦПС»

**Кучин
Вячеслав Николаевич**
заведующий лабораторий
НЦ «Арктика»,
Санкт-Петербургский горный
университет императрицы
Екатерины II,
к.т.н.

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИИ ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ (VR) В ОБУЧЕНИИ СОТРУДНИКОВ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ. РАССМАТРИВАЮТСЯ КЛЮЧЕВЫЕ ОСОБЕННОСТИ VR-ТЕХНОЛОГИЙ, ИХ ПРЕИМУЩЕСТВА И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ В РАЗЛИЧНЫХ ОТРАСЛЯХ, ВКЛЮЧАЯ НЕФТЕГАЗОВОЕ ПРОИЗВОДСТВО. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКЕ VR-ТРЕНАЖЕРА ПО БУРЕНИЮ, КОТОРЫЙ ПОЗВОЛЯЕТ ОТРАБАТЫВАТЬ РЕГЛАМЕНТНЫЕ ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЯ. ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕСТИРОВАНИЯ ТРЕНАЖЕРА И ПЛАНЫ ПО ЕГО ДАЛЬНЕЙШЕМУ РАЗВИТИЮ

THIS ARTICLE EXAMINES THE USE OF VIRTUAL REALITY (VR) TECHNOLOGY IN TRAINING PRODUCTION PERSONNEL. IT EXAMINES THE KEY FEATURES OF VR TECHNOLOGY, ITS ADVANTAGES, AND ITS PRACTICAL APPLICATION IN VARIOUS INDUSTRIES, INCLUDING OIL AND GAS PRODUCTION. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO THE DEVELOPMENT OF A VR DRILLING SIMULATOR, WHICH ALLOWS FOR PRACTICING ROUTINE ACTIONS DURING GAS, OIL AND WATER INFLOW. THE RESULTS OF SIMULATOR TESTING AND PLANS FOR ITS FURTHER DEVELOPMENT ARE PRESENTED

Ключевые слова: бурение, газонефтеводопроявление, тренажер, VR-технологии, виртуальная реальность, обучение, Газпром ЦПС.

В условиях стремительного развития технологий и усложнения производственных процессов возникает необходимость в инновационных подходах к обучению персонала. Виртуальная реальность (VR) становится одним из ключевых инструментов, позволяющих создавать безопасные и эффективные условия для отработки практических навыков.

Технология VR позволяет моделировать сложные производственные ситуации, включая аварийные, и обеспечивает полное погружение сотрудников в учебный процесс. Это особенно важно для таких отраслей, как нефтегазовая промышленность,

где безопасность и точность действий персонала играют решающую роль.

Применение VR в современной практике

Виртуальная реальность (VR, англ. virtual reality) в обучении сотрудников производственных объектов – технология, создающая безопасную цифровую среду, где работники отрабатывают навыки управления оборудованием, действия в аварийных ситуациях и сложные производственные операции через полное визуальное и интерактивное погружение.

Обучение в VR ставит перед собой цели выработать практические

навыки, которые применяются по принятым в компаниях алгоритмам действий в различных ситуациях. Сотрудник должен максимально эффективно усвоить и далее понимать, как применять свои знания [1].

Успех виртуальной реальности обусловлен рядом ключевых особенностей технологии:

1. Высокая вовлеченность персонала в обучение за счет погружения в реалистичную 3D-среду. В VR происходит взаимодействие с оборудованием, как в реальности. Это формирует «мышечную» память и снижает стресс при переходе к реальным задачам.
2. Безопасное моделирование рисков без угрозы жизни и здоровью обучаемого. Например, можно моделировать пожары, взрывы и другие ситуации, которые невозможно смоделировать и регулярно отрабатывать в реальной жизни.
3. Интерактивность виртуальной среды позволяет наглядно продемонстрировать, с чем и как должен взаимодействовать сотрудник.
4. Повторяемость и стандартизация позволяют сотрудникам регулярно проходить идентичные сценарии, что исключает «человеческий фактор» в обучении.
5. Экономическая выгода за счет сокращения затрат на организацию выездных практических занятий и сокращения риска возникновения несчастных и аварийных ситуаций.

За последние десять лет множество организаций успешно интегрировало VR-технологии в программы обучения персонала и продолжает разрабатывать новые форматы учебных сценариев. Среди отечественных игроков можно отметить компании «Газпром бурение», НЛМК, «Северсталь» и РЖД. Наиболее широкое распространение в этих компаниях получили сценарии по охране труда и технике безопасности, а также по обслуживанию сложного технического оборудования. Применение VR позволило сократить до 50% время адаптации персонала, а также более чем в два раза увеличить долю практической подготовки [2].

VR-тренажер в области строительства скважин

Строительство нефтяных и газовых скважин является одним из самых сложных и опасных технологических процессов нефтегазового производства. Опасность в первую очередь заключается в непредсказуемости условий залегания разбуриваемых пород. При бурении могут наблюдаться различные виды геологических осложнений, такие как поглощения промывочной жидкости, осыпи и обвалы горных пород, приводящие к прихватам оборудования. Самым опасным является газонефтеводопроявление (ГНВП), которое впоследствии, без принятых мер по ликвидации, может привести к открытому фонтану или грифону [3]. Помимо геологических осложнений, буровая установка, на которой производится работы, также является опасным производственным объектом [4]. Для того чтобы построить скважину, буровики ежедневно подвергаются опасностям при проведении штатных работ. Работы с движущимся оборудованием, грузоподъемные операции, работы на высоте, работы с вредными веществами, огневые, газоопасные работы – это лишь малая часть работ, при проведении которых сотрудники могут получить серьезные травмы.

Предприятия проводят регулярные обучения, профильные курсы, инструктажи и аудиты знаний по охране труда и промышленной безопасности, для того чтобы минимизировать риски возникновения аварийной ситуации на буровой и получения травм сотрудниками.

Несмотря на разнообразие современных подходов к обучению (теоретические лекции, видеоуроки, тренажерная практика, кейсы по отработке регламентных действий на объекте и других), у каждого подхода есть свои недостатки. У самого распространенного и доступного подхода к обучению – теоретических лекций и видеоуроков – это необходимость закрепления полученных знаний на практике. У популярной на рынке тренажерной практики – отсутствие эффекта «погружения» в реальную ситуацию. Отработка регламентных действий на производственном объекте зачастую невозможна

в полной мере или является слишком дорогостоящей [5].

«Газпром ЦПС» провел масштабное интервью с представителями различных буровых предприятий и выявил проблему недостатка практической подготовки специалистов. В итоге компания предложила новый подход к обучению и контролю знаний работников в области строительства скважин, а именно ликвидации ГНВП, что дало старт разработке тренажера на базе VR-технологий. Целью тренажера является отработка регламентных действий трех этапов ликвидации ГНВП: обнаружение, герметизация и глушение.

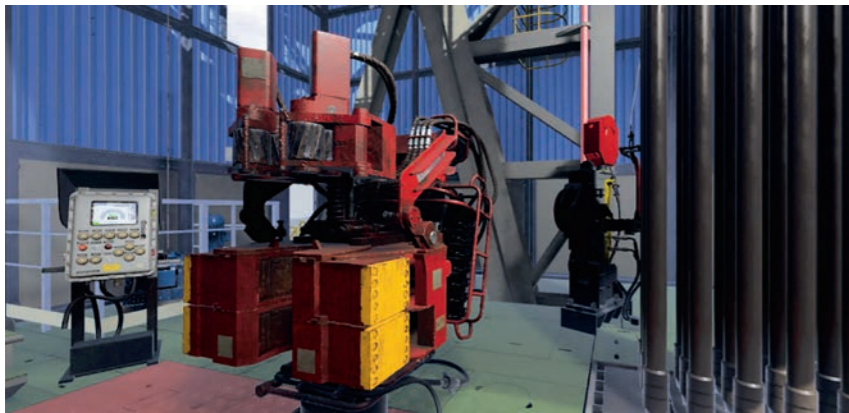
Данный VR-тренажер призван нивелировать часть проблем, которыми сопровождается обучение буровых бригад. Полностью воссозданная локация позволяет реализовать огромное количество сценариев обучения, ранее доступных преимущественно в теории. Интегрированная математическая модель, характеризующая текущее гидравлическое состояние скважины, позволяет максимально приблизить работу виртуального бурового оборудования к реальному, а также обучить персонал последовательности действий и навыкам контроля скважины при ее изменяемых параметрах.

Так как в ликвидации аварии огромную роль играет командное взаимодействие, в тренажере реализован многопользовательский режим, где каждой роли отведены свои действия. Всего в сценарии участвуют четыре роли (бурильщик, два помбура, третий помбур (бот) и супервайзер). Между ними в симуляции организована голосовая связь через встроенные в VR-шлемах микрофоны, что позволяет им координировать свои действия без организации дополнительной связи, даже если они находятся в разных городах. Это также актуально, если обучение проводится в разных помещениях учебного центра, так как зачастую обучение в VR разделяют на несколько кабинетов.

Большое внимание уделено вариативности обучения и возможности дальнейшей персонализации тренажера под потребности учебных центров. В тренажере предусмотрена

УДК 004

РИСУНОК 1. Снимок экрана «Локация роторной площадки в VR-симуляции»



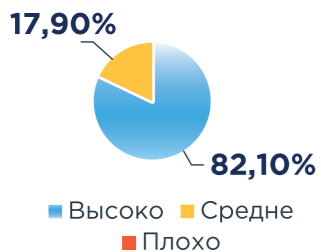
возможность выбора стартовых параметров сценария: геологических условий и моделей бурового оборудования.

Совокупность высокой детализации моделей и процессов позволяет виртуальному тренажеру бурения стать отличным инструментом, дополняющим существующие теоретические курсы и физические тренажеры.

Первые результаты

Тренажер бурения прошел ряд опытно-промышленных испытаний на производственных объектах и в учебных центрах ведущих нефтегазовых предприятий страны. Преподаватели и обучаемые производственные работники предоставили обратную связь, из которой была собрана следующая статистика:

Оценка пользы тренажера в рамках сокращения периода адаптации персонала



Оценили соответствие действий в тренажере регламентам IWCF



Сотрудники положительно отметили



- **100 %** респондентов высоко оценили наглядность учебного материала в тренажере.
- **100 %** респондентов высоко оценили качество воссозданной локации в тренажере.

Заключение

Развитие тренажера не останавливается на достигнутых результатах. Чем больше специалистов знакомятся с тренажером, тем шире становится горизонт возможностей его применения для альтернативных тем обучения.

Уже сформирован список наиболее востребованных сценариев и направлений обучения на виртуальной буровой, в числе которых штатные операции, альтернативные аварийные

сценарии, добавление отказов оборудования, уроки по охране труда и производственной безопасности, обслуживание оборудования.

С точки зрения технических вариантов исполнения буровой в планах стоит расширение моделей бурового оборудования, а также парка самих буровых установок.

Все это позволит выйти обучению сотрудников на новый качественный уровень, не только идущий в ногу со временем, но и формирующий новые учебные стандарты, а также векторы развития цифровой индустрии.

Важно также отметить, что качественное обучение помогает адаптировать персонал к изменениям в отрасли, что особенно актуально в условиях стремительного развития технологий. Компании, инвестирующие в обучение, создают базу для будущих лидеров и специалистов, способных решать сложные задачи и внедрять новые решения. ●

Литература

1. Пьянова Н.В. Современные тенденции применения VR-технологий в бизнес-индустрии / Н.В. Пьянова, Е.А. Столярова, Р.Р. Пьянов // Известия Юго-Западного государственного университета. Серия: Экономика. Социология. Менеджмент. – 2024. – Т. 14, № 1. – С. 94–104. – DOI 10.21869/2223-1552-2024-14-1-94-104.
2. Электронный ресурс: <https://modulab.com/modum-daily/efficiency-vr-3>. Дата обращения: 26.09.2025.
3. Анализ причин возникновения открытых фонтанов и ГНВП, произошедших на месторождениях севера Тюменской области за 2010–2016 гг. / А.Е. Анашкина, Н.А. Аксенова, Н.В. Абрамов [и др.] // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета), Тюмень, 24 ноября 2016 года. Том 2. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 23–26.
4. Минеев, А.В. Аварии и осложнения при бурении нефтяных и газовых скважин / А.В. Минеев, Е.Е. Милосердов, А.С. Мамышев // Наука и современность. – 2013. – № 22. – С. 27–31.
5. Коровин, В.М. Применение виртуальных тренажеров для обучения процессам бурения и геофизических исследований в скважинах / В.М. Коровин, М.Р. Надршин, Д.В. Рахматуллин // Проблемы методологии и опыт практического применения синергетического подхода в науке: сборник статей Международной научно-практической конференции, Киров, 25 февраля 2021 года. – Уфа: Общество с ограниченной ответственностью «Аэтерна», 2021. – С. 9–11.

KEYWORDS: *drilling, gas and oil production, simulator, VR technologies, virtual reality, training, Gazprom CPS.*

30 TransRussia

SkladTech

30-я Международная выставка транспортно-логистических услуг, складского оборудования и технологий

5-я Специальная экспозиция складской техники, систем хранения, погрузо-разгрузочного оборудования и средств автоматизации склада



ВСЕ РЕШЕНИЯ
ДЛЯ ТРАНСПОРТНОЙ
И СКЛАДСКОЙ
ЛОГИСТИКИ

17–19.03.2026

Москва, Крокус Экспо



Получите
бесплатный билет
transrussia.ru

ИЗОЛЯЦИЯ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ

в горизонтальных скважинах с применением пакера-ретенера на примере Тас-Юряхского месторождения

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕХНОЛОГИЯ ТАМПОНИРОВАНИЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛЕГКОРАЗБУРИВАЕМОГО ПАКЕРА-РЕТЕЙНЕРА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЕМ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ НА ТАС-ЮРЯХСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. АНАЛИЗИРУЮТСЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ, ПРИЧИНЫ ПОГЛОЩЕНИЙ И НЕДОСТАТКИ ТРАДИЦИОННЫХ МЕТОДОВ ИЗОЛЯЦИИ. ПРЕДЛОЖЕНА УСОВЕРШЕНСТВОВАННАЯ МЕТОДИКА УСТАНОВКИ ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ, ВКЛЮЧАЯ РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ, ПОДБОР МАТЕРИАЛОВ И ОЦЕНКУ РИСКОВ. ПРИВОДЯТСЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА ТАМПОНИРОВАНИЯ И ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДЛАГАЕМОГО РЕШЕНИЯ ПО СРАВНЕНИЮ С АЛЬТЕРНАТИВНЫМИ МЕТОДАМИ

THIS ARTICLE EXAMINES PRESSURE PLUGGING TECHNOLOGY IN HORIZONTAL WELLS USING AN EASILY DRILLABLE RETAINER TO FIGHT AGAINST LOST WATER AT THE TAS-YURYAKH FIELD. THE GEOLOGICAL FEATURES OF PRODUCTIVE HORIZONS, THE CAUSES OF ABSORPTION, AND THE SHORTCOMINGS OF TRADITIONAL SEALING METHODS ARE ANALYZED. IT IS PROPOSING IMPROVED METHOD FOR INSTALLING CEMENT PLUGS AND INCLUDING CALCULATING CEMENTING PARAMETERS, SELECTING MATERIALS, AND ASSESSING RISKS. A MATHEMATICAL MODEL FOR MONITORING THE PLUGGING PROCESS AND AN ECONOMIC JUSTIFICATION FOR THE EFFECTIVENESS OF THE PROPOSED SOLUTION COMPARED TO ALTERNATIVE METHODS ARE PRESENTED

Ключевые слова: тампонирующее, поглощение промывочной жидкости, горизонтальная скважина, пакер-ретенер, цементный мост, Тас-Юряхское месторождение, изоляция пласта, экономическая эффективность.

Кравцов Роман Дмитриевич

магистрант,
инженер по бурению,
ООО «Газпромнефть-
Заполярье»,
Центр Хериот-Ватт,
Томский
политехнический
университет

По геологическому разрезу на Тас-Юряхском месторождении встречаются поглощения бурового раствора, значительные средства расходуются на борьбу с ними, что особенно критично в контексте относительно низких цен на углеводороды и тренда на повышение стоимости строительства скважины. Промышленные скопления нефти и газы выявлены [1] в Осинском, а также Ботубинском и Талахском горизонтах, природа поглощения на которых совершенно разная (рис. 1). Текущие экономически сдержанные рычаги воздействия не дают желаемого эффекта.

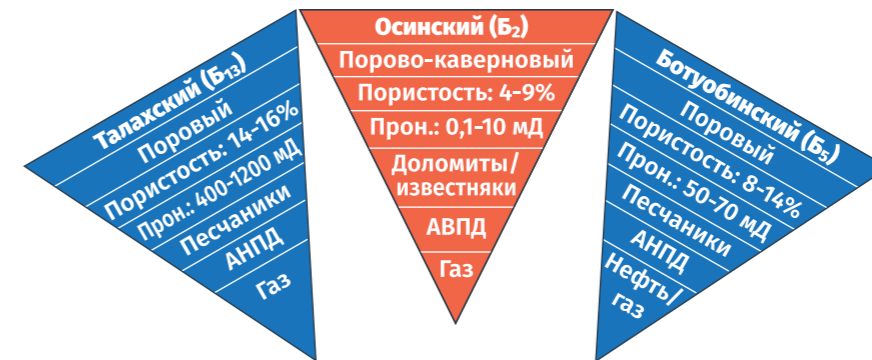
До сегодняшнего дня тампонирующее не было

популярным способом изоляции зон поглощения промывочной жидкости при бурении горизонтальных секций, а теперь и вообще установке цементных мостов в горизонте практически дан «красный свет» по нефтегазовым компаниям России, что связано с весьма низкой эффективностью операции и довольно высокой аварийностью работ.

Вопреки расхожему мнению, что экономия средств – источник всех бед [2], внимание обращено именно на вышеуказанную технологию потому, что она имеет широкое распространение и результативность при текущем и капитальном ремонте скважин как один из основных способов ограничения водопритока.

УДК 622.244.4

РИСУНОК 1. Характеристика поглощающих пластов Тас-Юряхского месторождения



Поэтому целью работы выступает разработка научно обоснованной методики установки цементных мостов в горизонтальных скважинах, направленной на эффективную ликвидацию поглощения. Для достижения цели решаются следующие задачи: проанализировать существующие технологии изоляции и выявить их ограничения, сформировать алгоритм выбора параметров цементирования и критерий оценки качества изоляции, оценить возможные риски и проработать мероприятия по их минимизации, рассчитать экономическую целесообразность предлагаемого решения.

Так как породы поглощающих пластов до сих пор не подверглись столь тщательному и многостороннему изучению, как породы продуктивных пластов, появилось множество разного рода критериев для их оценки (рис. 2). Исторически критерии, по которым выбирались способы изоляции, постоянно менялись. В начале 30-х годов прошлого века на качественном уровне различали только полное и частичное поглощение, затем их начали делить на более мелкие классы. С середины пятидесятых годов появились количественные критерии, которые от года к году менялись и противоречили друг

другу, преобладания не наблюдалось. И по сей день ни один из них не учитывает всех факторов, что в большей степени обусловлено сложностью процессов течения жидкости в системе скважина-пласт, так что, строго говоря, исходя из критериев нельзя выбирать способ изоляции, они носят исключительно рекомендательный характер [3].

Сегодня в программах бурения принято выделять три вида поглощений по объему уходящего раствора в единицу времени: частичное (до 3 м³/ч), когда расход бурового раствора на выходе меньше расхода на входе; полное (3–15 м³/ч), когда раствор не выходит на поверхность, но его уровень близок к ней; катастрофическое (более 15 м³/ч), когда уровень раствора близок к забою или кровле поглощающего пласта.

Как видно, установка цементного моста для изоляции рекомендуется только при интенсивности более 15 м³/ч практически как одна из крайних мер (рис. 3). Правда, надо сказать, что и при частичном поглощении иногда проводят закачку

РИСУНОК 2. Критерии оценки поглощения

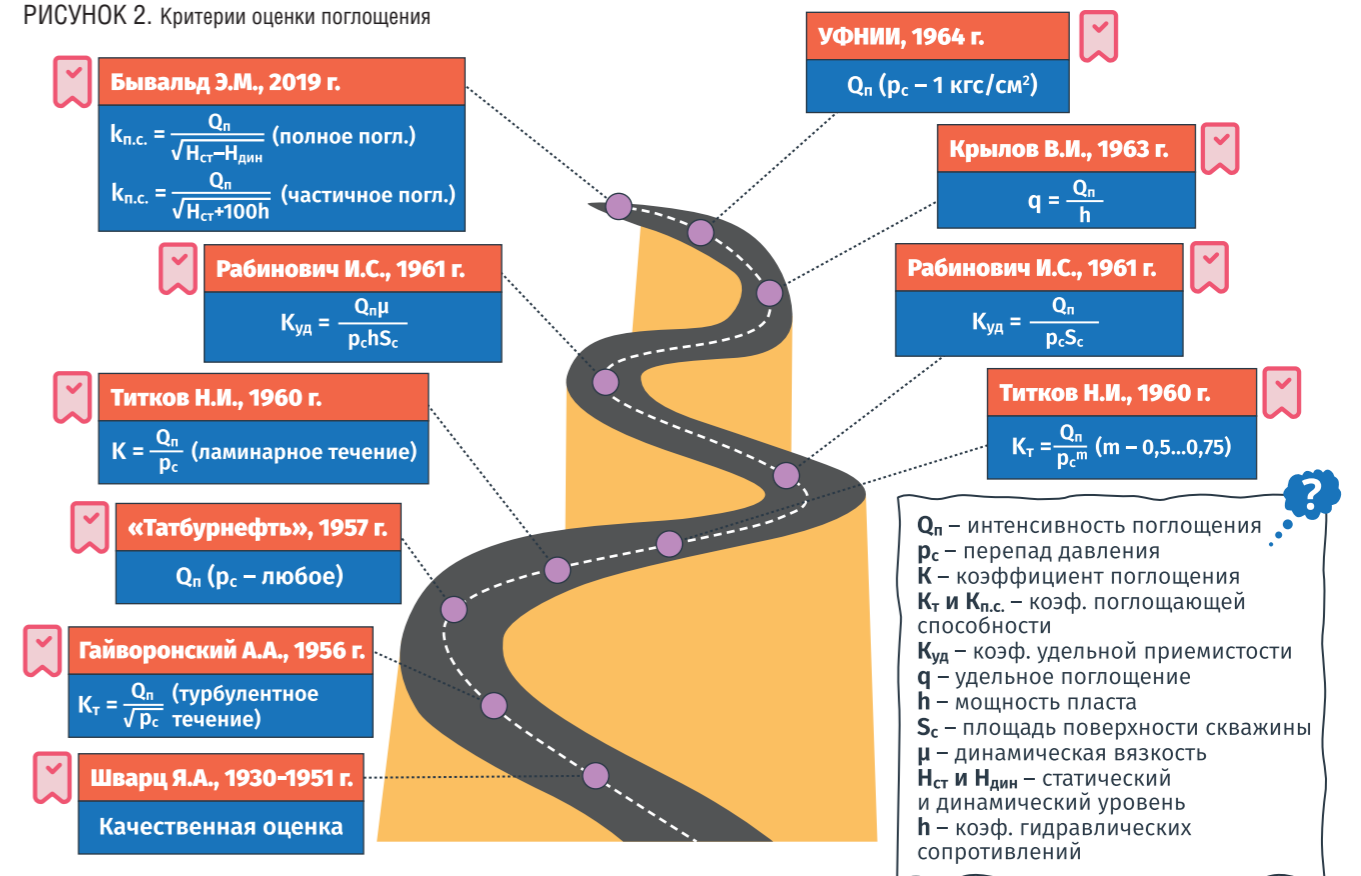


РИСУНОК 3. Матрица действий для ликвидации поглощения



тампонажного раствора, когда бурение ведется на дорогостоящем растворе на углеводородной основе.

Практика ликвидации поглощения на Тас-Юряхском месторождении показывает (рис. 4), что карбонатный Осинский горизонт, где высокая естественная трещиноватость и кавернозность, предполагает или заблаговременный монтаж роторно-устьевого герметизатора (RCD)

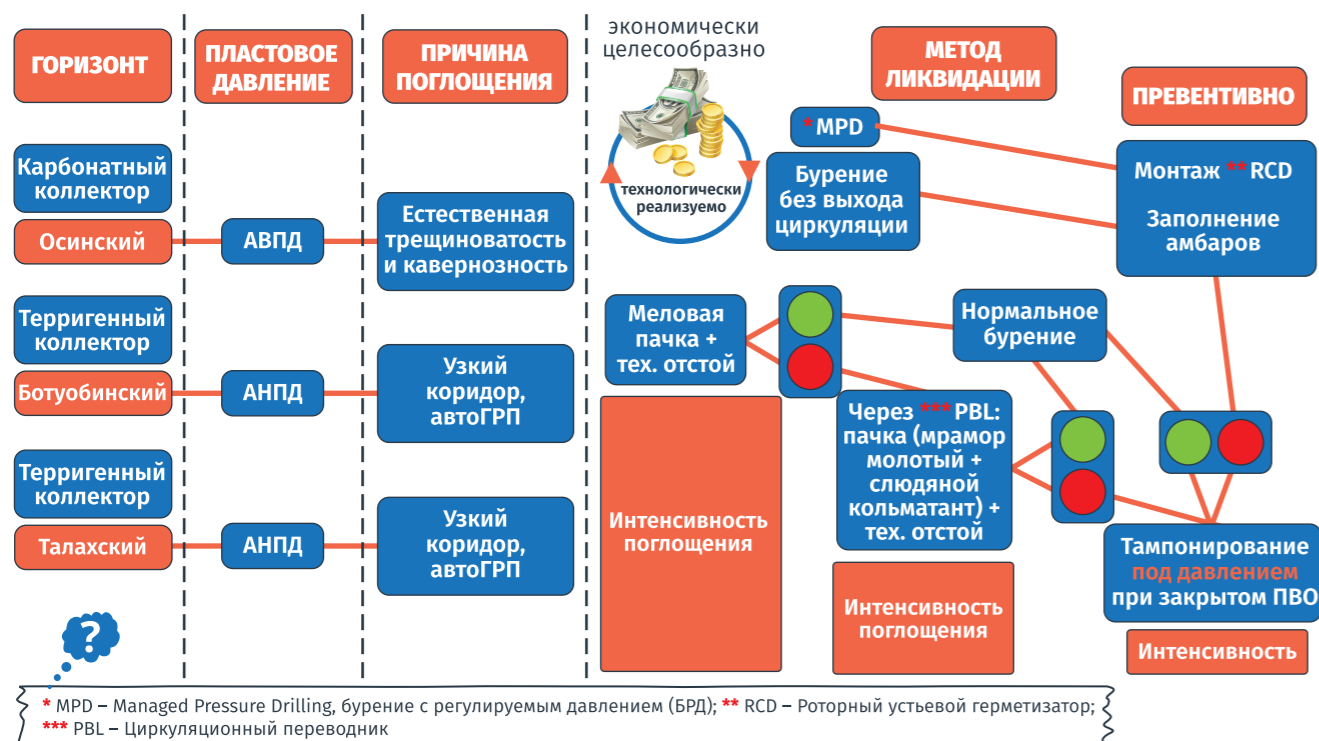
для бурения с регулируемым давлением (MPD), или заполнение амбаров с последующим бурением без выхода циркуляции.

Для терригенных Ботубинского и Талахского горизонтов, где распространено аномально низкое пластовое давление, характерен гидравлический разрыв пласта (ГРП), поэтому итеративно, по возможности, снижают интенсивность поглощения путем намыва кольматанта.

Как правило, таким образом ее удается снизить до приемлемых пределов и добурить секцию под хвостовик. Иначе проводят тампонирующее бурение под давлением при закрытом превенторе. В случае отрицательного эффекта обращаются к технологии бурения без выхода циркуляции или MPD.

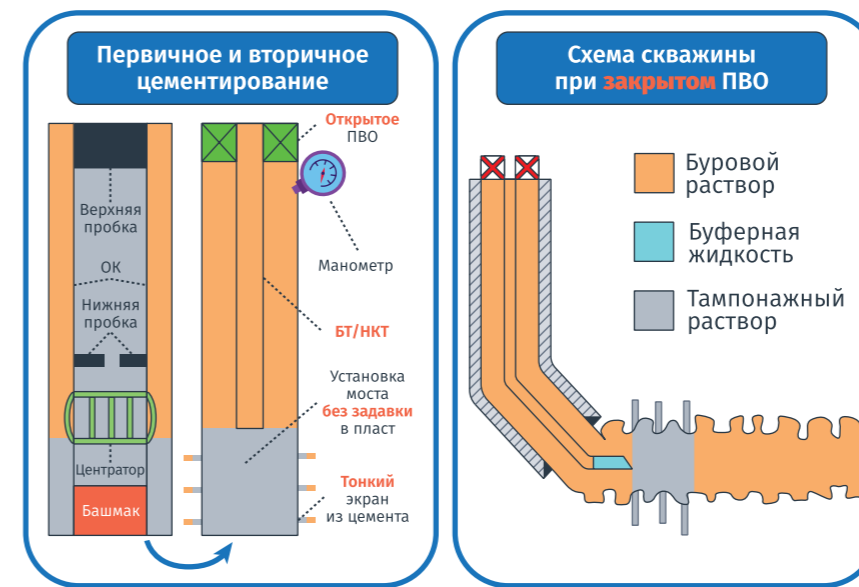
Существует несколько разновидностей цементирования поглощающих зон, которые с достаточным основанием

РИСУНОК 4. Практика ликвидации поглощения на Тас-Юряхском месторождении



* MPD – Managed Pressure Drilling, бурение с регулируемым давлением (БРД); ** RCD – Роторный устьевого герметизатор; *** PBL – Циркуляционный переводник

РИСУНОК 5. Метод Бреденхеда и сравнение способов цементирования



классифицируются на две группы [4]. К первой можно отнести тампонирующее без предварительной изоляции зоны поглощения от других проницаемых интервалов, вскрытых по разрезу. Ко второй группе относятся разновидности цементирования с предварительным разобщением зоны поглощения от других проницаемых пород с помощью различных пакеров.

Вторичное цементирование (рис. 5), в частности установка цементных мостов для ликвидации поглощения в горизонтальной секции, отличается от первичного тем, что, как правило, требуется меньший объем цементного раствора (в случае большой приемистости условие не выполняется), следует вести закачку и продавку тампонажного раствора под давлением при герметизированном устье или установленном пакере, не используются разделительные пробки, цементирование ведется через бурильные/насосно-компрессорные трубы, цементировочный флот представлен меньшим количеством техники.

Сначала в скважину спускали колонну труб, по ней закачивали порцию тампонажного раствора в объеме, достаточном для заполнения участка ствола против поглощающего интервала и несколько выше. Однако создание в околоскважинной зоне тонкого экрана, остающегося после разбухания цементного моста,

давало непродолжительный эффект, и поглощение снова возобновлялось. Поэтому стали применять технологию тампонирующего под давлением по методу Бреденхеда (рис. 5), когда пакер не используется, но затрубное пространство герметизируется в устье превентором и тампонажный раствор поступает в пустотное пространство поглощающего пласта на значительное расстояние. Однако трудно установить мост

точно по глубине, есть риск обратного течения при снятии давления, интервал между установками мостов – ожидание затвердевания цемента. Тем не менее метод получил широкое распространение в силу отсутствия требований к дополнительному оборудованию, исключительной оперативности и дешевизны.

Для успеха изоляционной операции очень важно знание точного интервала залегания поглощающего пласта, потому что от этого зависят глубина установки пакера, объемы тампонажной смеси и продавочной жидкости, а отсюда и баланс давлений в системе скважина-пласт. В целевом пласте, представленном одними продуктивными породами, методами геофизических исследований определить поглощающий интервал затруднительно. Например, базовая гамма будет на одном уровне. Поэтому остается только ориентироваться на разность расходов на входе ($Q_{вх}$) и выходе ($Q_{вых}$), скорость снижения уровня ($dH_{ж}/dt$) в приемных емкостях и данные механического каротажа ($V_{мех}$). Так, поглощающий интервал вскрыт на всю мощность, если разность расходов и скорость снижения постоянны, а $V_{мех}$ вернулась к прежнему уровню (рис. 6).

РИСУНОК 6. Обнаружение поглощающего интервала

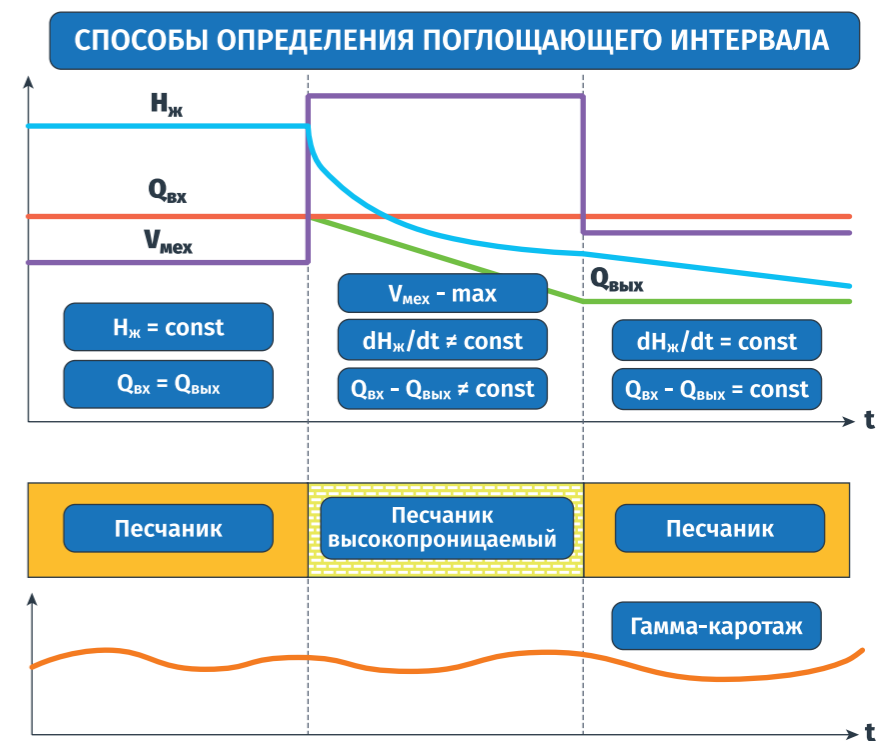
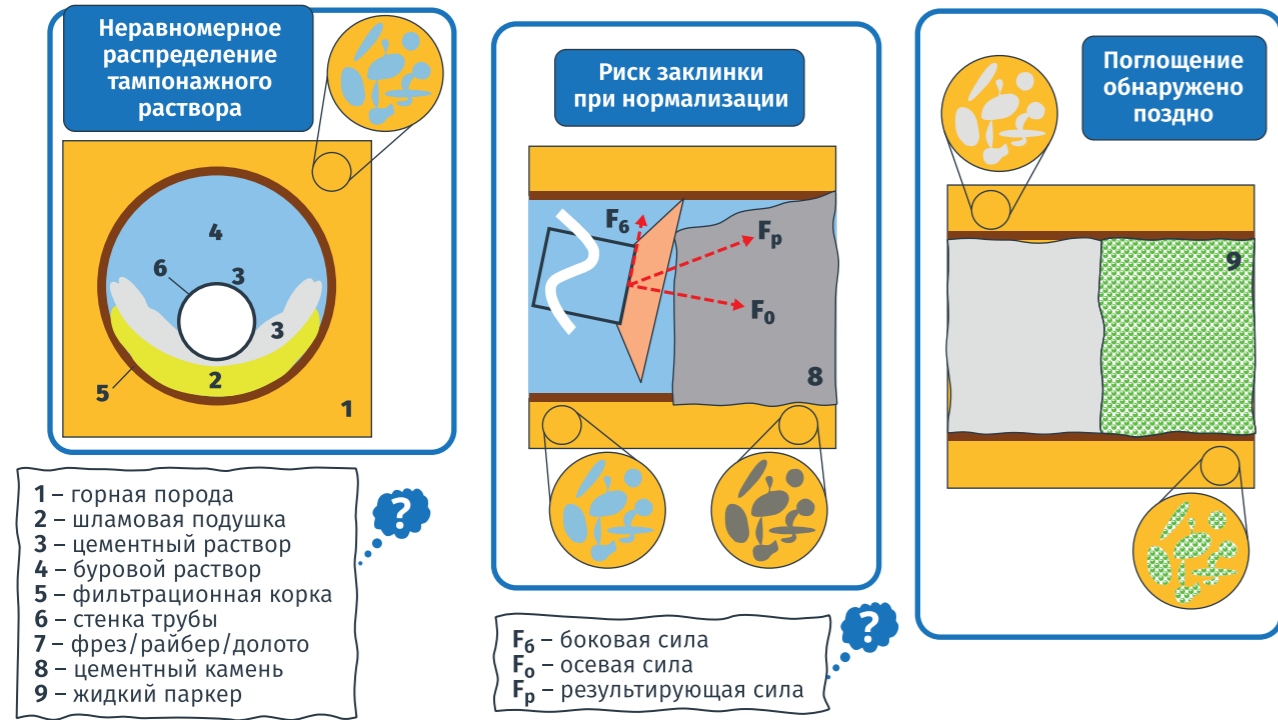


РИСУНОК 7. Особенности установки цементного моста в горизонтальной секции



Часто расходомер на выходе из скважины дает некорректные показания или вообще не имеется в наличии, поэтому буровой бригаде следует прибить к стенке желоба рейку и нанести на нее отметки, соответствующие разным значениям расхода в непоглощающей скважине, рекомендуется соотносить наносимые значения расхода с расчетными по зависимости Шези [3]:

$$Q_{п} = Q_{вх} \left[1 - \left(\frac{h_{ж}}{h_{ж\max}} \right)^{1,5} \right], \quad (1)$$

где $h_{ж\max}$, $h_{ж}$ – высота потока в желобе без поглощения и с ним.

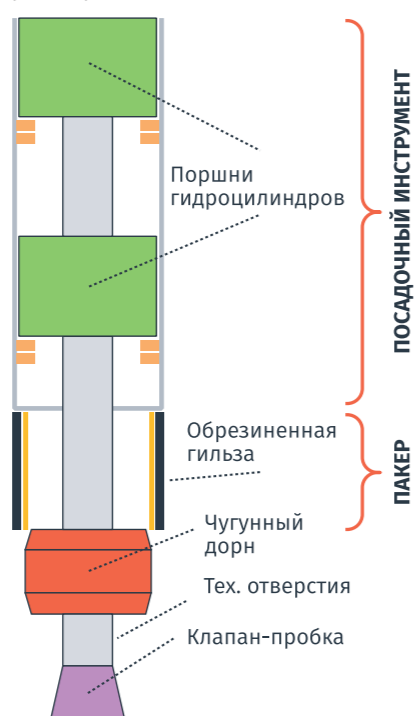
Базовая установка цементного моста в горизонтальном стволе имеет ряд ключевых особенностей (рис. 7):

- тампонажный раствор растекается и размещается лишь по нижней части открытого ствола;
- присутствие шламовой подушки затрудняет поступление тампонажного раствора в поглощающий интервал;
- риск заклинки при нормализации в связи с неравномерным доведением нагрузки и уходом в сторону инструмента;
- необходимо устанавливать пакер, если поглощение обнаружено

слишком поздно и текущий забой не соответствует подошве поглощающего пласта.

Чтобы исключить недостатки метода Бреденхеда, известную технологию изоляции путем тампонирувания под низким давлением предлагается совместить с использованием неизвлекаемого

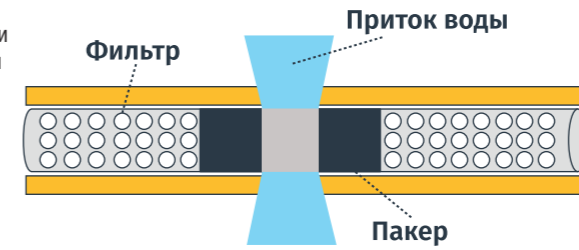
РИСУНОК 8. Конструкция пакера-ретейнера



легкоразбуиваемого пакера-ретейнера, который устанавливается в открытый или обсаженный ствол. Цементирование с использованием пакера является гораздо более эффективным способом изоляции поглощающего интервала, нежели без него. Например, если в скважине имеется несколько зон поглощения, их можно последовательно изолировать снизу вверх, отделяя последующую от предыдущей с помощью пакера; при этом к цементированию последующей можно приступить по окончании цементирования предыдущей, не дожидаясь окончания затвердевания тампонажного раствора. К достоинствам технологии также можно отнести следующие: более точная установка цементного моста по глубине, пакер можно разбурить или извлечь, после окончания продавки тампонажный раствор остается под избыточным давлением.

Оборудование состоит из двух основных частей (рис. 8): гидравлического посадочного инструмента и пакера, изготовленного из легкоразбуиваемого материала (чугун, дюраль или алюминий). Посадочный инструмент представлен последовательно соединенными силовыми гидроцилиндрами и служит для

РИСУНОК 9. Иллюстрация изоляции интервала поглощения пакерами



преобразования гидравлической энергии в возвратно-поступательное движение поршней при дорнировании обремененной гильзы. Пакер состоит из стальной или алюминиевой обремененной гильзы, служащей для надежной его фиксации, а также из чугунного дорна с фиксатором и пробки-клапана. Гильза верхним торцом сопрягается с упором посадочного инструмента, а нижним – с дорном.

Пакер и посадочный инструмент спускаются в интервал установки. При создании избыточного давления внутри посадочного инструмента поршни гидроцилиндров перемещаются вверх и тянут за собой дорн, который расширяет своим корпусом обремененную гильзу и прижимает ее к стенке скважины. Далее проводят закачку смеси в подпакерную зону через отверстия в хвостике. После окончания продавки колонну поднимают, а клапан-пробка фиксируется в корпусе дорна, надежно разобщая зоны.

Тампонирувание проведено успешно, если поглощение отсутствует в течение 30 минут при рабочем давлении + 30 атм [5]. Поглощающий интервал в последующем изолируется пакерами [6] в составе спускаемого хвостовика, так как обычно становится местом кинжалообразного прорыва воды при разработке (рис. 9).

К рискам методики и мероприятиям по их минимизации отношу: выход из строя ЦА – перейти на резервный; отсутствие циркуляции при срезке – немедленный полный подъем; если вода затворения не соответствует нормам – к работе не приступать; при росте давления в устье в трубах или затрубе – отстыковать от пакера и произвести полный вымыв и подъем.

В качестве цементного раствора предлагается использовать облегченный тампонажный

раствор плотностью 1,27–1,41 г/см³ на основе седиментационноустойчивого тампонажного материала – СУТМ, мела и воды при представленном соотношении ингредиентов (рис. 10). В качестве буферной жидкости используют глинистый раствор на основе бентонитового глинопорошка плотностью

РИСУНОК 10. Дизайн жидкостей

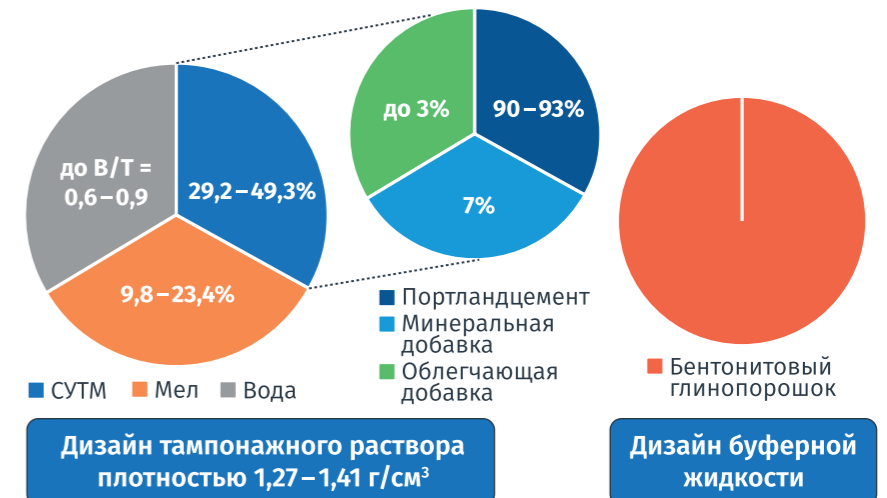
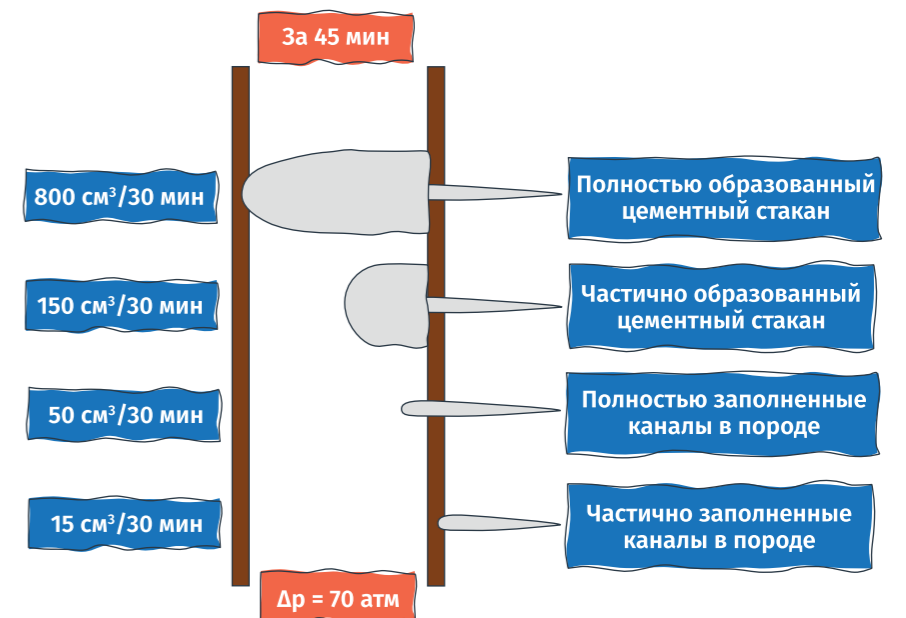


РИСУНОК 11. Эффект от контроля за водоотдачей

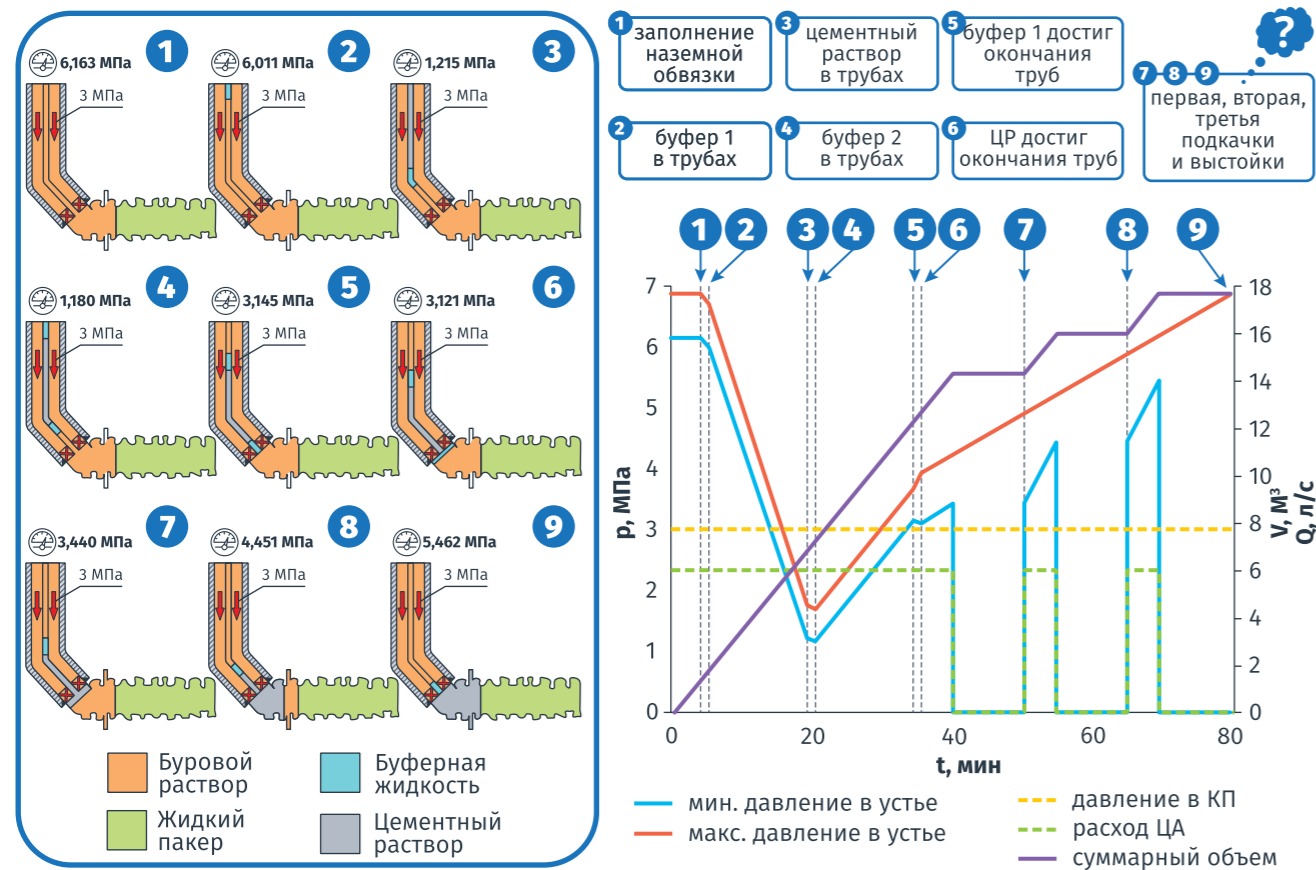


1,13 г/см³ в объеме не более 25% от объема тампонажного раствора [7].

Необходимо четко соблюдать иерархию закачиваемых в скважину систем, чтобы предотвратить прорыв одной жидкости в другую. Так, плотность и реологические свойства должны ступенчато снижаться, начиная от тампонажного раствора, переходя к буферной жидкости и заканчивая буровым раствором.

Сверх того, необходимо вести контроль за водоотдачей тампонажного раствора. В случае водоотдачи 800 см³/30 мин при перепаде давления 70 атм за 45 мин образуется цементный стакан и закупориваются каналы в поглощающем интервале (рис. 11).

РИСУНОК 12. Характерные этапы и график процесса



Однако нужно быть заранее уверенным, что при этом не будет растворения цементирующего вещества коллектора.

Обратимся к математическому аппарату предлагаемой методики [8].

При закачке жидкости под давлением в пласт должно выполняться условие:

$$p_{п} \leq p_{з} \leq k_6 p_{ГРП}, \quad (2)$$

где $p_{п}$, $p_{з}$, $p_{ГРП}$ – соответственно давления поглощения, забойное и ГРП; $k_6 < 1$ – коэффициент безопасности, определяющий предельное значение давления на забое и в устье скважины.

Соответственно, устьевое давление и заниженное предельное устьевое давление (без учета гидравлических сопротивлений) в любой момент времени рассчитываются так:

$$p_y = p_{п} - \sum (\rho_i g H_i) + \Delta p_{т-ОС}, \quad (3)$$

$$p_y^* = k_6 p_{ГРП} - \sum (\rho_i g H_i), \quad (4)$$

где $\sum (\rho_i g H_i)$ – сумма гидростатических давлений составных столбов жидкостей в трубах и открытом стволе (ОС);

$\Delta p_{т-ОС}$ – гидравлические сопротивления в трубах и ОС.

Окончание заполнения наземной обвязки знаменует максимальным давлением в устье, исходя из которого подбирается тип цементирующего агрегата и диаметр его втулок.

Гидравлические сопротивления рекомендуется оценивать по преобразованной формуле Дарси-Вейсбаха [9] для каждого характерного этапа проведения работ:

$$\Delta p_{т} = 0,16 Q^2 \left[\frac{\sum (\rho_j L_j)}{(\pi^2 d_{т}^5)} + \frac{\sum (\rho_k L_k)}{(\pi^2 d_{с}^5)} \right], \quad (5)$$

где ρ_j , L_j , ρ_k , L_k – соответственно плотности и длины столбов j -ой и k -ой технологической жидкости в трубах и ОС; Q – расход агрегата; $d_{т}$, $d_{с}$ – соответственно внутренние диаметры труб и скважины.

Объем цементного раствора $V_{ц}$ выбирается или на основе приемистости скважины, или по опыту проведения работ на площади, или в пределах 3–5 м³ по рекомендациям [10].

Преждевременное схватывание цементного раствора в трубах,

обычно находящийся в 15 м от кровли поглощающего пласта вследствие реакции с буровым раствором, предотвращает буферная жидкость: зачастую 100 м до и после тампонажного раствора. Их объемы вычисляются следующим образом:

$$V_6 = \pi / 4 d_{т}^2 100. \quad (6)$$

Объем продавочной жидкости для достижения первой порции буферной жидкости окончания пакера составляет:

$$V_{п1} = \pi / 4 d_{т}^2 L_{к} - 2V_6 - V_{ц}, \quad (7)$$

где $L_{к}$ – глубина по стволу до кровли поглощающего пласта.

Дополнительный объем продавочной жидкости для достижения цементного раствора окончания труб вычисляется так:

$$V_{п2} = V_6. \quad (8)$$

Чтобы цементный раствор вышел к кровле поглощающего пласта, следует дополнительно закачать продавочной жидкости в объеме по формуле:

$$V_{п3} = \pi / 4 d_{с}^2 15. \quad (9)$$

Теперь чтобы тампонажный раствор вышел к нижнему пакеру,

изолирующему продуктивный интервал, потребуется дополнительный объем продавочной жидкости:

$$V_{п4} = \pi / 4 d_{с}^2 (L_{п} - L_{к}), \quad (10)$$

где $L_{п}$ – глубина по стволу до подошвы поглощающего пласта.

Для обеспечения времени на обезживание тампонажного раствора и образование корки при вторичном цементировании необходимо производить продавливание раствора в пласт с регулярными остановками через равные промежутки времени [11]: продавливается x тампонажного раствора каждые 10–15 мин.

Дополнительный объем продавочной жидкости до окончания процесса селективного тампонирувания под давлением составляет:

$$V_{п5} = V_{ц} - V_{п3} - V_{п4}. \quad (11)$$

Количество остановок можно определить по формуле (округляется в меньшую сторону до целого) либо по опыту проведения работ:

$$n = V_{п5} / x. \quad (12)$$

Немаловажно вести расчет требуемого времени на каждую технологическую операцию по закачке объема V :

$$t = V / Q. \quad (13)$$

Использование жидкого пакера более эффективно, поскольку он герметичнее и закупоривает все продуктивные каналы, тем самым обеспечивая защиту от попадания цементного раствора, а также выступает опорой для селективного тампонирувания под давлением [12].

Перейдем к техническому расследованию конкретного случая, а также числовому примеру реализации предлагаемой методики на Тас-Юряхском месторождении в рамках Ботубинского горизонта.

Целевой интервал пробурен на растворе на углеводородной основе плотностью 0,97 г/см³, эквивалентная циркуляционная плотность составила 1,13 г/см³, тогда как окно бурения – в интервале 1,02–1,24 г/см³. Процент обрушений по данным предыдущей скважины (первый горизонтальный ствол) порядка 5–7%.

При спуске инструмента были зафиксированы три посадки на глубине по стволу: 2913 м, 3309 м, 3362 м. В случае перезапуска насоса и выхода на режим перед бурением второго горизонтального ствола были обнаружены рост давления до 243 атм (с последующим отключением насоса) и поглощение раствора

в размере 5 м³ при подаче 11,6 л/с. При повторном запуске – полное поглощение без выхода циркуляции. Общие потери раствора составили 27 м³.

Рекомендуемая гипотеза природы поглощения следующая: превышение давления гидравлического разрыва и образование техногенной трещины в связи с обвалом породы (плотность раствора в затрубном пространстве могла вырасти). Предполагаемая глубина образования трещины – башмак последней спущенной обсадной колонны (2794 м по стволу). Гипотеза низкой вероятности: поглощение в естественную трещиноватость. Однако пилотные стволы были пробурены без поглощения с большей эквивалентной плотностью в том же Ботубинском горизонте. Анализ сейсмических атрибутов показал слабые признаки наличия разломных нарушений в зоне возникшего поглощения.

Процесс целесообразно разбить на ключевые стадии (рис. 12): заполнение наземной обвязки после установки жидкого пакера в горизонтальном стволе (поз. 1), закачка первой порции буферной жидкости в трубы (поз. 2), закачка цементного раствора

ТАБЛИЦА 1. Рекомендации по выбору наполнителей

Интенсивность поглощения, м³/ч	Проницаемость керна, мкм²	Тип породы	Тип и размер наполнителей, мм	Содержание, часть от тонны	Наименование наполнителя
6–10	0,47	Пористые	Чешуйчатые – 0,2	3–4	Кольматанты серии КЗ-10, слюда, мел и молотый мрамор
			Гранулярные – 0,5	2–3	
10–12	1,73	Крупнопористые и среднепористые	Чешуйчатые до 0,5	3	Гермопор, КЗ-10, ореховая скорлупа, резиновая крошка, асбест
			Гранулярные 0,5–1	4	
			Волокнистые 3–5	3	
12–40	4,15	Средне-трещиноватые	Гранулярные 1–2	5	Гермопор, ореховая скорлупа, шелуха подсолнечника, резиновая крошка, асбест и мрамор
			Чешуйчатые 0,5–1	7	
			Волокнистые 6–10	4	
40–60	5,85	Крупно-трещиноватые	Волокнистые 6–10	8	Гермопор, гранулы полиэтилена, каменная соль, асбест, мрамор
> 60	> 6,2	Кавернозно-карстовые	Гранулярные 1,5–3	6	
			Чешуйчатые 2–3	7	

РИСУНОК 13. Типовая схема обвязки тампонажной техники

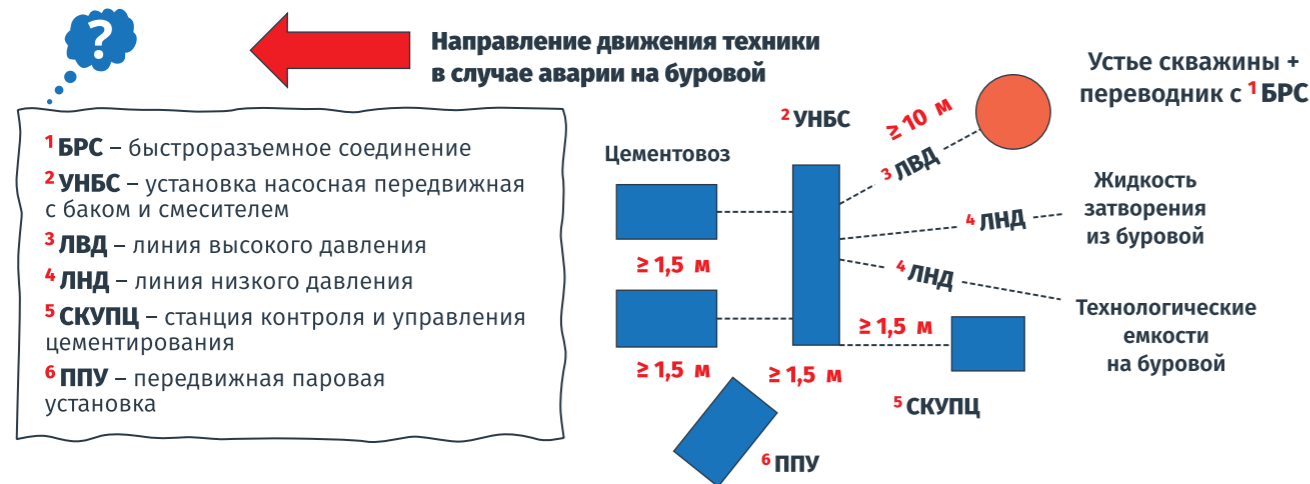
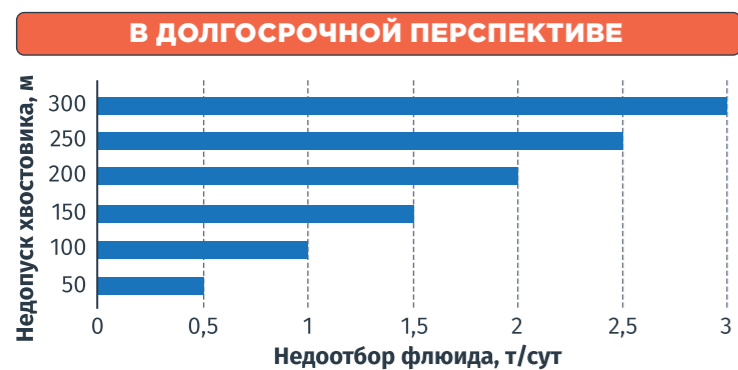


РИСУНОК 14. Экономический потенциал методики

В КОРОТКИЙ СРОК					
Описание работ/услуг	Ед. измерения	Руб./ед. изм.	Кол-во	Хвостовик	Всего стоимость
Услуги бурового подрячика по бурению скважины					
Суточная ставка работы буровой бригады	сутки	1 000 000		6,30	6 860 000 руб.
Оплата по резервной ставке	сутки	800 000		0,70	
Подрядчик по долотам					
Бурение секции под хвостовик	м	79		1000	79 000 руб.
Подрядчик по технологическому и телеметрическому споровождению					
Ставка по ННВ под хвостовик	сутки	350 000		6,30	2 352 175 руб.
Резервная ставка работы по ННВ под хвостовик	сутки	80 000		0,70	
Персонал	сутки	13 025		7,00	
Подрядчик по буровым растворам					
Ингибированный полимер-карбонатный	м3	14 000		70,00	1 199 000 руб.
Комплект сеток вибросит	комплект	100 000	1		
Услуги инженерного сопровождения	сутки	17 000		7,00	
Станция ГТИ					
Суточная ставка работы станции ГТИ	сутки	25 000		7,00	175 000 руб.
Супервайзинг					
Персонал	сутки	24 500		7,00	171 500 руб.
Материалы, используемые на давальческой основе					
Обсадные трубы 114 x 7,4	м	1406		1075	1 662 595 руб.
Услуги УМТС (10% от ТМЦ, включая опрессовку труб)	за секцию	151 145	1		
Услуги НТЦ					
Инженерное сопровождение	за секцию	37 208	1		92 105 руб.
Геологическое сопровождение	за секцию	54 897	1		
Транспортировка, переработка					
Переработка бурового шлама	м3	3430	375		1 286 250 руб.
Другие расходы					
Капитализация затрат на секцию (АУР заказчика)	скважина	170 050	1		170 050 руб.
ИТОГО стоимость перебура горизонтального ствола (1000 м) склина					14 047 674 руб.



- 14 047 674 руб. — Перебур горизонтального ствола
- 3 000 000 руб./сут — Применение MPD
- 39 600 – 43 200 руб./м·сут — «СТОП Т3»

в трубы (поз. 3), закачка второй порции буферной жидкости в трубы (поз. 4), достижение первой порцией буферной жидкости окончания труб (поз. 5), цементным раствором – окончания труб (поз. 6), первая подкачка и выстойка (поз. 7), вторая подкачка и выстойка (поз. 8), третья подкачка и выстойка (поз. 9).

Заручившись параметрами процесса, исполнитель ведет закачку технологических жидкостей, ориентируясь на расчетные давления в устье, в трубах и кольцевом пространстве,

срок как стоимость перебура горизонтального ствола, где случилось поглощение, порядка 14 млн руб. для ГС 1000 м, или как стоимость применения MPD – 3 млн руб. в сутки, а также в долгосрочной перспективе как недоотбор флюида в случае спуска хвостовика до неплановой глубины, порядка 40 тысяч рублей с метра в сутки [15].

Проведенные исследования и технико-экономический анализ подтверждают высокую эффективность разработанной методики изоляции зон

Внедрение технологии тампонирования с пакером-ретенером является технически и экономически целесообразным решением для борьбы с поглощениями в сложных геологических условиях Тас-Юряхского месторождения

подачу агрегата и суммарный закачанный объем, не допуская значений, выходящих за пределы максимального давления, чтобы предотвратить ГРП. Расхождение фактических и проектных параметров должно насторожить оператора и побудить к выяснению причин проблемы для ее оперативного устранения.

Чтобы обеспечить выход циркуляции на поверхность, очень важно снизить интенсивность поглощения путем намыва кольматационного барьера, потому что в противном случае возможности по опрессовке пакера-ретенера после его установки и контролю давления в устье в затрубном пространстве будут отсутствовать. В качестве рекомендаций [13] по выбору наполнителей можно использовать представленные (таблица 1).

Фонд тампонажной техники будет представлен установкой насосной передвижной с баком и смесителем, станцией контроля и управления цементирования, передвижной паровой установкой в зимний период времени, а также цементовозами при регламентированном Правилами безопасности [14] расстоянии между единицами техники (рис. 13).

Экономический эффект (рис. 14) предлагаю оценивать в короткий

поглощения промывочной жидкости в горизонтальных скважинах с применением пакера-ретенера на Тас-Юряхском месторождении.

Главным результатом работы является научно обоснованный алгоритм проведения тампонажных работ, который позволяет преодолеть ключевые недостатки традиционных методов, таких как установка цементного моста по технологии Бреденхеда.

Таким образом, внедрение технологии тампонирования с пакером-ретенером является технически и экономически целесообразным решением для борьбы с поглощениями в сложных геологических условиях Тас-Юряхского месторождения и может быть рекомендовано для широкого применения при строительстве горизонтальных скважин на аналогичных месторождениях.

Литература

1. Науки о Земле. Современное состояние: материалы V Всеросс. молодежной науч.-практ. школы-конф. Геологический полигон «Шира», Республика Хакасия, Россия. 30 июля – 5 августа 2018 г. / Новосибир. гос. ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – 196 с.
2. Джон Митчелл. Безаварийное бурение. Copyright 2001, Dribert Engineering Inc.

3. Семёнов Н.Я. Исследование и изоляция поглощающих и водопровяляющих пластов: Пособие для инженера-технолога по бурению скважин. В двух частях. Часть 1. Геологические, геофизические и гидродинамические методы исследования поглощающих и водопровяляющих пластов. – Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 2010. – 329 с.: ил.
4. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин. – М.: Недра, 1979. – 303 с.
5. Мойса Н.Ю. Разработка и совершенствование изоляционных составов с наполнителями для предупреждения и ликвидации поглощений промывочных жидкостей при строительстве нефтяных и газовых скважин: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.15. – Краснодар, 2007 – 128 с.
6. Павлов И.В. Обоснование технологии ограничения притока воды в горизонтальные скважины составами направленного действия: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.17. – Санкт-Петербург, 2009 – 157 с.
7. Кадыров Р.Р., Гвоздь М.С., Махмутов И.Х., Букс С.В., Мутовкин А.В., Зиятдинов Р.З., Хасанова Д.К. Способ установки легкоразрушаемого цементного моста в горизонтальной скважине: патент РФ № 2565616 / ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – Оpubл. 20.10.2015, Бюл. № 29.
8. Кравцов Р.Д., Верёвкин А.В. Расчет селективного тампонирования под давлением с применением пакера-ретенера в горизонтальном стволе // Инженер-нефтяник. – Ухта: УГТУ, 2025. – № 2. – с. 66–72.
9. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 304 с.
10. Осложнения и аварии при эксплуатации и ремонте скважин: учеб. пособие / Г.П. Зозуля, А.В. Кустышев, В.П. Овчинников [и др.]. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 372 с.; Клевченко И.И., Зозуля Г.П., Ягафаров А.К. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Учеб. пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 344 с.
11. Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения / под ред. Р. Митчелла. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 1064 с.
12. Хасаншин Р.Н. Опыт применения новых технологий ремонтно-изоляционных работ на месторождениях компании ОАО «Газпром нефть» // Территория нефтегаз. – 2012. – № 11. – С. 66–72.
13. Мойса Н.Ю. Разработка и совершенствование изоляционных составов с наполнителями для предупреждения и ликвидации поглощений промывочных жидкостей при строительстве нефтяных и газовых скважин: дис. ... канд. тех. наук: 25.00.15. – Краснодар, 2007 – 128 с.
14. Приказ Ростехнадзора от 15. 12. 2020 № 534 (ред. от 31. 01. 2023) «Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».
15. Коржубаев А.Г., Соколова И.А., Эдер Л.В. Анализ тенденций в нефтяном комплексе России // ЭКО. – Новосибирск, 2009. – № 9. – с. 59–74.

KEYWORDS: backfilling, fluid absorption, horizontal well, packer-retainer, cement bridge, Tas-Yuryakhskoye field, formation isolation, economic efficiency.

САПОНИТ VS БЕНТОНИТ

В цементных растворах для крепления скважин

Кучин Вячеслав Николаевич
заведующий лабораторией сооружения скважин, НЦ «Арктика», к.т.н.

Зубкова Ольга Сергеевна
старший научный сотрудник, НЦ «Проблем переработки минеральных и техногенных ресурсов», к.т.н.

Шаньшеров Александр Владимирович
инженер лаборатории сооружения скважин, НЦ «Арктика»

Лобачев Илья Максимович
студент кафедры бурения скважин

Краснобородкина Софья Дмитриевна
студент кафедры бурения скважин

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕН ВОПРОС ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ САПОНИТА В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ УСТояВШЕМУСЯ БЕНТОНИТУ В ЦЕМЕНТНЫХ РАСТВОРАХ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН. ПРЕДСТАВЛЕНЫ СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИСПЫТАНИЙ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ СВОЙСТВ МАТЕРИАЛОВ И ИССЛЕДУЕМЫХ РАСТВОРОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ БЕНТОНИТА И САПОНИТА. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДТВЕРЖДАЮТ ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ САПОНИТА В КАЧЕСТВЕ АЛЬТЕРНАТИВЫ БЕНТОНИТУ. ДОБАВКА В ВИДЕ САПОНИТА ПОЗВОЛИТ ПОЛУЧИТЬ РАСШИРЯЮЩИЙСЯ ЦЕМЕНТНЫЙ КАМЕНЬ С ПОВЫШЕННЫМИ ПРОЧНОСТНЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ПО СРАВНЕНИЮ С СОСТАВАМИ, ГДЕ ПРИМЕНЯЕТСЯ БЕНТОНИТ

THIS ARTICLE EXAMINES THE POTENTIAL USE OF SAPONITE AS AN ALTERNATIVE TO ESTABLISHED BENTONITE IN CEMENT SLURRIES DURING OIL AND GAS WELL CONSTRUCTION. THE PROPERTIES OF THE MATERIALS AND SLURRIES STUDIED, INCLUDING THE CHEMICAL COMPOSITION OF BENTONITE AND SAPONITE, ARE EXAMINED. THE RESULTS CONFIRM THE POTENTIAL OF SAPONITE AS AN ALTERNATIVE TO BENTONITE. SAPONITE ADDITIVES WILL PRODUCE EXPANDING CEMENT PASTE WITH IMPROVED STRENGTH STANDARDS COMPARED TO BENTONITE-BASED SLURRIES

Ключевые слова: сапонит, бентонит, цементный камень, цементный раствор, строительство скважин.

Одной из задач современного бурения является уменьшение стоимости технологии строительства скважины без снижения качества проведения работ. Крепление обсадных колонн цементным раствором занимает значительную долю от общих затрат на сооружение скважины. В настоящее время тема снижения стоимости тампонажных составов наиболее актуальна в условиях выработанных месторождений, где наблюдается высокая обводненность пластового флюида [14, 19].

Бентонит применяется для контроля водоотдачи и водоотделения тампонажных составов, часто используется для приготовления облегченных цементных растворов. В нефтегазовой отрасли для тампонажных составов применяется высушенный и измельченный бентонит, который не подвергается химической обработке. Для снижения плотности цементных растворов рекомендуется на каждые 5,3% добавляемой воды сверх оптимального водоцементного соотношения добавлять 1% бентонита [10, 17, 18].

В свою очередь сапонит – это глинистый минерал из группы монтмориллонита, который по своим свойствам схож с бентонитом. Данный минерал является вторичным продуктом при добыче алмазов на одном из предприятий в Архангельской области [3, 12, 19]. Существует способ получения глинопорошка и песка из сапонитового шлама. Сапонитовый шлам из хвостохранилища подается на батарею гидроциклонов, где происходит отделение песка от сапонита, далее смесь воды и глины подается на фильтр-пресс, где происходит обезвоживание при давлении от 2,5 до 3 атмосфер в течение одного часа. После обезвоживания материал просушивается при температуре 120 °С в течение 40 минут, далее происходит помол глины [11].

На базе научного центра «Арктика» Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II были проведены исследования влияния сапонита и бентонита на физико-химические свойства тампонажных составов, с целью выявления перспектив применения сапонита в цементных растворах для крепления нефтяных и газовых скважин.

ФАКТЫ

На каждые
15%
добавляемой
воды

сверх оптимального водоцементного соотношения рекомендуется добавлять 1% бентонита для снижения плотности цементных растворов

Методы

Химический состав бентонита и сапонита определялся с помощью двухлучевого спектрометра РФА SHUMADZU 1800. Спектрометр позволяет определить химический состав образца в оксидной форме.

Плотность сапонита и бентонита измерялась с помощью газового пикнометра Ultrapuc 1200e, предназначенного для определения истинной плотности порошкообразных и твердых образцов.

Концентрации компонентов цементного состава рассчитывались по массе цемента.

Процедура испытаний цементных составов проводилась в соответствии с международными стандартами API 10B-2, ISO 10426-2.

Для затворения цементного раствора использовался миксер Fann Model 686CS. Тампонажный раствор затворялся в дистиллированной воде в течение 15 секунд при частоте вращения 4000 об/мин, затем раствор перемешивался при частоте 12 000 об/мин в течение 35 секунд.

Определение плотности цементного раствора под давлением осуществлялось с помощью рычажных весов Fann Model 141.

После затворения и измерения плотности цементный раствор кондиционировался при температуре 25 °С в течение 30 минут в атмосферном консистометре Fann Model 165AT.

Водоотдача цементного раствора после кондиционирования определялась на фильтр-прессе

Fann Fluid Loss Test при давлении в камере ячейки 6,9 МПа (1000 PSI) и температуре 25 °С, для создания перепада давления использовался азот. Водоотдача цементных растворов измерялась в течение 30 минут. Расчет водоотдачи в случае, когда испытание длится в течение 30 минут без прорыва азота, осуществлялся по следующей формуле:

$$Q_v = 2 \cdot Q_{\phi}, \quad (1)$$

где: Q_v – водоотдача, см³; Q_{ϕ} – объем фильтрата, см³.

В случае, когда во время испытания происходил прорыв азотом и весь фильтрат выходил из тампонажного раствора до истечения 30 минут, расчет водоотдачи производили следующим образом:

$$Q_v = 2 \cdot Q_{\phi} \cdot \sqrt{\frac{30}{t}}, \quad (2)$$

где: t – время, прошедшее от начала испытания до продувки азотом, мин.

Для измерения предела прочности на сжатие цементный раствор после кондиционирования заливался в формы-кубики размером 50×50×50 мм, далее образцы помещались в водяную баню и выдерживались там в течение 2, 7 и 28 суток при температуре 25 °С. После выдержки образцы просушивались и измерялся предел прочности на сжатие с помощью гидравлического пресса Controls model 65-L1132.

ТАБЛИЦА 1. Химический состав бентонита и сапонита [составлено авторами]

Соединение	Концентрация, %	
	Бентонит	Сапонит
SiO ₂	66,9	53,6
Al ₂ O ₃	17,0	5,42
MgO	1,73	28,2
Fe ₂ O ₃	3,99	6,86
CaO	1,68	1,99
Na ₂ O	2,26	1,4
K ₂ O	-	1,15
TiO ₂	0,13	0,44
Прочие	6,31	0,94

ТАБЛИЦА 2. Рецептуры тампонажных составов для определения водоотдачи [составлено авторами]

Состав	ПЦТ-I-G-СС, %	Бентонит, %	Сапонит, %	Полицем ПФ-100, %	В/Ц
1	100	0	0	0,25	0,44
2		2	0		
3		4	0		
4		6	0		
5		0	2		
6		0	4		
7		0	6		

ФАКТЫ Бентонит и сапонит

снижают механические характеристики цементного камня по сравнению с базовым составом, но при одинаковых концентрациях глинопорошков предел прочности на сжатие цементного камня с применением сапонита выше, чем с бентонитом

Определение прочности на сжатие проводилось в соответствии с ГОСТ-34532-2019 и API RP 10B-2.

Определение линейного расширения/сжатия тампонажных составов осуществлялось с помощью Fann Expansion/Shrinkage Test Kit. После кондиционирования цементный раствор заливался в форму для испытания, микрометром измерялось начальное расстояние между двумя измерительными шариками, затем форма помещалась в водяную баню, где выдерживалась в течение 28 суток при температуре 25 °С. После выдержки измерялось конечное расстояние между шариками. Определение расширения цементных образцов проводилось согласно ГОСТ-34532-2019. Расчет линейного расширения определялся по следующей формуле:

$$\Delta L = 0,358 \cdot (L_1 - L_0), \quad (3)$$

где: ΔL – линейное расширение, %; 0,358 – коэффициент пересчета; L_0, L_1 – начальное и конечное расстояния между измерительными шариками, мм.

Результаты и их обсуждение

Для проведения исследований с бентонитом и сапонитом был проведен химический анализ глинопорошков, результаты приведены в таблице 1.

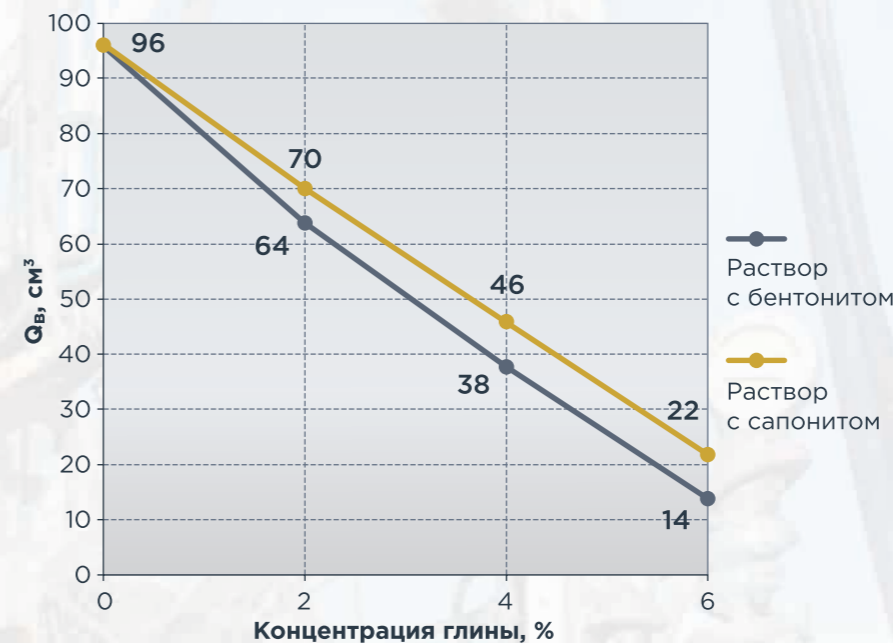
В сапоните, который использовался для проведения исследования, содержится 28,2% оксида магния. Повышенная концентрация MgO является ключевым отличием сапонита от бентонита [6, 20].

С помощью газового пикнометра были измерены истинные плотности сапонита и бентонита, которые составили $\rho_c = 2,78 \text{ г/см}^3$ и $\rho_b = 2,65 \text{ г/см}^3$ соответственно.

ТАБЛИЦА 3. Результаты испытаний на водоотдачу [составлено авторами]

Состав	1	2	3	4	5	6	7
Водоотдача, см ³	96	64	38	14	70	46	22

РИСУНОК 1. Зависимость водоотдачи цементного раствора от концентрации глинопорошка [составлено авторами]



Высокая водоотдача цементного раствора негативно влияет на фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных пластов, но помимо этого косвенно определяет безопасность проведения работ по цементированию скважин. При перепаде давления, действующего на цементный раствор, происходит фильтрация в пласт, в связи с чем происходит снижение водоцементного соотношения раствора, что снижает время загустевания, а также приводит к увеличению давления при проведении цементирования.

Для определения водоотдачи применялся понизитель фильтрации цементных растворов Полицем ПФ-100. Использовались рецептуры, которые приведены в таблице 2.

Снижение водоотдачи с помощью применения глинопорошка происходит ввиду образования малопроницаемой фильтрационной корки. Результаты тестирования приведены в таблице 3 и на рисунке 1.

Сапонит и бентонит снижают водоотдачу цементного раствора, но в данном случае применение бентонита более эффективно (таблица 3). Применение глинопорошка приводит к снижению прочностных характеристик цементного камня [5, 13], поэтому далее необходимо сравнить влияние сапонита и бентонита на механические характеристики цементного камня.

Для определения предела прочности на сжатие цементного камня применялись составы, приведенные в таблице 4.

Результаты испытаний приведены в таблице 5 и на рисунках 3, 4.

Бентонит и сапонит снижают механические характеристики цементного камня по сравнению с базовым составом, но при одинаковых концентрациях глинопорошков предел прочности на сжатие цементного камня с применением сапонита выше, чем с бентонитом.

ТАБЛИЦА 4. Рецептуры для определения предела прочности на сжатие [составлено авторами]

Состав	ПЦТ-I-G-СС, %	Бентонит, %	Сапонит, %	В/Ц
1	100	0	0	0,44
2		2	0	
3		4	0	
4		6	0	
5		0	2	
6		0	4	
7		0	6	

ТАБЛИЦА 5. Результаты определения предела прочности на сжатие спустя 2, 7 и 28 дней [составлено авторами]

Состав	Плотность, кг/м ³	Прочность на сжатие, МПа		
		Через 2 дня	Через 7 дней	Через 28 дней
1	1850	12,3	23,8	30,7
2	1840	12,7	21,3	24,7
3	1840	10,1	18,7	22,5
4	1840	8,4	15,2	19,6
5	1830	14,8	23,1	29,9
6	1840	11,9	20,9	27,6
7	1840	9,8	17,9	23,5

РИСУНОК 2. Гистограмма предела прочности на сжатие цементных составов с бентонитом спустя 2, 7 и 28 суток [составлено авторами]

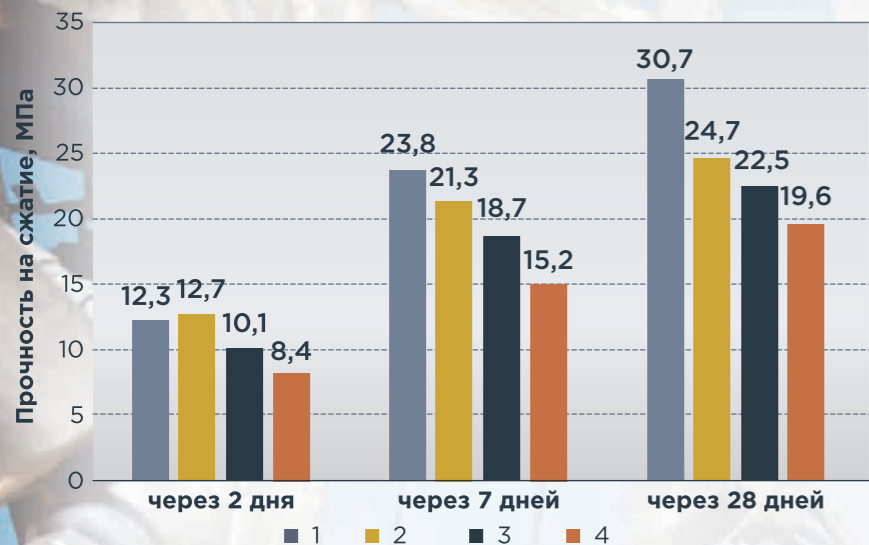
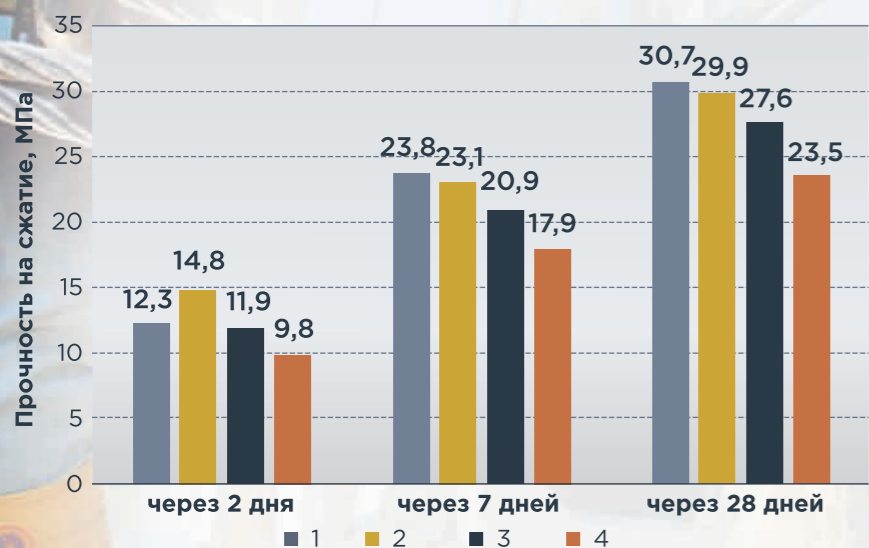
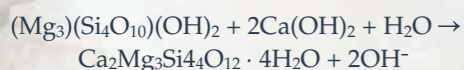


РИСУНОК 3. Гистограмма предела прочности на сжатие цементных составов с сапонитом спустя 2, 7 и 28 суток [составлено авторами]



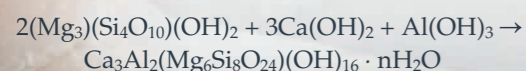
Сапонит реагирует с портландитом, образуя кальций-магниевый-силикатные гидраты (аналогично пуццолановой реакции). Это приводит к образованию прочного карбонатного камня, ниже приведены возможные реакции взаимодействия сапонита и портландцемента в ходе его гидратации.

• Основная реакция:



В ходе данной реакции образуется тоберморитоподобная фаза (C-S-H с Mg), которая заполняет поры цементного камня, тем самым уменьшая его проницаемость [4].

• Расширенная реакция с алюмосиликатами:



В результате реакции образуется кальций-алюмо-магниевый гидросиликат (аналог гидроталькита),

ФАКТЫ Расширение цементного камня

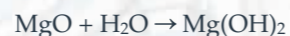
происходит из-за высокой концентрации оксида магния в составе сапонита

повышающий механические характеристики цементного камня.

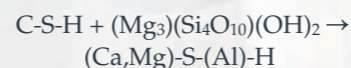
Для определения расширяющей способности использовались цементные составы с сапонитом, рецептуры которых приведены в таблице 6.

Результаты определения расширяющей способности цементных составов приведены в таблице 7 и на рисунке 5.

Расширение цементного камня происходит из-за высокой концентрации оксида магния в составе сапонита (до 28,2%). В ходе гидратации оксида магния образуется брусит:



Брусит занимает больший объем по сравнению с исходными компонентами, что вызывает внутренние напряжения в структуре цементного камня и его линейное расширение [1, 2]. Помимо этого, сапонит интегрируется в C-S-H:



Сапонит «встраивается» в аморфный C-S-H гель, образуя двухслойный композит с повышенной кристаллическостью. Это приводит к линейному расширению цементного камня, контролируемому Mg-фазой.

Заключение

Бентонит и сапонит схожи по своему влиянию на физико-химические свойства цементных составов. Сапонит снижает водоотдачу цементного раствора за счет образования малопроницаемой фильтрационной корки, но менее эффективно, чем бентонит.

Глинопорошки в тампонажных составах негативно влияют на прочностные характеристики цементного камня, но при этом предел прочности на сжатие составов с сапонитом выше, чем с бентонитом, при одинаковых концентрациях глин. Помимо этого, сапонит в цементном составе позволяет получить расширяющийся цементный камень.

Применение сапонита в качестве альтернативы бентониту позволит получить расширяющийся цементный камень с повышенными прочностными характеристиками по сравнению с составами, где применяется бентонит.

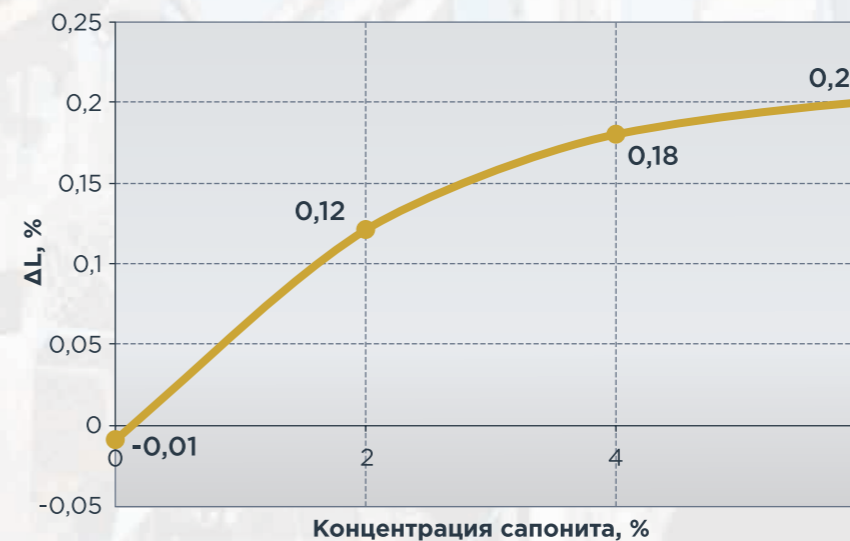
ТАБЛИЦА 6. Рецептуры для определения расширяющей способности цементного камня [составлено авторами]

Состав	ПЦТ-I-G-СС, %	Сапонит, %	В/Ц
1	100	0	0,44
2		2	
3		4	
4		6	

ТАБЛИЦА 7. Результаты определения расширяющей способности цементных составов с сапонитом [составлено авторами]

Состав	1	2	3	4
ΔL, %	-0,01	0,12	0,18	0,2

РИСУНОК 4. Зависимость линейного расширения цементного камня от концентрации сапонита [составлено авторами]



По результатам испытаний было выявлено, что сапонит является добавкой, снижающей водоотдачу, что говорит о перспективах его применения для приготовления облегченных цементных растворов. Совокупность данных факторов позволит повысить качество крепления скважин, используя тампонажные составы с сапонитом.

Важным преимуществом сапонита является его низкая стоимость по сравнению с бентонитом, так как данный глинопорошок является отходом при добыче алмазов на Ломоносовском месторождении в Архангельской области. Также использование сапонита в цементных составах для крепления скважин позволит улучшить экологическую обстановку в регионе.

Таким образом, сапонит является обоснованной альтернативой традиционно применяемому бентониту, которая увеличит качество работ по цементированию, повысит экономическую эффективность проектов по строительству нефтяных и газовых скважин, а также позволит рационально утилизировать глинопорошок, который является отходом, загрязняющим окружающую среду Архангельской области. ●

ФАКТЫ Брусит

занимает больший объем по сравнению с исходными компонентами, что вызывает внутренние напряжения в структуре цементного камня и его линейное расширение

Литература

- Агзамов Ф.А. Влияние свойств тампонажных материалов на герметичность межколонтного пространства газовых скважин / Ф.А. Агзамов, Я.М. Аль-Сурури, С.Ф. Комлева // Сборник научных трудов «Научно-технические достижения в газовой промышленности». – 2001. – С. 48–58.
- Агзамов Ф.А. Химия тампонажных и промывочных растворов / Ф.А. Агзамов, Б.С. Измухамбетов, Э.Ф. Токунова. – Санкт-Петербург: Недра, 2011. – 268 с.
- Алексеев А.И. Усовершенствование технологии обогащения сапонитовой руды в процессе добычи алмазов / А.И. Алексеев, О.С. Зубкова, А.С. Полянский // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. – 2020. – Т. 205 – №1 – С. 74–80.
- Аникеева, Э.С. Проблема фильтрации флюида через цементный камень на газовых месторождениях с низкой проницаемостью коллектора / Э.С. Аникеева // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2021. – Вып. 3(34). – С. 61–75.
- Булатов, А. И. Управление физико-механическими свойствами тампонажных систем / А.И. Булатов. – Москва: Недра, 1976. – 248 с.
- Влияние механической и тепловой обработки на характеристики сапонитосодержащего материала / Т.Н. Орехова, М.Н. Сивальнева, М.А. Фролова, [и др.] // Записки Горного института. – 2025. – Т. 272. – № 16487. – С. 91–99.
- ГОСТ 1581-2019 Портландцементы тампонажные.
- ГОСТ 34532-2019. Цементы тампонажные. Методы испытаний.
- Литвиненко В.С. Технологические жидкости для повышения эффективности строительства и эксплуатации нефтяных и газовых скважин / В.С. Литвиненко, Н. И. Николаев // Записки Горного института. – 2011. – Т. 194. – С. 84–90.
- Николаев Н.И. Тампонажные составы пониженной плотности для цементирования скважин в условиях аномально низких пластовых давлений / Н.И. Николаев, Е.Л. Леушева // Записки Горного института. – 2019. – № 236. – С. 194–200.
- Патент №2802778. Способ получения глинопорошка и песка из сапонитового шлама.
- Пашкевич М.А. Перспективы повторного использования хвостов алмазных глин Ломоносовского рудника / М.А. Пашкевич, А.В. Алексеев // Минералы Северо-Запада России. – 2020. – № 10. – С. 517–517.
- Повышение физико-механических характеристик крепи скважин путем композиционирования цементного камня / Ф.А. Агзамов, А.С. Шерекин, А.В. Самсыкин [и др.] // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2010. – № 10. – С. 33–35.
- Сравнительный анализ влияния различных нанодобавок на характеристики буровых растворов на основе дизельного топлива / Е.И. Лысакова, А.В. Минаков, А.Д. Скоробогатова, М.И. Пряхников // Записки Горного института. – 2025. – Т. 276. – Вып. 1. – С. 30–40.
- API RP 10B-2/ISO 10426-2. Recommended Practice for Testing Well Cements.
- API Spec 10A:2019 Specification for Cements and Materials for Well Cementing.
- Broni-Bediako, E. P. E. Oil Well Cement Additives: A Review of the Common Types / E. P. E. Broni-Bediako, O. F. Joel // Oil & Gas Research. – 2016. – Vol. 2. – № 2. – P. 112–118.
- Nelson, E.B. Well Cementing. Second Edition. / E.B. Nelson, G. Dominique. – Sugar Land: Schlumberge, 2006. – 773 P.
- Potential Application of Saponite Clay for Production of Drilling Fluids / O.S. Zubkova, V.N. Kuchin, M.A. Toropchina, A.S. Ivkin // International Journal of Engineering. – 2024. – Vol. 37(11). – P. 2142–2149.
- Study of the potential use of tailings from Severalmaz JSC for the production of mineral additives to cement binders / A.M. Aizenshtadt, M.V. Morozova, M.A. Frolova, A.M. Tyurin // Obogashchenie Rud. – 2024. – № 3. – P. 42–48.

KEYWORDS: saponite, bentonite, cement stone, cement mortar, well construction.

СНИЖЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН: классификация и обзор методов определения причин

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРИВОДИТСЯ АНАЛИЗ РАБОТЫ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ЛИТЕРАТУРНЫХ ИСТОЧНИКОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИЧИН СНИЖЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН. АВТОРОМ ИССЛЕДОВАНЫ И ОПИСАНЫ КЛАССИФИКАЦИИ ФАКТОРОВ, СПОСОБСТВУЮЩИХ СНИЖЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ И ОБРАЗОВАНИЮ НЕРАСТВОРИМЫХ СОЕДИНЕНИЙ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА. ИССЛЕДОВАНЫ И ИЗУЧЕНЫ ФАКТОРЫ, КОТОРЫЕ ПРИВОДЯТ К СНИЖЕНИЮ ПРОДУКТИВНОСТИ. В ПРОЦЕССЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АВТОР ОСНОВНОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛИЛ ВОПРОСАМ РОСТА ОБВОДНЕННОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ И АНАЛИТИЧЕСКИМ МЕТОДИКАМ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ И ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ОПРЕДЕЛИТЬ НАИБОЛЕЕ ВЕРОЯТНЫЕ ПРИЧИНЫ ПАДЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН

THIS ARTICLE PROVIDES AN ANALYSIS OF THE WORK OF DOMESTIC AND FOREIGN LITERARY SOURCES TO DETERMINE THE CAUSES OF THE DECREASE IN THE WELL PRODUCTIVITY COEFFICIENT. THE AUTHOR HAS STUDIED AND DESCRIBED THE CLASSIFICATIONS OF FACTORS THAT CONTRIBUTE TO A DECREASE IN PRODUCTIVITY AND THE FORMATION OF INSOLUBLE COMPOUNDS IN THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE. THE FACTORS THAT LEAD TO A DECREASE IN PRODUCTIVITY HAVE BEEN STUDIED AND INVESTIGATED. IN THE COURSE OF THE STUDY, THE AUTHOR FOCUSED ON THE ISSUES OF INCREASING WATER CUT DURING WELL OPERATION, THE TECHNICAL CONDITION OF THE BOTTOMHOLE ZONE AND ANALYTICAL METHODS THAT ALLOW, USING GEOPHYSICAL AND HYDRODYNAMIC STUDIES, TO DETERMINE THE MOST LIKELY CAUSES OF A DECREASE IN WELL PRODUCTIVITY

Ключевые слова: коэффициент продуктивности, обводненность, промыслово-геофизические исследования скважин, скин-фактор, призабойная зона, нагнетательная скважина, гидродинамические исследования.

Степанов Руслан Илдарович

кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Институт нефти и газа, Сибирский федеральный университет, аспирант

Разработка нефтяных и газовых месторождений ведется во всем мире более полутора веков. В настоящее время специалисты нефтяники чаще всего сталкиваются с проблемами, которые возникают в процессе добычи УВ, связанные со снижением показателей разработки, ухудшением коллекторских свойств призабойной зоны, коррозией внутрискважинного оборудования [1]. Основной задачей специалистов является изучение фильтрационных потоков, для понимания особенностей течения жидкости в пласте, анализа работы фонда скважин, оценки текущего состояния разработки и выработки запасов. Одной из частых задач, с которыми сталкиваются инженеры при эксплуатации месторождения, является снижение коэффициента продуктивности скважин – одного из важнейших показателей работы скважин. Это является особенно актуальным на зрелых месторождениях, с наличием сложного геологического строения, трудноизвлекаемых

УДК 622.276

запасов, развитой системы пластового давления, снижением дебита и обводненности продукции. Также к факторам снижения продуктивности относят рост скин-эффекта, кольматацию ПЗП, негерметичность эксплуатационной колонны и т.д. [2]. Существует различный спектр инструментов, позволяющих контролировать продуктивность, а именно: применение комплексов промыслово-геофизических, трассерных, гидро и газодинамических исследований, анализ выполнения ремонтов по скважинам, геологическое и гидродинамическое моделирование процессов разработки.

Классификация способов снижения коэффициента продуктивности скважин

В процессе эксплуатации рано или поздно происходит снижение продуктивности скважин по различным причинам. Коэффициент продуктивности играет важнейшую роль в прогнозе добычи УВ и величины коэффициента извлечения нефти (КИН). В совокупности как отечественные, так и зарубежные специалисты выделяют следующие причины падения продуктивности:

- попадание в призабойную зону нерастворимых компонентов жидкостей глушения скважин и буровых растворов;
- выпадение АСПО и образование сольватных оболочек вязкой жидкости;
- некачественные работы по вторичному вскрытию пластов (перфорация, дострел);
- ухудшение коллекторских свойств призабойной зоны, обусловленное снижением проницаемости, относительной фазовой проницаемости и образованием твердых осадков;
- набухание и разрушение глин при ремонте скважин;
- вынос механических примесей (песок, частицы глин, минералов и пород, проппант, ржавчина);
- осложнения при эксплуатации скважин из-за ухудшения технического состояния ствола скважин или цементного камня, выпадение солей при смешивании пластовой и закачиваемой воды, образование прямых и обратных эмульсий.

Основываясь на результатах исследований, автор делит причины снижения продуктивности на две основные группы, а именно геологические и технологические, приведенные на рисунке 1.

Каждый из указанных факторов по-разному проявляет себя на месторождениях. Это зависит от геологического строения залежей, фильтрационно-емкостных свойств пород, стадии разработки, степени выработки запасов, способа эксплуатации и назначения скважин, поскольку в основе

факторов, приводящих к снижению коэффициента продуктивности, лежит как геологическая, так и технологическая природа.

Так, в работе [3] авторами отражено влияние совместного течения жидкости как в пласте, так и в перфорационном канале. Был предложен математический алгоритм течения жидкости в каналах перфорации, основанный на фильтрации флюидов в пористой среде.

РИСУНОК 1. Классификация причин снижения коэффициента продуктивности нефтяных скважин



На основании исследований В.И. Щурова и др. была составлена система уравнений течения жидкости как в пласте, так и в перфорационном канале следующего вида:

$$\begin{cases} \frac{d(v_t \omega_t p)}{dt} = F \\ \frac{\partial}{\partial t} [\omega_t (p_t + \alpha p v_t^2)] = -f_t + p_t \frac{\partial \omega_1}{\partial t} \end{cases} \quad (1)$$

$$F = \left\{ \begin{matrix} p q_{ij} \\ \sum_{j=1}^{N_i} p g_{hj} \delta_{htg} \end{matrix} \right\}$$

где v_t – осредненная по сечению скорость течения в трубе;

$\omega_t(l)$ – площадь поперечного сечения трубы;

l – линейная координата вдоль оси трубы;

P_1 – осредненное по сечению давление в трубе;

f_t – удельная сила сопротивления на единицу длины трубы;

α – коэффициент учета турбулентно-конвективного переноса (при ламинарном течении в гладких трубах $\alpha = 1$);

δ_{htj} – дельта-функция Дирака, сосредоточенная в точке соединения j -го перфорационного канала и скважины.

Величины $q_{tj} q_{hj}$ – определяются из условия сохранения массы в местах контакта пористой среды с каналами и скважины с каналами.

Авторами было выявлено, что чистота каналов перфорации может оказывать влияние на продуктивность скважин. Более подробно влияние течения описано в работе [4]. Установлено что на продуктивность скважин отрицательное влияние оказывают степень повреждения каналов, обломки перфорационных зарядов, что ведет к возникновению дополнительных фильтрационных сопротивлений. Для исследований было предложено уравнение фильтрационных течений в пласте, основанное на теории линейного потока, опирающегося на закон Дарси, а перфорационный канал представлен как сингулярный линейный сток, сосредоточенный внутри расчетного блока. Уравнение представляется в следующем виде:

$$\frac{\partial(\rho m)}{\partial t} + \text{div}(\rho \bar{v}_f) + \sum_{j=1}^{N_t} \rho q_{tj} \delta_{tj} = 0$$

$$q_{tj} = C_{tj}(p_f - p_{tj}), \quad (2)$$

где ρ – плотность жидкости;

m – пористость породы;

t – время;

\bar{v}_f – скорость фильтрации в пористой среде;

q_{tj} – приток жидкости на единицу длины j -го перфорационного канала в единицу времени;

δ_{tj} – дельта-функция Дирака, с носителем сосредоточенным на оси j -го перфорационного канала;

N_t – количество перфорационных каналов в рассматриваемой области;

C_{tj} – коэффициент приемистости j -го канала;

p_f – поровое давление;

p_{tj} – давление в j -ом канале.

Применяя закон Дарси и закон сохранения массы в условиях недеформируемой среды, получаем итоговое уравнение:

$$\text{div}\left(\frac{K_f}{\mu}(\nabla p_f + \gamma z)\right) - \sum_{j=1}^{N_t} q_{tj} \delta_{tj}, \quad (3)$$

Далее анализировался режим течения жидкости в пласте и увязывался с числом Рейнольдса. Исходя из его значения, авторы получили выражения для определения удельной силы трения в загрязненном и незагрязненном канале перфорации:

$$f_1 = \frac{\omega_1 \mu v_t}{k_t} - \text{загрязненный пласт}, \quad (4)$$

$$f_1 = 8\pi \mu v_t - \text{незагрязненный пласт},$$

Согласно исследованиям, с ростом числа Рейнольдса в канале снижается его пропускная способность, что ведет к его загрязнению и, как следствие, снижению коэффициента продуктивности. Е.В. Паникаровским и В.В. Паникаровским [5] рассмотрены причины снижения продуктивности в разных типах коллектора. Авторы выделяют причины, к которым относят проникновение фильтрата бурового раствора в ПЗП, снятие напряжений, образование водонефтяных эмульсий, изменение характера распределения трещин в случае сложно-построенного коллектора. Для оперативного контроля продуктивности предполагается учитывать отношение значений потенциальной продуктивности, к фактической, с опорой на геологические данные. В.Д. Лысенко [6] в своей работе установил, что падение продуктивности провоцируется фактором искусственного или самопроизвольного снижения забойного давления P_c ниже давления насыщения $P_{нас}$, что провоцирует снижение $K_{прод}$ ниже его начальной величины, описываемое следующими закономерностями:

$$\eta = \eta_0 \text{ при } P_c \geq P_{нас}, \quad (5)$$

$$\eta < \eta_0 \text{ при } P_c < P_{нас}, \quad (6)$$

где P_c – забойное давление, МПа;

$P_{нас}$ – давление насыщения, МПа;

η – коэффициент продуктивности, м³/сут · МПа;

η_0 – начальный коэффициент продуктивности, м³/сут · МПа.

Интересный подход предложен в работе [7], где рассматривается методика снижения $K_{прод}$, обусловленная засорением призабойной зоны. Так, авторы приводят математическое описание засоренного участка ПЗП с уменьшенной проницаемостью, описываемое следующим выражением:

$$V_\Omega = \frac{V \cdot \ln \frac{R}{r_c} + \ln \frac{R_c}{R}}{\ln \frac{R}{r_c} + \ln \frac{R_c}{R}}, \quad (7)$$

где V_Ω – общее увеличение фильтрационного сопротивления зоны дренирования скважины;

Δ_p – доля общей депрессии ($P_{пл} - P_c$), приходящаяся на призабойный участок нефтяных пластов и зависящая от v – уменьшения проницаемости на этом участке;

$\frac{\Delta_p}{\Delta_{p1}}$ – увеличение части депрессии на участке с радиусами r_c и R ;

$\frac{1 - \Delta_{p1}}{1 - \Delta_p}$ – уменьшение части депрессии на участке с радиусами R и R_c ;

Δ_{p1} – доля депрессии при отсутствии засорения нефтяных пластов на прискважинном участке, с радиусами r_c и R .

Результаты расчетов показали, что наличие фильтрационного сопротивления зоны дренирования снижает общую продуктивность.

Сам коэффициент продуктивности рассчитывался с применением выражения:

$$z_0 = \frac{1}{C \cdot t} * \ln \frac{P_{пл} - P_c}{P_{пл} - P_c^{(t)}}, \quad (8)$$

В работе [8] одним из факторов снижения продуктивности рассматривается возникновение дополнительных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне. Чаще всего фильтрационные сопротивления возникают в гидродинамически несовершенных скважинах. Одним из таких параметров является несовершенство по степени неполноты перфорации. Так, Л.А. Пухляковым исследован данный фактор, опираясь на три области зоны дренирования, а именно: зона влияния отверстий перфорации, зона сужения потока за счет неполноты перфорации и зона возникновения плоскорадиального притока. Так, внутренняя граница зоны представляет собой наружную поверхность цементного кольца скважины, имеющую форму цилиндра, описанного вокруг оси X_0 :

$$X_0 = r + y + s, \quad (9)$$

где r – радиус скважины перед спуском обсадной колонны, см;

y – глубина (длина) канала при отверстии, см;

s – радиус влияния отверстий или половина среднего расстояния между центрами соседних отверстий, считая по поверхности цементного кольца, см.

Далее автор выделяет неполноту перфорации как непроперфорированные в пределах пласта участки, которые примыкают к кровле или подошве пласта. Математическими преобразованиями получено выражение перепада давлений в гидродинамически несовершенной скважине:

$$P_{пл} - P_3 = \frac{Q_{пл\mu}}{2\pi k_{эф} n} (G_s + G_\delta + G_R), \quad (10)$$

где $P_{пл}$ и P_3 – забойное и пластовое давление, атм;

$Q_{пл}$ – приток в скважину в пластовых условиях, см³/с;

μ – вязкость нефти в пластовых условиях, спз;

$k_{эф}$ – эффективная проницаемость пласта в дарси;

n – число отверстий в фильтре (безразмерная величина);

G_s, G_δ, G_R – геометрические характеристики зоны влияния отверстий зоны сужения потока, за счет неполноты перфораций и зоны плоскорадиального потока, соответственно, 1/см.

Т.Ш. Салаватов [9] объединил понятие скина как фактора повреждения не только ПЗП, но и забоя, вызванного дополнительным сопротивлением. По его мнению, скин-эффект связан с дебитом и продуктивностью, а в процессе эксплуатации скважина терпит изменения находясь в режиме потока, и описывается следующим выражением:

$$K = \frac{Q}{\Delta P} = \frac{2\pi h k}{\mu \left(\ln \frac{R_k}{R} + S + S' \right)}, \quad (11)$$

где Q – дебит скважины, м³/сут;

K – коэффициент продуктивности м³/сут · МПа;

ΔP – депрессия на пласт МПа;

h – эффективная нефтегазонасыщенная толщина, м;

k – проницаемость, мкм²;

μ – вязкость, МПа · с;

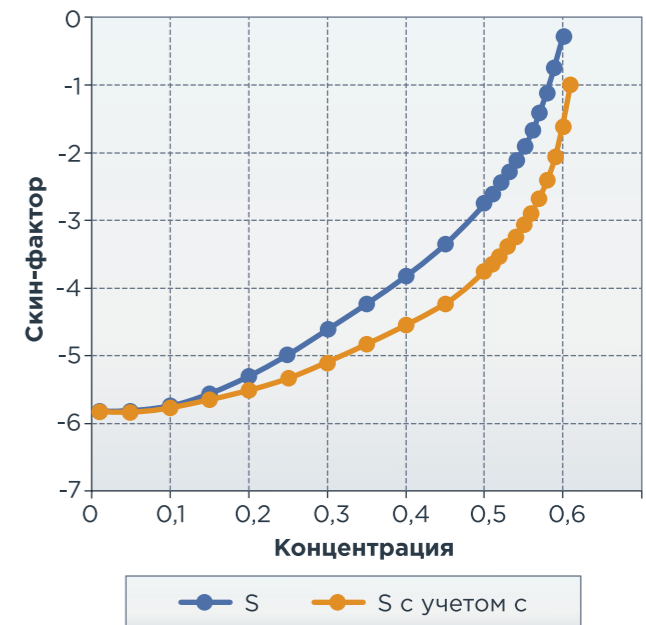
R_k – радиус зоны дренирования м;

r_c – радиус скважины м,

S – скин-фактор.

Как видно из данного выражения, с увеличением скина наблюдается уменьшение продуктивности. Установлено, что скин-эффект проявляет себя не только в призабойной зоне, но и в самой скважине. Известно, что для поддержания текущего уровня продуктивности применяются геолого-технические мероприятия (ГТМ). Однако на практике встречаются случаи, когда скважина после мероприятия теряет свою продуктивность. Так, авторами [10–11] рассмотрен случай осаждения проппанта при проведении ГРП.

РИСУНОК 2. Зависимость скин-фактора скважины после ГРП от концентрации проппанта при закачке линейного газа [11]



Было установлено, что на продуктивность влияют скорость осаждения проппанта, его концентрация и ширина созданной трещины ГРП. Зависимость скин-фактора от концентрации проппанта приводится на рисунке 2.

Опытным путем установлено, что осаждение проппанта и его распределение ведет к снижению $K_{прод}$. Концентрация проппанта рассчитывалась с использованием формулы Ричардсона-Заки:

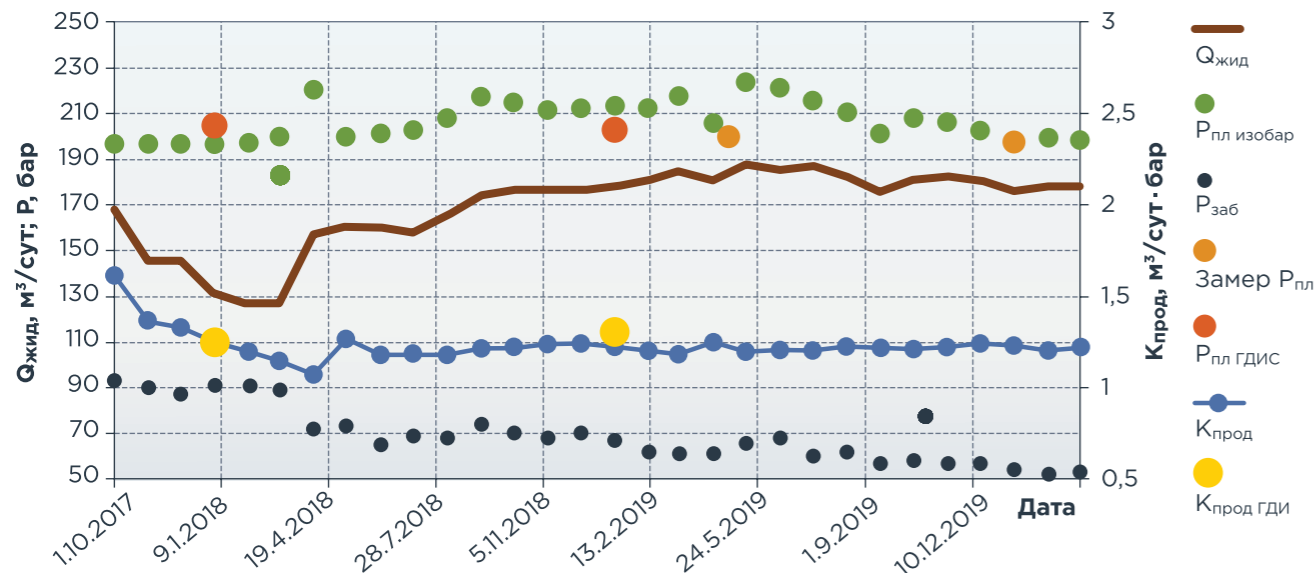
$$F_c = (1 - C)^n, \quad (12)$$

где n – концентрация проппанта, д.ед.;

C – безразмерная проводимость трещины.

Интересный способ мониторинга продуктивности в работе [12]. Предложен способ мониторинга $K_{прод}$ как систематизация данных карт изобар, результатов проведения ГТМ и определения $K_{прод}$ по данным ПГИ и ГДИС.

РИСУНОК 3. Пример графика по скважине для анализа динамики $K_{\text{прод}}$ [12]



$Q_{\text{жид}}$ – среднемесячный дебит жидкости, м³/сут; $P_{\text{пл изобар}}$ – пластовое давление с карт изобар, бар; $P_{\text{заб}}$ – среднемесячное забойное давление, бар; Замер $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в скважине, бар; $P_{\text{пл ГДИС}}$ – пластовое давление по результатам ГДИС, бар; $K_{\text{прод}}$ – расчетный коэффициент продуктивности по картам изобар, м³/сут·бар; $K_{\text{прод ГДИС}}$ – коэффициент продуктивности по результатам ГДИС, м³/сут·бар

Поскольку ухудшение продуктивности может быть связано с проведением ГТМ, а именно РИР, или сменой подземного оборудования. Так была построена карта контроля продуктивности с использованием наклонно направленных (ННС) и горизонтальных скважины (ГС) с охватом по ГДИС. Пример показан на рисунке 3.

Так, благодаря методике мониторинга авторы установили, что в условиях применения ГС $K_{\text{прод}}$ снижается по причинам неуспешной оптимизации, неверного подбора жидкости глушения, увеличения смены частоты ЭЦН без замены подземного оборудования, интенсивного загрязнения ПЗП и некачественного цементирования хвостовиков. Работа [13] посвящена влиянию геомагнитного поля на дебит и продуктивность скважин. Связано это с содержанием в продуктивном пласте магнитных минералов, а именно гетита, а также с возникающими геологическими процессами, связанными с тектоническими эффектами распределения величин механических напряжений и компонент напряженности магнитного поля как в массивах пород, так и в продуктивном резервуаре. Работа [14] посвящена исследованию коэффициента продуктивности на месторождении Пермского края с боковым стволом. С помощью методики корреляционного поля и использованием геологических параметров, а именно толщины пласта $h_{\text{пл}}$, эффективной нефтегазонасыщенной толщины $K_{\text{эф}}$, пористости $K_{\text{п}}$, проницаемости по ГИС $K_{\text{пр ГИС}}$, проницаемости по данным ГДИ $K_{\text{пр ГДИ}}$ и т.д., составлялась корреляционная матрица, позволившая установить, что снижение $K_{\text{прод}}$ обусловлено зенитным углом α бокового ствола скважины в интервале исследуемого пласта. Это требует регулировать процессы довыработки запасов, с изменением вышеприведенных параметров.

С.А. Рябоконе [15] показывает, что ухудшение продуктивности обусловлено составом технологических жидкостей, ростом репрессии на пласт, а также

длительным контактом пласта с фильтратом бурового раствора. И.Н. Алиев [16] установил, что влияние на продуктивность оказывают аномальные свойства нефти и рост скин-фактора. В работе [17] рассматриваются причины снижения продуктивности газовых и газоконденсатных месторождений шельфа. Одним из факторов снижения продуктивности выступают АСПО. Чаще всего они образуются во внутрискважинном оборудовании. АСПО и их негативное влияние отмечено в работах [18–20]. К факторам, провоцирующим образование АСПО, относят высокое содержание парафина в нефти, невысокие температуры газожидкостного потока, охлаждение жидкости при разгазировании нефти в НКТ.

Одним из факторов снижения продуктивности выступает обводненность продукции. Чаще всего рост обводненности связан с наличием негерметичностей эксплуатационных колонн, естественных или техногенных трещин, которые связывают добывающие и нагнетательные скважины, прорывами воды. Но особенно часто на разных этапах и стадиях разработки причинами являются наличие заколонной циркуляции и перетоки. Чаще всего они образуются по причине плохого технического состояния скважин, связанного с некачественным цементированием обсадных и эксплуатационных колонн и результатами прострелочно-взрывных работ (ПВР).

Для оперативного контроля цементирования и выделения интервалов поступления вод применяются современные способы промыслово-геофизических исследований скважин (АК, ГК, МЛМ, АКЦ, АГГЦ, СГДТ) с привязкой к исходному разрезу, а также методы ГИС при контроле за разработкой (термометрия, манометрия, расходомерия, шумометрия). Причины обводнения как фактор снижения продуктивности скважин отражены в работах [21–23], где подробно описываются методы их определения.

В процессе разработки величина эффективного горного давления изменяется в связи с напряженным состоянием массива, что неуклонно ведет к деформации коллектора, постепенному снижению продуктивности и ФЕС. Д.А. Мартюшевым [24] с применением гидродинамических исследований по методике КВД было установлено, что скважины теряют свою продуктивность по причине отключения трещинной составляющей коллектора, при снижении забойного и пластового давления, наличия сложной гидродинамической связи в системе пласт-скважина по системе трещин. Снижение забойного давления провоцирует смыкание естественных трещин, что приводит к почти полному прекращению притока из продуктивного пласта, снижению емкости трещин и увеличению времени перетока жидкости между трещинами и матрицей, что ведет к потере продуктивности. Похожий подход рассматривается в работе [25], где влияние на продуктивность оказывают типы карбонатного коллектора. Геолого-геофизическими исследованиями установлено, что продуктивность быстрее теряется в трещиноватом типе коллектора, нежели в поровом. Это обусловлено интенсивными деформационными процессами в призабойной зоне. По результатам дебитометрии, со снижением забойного давления уменьшается число продуктивных слоев, участвующих в притоке.

Заключение

- Автором были сгруппированы и классифицированы основные факторы снижения коэффициента продуктивности скважин.
- Наиболее достоверные результаты для контроля продуктивности и анализа причин падения даются при помощи скважинных методов исследования, а именно промыслово-геофизические при контроле за разработкой, трассерные и гидродинамические исследования скважин.
- Для оперативного контроля продуктивности требуется применение геолого-технических мероприятий ГТМ, чтобы обнаруживать заколонные перетоки и проводить оценку цементирования колонн, что провоцирует рост обводненности и падение продуктивности.

Каждый из существующих методов обнаружения причин снижения продуктивности обладает своими положительными и отрицательными качествами и границами применимости. Отсюда возникает потенциал для исследований совершенствования технологий и оборудования для проведения исследований и поиска новых подходов улучшения существующих методик в данной области, направленных на выявление причин снижения $K_{\text{прод}}$.

Литература

1. Ладенко А.А. Теоретические основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: учебное пособие / А.А. Ладенко, О.В. Савенок. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2020. – 244 с. ил., табл.
2. Крылов А.П., Глоговский М.М., Мирчинк М.Ф., Николаевский Н.М., Чарный И.А. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва – Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2004. С. 416.
3. Бочаров О.Б., Кушнер Д.Ю., Анализ численных алгоритмов решения задач о совместном течении в пласте перфорационных каналах и скважине. Вычислительные технологии. Том. 19. № 4. 2014. – С. 3–18.

4. Бочаров О.Б. Влияние течений в перфорационных каналах и в скважине на продуктивность системы / О.Б. Бочаров, Д.Ю. Кушнер // Известия вузов. Нефть и газ. – 2014. – № 2. – С. 17–24.
5. Паникаровский Е.В. Оценка продуктивности нефтяных и газовых скважин / Е.В. Паникаровский, В.В. Паникаровский // Известия вузов. Нефть и газ. – 2012. – № 1. – С. 45–50.
6. Лысенко В.Д. О закономерности снижения коэффициента продуктивности скважин по нефти // Нефтепромысловое дело. 5.2009. С. 8–10.
7. Грайфер В.И., Лысенко В.Д. Снижение продуктивности добывающих скважин при засорении призабойной зоны нефтяных пластов // Геология геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2001. – № 9. – С. 51–54.
8. Пухляков Л.А. О гидродинамическом несовершенстве скважин связанном с неполнотой их перфорации. Известия Томского ордена октябрьской революции и ордена трудового красного знамени политехнического института им С.М. Кирова // Том 281. – 1976. – С. 128–133.
9. Салаватов Т.Ш. Особенности стабилизации продуктивности скважин регулированием скин-фактора / Т.Ш. Салаватов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 7. – С. 67–70.
10. Ратникова Е.А. Влияние скорости осаждения проппанта на продуктивность скважины при проведении гидроразрыва пласта / Е.А. Ратникова, В.П. Телков // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 12. – С. 46–50.
11. A Concise Review of Experimental Works on Proppant Transport and Slurry Flow / M. Roostaei, A. Nouri, S.A. Hosseini[et al.] // Presented at the SPE International Conference and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, 19–21 February 2020. – SPE-199310-MS.
12. Давлетбакова Л.А., Габитова С.И., Климов В.Ю., Шуваев Д.В., Эдельман С.А., Шмит И.Я. Новый подход мониторинга динамики изменения коэффициента продуктивности скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2021;6(2):33-38. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-2-33-38>.
13. Мамеладзе А.М., Салаватов Т.Ш., Кирлода И.И. Влияние геомагнитного поля на дебит скважин // Нефтепромысловое дело. 2012. № 12. С. 40–43.
14. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 5. С. 93–99. Щербаков А.А. Хижняк Г.П. Галкин В.И. Прогнозирование ко-эффективности продуктивности скважин с боковым стволом (на примере Уньинского месторождения).
15. Рябоконе Сергей Александрович. Выбор способа восстановления производительности скважин / С.А. Рябоконе, В.И. Бадовская // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2016. – № 6. – С. 32–37.
16. Алиев И.Н. Влияние аномальных свойств нефти и скин-фактора на процесс интерференции скважин / И.Н. Алиев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 7. – С. 55–57.
17. В.И. Смургин, Р.У. Рабаев, Б.Ш. Муслимов, Ш.Х. Султанов. Обоснование причин снижения продуктивности скважин газовых и газоконденсатных месторождений на морском шельфе // Экспозиция нефть и газ. 2.2018. С. 46–50.
18. Белкина С.А., Нагаева С.Н. Причины образования асфальтосмолистопарафинистых отложений в НКТ // Вестник Югорского государственного университета. 2016 г. выпуск 3 (42). С. 7–11.
19. Гумеров Р.Р. Сравнительный анализ технологий по предупреждению и удалению АСПО и матрица их применения на месторождениях ОАО «Газпром нефть» / Р.Р. Гумеров, М.Н. Рахимов, В.В. Рагулин // Нефтегазовое дело. – 2011. – Т. 9, № 2. – С. 87–90.
20. Шарифуллин А.В. Состав и структура асфальтено-смоло-парафиновых отложений Татарстана / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова, Р.Ф. Хамидуллин // Технологии нефти и газа. – 2006. – № 4 (45). – С. 34–41.
21. Методика определения причины обводнения скважин / Лупшев В.А. [и др.] // Георесурсы. – 2013. – № 2. – С. 44–47.
22. Куликов А.Н., Магзянов И.Р., Штинов В.А. Графоаналитическая методика диагностики обводнения нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 8. – С. 11–17.
23. Izgec B., Kabir C.S. Real-Time Performance Analysis of Water-Injection Wells// SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2009. – Vol. 12, № 1. – P. 116–123.
24. Мартюшев Д.А. Разработка методики определения коэффициента продуктивности карбонатных коллекторов Соликамской депрессии / Д.А. Мартюшев. – (Наука – производству) // Бурение и нефть. – 2016. – № 7/8. – С. 14–17.
25. Мордвинов В.А. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи / В.А. Мордвинов, Д.А. Мартюшев, В.И. Пузиков // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 120–122.

KEYWORDS: productivity coefficient, water cut, well logging, skin factor, bottomhole zone, injection well, hydrodynamic studies.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ УСТОЙЧИВЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ в системе сбора и подготовки нефти

Для ряда нефтяных месторождений Краснодарского края, как эксплуатируемых, так и планируемых к разработке, актуальной является задача повышения эффективности разделения устойчивых водонефтяных эмульсий в промысловых условиях. В статье рассмотрены варианты внесения изменений в технологическую схему действующей установки подготовки нефти, позволяющие улучшить показатели ее работы. Предложены возможные способы использования отдельных видов технологического оборудования с целью интенсификации процесса обезвоживания и обессоливания нефтей с осложненными реологическими свойствами. Методом компьютерного моделирования проведены расчет и прогнозирование эффективности предлагаемых технических решений

FOR A NUMBER OF OIL FIELDS IN THE KRASNODAR KRAI, BOTH THOSE IN OPERATION AND THOSE PLANNED FOR DEVELOPMENT, THE TASK OF INCREASING THE EFFICIENCY OF SEPARATING STABLE WATER-IN-OIL EMULSIONS UNDER FIELD CONDITIONS IS RELEVANT. THE ARTICLE EXAMINES OPTIONS FOR MODIFYING THE TECHNOLOGICAL SCHEME OF AN EXISTING OIL TREATMENT PLANT TO IMPROVE ITS PERFORMANCE INDICATORS. POSSIBLE WAYS OF USING SPECIFIC TYPES OF TECHNOLOGICAL EQUIPMENT ARE PROPOSED TO INTENSIFY THE DEHYDRATION AND DESALTING PROCESS OF OILS WITH COMPLICATED RHEOLOGICAL PROPERTIES. THE EFFECTIVENESS OF THE PROPOSED TECHNICAL SOLUTIONS WAS CALCULATED AND PREDICTED USING COMPUTER MODELING

Ключевые слова: сбор и подготовка нефти, водонефтяная эмульсия, деэмульгатор, внутритрубная деэмульсация, коалесцирующие элементы.

Попов Андрей Анатольевич
соискатель

Нисковская Марина Юрьевна
доцент, к.т.н.

Ясьян Юрий Павлович
профессор, д.т.н.

Сыроватка Владимир Антонович
к.т.н., доцент

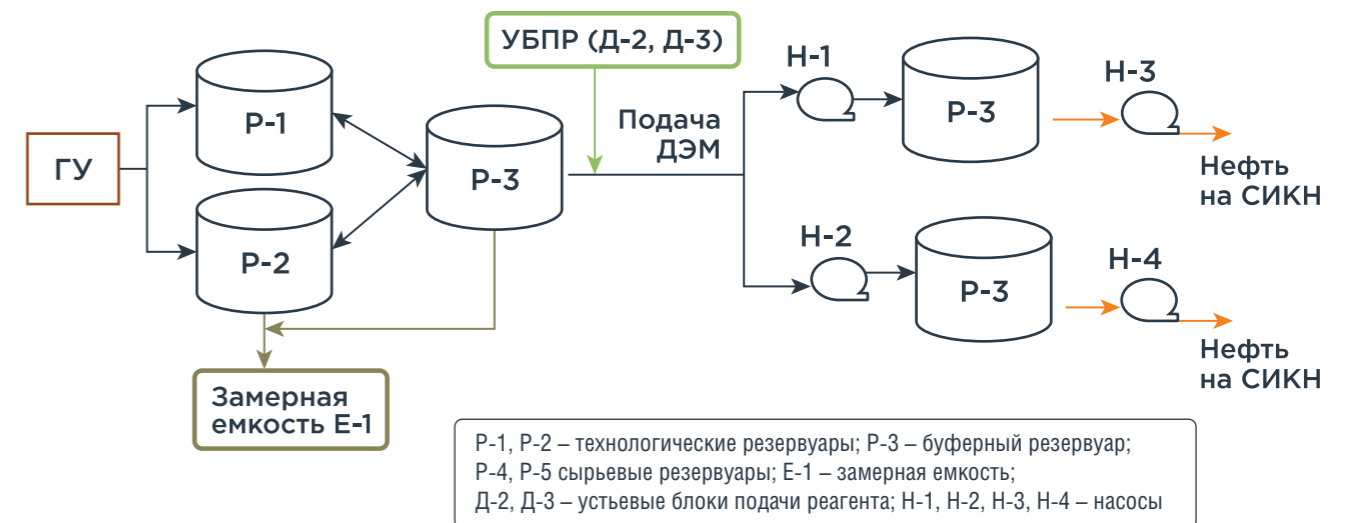
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»

Высокая обводненность эксплуатируемых нефтяных скважин, обусловленная природными, технологическими и физико-химическими факторами, является ключевой проблемой современной нефтедобывающей промышленности. Кардинальным методом борьбы с чрезмерным или преждевременным обводнением добываемой продукции является ограничение притока вод к скважинам в результате выполнения ремонтно-изоляционных работ с использованием специализированных реагентов и методов [1–3]. Однако, несмотря на значительные успехи в исследованиях и разработках в этом направлении, на протяжении нескольких десятилетий наблюдается стабильная динамика увеличения

среднего показателя степени обводненности добываемой нефти на российских месторождениях. Таким образом, задачу извлечения огромного количества воды из уже добытого нефтяного сырья приходится решать на наземных объектах промышленной подготовки нефти.

УДК 665.622.43

РИСУНОК 1. Принципиальная технологическая схема действующей УПН



P-1, P-2 – технологические резервуары; P-3 – буферный резервуар; P-4, P-5 сырьевые резервуары; E-1 – измерная емкость; Д-2, Д-3 – устьевые блоки подачи реагента; H-1, H-2, H-3, H-4 – насосы

В случае добычи тяжелого высоковязкого нефтяного сырья эта задача существенно усложняется вследствие образования устойчивых водонефтяных эмульсий.

Для решения обозначенной проблемы предлагается комплексный подход с использованием химического и технологического аспектов. Химический метод обезвоживания нефти является обязательной составляющей ее промышленной подготовки. Обезвоживание эмульсий высокой агрегативной устойчивости требует более тщательного подбора деэмульгаторов и на современном этапе предусматривает разработку новых реагентов, соответствующих принципу «эффективность-экономичность-экологичность» [4, 5]. Однако применение деэмульгаторов является не достаточным условием высококачественной подготовки нефти, для этого также необходимо обеспечение оптимальной технологии процесса. Сложившаяся система сбора и подготовки нефти для каждого конкретного промышленного объекта имеет свои особенности по объемам добычи флюидов, протяженности трубопроводов, гидродинамике потока, месту ввода деэмульгатора, аппаратурному оформлению. Необходимо отметить, что технологические схемы подготовки нефти многих месторождений (уже в настоящее время зрелых) формировались в условиях их ускоренного освоения, при этом не были выполнены широкие научные исследования физико-

химических свойств скважиной продукции для обоснования процессов обезвоживания нефти на поздних стадиях разработки месторождений. На данном этапе актуальным является реконструкция и модернизация таких схем с целью эффективного использования промышленного оборудования для подготовки товарной нефти с привлечением минимальных затрат и технологических ресурсов.

В рамках программы реинжиниринга объектов наземной инфраструктуры месторождений Краснодарского края на примере одной из установок подготовки нефти (УПН) наблюдается ухудшение показателей ее работы и снижение качества подаваемой нефти. Нарушение технологического режима установки связано с изменением свойств поступающего смешанного сырья, представляющего собой трудно разделяемую водонефтяную эмульсию, вследствие перераспределения объема нефтей с различных месторождений. Увеличение расхода используемого базового деэмульгатора в этом случае является экономически и технологически неоправданным, так как приводит к возникновению явления передиспергирования, образованию и накоплению промежуточных слоев, вследствие чего увеличиваются потери нефти. Принципиальная технологическая схема действующей УПН приведена на рисунке 1. Подготовка нефти осуществляется методом термохимического

отстаивания в последовательно расположенных вертикальных стальных резервуарах (РВС).

Водонефтяная эмульсия с кустов скважин собирается на групповых установках (ГУ), где происходит первичная сепарация, и далее под давлением 0,1–0,3 МПа поступает в технологический РВС (P-1 или P-2), проходит через слой воды, где происходит выпадение части пластовой воды и механических примесей, и нагревается до температуры 12–45 °С. Подогрев водонефтяной эмульсии осуществляется паром, подаваемым по паропроводу в змеевики внутри резервуара. Перепуск нефти из технологического РВС в буферный РВС (P-3) осуществляется два раза в сутки после предварительного отбора проб. Перед началом перепуска уровень нефти в технологическом резервуаре понижают/повышают до требуемого. Отстоявшаяся от пластовой воды нефть из технологического резервуара через переливную трубу самотеком перепускается в буферный РВС, в котором подачей пара в змеевики внутри резервуара поддерживается температура 15–50 °С. После статического отстоя (не менее 2 ч) производится зачистка буферного РВС от отстоявшейся пластовой воды и некондиционной нефти в измерную емкость E-1. Далее нефть из буферного РВС насосами H-1 (H-2) перекачивают в сырьевые РВС (P-4 или P-5), оборудованные змеевиками для подачи пара. В приемный коллектор насосных агрегатов через устьевой блок подачи реагента УБПР

(Д-2, Д-3) производится подача деэмульгатора. Продолжительность отстоя нефти в сырьевых РВС составляет 12–72 ч, температура не превышает 70 °С. В процессе отстоя производится периодическая зачистка отстоявшейся пластовой воды в систему безнапорной канализации. По окончании процесса отделения воды производится отбор проб нефти.

с целью непрерывного мониторинга параметров процесса. Для поддержания требуемой температуры целесообразным является установление термокожухов на трубопроводах. Оптимальная обработка эмульсии деэмульгатором в системе нефтесбора не требует дополнительного дозирования деэмульгатора в сырье на УПН.

деэмульгатора [6–9]. Применение эффективных внутренних устройств и совмещение технологических процессов в одном аппарате способно обеспечить существенное снижение металлоемкости промышленных объектов (до трех раз) и количества емкостного оборудования.

Сепараторы с коалесцирующими модулями в зависимости от условий эксплуатации могут применяться для процесса первичной, вторичной или конечной сепарации, отличаются технологической надежностью и высокими технологическими показателями. Конструкция модулей представляет собой многослойные соты из композитных материалов с градиентом пористости 100–500 мкм. Коалесцирующие модули интенсифицируют дестабилизацию водонефтяной эмульсии на молекулярном уровне за счет адсорбции природных эмульгаторов на поверхности материала и снижения энергетического барьера коалесценции эмульгированных капель воды. За счет роста среднего размера капель с 10 до 50 мкм наблюдается увеличение скорости сепарации на 25 % по сравнению обычными сепараторами. Максимальная эффективность модулей обеспечивается при ламинарном режиме потока и температуре

Сокращение затрат на подготовку нефти возможно благодаря оптимизации использования деэмульгатора в системе сбора и транспорта нефти, в частности, за счет более рационального размещения точек его дозирования

В случае несоответствия нефти требованиям группы 1 по ГОСТ Р 51858-2020 производится ее повторная полная (частичная) перекачка в свободный сырьевой РВС с дополнительной подачей деэмульгатора. При соответствии качества нефти ГОСТ 51858-2020 производится ее откачка по нефтепроводу в систему измерений качества и количества нефти (СИКН).

Сокращение затрат на подготовку нефти возможно благодаря оптимизации использования деэмульгатора в системе сбора и транспорта нефти, в частности, за счет более рационального размещения точек его дозирования. Одним из самых эффективных способов повышения разделяющей способности УПН, находящихся на значительном удалении от добывающих скважин, является внутритрубная деэмульсация – ввод деэмульгатора на начальных этапах транспортировки потока. Поэтому первым из предлагаемых вариантов внесения изменений в технологическую схему сбора и подготовки нефти является замена установки для дозирования деэмульгатора на УПН на многоточечную систему ввода реагента на ГУ с подогревом до 50 °С для снижения вязкости нефти. При этом подача 70 % от общего расхода реагента предполагается непосредственно в трубопровод и 30 % расхода реагента – в сепаратор. Для реализации данного подхода требуется установка дозирующих насосов и емкости для хранения деэмульгатора, а также внедрение SCADA-системы

Следующим предлагаемым техническим решением является использование в технологической схеме подготовки нефти аппаратов, интенсифицирующих процесс разделения устойчивых водонефтяных эмульсий – сепаратора с коалесцирующими модулями или конечного делителя фаз. Благодаря наличию коалесцирующих элементов в таких аппаратах обеспечивается эффективное предварительное укрупнение капель воды перед отстаиванием, что позволяет сократить время разделения эмульсии и уменьшить расход

ТАБЛИЦА 1. Показатели работы действующей УПН

Показатель	Количественная характеристика
Объем добываемой нефти, т/год	250 000
Средняя обводненность добываемой нефти, %	85
Удельный расход базового деэмульгатора, г/т	80
Годовой расход базового деэмульгатора, т/год	20
Стоимость базового деэмульгатора, руб./т	111 168
Расходы на базовый деэмульгатор, руб./год	2 223 360
Текущие потери нефти, % (т/год)	0,5 (1250)
Стоимость нефти*, руб./т	45 000
Стоимость потерь нефти (упущенная выгода), руб./год	56 250 000
* Усредненная стоимость нефти на внутреннем рынке по данным на 2025 г.	

ТАБЛИЦА 2. Результаты ориентировочного прогнозного расчета показателей экономической эффективности от внедрения предлагаемых технических решений

Показатель	Установка оборудования для дозирования деэмульгатора	Установка сепаратора с коалесцирующими модулями	Установка конечного делителя фаз
Капитальные затраты, млн руб.	14,3	15,7	12,4
Заявленная экономия деэмульгатора, % (млн руб./год)	20 (0,6)	40 (1,0)	30 (0,8)
Дополнительная добыча нефти, т/год (млн руб./год)	750 (33,8)	1250 (56,3)	1000 (45,0)

процесса 50–70 °С для снижения вязкости нефти и увеличения подвижности капель. Внедрение таких модулей позволяет сократить операционные расходы на 20–30 % при сохранении качества подготовки нефти, что соответствует принципам зеленой химии и ESG-стандартам.

Концевой делитель фаз конструктивно представляет собой конечную часть трубопровода, в котором реализуется раздельная структура газожидкостного потока и осуществляется отдельный вывод фаз. В ряде случаев концевые делители фаз преобразовались в трехфазные сепараторы с горизонтальным потоком обрабатываемого сырья. Концевой делитель фаз трубный (КДФТ) применяется в составе установок подготовки нефти в качестве первой ступени обезвоживания. КДФТ представляет собой наклонный цилиндрический аппарат, в котором количество, длина и диаметр трубных секций определяется производительностью установки. Принцип работы КДФТ основан на законах гидростатики и гидродинамики: вода, обладающая большей плотностью по отношению к нефти, направляется в нижнюю часть аппарата и выводится в трубопровод приема воды. Нефть поднимается в верхнюю часть аппарата, откуда отводится на дополнительную подготовку. Для обеспечения требуемого качества подготовки нефти в аппарате устанавливаются коалесцирующие устройства (комплект параллельных пластин).

Для прогнозирования эффективности отдельных технологических стратегий был использован метод PIMS-анализа. Показатели работы действующей УПН отражены в таблице 1.

Видно, что за счет недостаточного эффективного разделения устойчивой водонефтяной эмульсии в системе емкостного оборудования наблюдаются потери нефти с отделенной водной фазой, что отрицательно сказывается на показателях работы установки.

Результаты ориентировочного прогнозного расчета показателей экономической эффективности от внедрения предлагаемых технических решений представлены в таблице 2. Расчет капитальных затрат выполнен с учетом проведенного анализа и подбора оборудования (преимущественного отечественного производства), а также затрат на строительно-монтажные и пуско-наладочные работы. Для расчета заявленной экономии по реагенту использована стоимость композиционного деэмульгатора «Краснодар-ДЭ-1», состав которого разработан с учетом особенностей физико-химических свойств добываемого нефтяного сырья [10].

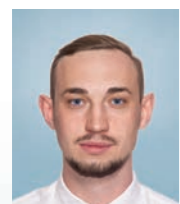
Из таблицы 2 видно, что за счет повышения эффективности разделения устойчивых водонефтяных эмульсий в системе сбора и подготовки нефти прогнозируется существенное в стоимостном выражении снижение потерь нефти, то есть ее дополнительная добыча. Предварительный срок окупаемости каждого проектного решения составляет менее одного года. Таким образом, предлагаемые технологические стратегии являются прибыльными, могут способствовать обеспечению эффективности процесса промышленной подготовки нефти и позволят продлить жизненный цикл зрелых месторождений в период их экономической рентабельной разработки. ●

Литература

1. Кадыров Р.Р., Латыпов Р.Р., Низаев Р.Х., Сахапова А.К., Хасанова Д.К., Жиркеев А.С. Комплекс технологий ограничения водопритока в скважины / Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2017. № 1. С. 67–72.
2. Тимофеев О.П. Ограничение притока пластовых вод в эксплуатационных скважинах / Бурение и нефть. 2024. № 3. С. 8–11.
3. Каразеев Д.В., Стрижнев В.А., Вежин С.А., Мамыкин А.А., Телин А.Г., Павлик А.С. Опыт проведения ремонтно-изоляционных работ по ограничению водопритока пенно-полимерным составом в терригенных и карбонатных пластах Демкинского и Зюзеевского месторождений / Деловой журнал Neftegaz.RU. 2025. № 58 (165). С. 21–23.
4. Попов А.А., Ясьян Ю.П., Нисковская М.Ю., Сыроватка В.А., Хрисониди В.А. Деэмульгаторы водонефтяных эмульсий: вчера, сегодня, завтра // Нефтегазохимия. 2025. – № 1–2. – С. 38–44.
5. Афанасьев С.В. Инновационные способы разделения водонефтяных эмульсий и переработки нефтешламов // Деловой журнал Neftegaz.RU, 2023. № 5 (137). С. 24–29.
6. Мясиков Е.А., Тарасов М.Ю. Исследование процесса обезвоживания нефтей различного типа с использованием коалесцирующих элементов / Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 5. – С. 28–34.
7. Мухаммадиев Р.У., Бадилова А.Д., Куляшова И.Н., Вахитов Т.Р. Анализ эффективности осадителей и коалесцеров различной конструкции при различных температурных режимах для разделения водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей // Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. 2021. № 1. С. 80–100.
8. Савельева Н.Н. Совершенствование технологического оборудования системы сбора и подготовки скважинной продукции / Современные наукоемкие технологии. 2019. № 2. С. 138–142.
9. Давыдов А.Ю., Воробьев Д.А., Хабибуллин М.Я., Сулейманов Р.И., Астафьева Г.М. Применение трубного конечного делителя фаз / В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2025. сборник трудов международной научно-технической конференции. Уфа, 2025. С. 598–601.
10. Попов А.А., Ясьян Ю.П., Нисковская М.Ю., Сыроватка В.А. Исследование эффективности деэмульгаторов различного компонентного состава для нефти месторождения Краснодарского края / Деловой журнал Neftegaz.RU. 2025. № 7 (163). С. 46–49.

KEYWORDS: oil field gathering and preparation, oil-water emulsion, demulsifier, in-line demulsification, coalescing elements.

РАЗРАБОТКА ПРОТОТИПА ЗАХВАТНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ-РАЗВИНЧИВАНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ



Танасенко Максим Сергеевич
ассистент кафедры металлостроения и неметаллических материалов

ЗНАЧИТЕЛЬНАЯ ЧАСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ АВАРИЙ ПРОИСХОДИТ В ПРОЦЕССЕ СВИНЧИВАНИЯ-РАЗВИНЧИВАНИЯ ТРУБ. ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ СВЯЗАНЫ С ЧЕЛОВЕЧЕСКИМ ФАКТОРОМ И НЕТОЧНОСТЯМИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЙ. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ ПРОБЛЕМ ПОДТВЕРЖДАЕТ НЕОБХОДИМОСТЬ АВТОМАТИЗАЦИИ БУРЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛЯТ СНИЗИТЬ АВАРИЙНОСТЬ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ, СОКРАТИТЬ ТРУДОЕМКОСТЬ ПРОЦЕССА И УВЕЛИЧИТЬ СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ БЕЗ ВРЕДА ДЛЯ РЕЗЬБОВОЙ ЧАСТИ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ. НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫМ НАПРАВЛЕНИЕМ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА ПРОТОТИПА ЗАХВАТНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ОПЕРАЦИЙ ПО СВИНЧИВАНИЮ-РАЗВИНЧИВАНИЮ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ. В СТАТЬЕ ОПИСАНА МОДЕЛЬ ЗАХВАТНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ СВИНЧИВАНИЯ-РАЗВИНЧИВАНИЯ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ, РАЗРАБОТАННАЯ И СПРОЕКТИРОВАННАЯ АВТОРАМИ



Дудкина Алина Николаевна
аспирант кафедры металлостроения и неметаллических материалов

A SIGNIFICANT NUMBER OF INDUSTRIAL ACCIDENTS OCCUR DURING THE MAKE-UP AND BREAK-OUT PROCESS. THE PRIMARY CAUSES ARE HUMAN ERROR AND OPERATIONAL INACCURACIES. AN ANALYSIS OF EXISTING PROBLEMS CONFIRMS THE NEED FOR AUTOMATED DRILLING USING ROBOTIC SYSTEMS, WHICH WILL REDUCE THE ACCIDENT RATE AT OIL FIELDS, REDUCE LABOR INTENSITY AND INCREASE DRILLING SPEED WITHOUT DAMAGING THE THREADED PORTION OF DRILL PIPES. THE MOST PROMISING DIRECTION IS THE DEVELOPMENT OF A GRIPPING DEVICE PROTOTYPE FOR AUTOMATING DRILL PIPE MAKE-UP AND BREAK-OUT OPERATIONS. THIS ARTICLE DESCRIBES A MODEL OF A GRIPPING DEVICE FOR MAKE-UP AND BREAK-OUT OF DRILL PIPES, DEVELOPED AND DESIGNED BY THE AUTHORS

Ключевые слова: автоматизация процесса бурения, бурильные трубы, свинчивание-развинчивание бурильных труб.

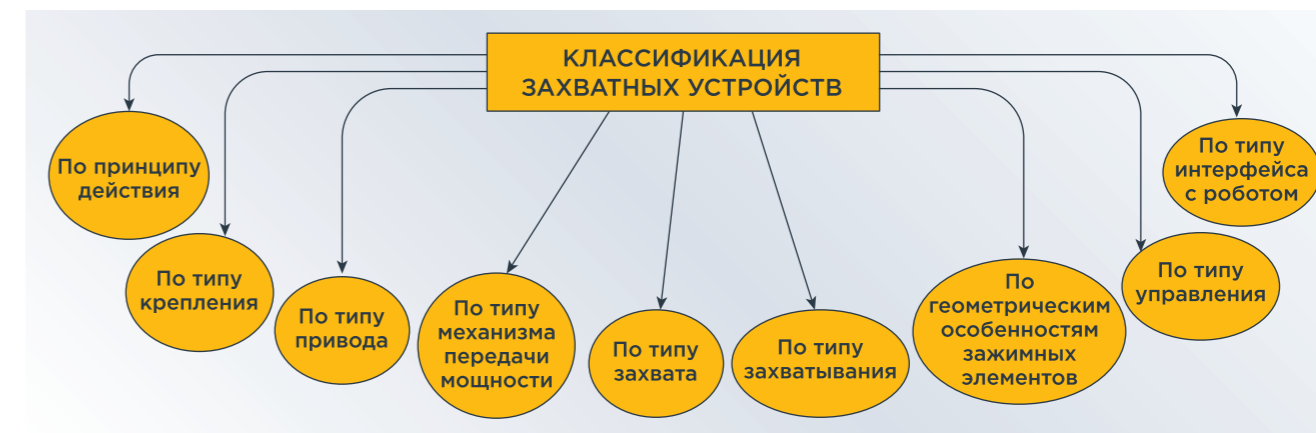
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Несмотря на развитие альтернативных источников энергии, нефтегазовый сектор в России остается одним из ведущих в мировой экономике. Существующие запасы углеводородного сырья в стране остаются на высоком уровне, однако огромное внимание по-прежнему уделяется разведке и освоению новых месторождений, а также увеличению потока углеводородного сырья в секторе экономике нашей страны.

В современных условиях повышение надежности и эффективности буровых работ становится стратегически важной задачей, решение которой приобретает особую актуальность и напрямую влияет на развитие конкурентоспособности нефтегазовой отрасли нашей страны.

УДК 622-1/9

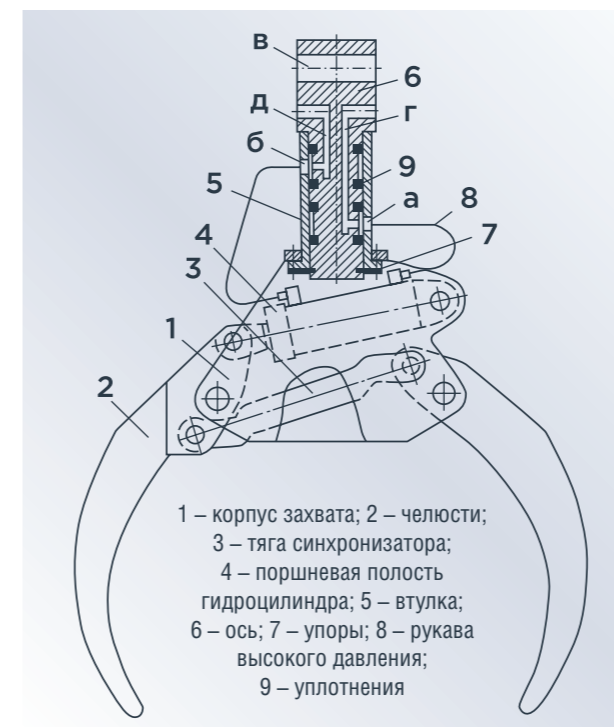
РИСУНОК 1. Классификация ЗУ согласно ГОСТ Р 6.5.9.1 – 2023 [2]



Бурение скважин является одним из ключевых процессов для разведки и добычи углеводородных ресурсов, напрямую сопряженных с высокими рисками для персонала и требующих постоянного контроля и ручного вмешательства в процессе производства спуско-подъемных операций (далее – СПО) и работ по свинчиванию-развинчиванию бурильных труб. Работы, связанные с бурильными трубами, являются наиболее энергозатратными и потенциально опасными этапами в процессе бурения.

Захватные устройства (далее – ЗУ) являются одним из важнейших исполнительных органов промышленных роботов (далее – ПР), которые необходимы для взаимодействия с объектом манипулирования (удержание, перемещение в пространстве, вставление, установка и другие действия, предназначенные для приведения в состояние, необходимое для выполнения последующих технологических операций), к ним, в частности, относятся технологические оснастки и производственные предметы [1].

РИСУНОК 2. Гидравлический захват манипулятора



На максимальную эффективность и качество выполняемых операций влияет правильный подбор ЗУ, который производят по ГОСТ Р 6.5.9.1 – 2023 [2]. Данный стандарт предназначен для установления: типов и номенклатуры основных параметров; типов и присоединительных размеров механических интерфейсов захватных устройств, предназначенных для сервисных роботов. Классификация ЗУ производится по критериям, представленным на рисунке 1.

Для разработки собственного прототипа захватного устройства рассмотрены существующие решения в различных областях промышленности. Так, авторами [3] разработан механизм (рисунок 2), предназначенный для автоматизированного захвата, подъема и перемещения лесных грузов (бревен, хлыстов) при выполнении погрузочно-разгрузочных работ на лесопилках, складах и в других отраслях лесной промышленности. Главное преимущество этого устройства – специальная вращающаяся втулка (вертлюг) с каналами для подачи жидкости, что позволяет захвату свободно поворачиваться вокруг своей оси без перекручивания шлангов.

На данный момент для автоматизации буровых работ в части свинчивания-развинчивания бурильных труб компаниями разработано устройство «Iron Roughneck» [4].

РИСУНОК 3. Захватное устройство «Iron Roughneck» [4]



Данное устройство обеспечивает широкий функционал выполняемых работ, а также обеспечивает безопасную и эффективную работу с бурильными трубами. Данная разработка нашла широкое применение в эксплуатационном и разведочном бурении, а также осложненных условиях работы на морских платформах, так как конструкция Iron Roughneck, представленная на рисунке 3, обеспечивает широкий функционал [4].

Значительным преимуществом использования данного устройства является простота обслуживания в сравнении с традиционным оборудованием и, как следствие, исключение простоя оборудования, экономия средств на ремонт или замену.

Для разработки прототипа захватного устройства для свинчивания-развинчивания бурильных труб, примем за основу ЗУ механического типа, которые применяются для транспортировки, монтажа, свинчивания и развинчивания труб различного класса.

Разработка прототипа захватного устройства

Для корректного подбора схемы захватного устройства важно учесть целый ряд параметров: характеристики объекта манипулирования (вес бурильной трубы, длину, ее форму), скорость перемещения трубы в рабочее положение, а также свойства поверхности детали. Масса труб является фиксированным параметром и зависит от наружного диаметра и толщины стенки трубы. Согласно ГОСТ 32696-2014 [5] наружный диаметр бурильных труб варьируется от 73,02 мм до 168,3 мм с различной толщиной стенки.

При проектировании захватного устройства используется труба с внешним диаметром 88,9 мм, толщиной стенки 9,4 мм и приблизительной расчетной массой 18,34 кг на один погонный метр трубы. Расчет параметров транспортируемой бурильной трубы происходил согласно схемам, представленным на рисунках 4 и 5.

РИСУНОК 4. Расчетная схема механического захватного устройства

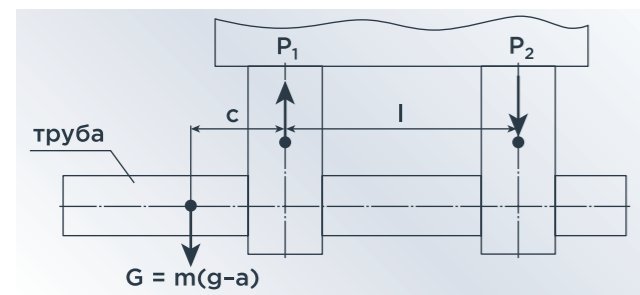


РИСУНОК 5. Статическая картина приложенных нагрузок

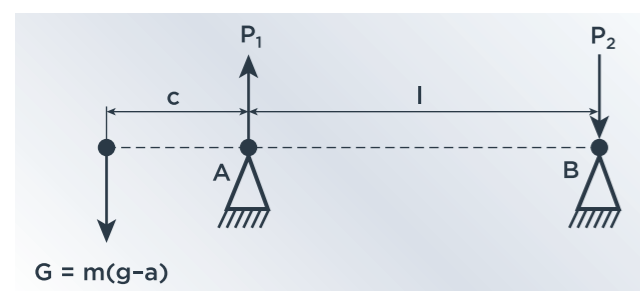


ТАБЛИЦА 1. Масса трубы и прилегающие нагрузки

Величина	Значение
Итоговая масса трубы, кг	170,45
Растягивающие усилия на первом щупальце, P ₁ , Н	1885
Растягивающие усилия на втором щупальце, P ₂ , Н	435

Результат расчета массы трубы и приложенных нагрузок представлены в таблице 1.

Для определения усилия в местах контакта бурильной трубы с рабочими элементами проектируемого захватного устройства необходимо выявить, какие усилия возникают и в каких точках они приложены.

В момент захвата трубы и перемещения ее в горизонтальном положении центр масс объекта перемещения (трубы) совпадает с центром схвата. На рисунке 6 представлена принципиальная схема закрепления бурильной трубы в ЗУ (в трех плоскостях) с приложенными нагрузками.

РИСУНОК 6. Закрепление бурильной трубы в ЗУ

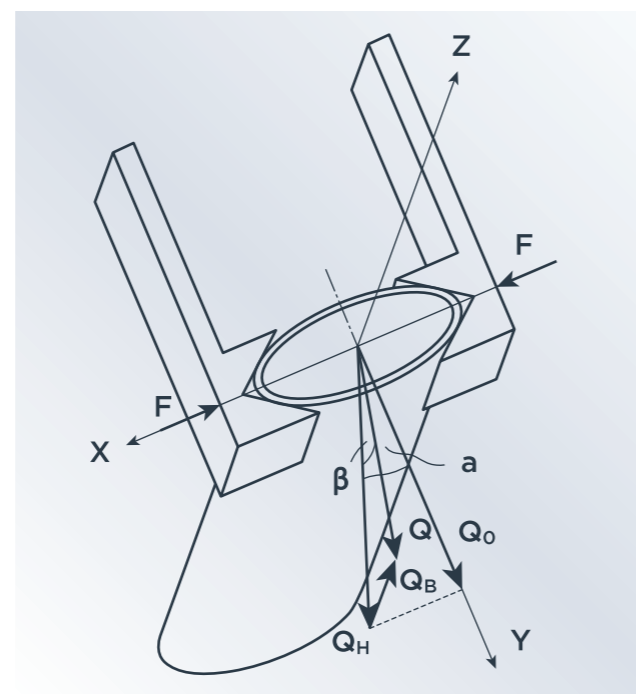
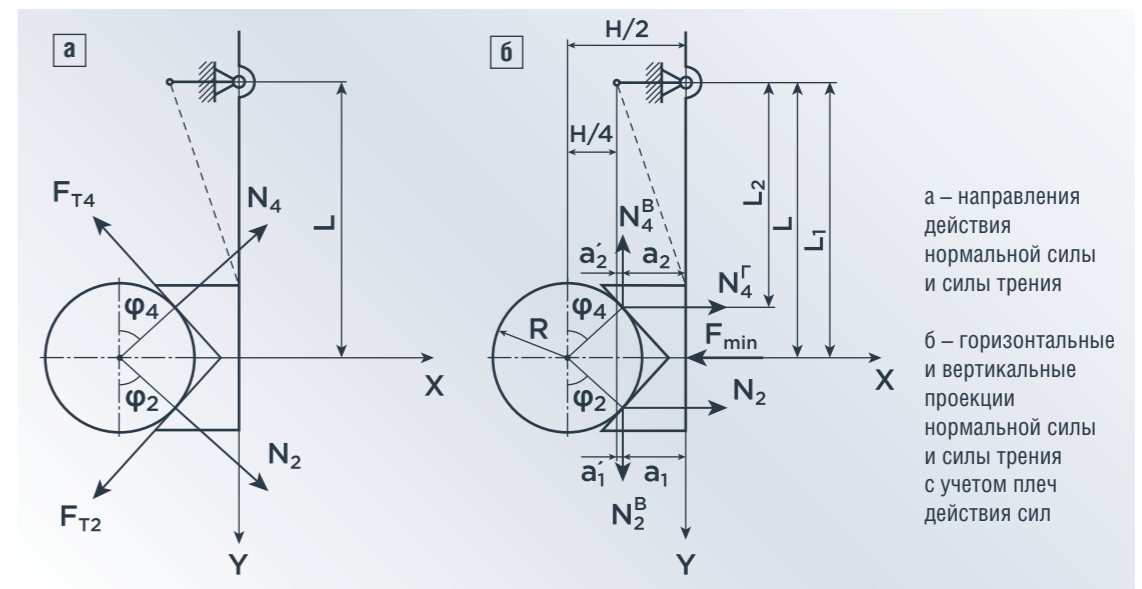


ТАБЛИЦА 2. Приложенные силы на транспортируемую трубу

Величина	Значение
Осевая сила, Н	725
Нормальная сила, Н	725
Бинормальная сила, Н	1025
Полная нормальная сила, Н	5383,25
Сила трения, Н	1076,65

РИСУНОК 7. Расчетная схема для определения усилия захватывания (удержания)



Для корректного распределения силы захвата рассчитаем три основные силы: осевую (направления вдоль оси захватного устройства); нормальную (перпендикулярно оси захватного устройства); бинормальную (перпендикулярно области захвата) [6]. После расчета направленных сил, рассчитаем полную нормальную силу и силу трения. Результаты расчета приведены в таблице 2.

Также на рабочие элементы ЗУ, фиксирующего бурильную трубу, действуют реакции N2г, N2в, N4г, N4в от нормальной силы и силы трения, для расчета данных реакций использовалась схема, представленная на рисунке 7.

Результаты расчетов приведены в таблице 3.

ТАБЛИЦА 3. Результаты расчета усилия захватывания

Величина	Значения
Действие силы N _{2г} ^r , Н	1160
Действие силы N _{4г} ^r , Н	1160
Действие силы N _{2в} ^b , Н	1740
Действие силы N _{4в} ^b , Н	-256,25
Необходимое усилие захвата, Н	6666

Также проведены прочие расчеты характеристик ЗУ, результаты которых приведены в таблице 4.

Вращение роликов можно обеспечить несколькими способами. Использование открытых механических передач является нерациональным, так как проектируемое захватное устройство работает в осложненных условиях (на месторождении).

Таким образом, использование гидромотора в качестве привода роликов, является наиболее оптимальным вариантом, так как при проектировании узла свинчивания захватного устройства мы ограничены габаритными размерами используемого привода

ТАБЛИЦА 4. Рассчитанные характеристики захватного устройства

Величина	Значение
Контактная прочность при захвате трубы, МПа	228
Эквивалентные напряжения при нагрузке узла, МПа	6,5
Крутящий момент ролика, Н·м	1248
Прижимная сила одного ролика, Н	280

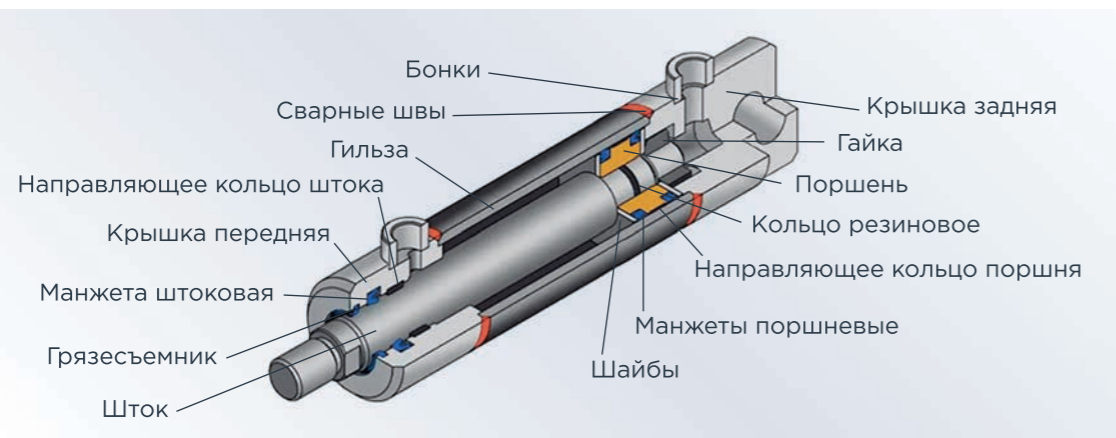
роликов. На основе рассчитанного крутящего момента на одном ролике выполним подбор гидромотора, удовлетворяющего заданным параметрам. В каталоге «МС Гидравлик» по заданному значению крутящего момента подберем гидромотор МТ – 630С/4 с крутящим моментом M_{кр} = 130 Н·м.

Поскольку подобранный гидромотор не обеспечивает требуемый крутящий момент для свинчивания бурильных труб, необходимо его повысить посредством установки планетарного редуктора, обладающего малыми габаритами в сравнении с гидромотором, который сможет обеспечить необходимый момент. Требуемые характеристики редуктора приведены в таблице 5.

ТАБЛИЦА 5. Требуемые характеристики планетарного редуктора

Параметр	Значение
Мощность	30 кВт
Передаточное число	10
Крутящий момент на выходе	1350 Н·м

РИСУНОК 8. Устройство гидравлического цилиндра



Для обеспечения движения удерживающего механизма бурильных труб – щупалец используется параллельная зажимная конструкция с двумя гидравлическими цилиндрами, устройство которой представлено на рисунке 8.

Моделирование прототипа захватного устройства и его составных элементов для свинчивания-развинчивания бурильных труб производилось с использованием САПР «SolidWorks».

Основной задачей авторов является разработка конструкции универсального захватного устройства для бурильных труб всех типоразмеров. За основу проектирования взята труба с диаметром 89 мм и длиной 8 метров, представленная на рисунке 9.

РИСУНОК 9. Бурильная труба



Модель бурильной трубы являлась «отправным звеном» для проектирования составных частей захватного устройства. Так, исходя из длины трубы выбирались габаритные размеры опоры и выдвижного механизма, а также оптимальная форма щупалец, геометрия которых определяет контакт с бурильной трубой и распределение нагрузок, и роликов.

Также для нее смоделированы: ниппель с наружной конической резьбой и муфта с внутренней конической резьбой, образующие замковое соединение. Модели этих элементов представлены на рисунках 10 и 11.

РИСУНОК 10. Ниппель

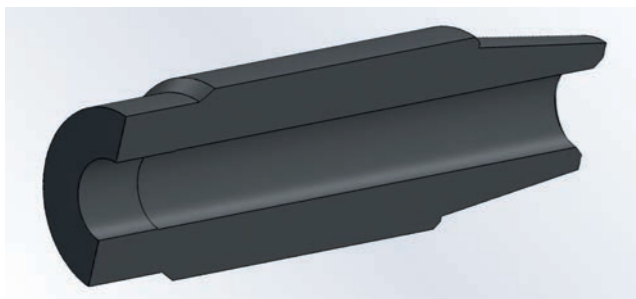
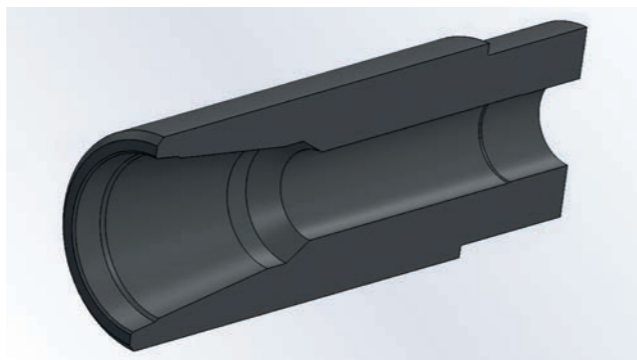
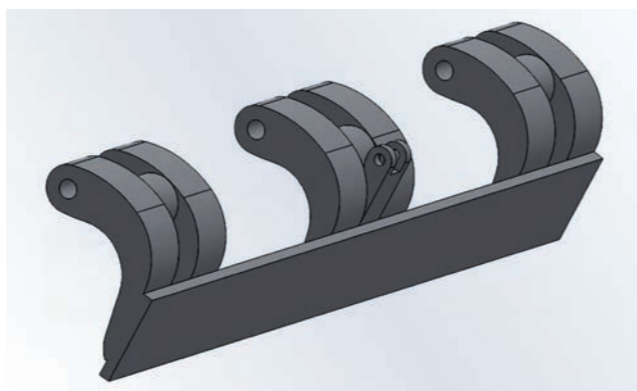


РИСУНОК 11. Муфта



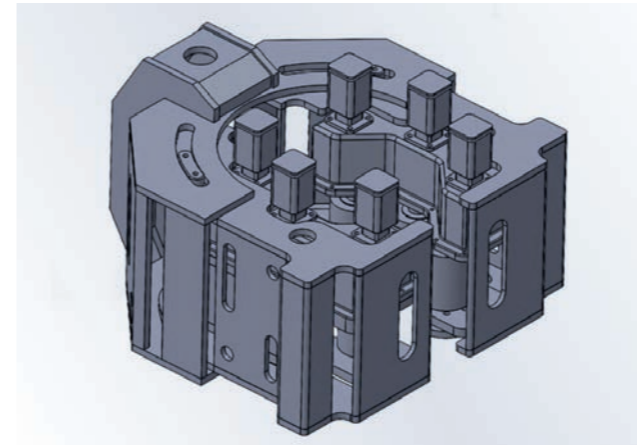
После создания 3D-модели бурильной трубы спроектирован исполнительный элемент ЗУ – щупалец для захвата и удержания трубы (рисунок 12). Движение щупалец обеспечивается за счет гидроцилиндров, симметрично расположенных с внешней стороны.

РИСУНОК 12. Конструкция щупальца с элементом крепления для гидропривода



Следующим важным этапом являлось проектирование роликового захвата, который обеспечит проведение необходимых технологических процессов с бурильной трубой. Для передачи крутящего момента на трубу устанавливается 6 приводных роликов, вращение которых обеспечивается посредством установки гидромотора в паре с планетарным редуктором (рисунок 13). Также особое внимание уделено созданию универсального узла, позволяющего работать с трубами разных диаметров.

РИСУНОК 13. Захват с приводными роликами, обеспечивающий свинчивание бурильных труб



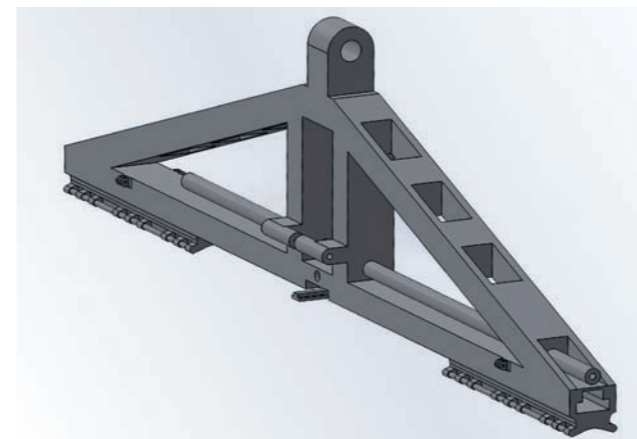
Выдвижной механизм, представленный на рисунке 14, предназначен для захвата трубы, находящейся в столе ротора, и обеспечения центрирования резьбового соединения. Его возвратно-поступательное перемещение обеспечивается посредством гидроцилиндра, установленного с внешней стороны.

РИСУНОК 14. Выдвижной механизм для захвата трубы, установленной в столе ротора



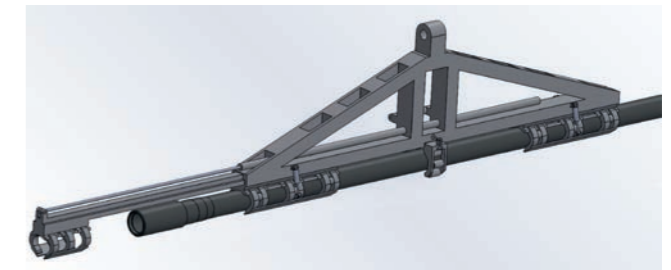
Смоделирована опора ЗУ, являющаяся силовой основой узла и выходным звеном в работе-манипуляторе. Смоделирована жесткая сварная конструкция, воспринимающая изгибающие и крутящие моменты от приводов и вес объекта манипулирования, с креплениями для всех составных узлов захватного устройства (рисунок 15).

РИСУНОК 15. Опора захватного устройства



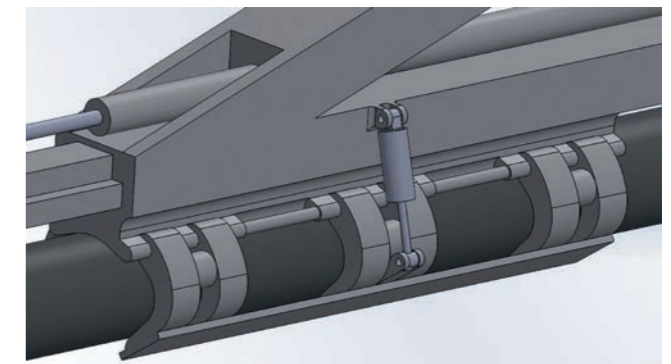
Итоговая сборка прототипа захватного устройства для свинчивания-развинчивания бурильных труб представлена на рисунке 16.

РИСУНОК 16. Прототип захватного устройства для свинчивания-развинчивания бурильных труб



Гидроцилиндры, обеспечивающие возвратно-поступательное движение щупалец и выдвижного механизма представлены на рисунке 17.

РИСУНОК 17. Гидроцилиндры, обеспечивающие движение рабочих элементов ЗУ



Таким образом, спроектировано универсальное захватное устройство, позволяющее проводить свинчивание-развинчивание бурильных труб различных типоразмеров. Главным преимуществом данного ЗУ является его универсальность, простота конструкции и минимальные экономические затраты на внедрение его в технологическую цепочку проектирования скважины. ●

Литература

1. Козырев Ю.Г. Захватные устройства и инструменты промышленных роботов: учебное пособие / Ю.Г. Козырев. – М.: КНОРУС, 2010. – 312 с.: ил.
2. ГОСТ Р 60.5.9.1 – 2023 Роботы сервисные. Устройства захватные. Типы, номенклатура основных параметров, присоединительные размеры. – М., 2023. – 12 с.
3. Патент № 2231440 С2 Российская Федерация, МПК В25J 15/08, В66С 1/42. гидравлический захват манипулятора: № 2002122630/02: заявл. 22.08.2002: опубл. 27.06.2004 / В.Г. Мельников, Г.Я. Ложкин.
4. Железные головорезы. – URL: <https://www.nov.com/products/iron-roughnecks> (дата обращения: 28.11.2025).
5. ГОСТ 32696 – 2014 Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия. – М., 2015. – 90 с.
6. Расчет механических захватных устройств промышленных роботов. Методические указания / А.Г. Кравцов – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2018 – 46 с.

KEYWORDS: automation of the drilling process, drill pipes, screwing-unscrewing drill pipes.

КОРРОЗИЯ МАТЕРИАЛОВ И ПОКРЫТИЙ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В НЕФТЕГАЗОВОЙ И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ: обзор публикаций за 2024–2025 годы

В СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ПУБЛИКАЦИЙ, ПОСВЯЩЕННЫХ ВОПРОСАМ КОРРОЗИИ ОБОРУДОВАНИЯ И МЕТОДАМ ЗАЩИТЫ, ПРИМЕНЯЕМЫМ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. АВТОРЫ ОСВЕЩАЮТ ПЯТЬ ТЕМАТИЧЕСКИХ РАЗДЕЛОВ, СВЯЗАННЫХ С КОРРОЗИОННЫМИ ПОВРЕЖДЕНИЯМИ И МОНИТОРИНГОМ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, РАЗРАБОТКОЙ МАТЕРИАЛОВ И ПОКРЫТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПОВЫШЕНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ, ОЦЕНКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ, КОРРОЗИОННЫМИ ИСПЫТАНИЯМИ

THIS PAPER ANALYZES PUBLICATIONS ON EQUIPMENT CORROSION AND PROTECTION METHODS USED IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. THE ARTICLE DIVIDES THE ANALYSIS INTO FIVE THEMATIC SECTIONS: CORROSION DAMAGE AND MONITORING DURING OPERATION OF OIL AND GAS EQUIPMENT; THE DEVELOPMENT OF MATERIALS AND COATINGS THAT ENHANCE CORROSION RESISTANCE, AND THE EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF VARIOUS CORROSION PROTECTION METHODS AND CORROSION TESTING

Ключевые слова: коррозионные процессы, коррозионные разрушения, коррозия нефтегазового оборудования, методы защиты от коррозии, механизм коррозии.

Елагина Оксана Юрьевна
заведующая кафедрой трибологии и технологии ремонта нефтегазового оборудования, профессор, д.т.н.

Вышегородцева Галина Ирековна
доцент кафедры трибологии и технологии ремонта нефтегазового оборудования, доцент, к.т.н.

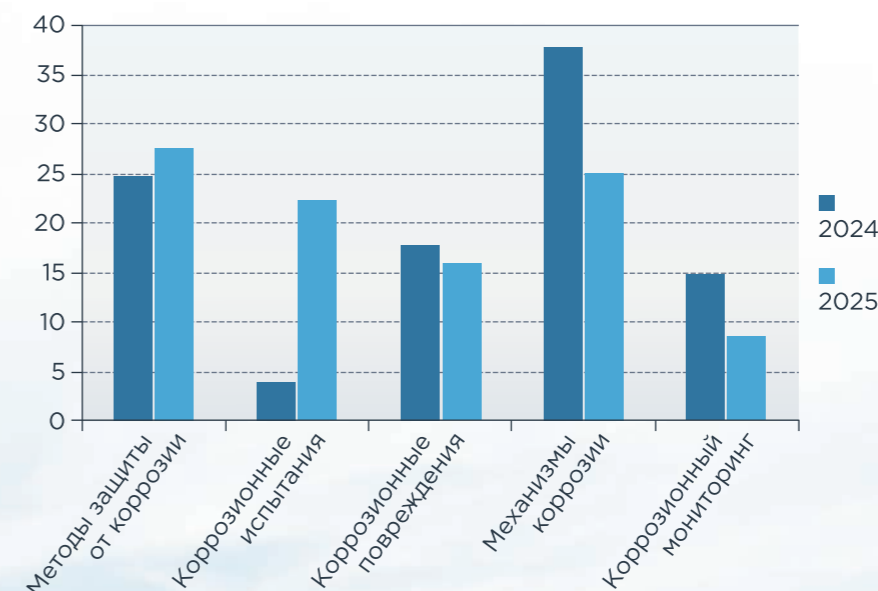
ФГАОУ ВО Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Коррозионные разрушения являются серьезной проблемой при эксплуатации оборудования и конструкций нефтегазовой отрасли. Процессы коррозии присутствуют на каждом этапе нефтегазовой цепочки и приносят значительный ущерб, но вместе с тем определяют актуальность исследований такого рода. Многообразие механизмов коррозии существенно усложняет решение задач, связанных с предотвращением или снижением числа коррозионных отказов.

Анализ публикационной активности по тематикам, связанным с процессами коррозии, показывает, что наиболее значительное внимание авторов в 2024–2025 годах уделялось вопросам, связанным с исследованиями механизмов коррозии и разработкой материалов и покрытий, обеспечивающих повышение коррозионной стойкости (рисунк 1).

УДК 621.45.038.72

РИСУНОК 1. Анализ распределения публикаций 2024–2025 годов по тематикам, связанным с коррозионными процессами в нефтегазовой отрасли



Также существенная часть публикаций касалась разработки и оценки эффективности различных методов защиты от коррозии. Примерно одинаковый объем публикаций был выпущен по проблемам коррозионных повреждений и мониторинга.

По итогам проведенного анализа за 2024 год в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина были выпущены дайджесты «Коррозионные процессы в нефтегазовой отрасли», которые включают обзор публикаций, посвященных вопросам коррозии оборудования и методам защиты, применяемым в нефтегазовой отрасли [1]¹. Публикации были скомпонованы в 5 разделах.

Так как материалы и покрытия занимали ведущее место среди публикаций, в данной статье проведен краткий анализ основных направлений, в которых проводились исследования.

Выбор материального исполнения оборудования является важной частью проектирования, отвечающей за обеспечение заданного срока эксплуатации. Несмотря на многообразие нормативных документов, регламентирующих выбор сталей и сплавов для различных условий эксплуатации вопросы обеспечения заданной скорости коррозии по-прежнему актуальны. Обоснование важности проведения предварительных лабораторных исследований коррозионно-стойких материалов с воспроизведением

факторов рабочей среды для обоснованного выбора стали под конкретные условия эксплуатации, рассмотрены в работе [2]². Аналитический обзор взаимодействия растворов, содержащих хлорид-ионы, с различными марками нержавеющей стали представлен в работе [3]³. Обзорный материал, посвященный микробиологической коррозии трубопроводов для сырой нефти, приведен в работе [4]⁴. В работах [5]⁵ и [6]⁶ анализировалось влияние сульфатовосстанавливающих бактерий на образование сероводорода и последующую коррозию нефтепромышленного оборудования.

Сравнительный анализ коррозионного поведения нержавеющей стали марок А316, 316L и никелевого сплава Inconel 600 в соленой воде представлен в работе [7]⁷.

Обширный обзор по вопросу коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) и коррозионного растрескивания под напряжением, вызванного хлоридами (КРН-индуцированного хлоридами) с акцентом на аустенитные нержавеющие стали, представлены в работе [8]⁸.

Оценка коррозионного поведения различных сталей в агрессивных средах рассматривается в большом числе публикаций. Общие вопросы углекислотной коррозии, механизм и кинетика коррозионных процессов, влияние термобарических,

гидродинамических факторов были рассмотрены в работах [9]⁹ и [10]¹⁰. Применительно к вопросам промышленной коррозии можно отметить работу [11]¹¹, в которой рассмотрено применение углеродистых сталей в условиях развития углекислотной коррозии. Особое внимание в данной работе уделено роли структурного состава низколегированных

¹ Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.gubkin.ru/general/structure/upravlenie-strategicheskogo-razvitiya/onti/dajjest.php> (дата обращения: 18.09.2025).

² Проблемы подбора коррозионностойких сталей и сплавов в нефтегазовой отрасли под условия эксплуатации / А.С. Федоров, В.С. Карасев, Е.Л. Алексеева [и др.] // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2024. – Т. 67, № 3. – С. 340–350. – DOI 10.17073/0368-0797-2024-3-340-350. – EDN TTPSJR.

³ Сакал Д.В. Питтингообразование в нержавеющей стали под воздействием хлорид-ионов / Д.В. Сакал, В.Д. Потапахина // Вестник науки. – 2024. – Т. 3, № 5(74). – С. 1256–1266. – EDN JJCKFK.

⁴ Microbially induced corrosion issues in the underground buried crude oil and natural gas bearing pipelines: A review / L. R. Bairi, P. Bhuyan, A. Ghosh [et al.] // Materials and Corrosion - Werkstoffe und Korrosion. – 2024. – Vol. 75, No. 2. – P. 197–211. – DOI 10.1002/maco.202313950. – EDN UYMFJC.

⁵ Зорин Т.Л. Влияние сульфатовосстанавливающих бактерий на разработку нефтяных месторождений / Т.Л. Зорин, С. Ю. Борхович, М.Б. Полозов // Бурение и нефть. – 2025. – № 2. – С. 40–46. – DOI 10.62994/2072-4799.2025.51.51.007. – EDN SGRSRS.

⁶ Кучерова, Е.А. Борьба с сульфатовосстанавливающими бактериями: применение ультрафиолетового излучения в системах поддержания пластового давления / Е.А. Кучерова, С.В. Оникиенко // Управление техносферой. – 2025. – Т. 8, № 2. – С. 260–276. – DOI 10.35634/UsSU.2025.29.69.010. – EDN NYDRLA.

⁷ Alfattah, M. A review analysis of corrosion rate on stainless steel pipe in sea water media / M. Alfattah, I. G. A. Arwati, E. H. Majlan // SINERGI. – 2024. – Vol. 28, No. 3. – P. 567. – DOI 10.22441/sinergi.2024.3.013. – EDN WYLYPR.

⁸ Analysis, Assessment, and Mitigation of Stress Corrosion Cracking in Austenitic Stainless Steels in the Oil and Gas Sector: A Review / M. Vakili, P. Koutnik, Ja. Kohout, Z. Gholami // Surfaces. – 2024. – Vol. 7, No. 3. – P. 589–642. – DOI 10.3390/surfaces7030040. – EDN LKNHPG.

⁹ Парфенов К.В. Обзор механизмов и кинетики углекислотной коррозии нефтепромышленного оборудования / К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин // Ашировские чтения. – 2025. – Т. 1, № 1(17). – С. 409–414. – EDN DAMBYE.

¹⁰ Парфенов К.В. Комплексный анализ воздействия H₂S на углекислотную коррозию сталей в условиях добычи нефти и газа / К.В. Парфенов, Н.Г. Кац, И.Д. Ибатуллин // Ашировские чтения. – 2025. – Т. 1, № 1(17). – С. 394–398. – EDN ZXRPYE.

¹¹ Подходы к выбору материального исполнения инфраструктурных объектов транспорта и заправки CO₂ / А.С. Ровбо, И.А. Голубев, Н.О. Шапошников [и др.] // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2024. – Т. 67, № 2. – С. 229–236. – DOI 10.17073/0368-0797-2024-2-229-236. – EDN AYUADD.

малоуглеродистых сталей на коррозионную стойкость в средах, содержащих CO₂. Роль структурного фактора в обеспечении коррозионной стойкости также отмечалась в работе [12]¹², посвященной вопросам стойкости насосно-компрессорных труб в скважинных средах нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Исследование проводилось на широкой линейке труб, изготовленных из среднеуглеродистых сталей марок 32Г1А N80 (Q) API Spec 5CT, 37Г2Ф E ГОСТ 633 и низколегированных сталей марок 30X L80 (1) API Spec 5CT, 32ХГ Р110 API Spec 5CT, 25ХГБ К72 ГОСТ 31446, 30ХГМА-1 С90 API Spec 5CT. Также вклад структурного фактора в повышение коррозионной стойкости труб из сталей 08ХФА, 08ХФМА и 05ХГБ, используемых для строительства нефтегазопроводных систем, показан в работе [13]¹³.

Снижение загрязненности неметаллическими включениями при оптимизации концентрации редкоземельных металлов улучшает коррозионные свойства дуплексной стали S32750

Влияние растягивающих напряжений на интенсивность язвенной коррозии низкоуглеродистых трубных сталей Ст3 и 08пс показано в работе [14]¹⁴. Отмечено, что при напряженном состоянии при уровне напряжений 0,7 от предела текучести у анализируемых сталей скорость роста глубины язв возросла для стали Ст3 в 2,3 раза и для стали 08пс в 1,2 раза по сравнению с ненапряженными образцами. Применение стальных труб группы прочности X-42 по API 5L для распределительных трубопроводов и трубопроводов для транспортировки сырой нефти при температуре 40 °С рассмотрено в работе [15]¹⁵. В работе [16]¹⁶ описаны результаты исследований хромистых сталей в условиях совместного действия микробиологической коррозии и углекислого газа. Показана роль хрома в снижении скорости коррозии, а также выполнена оценка вклада CO₂ и микробиологических пленок в механизм развития коррозионного процесса. Вопросы коррозионного растрескивания под

напряжением для трубопроводной стали марки X100 рассмотрены в работе [17]¹⁷. В работе [18]¹⁸ изучена стойкость нержавеющей стали 316L, полученной методом лазерного порошкового спекания, к коррозионному растрескиванию в высокотемпературном водном хлоридном растворе. Для повышения стойкости к коррозионному растрескиванию оценивалось влияние механической обработки поверхности, термообработки и ориентации печати.

Активное внедрение дуплексных сталей для изготовления подводных добычных комплексов определяет интерес к этой группе материалов. В работе [19]¹⁹ показано влияние дополнительного легирования дуплексной коррозионно-стойкой стали S32750 редкоземельными элементами на повышение ее коррозионных свойств. Отмечено, что снижение загрязненности неметаллическими включениями

при оптимизации концентрации редкоземельных металлов улучшает коррозионные свойства исследованной дуплексной стали. В работе [20]²⁰ изучено влияние процесса термической обработки на коррозионное поведение и микроструктуру дуплексных нержавеющих сталей UNS S32205 и UNS S32760. Микроструктурные исследования показали, что повышение температуры обработки на твердый раствор увеличивает содержание феррита для обоих сплавов, а более низкая температура обработки на твердый раствор приводит к образованию сигма-фазы. В результате исследований было найдено оптимальное значение температуры нагрева, которое обеспечивает достижение желаемой микроструктуры и коррозионных свойств. Влияние горячей пластической деформации на кинетику выделения вторичных фаз в литой супердуплексной нержавеющей стали (SDSS) UNS S32760 исследовано в работе [21]²¹. Для количественной оценки и исследования влияния

вторичных фаз на механические и коррозионные свойства в работе представлен микроструктурный анализ и коррозионные испытания. В работе [22]²² рассмотрена коррозионная стойкость дуплексных и супердуплексных сталей в растворах, имитирующих морскую воду, и показана возможность применения данных сталей для замены бронзы в морской арматуре.

Выделение карбидных фаз в нержавеющих сталях часто являются причиной развития локальных коррозионных процессов. В работе [23]²³ приведены результаты исследования потенциодинамических поляризационных кривых двух термообработанных нержавеющих сталей Cr–W–V–Mo-системой легирования, отличающихся составом и строением карбидных фаз на основе хрома. В работе [24]²⁴ показано, что в реакторах гидроочистки водородное охрупчивание данных сталей может происходить при температуре ниже 149 градусов вследствие диффузии атомарного водорода при высоких давлениях и температурах, а тепловое охрупчивание стали 9Cr-1Mo-V проявляется, когда примеси фосфора, сурьмы, олова и мышьяка сегрегируют по границам аустенитных зерен, а материал находится под нагрузкой.

Сварные соединения традиционно являются слабым местом в конструкции при действии на нее коррозионно-активной среды. У супердуплексных сталей негативное влияние сварки усиливается высокой степенью легирования хромом. В работе [25] показано, что применение сварки трением за счет снижения тепловложения в металл конструкции позволяет получить более высококачественное соединение с желаемыми металлургическими, механическими свойствами и стойкостью к питтинговой коррозии. Применение лазерной сварки также является

Применение сварки трением за счет снижения тепловложения в металл конструкции позволяет получить более высококачественное соединение с желаемыми металлургическими, механическими свойствами и стойкостью к питтинговой коррозии

перспективным направлением изготовления конструкций из дуплексных сталей. В работе [26]²⁶ пластины из стали 2304 LDSS были соединены методом сварки с использованием лазера различной мощности для наблюдения за эволюцией микроструктуры и образованием вредных фаз. Кроме того, было проведено испытание на критическую температуру питтинговой коррозии для оценки воздействия при

воздействии коррозионной среды и сравнения стойкости с полученной микроструктурой. Сварка супердуплексных нержавеющих сталей из-за высокого содержания легирующих элементов склонна к формированию несбалансированной ферритно-аустенитной микроструктуры в

Повышение температуры обработки на твердый раствор увеличивает содержание феррита для сплавов UNS S32205 и UNS S32760, а более низкая температура приводит к образованию сигма-фазы

объеме сварного шва и зоны термического влияния. В работе [27]²⁷ рассмотрено моделирование влияния сварочных процессов на свойства стали SDSS UNS S32750 и корреляция этих результатов с ее коррозионными свойствами. В результате исследований показано наличие взаимосвязи между увеличением тепловложения, ростом содержания феррита и снижением температуры коррозионного шока, что может способствовать развитию питтинговой коррозии. Использование аддитивных процессов для получения заготовок из дуплексных сталей рассмотрено в работе [28]²⁸. Методом 3D-печати получена дуплексная нержавеющая сталь типа 25Cr с содержанием N 0,09%, подвергнутая после изготовления термической обработке. Применение такой технологии производства позволило

подчеркивается перспективность применения аддитивных технологий для повышения механических и коррозионно-стойких свойств дуплексных сталей в средах, требующих высокой прочности и коррозионной стойкости. Исследование влияния ориентации сборки (0°, 45° и 90° от платформы

сборки) на микроструктуру, механические и коррозионные свойства образцов дуплексной стали, полученных методом лазерного порошкового сплавления и последующего отжига на твердый раствор показано в работе [30]³⁰.

- ¹² Попкова Ю.И. Влияние состава стали на коррозионную стойкость насосно-компрессорных труб в условиях углекислотной коррозии / Ю. И. Попкова, А. Я. Григорьев // Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. – 2024. – № 1 (96). – С. 48–62. – DOI 10.62595/1819-5245-2024-1-48-62. – EDN NUVQKJ.
- ¹³ Выбойщик М.А. Коррозионно-механическое разрушение бейнитных структур в нефтепромысловых средах / М.А. Выбойщик, И.В. Грузков // Frontier Materials & Technologies. – 2024. – № 3. – С. 17–29. – DOI 10.18323/2782-4039-2024-3-69-2. – EDN ATNDDI.
- ¹⁴ Жуйков И.В. К влиянию растягивающих напряжений на интенсивность язвенной коррозии низкоуглеродистых трубных сталей / И.В. Жуйков, В.И. Болобов, Г.Г. Попов // Наукоемкие технологии в машиностроении. – 2024. – № 12(162). – С. 15–24. – DOI 10.30987/2223-4608-2024-15-24. – EDN JFZMKP.
- ¹⁵ Septe S. E. Internal Corrosion Rate Of Api 5l X-42 Steel In Crude Oil Production Installation Pipe / E. Septe S // Journal of Renewable Engineering. – 2024. – Vol. 1, No. 4. – P. 1–6. – DOI 10.62872/fbzq35. – EDN HVAIUM.
- ¹⁶ Investigation of microbiologically influenced corrosion of low alloy steels with different Cr contents in simulated oilfield produced water / H. Zhang, T. Xin, Ju. Yuan [et al.] // Materials Research Express. – 2024. – Vol. 11, No. 5. – P. 056510. – DOI 10.1088/2053-1591/ad477c. – EDN EGUHXX.
- ¹⁷ Nking'wa, A. A. Study on Stress Corrosion Cracking of X100 Pipeline Steel in NS4 Solution / A. A. Nking'wa, K. Gao // Journal of Failure Analysis and Prevention. – 2024. – DOI 10.1007/s11668-024-01976-w. – EDN JORPIN.
- ¹⁸ Effects of surface finishes, heat treatments and printing orientations on stress corrosion cracking behavior of laser powder bed fusion 316L stainless steel in high-temperature water / Z. Que, T. Riipinen, P. Ferreirós [et al.] // Corrosion Science. – 2024. – Vol. 233. – P. 112118. – DOI 10.1016/j.corsci.2024.112118. – EDN OAHRIX.
- ¹⁹ Повышение коррозионных свойств дуплексной стали с помощью модифицирования PЗМ / В.С. Карасев, Г.Е. Коджаспиров, А.С. Федоров [и др.] // Известия высших учебных заведений. Черная металлургия. – 2024. – Т. 67, № 2. – С. 219–228. – DOI 10.17073/0368-0797-2024-2-219-228. – EDN KGDAXF.
- ²⁰ Influence of Solution Treatment Process on the Properties of Duplex Stainless Steels: A Comparative Study on Microstructure and Corrosion Properties of UNS S32205 and UNS S32760 / I. Tutiük, M. M. Ural, G. Özer, A. Kısasöz // Metallurgical and Materials Transactions B: Process Metallurgy and Materials Processing Science. – 2024. – Vol. 55, No. 4. – P. 2916–2921. – DOI 10.1007/s11663-024-03154-7. – EDN TGRUSL.
- ²¹ Effect of open die forging and cooling rate on the precipitation of secondary phases and corrosion properties of a cast UNS S32760 super duplex stainless steel / E. Pitacco, R. Bertolini, E. Ghinatti [et al.] // Journal of Materials Research and Technology. – 2024. – Vol. 33. – P. 9992–10002. – DOI 10.1016/j.jmrt.2024.11.233. – EDN CHAXYU.
- ²² Смаковский М.С. Возможности применения дуплексных и супермартенситных сталей для морской арматуры / М.С. Смаковский // Тяжелое машиностроение. – 2025. – № 4. – С. 13–21. – EDN UTRGET.

- ²³ New Insights on the Corrosion Behavior of a Cr–W–V–Mo-Rich Stainless Steel Containing Cr7C3–Cr23C6 Core–Shell Carbides: A Comparative Study / M. Maher, I. Iraola-Arregui, M. Lasri [et al.] // Steel Research International. – 2024. – Vol. 95, No. 10. – DOI 10.1002/srin.202400233. – EDN ENYDYR.
- ²⁴ Деменин М.Ф. Применение высокохромистой 9Cr-1Mo-V стали в нефтеперерабатывающей промышленности / М.Ф. Деменин // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2025. – № 4–5. – С. 45–55. – DOI 10.24412/0233-5727-2025-4-5-45-55. – EDN RRQRJF.
- ²⁵ Investigating microstructure, mechanical properties, and pitting corrosion resistance of UNS S32760 super duplex stainless steel after linear friction welding / N. M. Brum Walter, G. V. Braga Lemos, G. S. Kieckow [et al.] // Journal of Materials Research and Technology. – 2024. – Vol. 31. – P. 1637–1643. – DOI 10.1016/j.jmrt.2024.06.191. – EDN AROZZT.
- ²⁶ Lean duplex stainless steels welded by LBW subjected to corrosion testing / C. Gennari, A. F. Miranda-Pérez, L. Pezzato [et al.] // MRS Advances. – 2024. – Vol. 9, No. 24. – P. 1887–1890. – DOI 10.1557/s43580-024-00981-3. – EDN RBFCUD.
- ²⁷ Microstructural and Electrochemical Analysis of the Physically Simulated Heat-Affected Zone of Super-Duplex Stainless Steel UNS S32750 / F. M. Dos Santos, L. O. P. Da Silva, Y. T. B. Dos Santos [et al.] // Metals. – 2025. – Vol. 15, No. 1. – P. 2. – DOI 10.3390/met15010002. – EDN HBIGTK.
- ²⁸ Study on the Effect of Microstructure and Inclusions on Corrosion Resistance of Low-N 25Cr-Type Duplex Stainless Steel via Additive Manufacturing / Ya. Gu, J. Lv, J. He [et al.] // Materials. – 2024. – Vol. 17, No. 9. – P. 2068. – DOI 10.3390/ma17092068. – EDN BRQYLP.
- ²⁹ Laser powder bed fusion of 2507 duplex stainless steel: Microstructure, mechanical properties, and corrosion performance / X. X. Zhu, L. Dong, G. Li, X. G. Li // Materials Science and Engineering: A. – 2024. – Vol. 913. – P. 147084. – DOI 10.1016/j.msea.2024.147084. – EDN ECJELP.
- ³⁰ Effect of build orientation and heat treatment on the microstructure, mechanical and corrosion performance of super duplex stainless steels fabricated via laser powder bed fusion / K. P. Davidson, R. Liu, Ch. Zhu [et al.] // Materials Advances. – 2024. – Vol. 5, No. 20. – P. 8177–8198. – DOI 10.1039/d4ma00448e. – EDN QHNLBJ.

Разработка новых марок сталей и улучшение структуры используемых материалов является одним из направлений повышения коррозионной стойкости оборудования. Исследования новой кислотостойкой стали, содержащей Cu и Sb, представлены в работе [31]³¹. Оценка ее коррозионной стойкости проводилась в водных растворах при различных концентрациях Cl и значениях pH и показала, что кислотостойкость нового материала в первую очередь обусловлена защитными свойствами Sb₂O₃ и Sb₂O₅.

Эксплуатация оборудования нефтепереработки и нефтехимии характеризуется разнообразием контактирующих сред и широким диапазоном рабочих температур и давлений. Одной из проблем, связанных с разрушением емкостного оборудования и технологических трубопроводов, является хлоридное коррозионное растрескивание. Для предотвращения развития этого вида разрушения в работе [32]³² предлагаются составы стали с добавками из групп 5–8, редкоземельных металлов с переходом d (REM) Ni, V, W и Re, предназначенные для работы при постоянных растягивающих напряжениях в агрессивной коррозионной среде. В работе [33]³³ проводилось исследование коррозионной активности продуктов разложения хлорорганических соединений и образования HCl, что приводит к возникновению коррозии оборудования НПЗ.

Добыча и переработка нефти, содержащей нафтеновые кислоты, также представляет проблему, связанную с коррозионными отказами. В работе [34]³⁴ для снижения опасности развития нафтеновой коррозии рассмотрено долегирование низкоуглеродистой стали марки А333 6 ниобием в количестве 2%. Результаты исследований показали снижение скорости коррозии образцов модифицированной стали после 12-часового погружения в нафтеновую кислоту.

Цветные металлы также находят все большее применение в нефтегазовой отрасли. Особый интерес вызывают титановые сплавы, обеспечивающие более высокие коррозионностойкие свойства в ряде сред и лучшее отношение прочностных свойств

по отношению к плотности по сравнению со сталями. В работе [35]³⁵ оценивалось влияние легирующих компонентов на стойкость к электрохимической коррозии, результаты оценивания коррозионной стойкости CR-латуни, DZR-латуни и бронзы СС470К. В статье [36]³⁶ приведены результаты сравнительных испытаний на стойкость к горячесолевой коррозии труб из титанового сплава ПТ-7М с крупнокристаллической структурой по ТУ 5.961-11916-2007 и ультрамелкозернистой структурой по ТУ24.45.30 202 07516250-2018. Исследования микроструктуры поверхности образцов сплава Ti49.1Ni50.9 в крупнозернистом и ультрамелкозернистом состояниях после электрохимических коррозионных испытаний в растворах кислот различной концентрации приведены в работе [37]³⁷.

При работе в агрессивных средах и в условиях химической коррозии при повышенных и высоких температурах для изготовления оборудования в разных отраслях промышленности используются сплавы на основе никеля. Высокая стоимость этой группы материалов требует серьезного обоснования необходимости их применения в конкретных условиях. Так, в работе [38]³⁸ проведены сравнительные исследования сплава Inconel 600 на основе никеля и нержавеющей стали 304 в условиях точечного контакта в водной среде. Для обоснования выбора материала для теплообменных труб парогенераторов атомных электростанций, подвергающихся комплексному воздействию фреттинг-коррозии и фреттинг-износа, проведены испытания на трение в присутствии среды с различными концентрациями хлорид-ионов, в то время как объем износа увеличивается с ростом концентрации хлорида. Аналогичные по направлению исследования выполнены в работе [39]³⁹, где рассмотрена сравнительная стойкость нескольких конструктивных сплавов на никелевой основе и образцов из технического титана марки ВТ1-0 в условиях интенсивного коррозионного износа. Установлено, что достаточной коррозионной устойчивостью обладает только титановый сплав марки ВТ1-0.

Сероводородное (сульфидное) коррозионное растрескивание продолжает оставаться наиболее опасным видом коррозионного разрушения. Высокая скорость развития и прямая опасность разгерметизации оборудования и трубопроводов определяют необходимость продолжения исследований в этом направлении. В работе [40]⁴⁰ выполнены исследования по оценке стойкости к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением для образцов из стали 20, 09Г2С, 14Х2ГМР, 08Х18Н10Т и титанового сплава ВТ6С, применяемых в компрессоростроении, в средах,

содержащих сероводород. В результате исследований определены марки материалов, которые являются наиболее стойкими в сероводородсодержащих средах. Результаты исследования воздействия сероводорода в эксплуатационных условиях на газопроводы и образование блистерингов с последующим сероводородным растрескиванием представлены в работе [41]⁴¹. В качестве методов защиты предлагается использованием ингибиторов.

Исследование влияния микроструктуры отдельных участков металла шва, зоны его термического влияния и основного металла сварного соединения низколегированной трубной стали класса прочности Х70 на стойкость к сульфидному коррозионному растрескиванию под напряжением, представлено в работе [42]⁴². Применение высоколегированных коррозионно-стойких сплавов для защиты от сероводородного коррозионного растрескивания под напряжением требует учета стоимостного фактора. В работе [43]⁴³ проведено сравнительное исследование влияния сероводорода на стойкость таких сталей, как 13Cr и SS 316L. Повышение стойкости к сульфидному коррозионному растрескиванию за счет оптимизации химического состава стали AISI 8630 показано в работе [44]⁴⁴.

Обзор публикаций, связанных с нанесением защитных покрытий на поверхность отдельных элементов оборудования, показывает, что значительное внимание исследователей занимали вопросы создания функциональных покрытий для разных условий эксплуатации оборудования, работающего в коррозионно-активных средах. Так, в работе [45]⁴⁵ разработано антикоррозионное композиционное покрытие для теплообменников, обладающее высокой теплопроводностью за счет композитного наполнителя BN/SiC. В работе [46]⁴⁶ предложено супергидрофобное покрытие, формируемое с помощью модификации миристиновой кислотой электроосажденного никеля и позволяющее за счет увеличения краевого угла смачивания обеспечить защитный эффект до 80%.

Повышение коррозионной стойкости и обеспечение дополнительных функциональных свойств достигается при использовании различных технологий химико-термической обработки. Из этой группы технологий наиболее широко реализуемой является технология термодиффузионного цинкования, обеспечивающая, наряду с повышением стойкости к воздействию слабоагрессивных сред, еще и повышение износостойкости в условиях трения металла по металлу при наличии смазочной среды. Вопросам создания и улучшения качества и коррозионной стойкости термодиффузионных покрытий посвящена публикация [47]⁴⁷.

Общая информация о наиболее часто используемых и перспективных эрозивно-стойких и коррозионно-стойких покрытиях, получаемых методами ионно-плазменной обработки для защиты деталей газотурбинных двигателей, представлена в работе [48]⁴⁸. Применение ионной модификации приповерхностного слоя материала за счет создания модифицированных нитридных покрытий рассмотрено в работе [49]⁴⁹. Формирование слоев толщиной порядка 500 нм с использованием низкоэнергетического облучения ионами O₂⁺ (40 кэВ) позволило стабилизировать прочностные характеристики слоя при высокотемпературной коррозии, а также обеспечило снижение износа в сравнении с немодифицированными нитридными покрытиями, нанесенными на поверхность стали 316L.

Процессы газотермического нанесения покрытий активно используются при изготовлении нефтегазового оборудования. Особенно широкое применение эти технологии нашли при производстве добычного оборудования, длительное время работающего в контакте с пластовыми средами. Одной из основных проблем, ограничивающих эффективность газотермических покрытий, является пористость, которая в зависимости от технологии и режимов нанесения может изменяться от 15 до 1%. В работе [50]⁵⁰ рассмотрены основные способы герметизации пористости газотермических покрытий путем пропитывания. На основе исследований образцов проведена

оценка влияния таких факторов, как смачиваемость и шероховатость поверхности, на процесс формирования адгезионных связей между покрытием и пропитывающим составом.

Защита сварных соединений промышленных трубопроводов является серьезной проблемой при эксплуатации нефтепромышленной инфраструктуры. В патентной и научной литературе предложено значительное количество разработок по блокированию контакта этих участков трубопроводов с агрессивным

³¹ Corrosion behaviour and mechanism of acid-resistant steel in acidic solutions with different Cl⁻ concentrations / Y. I. N. Chenghui, L. I. Jinshuo, Y. U. Qiang [et al.] // Journal of Materials Research and Technology. – 2024. – Vol. 30. – P. 7242–7255. – DOI 10.1016/j.jmrt.2024.04.239. – EDN MDYMGV.

³² Ivanova, T. N. Studies of the Influence of D-Transition Rare Earth Metals on Steel Resistance / T.N. Ivanova // Metallurgist. – 2024. – Vol. 67, No. 9–10. – P. 1494–1505. – DOI 10.1007/s11015-024-01642-4. – EDN MEZBTP.

³³ Лестев А.Е. Определение коррозионной активности продуктов разложения хлорорганических соединений / А.Е. Лестев, П.А. Богомолов, Н.Д. Жеребцов // Инженер-нефтяник. – 2025. – № 2. – С. 79–83. – EDN PUQTEM.

³⁴ Arifin, N. M. Naphthenic Acid Corrosion Mitigation: The Role of Niobium in Low-Carbon Steel / N. M. Arifin, K. Saravanan, E. E. Mhd Noor // Materials. – 2024. – Vol. 17, No. 13. – P. 3372. – DOI 10.3390/ma17133372. – EDN JUGMEJ.

³⁵ Елагина О.Ю. Особенности коррозионных процессов бронз и латуней и их влияние на эксплуатационные характеристики элементов систем водоснабжения, отопления и кондиционирования / О.Ю. Елагина, Ю.С. Дубинов // Сантехника, Отопление, Кондиционирование. – 2025. – № 2 (278). – С. 18–22. – EDN BEFHNC.

³⁶ Результаты сравнительных коррозионных испытаний труб из сплава ПТ-7М с крупнокристаллической и ультрамелкозернистой структурами / О.А. Бых, А.М. Бахметьев, П.В. Тряев [и др.] // Титан. – 2024. – № 1(81). – С. 15–22. – EDN JEGMHR.

³⁷ Чуракова А.А. Анализ коррозионного поведения сплава Ti49.1Ni50.9 после электрохимических испытаний / А.А. Чуракова, Э.И. Исхакова // Materials. Technologies. Design. – 2024. – Т. 6, № 1(16). – С. 59–71. – DOI 10.54708/26587572_2024_611659. – EDN ITCZWN.

³⁸ Influence of Chloride Concentration on Fretting Wear Behavior of Inconel 600 Alloy / M. Zhang, Q. Jiang, Y. Zhang [et al.] // Materials. – 2024. – Vol. 17, No. 12. – P. 2950. – DOI 10.3390/ma17122950. – EDN DZEIIT.

³⁹ Исследование коррозионной стойкости оборудования из сплава HT-47 для выщелачивания сульфидного никелевого концентрата / Ю.Н. Лисаков, О.В. Павлов, Н.П. Чупрынин, Г.Е. Науменко // Цветные металлы. – 2024. – № 10. – С. 71–76. – DOI 10.17580/tsm.2024.10.10. – EDN TRTUFM.

⁴⁰ Исследование коррозионной стойкости сталей, применяемых для изготовления деталей компрессорных установок / Е.Н. Поморцев, З.Р. Габдрахманова, М.Г. Васингина, В.Сиверин // Компрессорная техника и пневматика. – 2024. – № 3. – С. 41–45. – EDN IBMXHN.

⁴¹ Вагапов Р.К. Особенности коррозионного растрескивания и разрушения газопроводов в сероводородных средах / Р.К. Вагапов, К.А. Ибатуллин // Коррозия: защита, материалы. Приложение к журналу «Технология металлов». – 2025. – № 13. – С. 22–40. – DOI 10.31044/1684-2499-2025-0-13-22-32. – EDN IEJHNB.

⁴² Влияние микроструктуры сварного соединения на коррозионные свойства стали класса прочности Х70 / А.А. Альхименко, Б.С. Ермаков, Я.И. Евстратикова [и др.] // Металлург. – 2024. – № 11. – С. 51–56. – DOI 10.52351/00260827_2024_11_51. – EDN AOEHDH.

⁴³ Costa, J. S. Corrosion behavior of SMSS 13Cr and SS 316L under chloride solution and H₂S/CO₂ environments / J. S. Costa, A. Altenhofen // Corrosion. – 2024. – DOI 10.5006/4593. – EDN YLYYNG.

⁴⁴ Corrosion Evaluation and Mechanism Research of AISI 8630 Steel in Offshore Oil and Gas Environments / Zh. Zhang, L. Wen, Q. Huang [et al.] // Materials. – 2024. – Vol. 17, No. 19. – P. 4907. – DOI 10.3390/ma17194907. – EDN YPJZGG.

⁴⁵ Novel thermal conductivity and anti-corrosion coating with hydrophobic properties for heat exchanger applications / R. Lu, F. Xu, Ye. Cui [et al.] // Progress in Organic Coatings. – 2024. – Vol. 186. – P. 108004. – DOI 10.1016/j.porgcoat.2023.108004. – EDN QMLNEA.

⁴⁶ Горлов Д.А. Формирование супергидрофобного покрытия на углеродистой стали для защиты от коррозии / Д.А. Горлов, И.А. Ломакина // Державинский форум. – 2024. – Т. 8, № 1(29). – С. 101–109. – EDN CVOIGX.

⁴⁷ Повышение качества термодиффузионного цинкования стальных изделий плоской формы / В.М. Константинов, Л.А. Астрейко, П.С. Мышкевич, К.Б. Сорокин // Вестник Барановичского государственного университета. Серия: Технические науки. – 2024. – № 1 (15). – С. 18–23. – EDN BCCSFN.

⁴⁸ Александров Д.А. Эрозивностойкие и коррозионностойкие покрытия для защиты деталей компрессора газотурбинных двигателей / Д.А. Александров, А.С. Бенклян // Труды ВИАМ. – 2024. – № 5 (135). – С. 25–36. – DOI 10.18577/2307-6046-2024-0-5-25-36. – EDN MCCDLA.

⁴⁹ Изучение перспектив применения ионной модификации нитридных покрытий к процессам высокотемпературной коррозии в нефтегазовой отрасли / К.К. Кадыржанов, А.Л. Козловский, Д.И. Шлимас, Г.Ж. Молдабаева // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2024. – № 2 (164). – С. 93–103. – DOI 10.31660/0445-0108-2024-2-93-103. – EDN MTXGKI.

⁵⁰ Поздеева А.Ю. Материалы для пропитки пористых металлизационных газотермических антикоррозионных покрытий погружного нефтепромышленного оборудования. Часть 1 / А.Ю. Поздеева, А.П. Амосов, П.Е. Юдин // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 2. – С. 156–164. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-2-156-164. – EDN IQCJLO.

флюидом. В работе [51]⁵¹ исследован подход защиты сварного стыка труб от коррозионного воздействия среды, основанный на нанесении металлизационных покрытий порошками ПР-Ю5Н, ПР-Х18-Н9, ПГ-ЮНХ15СР2 и присадочной проволокой марки СВ-04Х19Н9 и СВ-08Г2С. В работе [51] показано, что защитить от коррозии сварные соединения промышленных труб можно нанесением металлизационных покрытий концевых участков, однако надо контролировать возможную неоднородность и нарушение сплошности покрытия.

Для борьбы с биологической коррозией несущих конструкций и деталей оборудования в шахтах в работе [52]⁵² рассмотрено нанесение покрытия из смеси порошков Ti и Cu – 50 : 50 вес. % методом детонационного газотермического напыления. В результате биоцидных и антикоррозионных свойств Ti-Cu композиции удалось существенно снизить обрастание образцов микробами и повысить защищенность образцов из стали Ст3 от коррозии.

Для снижения пористости покрытий газотермических покрытий в работе [53]⁵³ предложена индукционная установка для их оплавления, выбраны частота тока и иные параметры тока повышенной частоты для обеспечения максимального тепловыделения. Применение оплавления позволило получить улучшенные свойства и структуру коррозионно-стойких покрытий, обеспечивающие повышение их срока эксплуатации.

Применение высокоскоростного процесса газотермического нанесения покрытий позволяет существенно снизить их пористость. Однако значительный уровень напряжений, формируемый при этом методе нанесения, требует оценки адгезионной прочности сцепления покрытия с основным металлом. Эти вопросы рассмотрены в работе [54] на примере двухкомпонентного покрытия, содержащего карбиды хрома Cr₃C₂ и матрицу 10%NiCr, нанесенного на дуплексную нержавеющую сталь AISI 2205. Результаты испытаний показали, что слой с Cr₃C₂ и NiCr-матрицей улучшает коррозионную и износостойкость дуплексной

нержавеющей стали AISI 2205 при обеспечении удовлетворительной адгезионной прочности.

Применение газотермических металлизационных покрытий, наносимых методом электродуговой металлизации для защиты корпусов погружных электродвигателей (ПЭД) в нефтяных и газовых скважинах, рассмотрено в работе [55]⁵⁵. Показано влияние технологических параметров на длительную коррозионную и износостойкость металлизационных хром-никелевых покрытий.

Антикоррозионные защитные покрытия на основе полимерных лакокрасочных материалов давно применяются в нефтегазовой отрасли. Обзор систем защитных покрытий для внутренней поверхности насосно-компрессорных труб и основных методов определения их физико-механических характеристик приведен в работе [56]⁵⁶. Улучшение функциональных свойств полимерно-битумных покрытий, применяемых для защиты наружных поверхностей трубопроводов, рассмотрено в работе [57]⁵⁷. Авторами предложена химическая модификация фенолоформальдегидных олигомеров и разработаны композиции на основе эластомера, соолигомера и битума, которые, наряду с защитой от коррозии, обеспечивают снижение содержания свободного фенола и формальдегида, что важно как в экологическом аспекте, так и ввиду их вредного воздействия на организм человека.

Результаты натурных испытаний специальной противообрастающей эмали подводного нанесения «Эксидис» в акватории Печерского моря представлены в работе [58]⁵⁸. Оценка коррозионной стойкости в растворе хлорида натрия и в условиях солевого тумана покрытий на основе порошковых эпоксидных красок, модифицированных алифатическим амином или смесью антикоррозионных пигментов, приведена в работе [59]⁵⁹. Показано, что с ростом молекулярной массы исходного эпоксидного олигомера, а также при введении в состав красок хемосорбирующегося алифатического амина, содержащего полярные группы, наблюдается снижение проницаемости раствора NaCl в материал покрытий.

В завершение обзора следует отметить, что, несмотря на большое количество проводимых исследований, проблема коррозии оборудования остается актуальной, и для ее решения необходимо обобщать и анализировать накопленные результаты различных работ. ●

⁵¹ Бурков П.В. Исследование структуры и свойств металлизационных покрытий для антикоррозионной защиты сварных соединений нефтепромышленных труб / П.В. Бурков, В.В. Севостьянов, С.С. Бушуев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – Т. 15. № 1. – С. 17–29. – DOI 10.28999/2541-9595-2025-15-1-17-29. – EDN BSQQRL.

⁵² Снижение биокоррозии деталей оборудования, эксплуатируемого в подземных выработках за счет применения детонационного Ti-Cu напыления / У.В. Харченко, В.С. Егоркин, В.В. Сирота, С.В. Зайцев // Устойчивое развитие горных территорий. – 2024. – Т. 16. № 1 (59). – С. 336–344. – DOI 10.21177/1998-4502-2024-16-1-336-344. – EDN JUFYUN.

⁵³ Разработка технологических режимов индукционного нагрева для оплавления коррозионностойких покрытий стальных деталей с учетом закалки / М.А. Федин, А.Р. Лепешкин, А.Б. Кувалдин [и др.] // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2024. – № 2. – С. 65–75. – DOI 10.24160/1993-6982-2024-2-65-75. – EDN MZAPWL.

⁵⁴ Influence of High-Velocity Oxy-fuel Sprayed Cr3C2-NiCr Coating on Corrosion and Wear Properties of AISI 2205 / R. G. İşık, B. Özbay Kısasöz, G. Tarakçı [et al.] // Journal of Materials Engineering and Performance. – 2024. – DOI 10.1007/s11665-024-09324-7. – EDN RMHMYV.

⁵⁵ Влияние газовой среды напыления на свойства газотермических металлизационных покрытий / Д.И. Андриянов, П.Е. Юдин, Ж.В. Князева [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. № 4. – С. 115–125. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-4-115-125. – EDN NEHNDG.

⁵⁶ Калашников В.С. Анализ свойств покрытий, применяемых для защиты внутренней поверхности насосно-компрессорных труб / В.С. Калашников, Т.А. Зубаиров // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. № 2. – С. 197–203. – DOI 10.17122/ngdelo-2024-2-197-203. – EDN COERUD.

⁵⁷ Мамедова А.А. Композиционные материалы на основе эластомера, соолигомера и битума / А.А. Мамедова, Т.М. Наибова, А.А. Алиева // Химия в интересах устойчивого развития. – 2024. – Т. 32. № 1. – С. 72–78. – DOI 10.15372/KhUR2024532. – EDN CULXFC.

⁵⁸ Натурные испытания специальной противообрастающей эмали подводного нанесения «Эксидис» на платформе «Приразломная» / В.Г. Черкашина, А.М. Иванова, Т.З. Шарипов [и др.] // Лакокрасочные материалы и их применение. – 2024. – № 1–2 (561). – С. 41–44. – EDN DZRSNL.

⁵⁹ Антикоррозионная стойкость покрытий на основе порошковых эпоксидных красок, содержащих модификаторы / Т.А. Походина, Н.В. Кулинич, В.В. Комарь [и др.] // Известия Национальной академии наук Беларуси. Серия химических наук. – 2024. – Т. 60. № 1. – С. 7–17. – DOI 10.29235/1561-8331-2024-60-1-7-17. – EDN VQFXNX.

KEYWORDS: corrosion processes, corrosion damage, corrosion of oil and gas equipment, corrosion protection methods, corrosion mechanism.

РОССИЯ ПОДАЛА В СУД НА EUROCLEAR ИЗ-ЗА ЗАМОРОЖЕННЫХ АКТИВОВ



Центробанк России подал иск против Euroclear с требованием возместить убытки за заморозку его суверенных активов и пообещал оспорить планы Европы по их бессрочной блокировке. Иск стал предупредительным выстрелом по Брюсселю, который намерен задействовать эти средства для выдачи Украине кредита в размере 90 млрд евро.



Регулятор заявил, что компания Euroclear, где хранятся 185 млрд евро из замороженных в Европе средств общей суммой в 210 млрд евро, нанесла ему вред «из-за невозможности распоряжения принадлежащими ему активами и ценными бумагами». Иск стал первым предупреждением России в отношении Европы, поскольку Брюссель собирается заморозить активы на неопределенный срок для финансирования кредита Украине. Бельгия, где хранится основная часть активов, выступила против этой идеи, опасаясь встречных мер со стороны России. Европейская комиссия считает, что ни один суд за пределами ЕС не обладает достаточными полномочиями по этому вопросу. Но Центральный банк России пообещал «оспорить все прямые или косвенные действия», связанные с несогласованным использованием ЕС его активов. И заявил, что оставляет за собой право «без дополнительного уведомления перейти к практической реализации всех доступных правовых и иных

механизмов защиты интересов в случае дальнейшего продвижения или любой формы имплементации указанных обсуждаемых инициатив Европейского союза».

ЕВРОПА ЗАПРЕТИЛА ЭКСПОРТ РОССИЙСКОГО ГАЗА, НО ПО-ПРЕЖНЕМУ ПОКУПАЕТ РОССИЙСКИЕ УДОБРЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГАЗА



Европа продолжает закупки удобрений у Москвы, несмотря на обещания прекратить их. ЕС вводит пошлины на сельхозпродукцию из России, но они могут оказаться неэффективными из-за слишком постепенного применения и незначительного размера. Местные фермеры опасаются, что бремя этих мер ляжет на них. ЕС 3 декабря пообещал полностью отказаться от российского газа к сентябрю 2027-го, и закупки действительно резко упали. Но удобрения на основе этого газа Европа продолжает покупать. Для Кремля это не так призывно, как экспорт энергоносителей, но ставит продовольственную безопасность Европы в зависимость от противника. При этом растущие пошлины ЕС, цель которых – вытеснить российские удобрения с рынка, могут оказаться неэффективными.



К весне 2025 года доля России на европейском рынке минеральных удобрений достигла трети. Пиком стал июнь, когда ввезли рекордный за 10 лет миллион тонн. Сделки обычно заключаются через брокеров из Швейцарии или стран Залива.

БОЛЬШЕ НИКАКИХ ПОСТАВОК ЭНЕРГИИ ИЗ РОССИИ: ГАЗОПРОВОДЫ «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК» НАХОДЯТСЯ НА ГРАНИ ОКОНЧАТЕЛЬНОГО ЗАКРЫТИЯ



В рамках трехсторонней процедуры Европейский союз принял решение о полном отказе от ископаемого топлива из России.



Не позднее 1 ноября 2027 года вступает в силу запрет на импорт природного газа из России, как в сжиженном виде, так и по трубопроводам. Б. Ланге заявил, что это решение определяет в качестве последней даты поставок российского трубопроводного газа 30 сентября 2027 года. До этой даты Германия по-прежнему обязана по закону наполнять газовые хранилища на 85 % для зимнего сезона. После этого поставлять природный газ из России по существующим трубопроводам будет запрещено. Это решение означает полный конец для «Северного потока», Россия не сможет вернуться на европейский рынок через третьи страны или фиктивные пути поставок – все лазейки закрыты. Запрет на импорт не касается возможного демонтажа инфраструктуры. Глава ССВ и член Европарламента Фабио Де Маси критикует это решение, заявляя, что ЕС самоустраивается из дипломатической игры, вместо того чтобы включить эксплуатацию «Северного потока» в перемирие. Председатель Комиссии Урсула фон дер Ляйен высоко оценила это решение: «Это начало новой эры: эры полной энергетической независимости Европы от России». ●

АВТОМАТИЗАЦИЯ И РОБОТИЗАЦИЯ нефтебаз и газохранилищ

АВТОРЫ АНАЛИЗИРУЮТ ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ПРОЦЕССА АВТОМАТИЗАЦИИ НЕФТЕБАЗ И ГАЗОХРАНИЛИЩ. АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ ОБУСЛОВЛЕНА РОСТОМ ТРЕБОВАНИЙ К БЕЗОПАСНОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ НА ФОНЕ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ. В ХОДЕ ПРОВЕДЕННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ БЫЛИ ВЫЯВЛЕНЫ КЛЮЧЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ НАПРАВЛЕНИЯ: ИНТЕГРАЦИЯ АСУ ТП И СИСТЕМ БЕЗОПАСНОСТИ, ВНЕДРЕНИЕ IIOT, ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ, ИИ И РОБОТИЗИРОВАННЫХ ПЛАТФОРМ. СФОРМУЛИРОВАНЫ ВЫВОДЫ О НЕИЗБЕЖНОСТИ ПЕРЕХОДА К «УМНЫМ» СКЛАДАМ, ОПРЕДЕЛЕНА ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВЕКТОРЫ РАЗВИТИЯ, ВКЛЮЧАЯ МОДУЛЬНЫЕ ПЛАТФОРМЫ И СИНЕРГИЮ ТЕХНОЛОГИЙ, А ТАКЖЕ РАЗРАБОТАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ЦИФРОВИЗАЦИИ ОБЪЕКТОВ ХРАНЕНИЯ

THE ARTICLE AIMS TO ANALYZE THE CURRENT STATE AND PROSPECTS FOR AUTOMATING OIL DEPOTS AND GAS STORAGE FACILITIES. THE RELEVANCE IS DRIVEN BY GROWING DEMANDS FOR SAFETY AND EFFICIENCY AGAINST THE BACKDROP OF DIGITAL TRANSFORMATION. THE METHODOLOGY INCLUDES SYSTEMATIC AND COMPARATIVE ANALYSIS. AS A RESULT, KEY TECHNOLOGICAL TRENDS WERE IDENTIFIED: THE INTEGRATION OF PROCESS CONTROL SYSTEMS AND SAFETY SYSTEMS, THE IMPLEMENTATION OF IIOT, DIGITAL TWINS, AI, AND ROBOTIC PLATFORMS. CONCLUSIONS WERE DRAWN ABOUT THE INEVITABILITY OF TRANSITIONING TO "SMART" WAREHOUSES, AND PROMISING DEVELOPMENT VECTORS WERE OUTLINED, INCLUDING MODULAR PLATFORMS AND TECHNOLOGY SYNERGY. THE PRACTICAL SIGNIFICANCE OF THE WORK LIES IN DEVELOPING RECOMMENDATIONS FOR THE DIGITALIZATION OF STORAGE FACILITIES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: автоматизация, роботизация, нефтебаза, газохранилище, промышленная безопасность, цифровой двойник, искусственный интеллект, беспилотные летательные аппараты, предиктивная аналитика, кибербезопасность.

Павлов Вадим Евгеньевич
студент

Гладков Илья Вячеславович
доцент, к.т.н.

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

Нефтегазовая отрасль сталкивается с комплексом вызовов: волатильностью рынков, ужесточением экологических стандартов, старением инфраструктуры и кадровым дефицитом. Особую роль в обеспечении устойчивости играют объекты хранения – нефтебазы и подземные газохранилища. Актуальность их модернизации обусловлена требованиями безопасности [11], экономической целесообразностью и необходимостью цифровой трансформации в рамках Industry 4.0.

Мировые тенденции демонстрируют курс на цифровизацию и автономизацию. Международные компании (Shell, BP) показывают эффективность внедрения ИИ и робототехники [6]. В России этот процесс осложнен задачей импортозамещения, что придает исследованиям геоэкономический характер. Цель работы – анализ современных достижений и перспектив автоматизации нефтебаз и газохранилищ с формулировкой практических рекомендаций.

УДК 004

Проблематика автоматизации нефтегазовой отрасли широко освещена в литературе. Современные исследования сместились в сторону интеграции классических АСУ ТП с цифровыми технологиями. Работы Fernandez-Carames с соавторами [4] демонстрируют потенциал блокчейна и БПЛА для управления запасами.

Для формирования прогнозов о перспективных направлениях развития использовался метод экстраполяции технологических трендов, основанный на анализе патентной активности, дорожных карт технологических компаний и государственных программ цифровизации. Также был применен метод моделирования, в рамках которого

интернет вещей (IIoT) обеспечивает сбор данных через беспроводные сети, создавая основу для предиктивной аналитики. Концепция цифрового двойника позволяет создавать виртуальные копии объектов для оптимизации операций и моделирования [6]. Обработка больших данных с применением искусственного интеллекта выявляет сложные корреляции, переводя техническое обслуживание на состояние-ориентированную модель. Робототехника, включая автономных роботов (AMR) и БПЛА, выполняет опасные и трудоемкие задачи инспекции и обслуживания, включая неразрушающий контроль [5]. Перспективным направлением является создание роботизированных комплексов для дистанционного управления оборудованием.

Анализ реализованных проектов демонстрирует значительный эффект от внедрения технологий, систематизированный в таблице 1.

Как видно из данных, представленных в таблице 1, совокупный экономический и социальный эффект является значительным и многогранным.

Сегодня ощущается дефицит комплексных работ, синтезирующих опыт автоматизации, IIoT и робототехнику применительно к нефтебазам как единой экосистеме

Значительный вклад вносят международные стандарты [3, 8, 9], задающие рамки проектирования систем. Вопросы роботизации систематизированы в монографиях [5], а российские исследования [1, 2] адаптируют методы управления к специфике газотранспортных систем. Однако ощущается дефицит комплексных работ, синтезирующих опыт автоматизации, IIoT и робототехнику применительно к нефтебазам как единой экосистеме.

концепция цифрового двойника рассматривалась не только как инструмент эксплуатации, но и как метод виртуального прототипирования и оценки эффективности предлагаемых решений до их физического внедрения. Источниковой базой послужили научные статьи, материалы конференций, технические стандарты и нормативные правовые акты в области промышленной и пожарной безопасности [11, 12, 13, 14, 15].

Материалы и методы

Методологическую основу составил системный подход. Основным методом выступил сравнительный анализ эффективности технологических решений на основе данных компаний, научных публикаций [4, 6] и нормативной документации [3, 8, 9]. Ретроспективный анализ выявил эволюцию подходов к автоматизации.

Для формирования прогнозов использовался метод экстраполяции технологических трендов и моделирования, где цифровой двойник рассматривался как инструмент виртуального прототипирования. Источниковой базой послужили научные работы, стандарты и нормативные акты [11 – 15].

Значительным стимулом для автоматизации служит дефицит квалифицированных кадров для работы со сложными системами

Результаты

Современные объекты хранения углеводородов представляют собой высокотехнологичные комплексы, соответствующие жестким международным и национальным стандартам [3, 10, 11]. Усложнение инфраструктуры и повышенные требования к надежности обуславливают необходимость внедрения передовых технологий. Значительным стимулом для автоматизации служит дефицит квалифицированных кадров для работы со сложными системами.

Архитектура АСУ ТП эволюционировала к централизованным системам (DCS, SCADA), интегрированным с противоаварийными защитами (SIS) [7, 8]. Промышленный

Однако путь к тотальной автоматизации сопряжен с серьезными трудностями. Высокая капиталоемкость проектов «под ключ» часто становится барьером для средних компаний. Кадровый голод проявляется в нехватке специалистов, способных обслуживать и развивать столь сложные системы. Проблема интеграции новых решений с унаследованным оборудованием требует разработки специальных адаптеров и шлюзов, что удорожает и усложняет проект.

Отдельным и крайне актуальным вызовом является кибербезопасность. Увеличение числа подключенных устройств по протоколам IIoT расширяет поверхность для потенциальных атак. Следование принципам, изложенным в стандарте ГОСТ Р ИСО/МЭК 62443-3-3-2020 [9],

становится не рекомендацией, а строгой необходимостью для защиты от киберугроз, способных парализовать работу критически важного объекта.

платформ. Оба пути имеют свои риски. Первый связан с длительностью цикла разработки и возможным отставанием в функциональности.

Синергия между рассмотренными технологиями порождает качественно новые возможности. Например, данные, собранные роботом-инспектором при внутреннем обследовании резервуара, могут автоматически загружаться в его цифрового двойника, уточняя модель износа. Алгоритмы ИИ, анализируя эту модель вместе с операционными данными, могут с высочайшей точностью спрогнозировать остаточный ресурс конструкции. Это воплощение принципа сквозной цифровизации.

Систематизация основных барьеров на пути внедрения представлена в таблице 2.

Данные, приведенные в таблице 2, указывают на то, что преодоление барьеров требует не столько технологических прорывов, сколько грамотного управления изменениями, инвестиций в человеческий капитал и развития нормативной базы. Государство

Проблема интеграции новых решений с унаследованным оборудованием требует разработки специальных адаптеров и шлюзов, что удорожает и усложняет проект

Проведенный анализ позволяет утверждать, что автоматизация и роботизация нефтебаз и газохранилищ перестали быть областью экспериментальных разработок и перешли в стадию планомерного промышленного внедрения. Сравнение зарубежного и российского опыта показывает определенное отставание отечественных компаний в части массового внедрения AI/ML-решений и создания полнофункциональных цифровых двойников. В то же время в области роботизированной инспекции и построения базовых SCADA-систем российские компании, такие как «Транснефть», демонстрируют передовые практики, соответствующие мировому уровню.

Ключевой дискусионной точкой остается выбор стратегии: разработка собственных решений в рамках импортозамещения или адаптация международных

Второй – с зависимостью от иностранных вендоров и потенциальными санкционными ограничениями. Наиболее перспективной представляется гибридная модель, при которой критически важные системы безопасности (SIS) и базовые АСУ ТП разрабатываются внутри страны, а для аналитических надстроек используются как отечественные, так и адаптированные зарубежные решения.

Сравнение зарубежного и российского опыта показывает определенное отставание отечественных компаний в части массового внедрения AI/ML-решений и создания полнофункциональных цифровых двойников. В то же время, в области роботизированной инспекции и построения базовых SCADA-систем российские компании демонстрируют передовые практики, соответствующие мировому уровню

ТАБЛИЦА 1. Сравнительный анализ эффектов от внедрения технологий автоматизации и роботизации

Технология	Основной эффект	Количественные и качественные проявления
Интегрированная АСУ ТП и SIS	Повышение промышленной безопасности	• снижение количества аварийных остановок на 25 – 40 %; • сокращение времени реакции на отклонение до секунд [7]
IIoT и предиктивная аналитика	Снижение операционных расходов (ОРЕХ)	• увеличение межремонтного пробега оборудования на 15 – 25 %; • сокращение затрат на ТОиР до 30 % за счет отказа от планово-предупредительных ремонтов [6]
Цифровой двойник	Оптимизация технологических режимов	• снижение потерь на испарение (большие дыхания) на 5-10%; • оптимизация энергопотребления на 7 – 12 % за счет точного моделирования
Роботы-инспекторы (БПЛА, AMR)	Снижение рисков для персонала и затрат на инспекцию	• сокращение времени планового осмотра резервуара с 3 – 5 дней до 2 – 3 часов; • полное исключение людей из зон с потенциально взрывоопасной атмосферой [4]

ТАБЛИЦА 2. Основные барьеры внедрения и возможные пути их преодоления

Барьер	Сущность проблемы	Возможные меры по нивелированию
Высокая стоимость	Значительные капиталовложения на начальном этапе, длительный срок окупаемости	• внедрение по модульному принципу, • starting with quick-win проектов (например, дрон-инспекция); • использование модели «технология как услуга» (Technology as a Service)
Кадровый дефицит	Отсутствие готовых специалистов на стыке нефтегазовой отрасли, IT и робототехники	• развитие корпоративных учебных центров, • партнерство с вузами для создания целевых образовательных программ, • привлечение сторонних сервисных компаний
Интеграция (brownfield)	Несовместимость протоколов обмена данных старого и нового оборудования	• разработка и стандартизация универсальных аппаратно-программных шлюзов; • постепенная поэтапная модернизация с созданием цифрового двойника на каждом этапе
Кибербезопасность	Уязвимость распределенных сетей IIoT и облачных платформ для атак	• внедрение security-by-design; • строгое следование стандартам [9]; • регулярный пентестинг и сегментация сетей

может стимулировать процесс через создание понятных и стимулирующих «технических регламентов 2.0», которые бы не просто предъявляли запретительные требования, а задавали вектор развития, в том числе через инструменты государственно-частного партнерства.

Заключение

Проведенное исследование показало, что автоматизация и роботизация нефтебаз и газохранилищ являются не модным трендом, а объективной необходимостью и стратегическим ответом на системные вызовы нефтегазовой отрасли. Формирование «умных» объектов хранения (Smart Tank Farms) на основе синергии АСУ ТП, IIoT, больших данных, искусственного интеллекта и робототехники позволяет достичь принципиально нового уровня безопасности, операционной эффективности и прозрачности управления.

Ключевыми драйверами этого процесса выступают ужесточение нормативных требований, экономия операционных затрат и минимизация человеческого фактора как источника рисков. В то же время реализация проектов цифровой трансформации

сдерживается высокой стоимостью, кадровым дефицитом и проблемами интеграции с существующей инфраструктурой.

Вектор развития на 2025 – 2030 годы будет направлен на создание автономных, самообучающихся и устойчивых объектов хранения, способных с минимальным вмешательством человека обеспечивать надежное и безопасное хранение энергоресурсов в условиях растущей нестабильности. ●

Литература

- Aliyev, Ilgar Giyas oglu. *Technological foundations of management decision-making in the reconstruction of complex gas pipeline system.* – 2025.
- Aliyev, Ilgar. *Technological schemes and control methods in the reconstruction of parallel gas pipeline systems under non-stationary conditions.* // arXiv preprint. – 2025.
- API Standard 2350. *Overfill Protection for Storage Tanks in Petroleum Facilities.* 5th ed. – Washington, DC: American Petroleum Institute, 2020.
- Fernandez-Carames, Tiago M. et al. *Towards an autonomous industry 4.0 warehouse: A UAV and blockchain-based system for inventory and traceability applications in big data-driven supply chain management.* // arXiv preprint. – 2024.
- Industrial Robotics and Automation: *Fundamentals, Analysis and Applications:* монография. – Boca Raton: CRC Press, 2023. – 4XX p.
- Portillo, Noel. *From Analog to Digital – Successful Implementation of IoT Solutions in the Petrochemical Industry.* // arXiv preprint. – 2025.
- Safety Instrumented Systems: *A Life-Cycle Approach:* монография. – 3rd ed. – Research Triangle Park, NC: ISA, 2022. – 4XX p.

- ГОСТ Р ИСО 61511-1-2021. *Функциональная безопасность. Системы, связанные с безопасностью, для предприятий процессной промышленности. Часть 1. Требования к системам безопасности.* – М.: Стандартинформ, 2021.
- ГОСТ Р ИСО/МЭК 62443-3-3-2020. *Промышленные коммуникационные сети. Сетевая и системная безопасность. Часть 3-3. Системные требования безопасности и уровни безопасности.* – М.: Стандартинформ, 2020.
- О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением: *Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 032/2013 (Приложение к Решению Совета ЕЭК от 02.07.2013 № 41).* – Офиц. публ.: ЕЭК, 2013.
- О промышленной безопасности опасных производственных объектов: *Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (с изм. и доп. по сост. на 2024 г.).* – Доступ из справ.-правовых систем.
- Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением: *Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (утв. приказом Ростехнадзора от 25.03.2014 № 116; с изм.).* – Офиц. публ.: Ростехнадзор.
- СП 5.13130.2009. *Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (ред. актуализ.).* – М.: Минстрой России, 2021.
- СП 155.13130.2014. *Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности.* – М.: Минстрой России, 2021.
- Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: *Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (с изм. и доп. по сост. на 2023 г.).* – Доступ из справ.-правовых систем.

KEYWORDS: automation, robotics, oil depot, gas storage facility, industrial safety, digital twin, artificial intelligence, unmanned aerial vehicles, predictive analytics, cybersecurity.

ПОКРЫТИЕ БЕРЕГОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

НАРУЖНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ РЕГУЛЯРНО ПРИМЕНЯЮТ С 1940-Х ГОДОВ. В ТЕ ВРЕМЕНА ПОКРЫТИЯ НАНОСИЛИСЬ ПРЯМО В ТРАНШЕЕ ВО ВРЕМЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, ОДНАКО СЕГОДНЯ БОЛЬШИНСТВО ТРУБ ПОКРЫВАЕТСЯ ЗАРАНЕЕ. КАК ПРАВИЛО, В ДОПОЛНЕНИЕ К АКТИВНОЙ ЗАЩИТЕ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ПАССИВНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ СИСТЕМА ПОКРЫТИЯ. ТАКОЕ ПОКРЫТИЕ ДОЛЖНО ОБЛАДАТЬ ВЫСОКОЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТЬЮ И УСТОЙЧИВОСТЬЮ К СТАРЕНИЮ В АГРЕССИВНЫХ ГРУНТАХ. НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫЕ ТИПЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ВКЛЮЧАЮТ: ЭПОКСИДНОЕ ПОРОШКОВОЕ ПОКРЫТИЕ, КАМЕННОУГОЛЬНЫЙ ЛАК, ЭКСТРУДИРОВАННЫЕ ПЛАСТИКОВЫЕ ПОКРЫТИЯ, ВО МНОГОМ ЗАМЕНИВШИЕ ДРУГИЕ ВИДЫ ПОКРЫТИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ БЛАГОДАРЯ ПРЕВОСХОДНЫМ АДГЕЗИОННЫМ СВОЙСТВАМ. В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ СОВРЕМЕННЫЕ ТИПЫ ПОКРЫТИЙ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ

EXTERNAL COATINGS HAVE BEEN ROUTINELY USED TO PROTECT PIPELINES SINCE THE 1940S. EARLY COATINGS WERE APPLIED DIRECTLY IN THE TRENCH DURING CONSTRUCTION, BUT TODAY MOST PIPES ARE COATED BEFOREHAND. TYPICALLY, A PASSIVE ANTICORROSION COATING SYSTEM IS USED IN ADDITION TO ACTIVE PROTECTION. SUCH A COATING MUST HAVE HIGH MECHANICAL STRENGTH AND RESISTANCE TO AGING IN AGGRESSIVE SOILS. THE MOST COMMON TYPES OF CORROSION PROTECTION INCLUDE EPOXY POWDER COATING, COAL TAR LACQUER AND EXTRUDED PLASTIC COATINGS, WHICH HAVE LARGELY REPLACED OTHER TYPES OF COATINGS IN CONSTRUCTION DUE TO THEIR EXCELLENT ADHESION PROPERTIES. THIS ARTICLE DISCUSSES MODERN TYPES OF COATINGS AND THEIR APPLICATION TECHNOLOGIES

Ключевые слова: коррозия, покрытие, нанесение, защита, стойкость.

Брусник Олег Владимирович

доцент кафедры недропользования
и нефтегазового дела,
Российский университет дружбы народов
имени Патриса Лумумбы

Шади Абдуллах Мохамед Абдуллах Наср

аспирант,
Российский университет дружбы народов
имени Патриса Лумумбы

Шади Ашраф М. Эль-Саид

профессор кафедры прикладной химии,
руководитель центра защиты поверхностей,
Египетский научно-исследовательский
институт нефти

Транспортировка сырой нефти и природного газа по стальным трубопроводам, проложенным по суше, требует применения разнообразных типов защитных покрытий, к которым, в частности, относятся ленты, термоусадочные рукава, пенополиуретан, эпоксидные покрытия.

Ленты

Защитные полимерные ленты используются практически исключительно для защиты трубопроводов и трубчатых металлоконструкций от подземной коррозии. Лента обеспечивает барьерное сопротивление подземной среде. Благодаря хорошей адгезии, лента способна действовать как эффективный электрический изолятор в системе катодной защиты [7].

Во время полевых работ по укладке труб стыки обычно защищают путем нанесения красок или, что более распространено, системы обмотки лентой. Лента представляет собой композитный материал, состоящий как минимум из двух слоев. Первый, или внутренний слой, обычно представляет собой мягкий эластомерный

УДК 622.692.4.07

РИСУНОК 1. Ленты



материал, предназначенный для сцепления с основным субстратом. Внешний слой – это монолитный полимерный материал с заданным уровнем прочности на растяжение механической прочности, термостойкости и электрического сопротивления. Как правило, внешний слой ленты включает поливинилхлорид, полиэтилен, полиолефин, бутил и т.д.

Из-за миграции пластификаторов иногда материал основы может отделяться от адгезионного слоя. Подложки из поливинилхлорида подходят для температур до 60 °С. Для сравнения, полиэтиленовые ленты пригодны также для использования в холодном климате при температурах до -40 °С [10].

Эти ленты используются в качестве внешних лент для обеспечения повышенной механической прочности и устойчивости к ультрафиолетовому излучению. Их также можно использовать поверх загрунтованной стали в качестве внутренней обмотки из-за их превосходных адгезионных качеств [8].

Термоусадочные рукава

Термоусадочные муфты – это особая разновидность оболочки, во многом похожая на ленту, поскольку они часто используются для покрытия зоны сварного шва при новом строительстве или для замены поврежденного покрытия. Для изоляции стыков в полевых условиях будет применяться термоусаживаемая муфта (ТУМ).

ТУМ представляет собой трехслойную термоусаживаемую систему, состоящую из эпоксидного грунта (праймера), сополимерного клея-расплава и основного материала из полиэтилена высокой плотности. Длина термоусадочной муфты заказывается в соответствии с внешним диаметром изолируемой трубы. Ширина муфты должна быть такой, чтобы обеспечить необходимый нахлест на заводское ПЭ-покрытие после усадки, так чтобы для изоляции каждого стыка требовалось наложение только одной термоусадочной муфты.

Нанесение ТУМ: перед абразивоструйной очисткой открытую стальную поверхность и прилегающее заводское покрытие трубы необходимо очистить от пыли, грязи, влаги, солей, масла или других загрязнений, при необходимости – с помощью растворителя. Если торец заводского покрытия поврежден или имеет трещины, может потребоваться его восстановление.

Стыковая зона должна быть обработана дробеструйным способом с использованием абразива (дробь или гранат). Очистка должна достигать как минимум степени чистоты Sa 2^{1/2} с шероховатостью (профилем анкерности) 50–100 мкм. Не менее двух стыков должны быть проверены с помощью Press-o-film.

Очищенная поверхность проверяется компараторами или измерительными приборами. Любая пыль или рыхлые остатки, скопившиеся в процессе дробеструйной обработки и/или шлифовки, должны быть удалены [7–8].

Прилегающее заводское ПЭ-покрытие должно быть подвергнуто щадящей абразивоструйной обработке на участке, выходящем на 25 мм за край термоусадочной муфты. Кромка ПЭ-покрытия должна быть скошена под углом менее 15 градусов. Любые отслоившиеся или порванные участки ПЭ-покрытия на прилегающей зоне должны быть удалены до нанесения изоляции на стык.

После очистки зона стыка должна быть предварительно нагрета до минимальной температуры, рекомендованной производителем. Для контроля достижения правильной температуры на стали и заводском покрытии используется цифровой инфракрасный термометр. Температура измеряется в четырех точках по окружности с помощью контактного термометра для обеспечения равномерного прогрева.

РИСУНОК 2. Применение термоусадочных рукавов



После прогрева двухкомпонентный эпоксидный праймер тщательно смешивается в пропорции, рекомендованной производителем. Нанесение праймера на очищенную стальную поверхность для достижения заданной толщины сухой пленки осуществляется с помощью кисти-губки.

После полимеризации праймера муфта с предписанной производителем слабиной наматывается на трубу, и ТУМ правильно позиционируется. Для нагрева муфты используется горелка с соответствующим пламенем. Нагрев муфты начинается от ее центра по окружности к одному краю до полной усадки муфты на этом участке, после чего аналогичным образом нагревается другой край. Вся зона нанесения должна прогреваться равномерно для обеспечения одинаковой адгезии усаженной муфты [8–9].

О правильном завершении усадки свидетельствует выдавливание расплавленного клея из-под краев муфты. С помощью специального ролика удаляется захваченный воздух и разглаживаются морщины, уделяя особое внимание зоне сварного шва и участку с удаленным заводским покрытием. Готовая муфта должна быть гладкой, без морщин, пузырей, зазоров и плотно прилегать к стали и заводскому покрытию трубы. Муфта должна полностью повторять профиль трубы и прилегающего покрытия без воздушных полостей и пустот. Муфта не должна быть обожжена.

Размер термоусадочной муфты должен обеспечивать минимальный нахлест (после усадки) на заводское ПЭ-покрытие трубы с обеих сторон. Прочность при отслаивании (тест на адгезию) должна соответствовать данным, предоставленным производителем [9].

Пенополиуретан (ППУ)

Эффективная теплоизоляция трубопроводов становится все более важной как средство эксплуатации трубопроводов для транспортировки горячих и холодных сред. Необходимо наносить теплоизоляцию, которая состоит из пенополиуретана [11], покрытого наружной оболочкой из полиэтилена высокой плотности (ПЭВП), которая предотвращает проникновение воды и защищает пену от механических повреждений [12].

Свойства пенополиуретана можно изменять в широких пределах в зависимости от используемого сырья. Плотность, текучесть, прочность на сжатие, растяжение или сдвиг, термическая и размерная стабильность, горючесть и другие свойства могут быть адаптированы под требования конкретного применения. Полиолы и изоцианаты оказывают основное влияние на свойства пен. Также важны вспенивающие агенты и другие добавки, такие как антипирены [10–12].

РИСУНОК 3. Слои пенополиуретана на покрытии трубопровода



Стабильность этих изоляционных пен гарантирована до 80 °С, однако рабочая температура иногда достигает 120 °С. Это система, контролирующая теплопередачу в наземных, подземных и морских трубопроводах. Хотя обычно она используется вместе с антикоррозионным покрытием, при наличии надлежащего барьера для паров влаги поверх уретановой пены обеспечивается эффективная защита от коррозии.

Это процесс, осуществляемый в заводских условиях, при котором трубопровод-основа центрируется внутри внешней оболочки, которая удерживает и формирует пену, а также обеспечивает эффективный барьер для паров влаги. Дозированные количества компонентов

пены быстро подаются в пространство между трубой-основой и внешней оболочкой. Пена удерживается торцевыми заглушками и поднимается по принципу «первым пришел – первым обработан», формируя однородную композитную конструкцию. При правильной оболочке, обычно из полиэтилена или стали с покрытием, система устойчива к влаге и коррозии, достаточно прочна, чтобы противостоять смятию, и достаточно гибка, чтобы допускать допустимый изгиб в полевых условиях [13].

РИСУНОК 4. Нанесение пенополиуретана



Эпоксидное покрытие

С момента начала применения в качестве защитного покрытия в начале 1980-х годов составы эпоксидных покрытий (ЭП) претерпели значительные усовершенствования и развитие [14]. В настоящее время доступны различные типы ЭП, отличающиеся химическими и физическими свойствами, что позволяет использовать их для покрытия основной поверхности труб, внутренней поверхности, кольцевых сварных швов и фитингов. Кроме того, существуют модификации ЭП, предназначенные для эксплуатации в различных условиях работы трубопроводов.

На сегодняшний день основная область применения ЭП – трубопроводная промышленность. Трубопроводные компании по всему миру применяют ЭП (как в качестве самостоятельного покрытия, так и в качестве грунтовочного слоя в многослойных системах) в качестве стандартного защитного покрытия для стальных труб и соответствующих фитингов [15]. Благодаря прочной адгезии к стали на молекулярном уровне ЭП обеспечивает высокую устойчивость стальных элементов к коррозии в течение длительного времени даже при суровых условиях эксплуатации. ЭП эффективно изолирует стальную поверхность, предотвращая воздействие влаги и кислорода, которые вызывают коррозию.

При нанесении порошка ЭП на нагретую металлическую поверхность, выделяются газообразные продукты, которые частично остаются в пленке покрытия в процессе ее гелеобразования и отверждения. Чем выше температура нанесения, тем больше объем выделяющихся газов. Кроме того, при повышении температуры основы сокращается время

гелеобразования порошка, и газы не успевают выйти из пленки покрытия. Таким образом, пористость покрытия увеличивается с ростом температуры нанесения. Исследования пористости отделенных пленок ЭП-покрытия проводились в работе [16]. Для этого покрытие отделяли путем изгиба тестовой панели при температуре –30 °С или ниже.

Покрытия ЭП также доказали полную совместимость с катодной защитой. Процесс нанесения ЭП на стальную поверхность включает три основных этапа [14]. Во-первых, стальная поверхность тщательно очищается до высокого класса чистоты. Во-вторых, очищенная металлическая деталь нагревается до рекомендуемой температуры нанесения порошка ЭП.

В-третьих, проводится нанесение порошка и его последующее отверждение [17].

Применение ЭП-покрытия имеет множество преимуществ по сравнению с традиционными жидкими покрытиями: простота нанесения, минимальные потери материала, быстрое отверждение и более высокая производительность. Кроме того, покрытия FBE обладают широким диапазоном рабочих температур – от –40 °С до +105 °С. Основное преимущество порошкового покрытия ЭП заключается в том, что из-за сравнительно небольшой толщины оно не может скрыть дефекты поверхности стали, благодаря чему обеспечивается возможность тщательного контроля состояния металла до и после нанесения покрытия. Свойства ЭП, такие как гибкость при низких температурах, ударная вязкость, адгезия и устойчивость к отслаиванию при катодной защите, соответствуют требованиям, предъявляемым к защитным покрытиям согласно стандарту CSA [18–22].

Вывод

Типы покрытий для наземных трубопроводов, например, ленты. Защитные полимерные ленты используются исключительно для защиты трубопроводов и трубчатых конструкций от подземной коррозии. Лента обеспечивает барьерное сопротивление подземной среде. Благодаря хорошей адгезии, лента способна действовать как эффективный электрический изолятор для систем катодной защиты [7]. При укладке труб эти ленты используются в качестве внешних лент для обеспечения повышенной механической прочности и устойчивости к ультрафиолетовому излучению. Их также можно использовать поверх загрунтованной стали в качестве внутренней обмотки из-за их превосходных адгезионных качеств [8].

Термоусадочные муфты, особая разновидность оболочки, во многом похожи на ленту, поскольку они часто используются для покрытия зоны сварного шва при новом строительстве или для замены поврежденного покрытия. Для изоляции стыков в полевых условиях будет применяться термоусаживаемая муфта (ТУМ).

Теплоизоляция из пенополиуретана для трубопроводов становится все более важной для эксплуатации трубопроводов, транспортирующих горячие и холодные среды. Необходимо наносить теплоизоляцию, которая состоит из пенополиуретана (ППУ), покрытого наружной оболочкой из полиэтилена высокой плотности (ПЭВП), которая предотвращает проникновение воды и защищает пену от механических повреждений. ●

Литература

1. Мело Д. Отслоения покрытий трубопроводов и их последствия для рисков коррозии / Д. Мело, Г. Погам, М. Рош // 17-я Международная конференция по защите трубопроводов, BHR Group. – Эдинбург, 2007.
2. Вортингем Р. Две системы покрытий прошли испытания для использования в Арктике / Р. Вортингем, М. Четинер, М. Котари // Oil Gas Journal. – 2004. – Т. 15. – С. 59–62.
3. Рош М. Современный опыт с отказами покрытий трубопроводов / М. Рош, Д. Мело, Г. Погам // 16-я Международная конференция по защите трубопроводов, BHR Group. – Пафос, Кипр, 2005.
4. Американское общество инженеров-механиков (ASME). Системы трубопроводов для транспортировки жидких углеводородов и других жидкостей. – Стандарт ASME B31.4, 2002.
5. Дет Норске Веритас (DNV). Контроль разрушения для методов укладки трубопроводов – Введение циклической пластической деформации. – Стандарт DNV-RP-F108, 2006.
6. Рош М. Внешние покрытия трубопроводов: вызовы, связанные с рисками коррозии / М. Рош // Иранский конгресс по коррозии / 2007 – ICA Международный конгресс. – Тегеран, 2007.
7. Эпплман Б.Р. Ленточные системы для защиты трубопроводов // Journal of Protective Coatings and Linings. – 1987. – Т. 4. – С. 52–60.
8. Папавинасам С. Покрытия для трубопроводов / С. Папавинасам, Р.У. Ревии // Международный семинар по перспективным исследованиям и разработке покрытий для защиты от коррозии. – Голден, США, 2004.
9. Нуньес С. Обзор практик нанесения покрытий на трубопроводы в газовой промышленности / С. Нуньес, К.Е.В. Коулсон, Л.С. Чоуг, Дж.Л. Банаш // А.Г.А. Каталог № L51586, 1988.
10. Демхартер А. Жесткий пенополиуретан, проверенный теплоизоляционный материал для применений в диапазоне от +130 °С до –196 °С // Cryogenics. – 1998. – Т. 38. – С. 113–117. – DOI 10.1016/S0011-2275(97)00125-9. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011227597001259> (дата обращения: 15.11.2023).
11. Бруно А.С. [Исследование магнитных свойств] / А.С. Бруно, Р. Скифини, Г.С. Кюнер, К.Х. Барбоза, Дж.П. Вискво, К.С. Камерини // Journal of Magnetism and Magnetic Materials. – 2001. – Т. 226. – С. 2061. – DOI 10.1016/S0304-8853(00)01151-9. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0304885300011519> (дата обращения: 15.11.2023).
12. Де Соуза Ф.В.В. Характеризация коррозионных агентов в пенополиуретанах для тепловой изоляции трубопроводов / Ф.В.В. Де Соуза, Р.О. да Мота, Ж.П. Квинтел, М.М. Виейра, С.П. Маргарит, О.П. Маттос // Electrochimica Acta. – 2007. – Т. 52. – С. 7780–7785. – DOI 10.1016/j.electacta.2007.01.086. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0013468607002993> (дата обращения: 15.11.2023).
13. Чой Ю.С. [Исследование материалов] / Ю.С. Чой, М.К. Чунг, Дж.Г. Ким // Materials Science and Engineering: A. – 2004. – Т. 47. – С. 384. – DOI 10.1016/j.msea.2004.05.045. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0921509304006752> (дата обращения: 15.11.2023).
14. Дада Дж. Эпоксидные покрытия, наносимые методом расплава, для подземных трубопроводов // Materials Performance. – 2000. – Т. 39. – С. 38–39.
15. Барлетта М. Износ при сухом скольжении некоторых промышленных порошковых покрытий // Tribology International. – 2011. – Т. 44. – С. 1236–1250. – DOI 10.1016/j.triboint.2011.05.001. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301679X11001743> (дата обращения: 15.11.2023).
16. Норман Д. Вопросы соответствия назначению, связанные с FBE покрытиями и трехслойными покрытиями / Д. Норман, К.Дж. Арджент // NACE International. – 2005. – Доклад № 05034.
17. Джадун А.Н.К. Рабочие характеристики основных и монтажных FBE покрытий по результатам полевых испытаний на трубопроводе X100 – Пример исследования / А.Н.К. Джадун, И. Томпсон // International Journal of Pressure Vessels and Piping. – 2012. – Т. 92. – С. 48–55. – DOI 10.1016/j.ijpvp.2012.01.003. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0308016112000072> (дата обращения: 15.11.2023).
18. NACE RP 0394. Стандарт рекомендуемой практики: Нанесение, эксплуатационные характеристики и контроль качества нанесенного в заводских условиях эпоксидного порошкового покрытия, наносимого методом расплава, для внешней защиты трубы. – 2002. – URL: <https://store.nace.org/nace-rp0394> (дата обращения: 15.11.2023).
19. Уильямсон А.И. Разработка высокоэффективного композитного покрытия для трубопроводов / А.И. Уильямсон, П. Сингх // NACE Northern Region Western Conference. – Калгари, Канада, 1999.
20. Малик А.У. Коррозионное и механическое поведение эпоксидного покрытия, наносимого методом расплава, в водных средах / А.У. Малик, И.А. Андиждани, С. Ахмад, Ф. Аль-Муайли // Desalination. – 2002. – Т. 150. – С. 247–254. – DOI 10.1016/S0011-9164(02)00980-6. – URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0011916402009806> (дата обращения: 15.11.2023).
21. Папавинасам С. Выбор внешних покрытий для северных трубопроводов: лабораторные методики для оценки и квалификации покрытий / С. Папавинасам, Р.У. Ревии, М. Аттарад // International Pipeline Conference. – Калгари, Канада, 2003. – Доклад № IPC2002-0244. – DOI 10.1115/IPC2002-0244. – URL: <https://asmdigitalcollection.asme.org/IPC/proceedings-abstract/IPC2002/36139/129/317244> (дата обращения: 15.11.2023).
22. Ченг Ю.Ф. Полевая характеристика долгосрочной работоспособности трубопроводов с FBE покрытием с использованием электрохимической импедансной спектроскопии / Ю.Ф. Ченг, Л. Грей, Ф. Кинг. – Отчет для CERA, NOVA Research and Technology Center. – Калгари, 2004.

KEYWORDS: corrosion, coating, application, protection, resistance.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСХОДНО- НАПОРНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБОПРОВОДА на лабораторном стенде

ДЛЯ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ БАЛАНСА НАПОРОВ НЕФТЕПРОВОДА МОЖЕТ ПРИМЕНЯТЬСЯ, ПОМИМО АНАЛИТИЧЕСКОГО, ГРАФИЧЕСКИЙ МЕТОД. ДЛЯ ЭТОГО СТРОЯТ НА ОДНОЙ КООРДИНАТНОЙ ПЛОСКОСТИ РАСХОДНО-НАПОРНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРУБОПРОВОДА И НАСОСОВ. НАХОДЯТ ИХ ТОЧКУ ПЕРЕСЕЧЕНИЯ, ПО КОТОРОЙ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ РАСХОД ПЕРЕКАЧКИ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРУБОПРОВОДА ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ МЕТОДОМ НА ЛАБОРАТОРНОМ СТЕНДЕ. ПОЛУЧЕНА В ВИДЕ ГРАФИКА РАСХОДНО-НАПОРНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРУБОПРОВОДА СТЕНДА, ОПРЕДЕЛЕНА ЕЕ УРАВНЕНИЕ В ВИДЕ ПОЛИНОМА ВТОРОЙ СТЕПЕНИ. ПОСТРОЕНА СОВМЕЩЕННАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТРУБОПРОВОДА И НАСОСОВ, ПО КОТОРОЙ ОПРЕДЕЛЕНА РАБОЧАЯ ТОЧКА ПЕРЕКАЧКИ, СООТВЕТСТВУЮЩИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫМ ДАННЫМ. ВЫПОЛНЕНА ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПОТЕРЬ НАПORA НА ТРЕНИЕ И НА МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЯХ ТРУБОПРОВОДА СТЕНДА. ВЫЧИСЛЕНА СКОРОСТИ ПОТОКА, ЧИСЛА РЕЙНОЛЬДСА, КОЭФФИЦИЕНТЫ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ, ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ УКЛОНЫ И КОЭФФИЦИЕНТЫ МЕСТНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ. В ЭКСПЕРИМЕНТАХ ПОЛУЧЕНЫ ЧИСЛА РЕЙНОЛЬДСА В ДИАПАЗОНЕ ОТ 15523 ДО 25278

EXCEPT FOR THE ANALYTICAL METHOD, A GRAPHICAL APPROACH CAN BE USED TO SOLVE THE OIL PIPELINE HEAD BALANCE EQUATION. TO DO THIS, THE SYSTEM HEAD CURVE AND PUMP CURVE ARE PLOTTED ON THE SAME COORDINATE PLANE, AND THEIR INTERSECTION POINT IS DETERMINED, WHICH REPRESENTS THE OPERATING FLOW RATE. IN THIS STUDY, THE HEAD VERSUS FLOW RATE CURVE FOR A PIPELINE WAS DETERMINED USING AN EXPERIMENTAL METHOD ON A LABORATORY STAND. THE HEAD VERSUS FLOW RATE CURVE FOR THE STAND'S PIPELINE WAS OBTAINED IN THE FORM OF A GRAPH. ITS EQUATION WAS DETERMINED AS A SECOND-DEGREE POLYNOMIAL. A PUMP AND SYSTEM HEAD CURVES WERE CONSTRUCTED, BASED ON WHICH OPERATING FLOW RATES CORRESPONDING TO EXPERIMENTAL DATA WERE DETERMINED. HYDRAULIC CALCULATIONS WERE PERFORMED FOR HEAD LOSSES DUE TO FRICTION, AS WELL AS DUE TO VALVES AND FITTINGS IN THE PIPELINE. FLOW VELOCITIES, REYNOLDS NUMBERS, DARCY FRICTION FACTORS, HYDRAULIC PRESSURE GRADIENTS, AND HEAD LOSS COEFFICIENTS FOR VALVES AND FITTINGS WERE CALCULATED. DURING THE EXPERIMENTS, THE REYNOLDS NUMBERS RANGED FROM 15523 TO 25278

Ключевые слова: гидравлический расчет трубопровода, лабораторный стенд, нефтепровод, потери напора, расходно-напорная характеристика трубопровода, уравнение баланса напоров.

Игнатик Анатолий Александрович

доцент кафедры проектирования и эксплуатации магистральных газонефтепроводов, ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет», к.т.н.

Для определения расхода нефти в трубопроводе решается уравнение баланса напоров. Если в начальной точке трубопровода расположена головная нефтеперекачивающая станция (ГНПС), а в конечной – промежуточная нефтеперекачивающая станция (ПНПС) или конечный пункт с резервуарным парком, то уравнение баланса напоров имеет следующий вид:

$$h_{п} + H_{ст}(Q) = h_{1-2}(Q) + \Delta Z + h_2, \quad (1)$$

где $h_{п}$ – напор подпорных насосов ГНПС (подпор); $H_{ст}(Q)$ – напор магистральных насосов ГНПС; $h_{1-2}(Q)$ – потери напора в трубопроводе; $\Delta Z = Z_1 - Z_2$ – разность высотных отметок конечной Z_2 и начальной Z_1 точек трубопровода; h_2 – напор в конечной точке трубопровода; Q – расход перекачки.

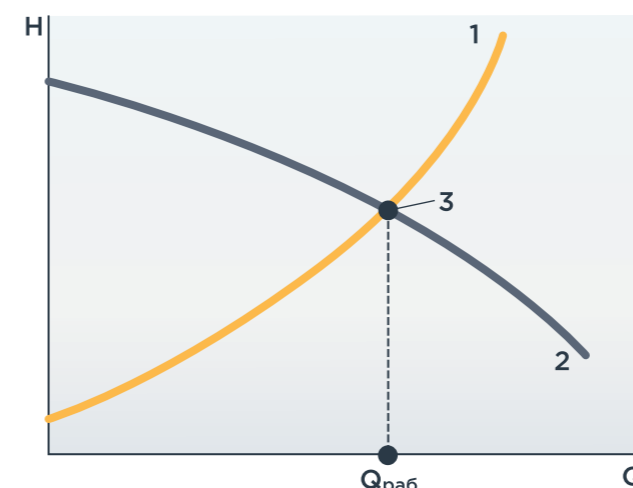
Напор магистральных насосов $H_{ст}(Q)$ и потери напора в трубопроводе $h_{1-2}(Q)$ зависят от расхода перекачки Q . Потери напора h_{1-2} складываются из потерь напора на трение $h_{тр}$ и на местных сопротивлениях $h_{м}$: $h_{1-2} = h_{тр} + h_{м}$.

Уравнение (1) решают относительно расхода перекачки Q аналитически или графически [1, 2].

На рис. 1 изображена совмещенная характеристика нефтепровода и насосной станции (насосов), где Q – расход для нефтепровода, подача для насосов; H – противонапор для нефтепровода, активный напор (или просто напор) для насосов.

Характеристики трубопровода и насосов пересекаются в одной точке, называемой рабочей (точка 3 на рис. 1). Эта точка определяет рабочий расход перекачки $Q_{раб}$ и дает графическое решение уравнения баланса напоров (1).

РИСУНОК 1. Теоретическая совмещенная расходно-напорная характеристика нефтепровода и насосной станции (насосов)



1 – Q - H -характеристика нефтепровода; 2 – Q - H -характеристика насосной станции (насосов); 3 – рабочая точка; $Q_{раб}$ – рабочий расход перекачки

Линия 1 (рис. 1) описывается правой частью уравнения (1) и называется Q - H -характеристикой нефтепровода. А линия 2 описывается левой частью уравнения (1) и называется Q - H -характеристикой насосов.

Q - H -характеристика нефтепровода представляет собой монотонно возрастающую кривую. Ее можно построить расчетным путем. Для этого надо в общем случае иметь следующие данные: длину и внутренний диаметр трубопровода; абсолютную шероховатость внутренней поверхности трубы; плотность и вязкость нефти; высотные отметки начальной и конечной точек нефтепровода; давление или напор в конечной точке трубопровода.

В настоящей статье расходно-напорную характеристику трубопровода, в котором перекачивается жидкость,

получим экспериментально на лабораторном стенде. Обзор гидравлических стендов для моделирования режимов работы нефтепроводов приведен в источниках [3, 4].

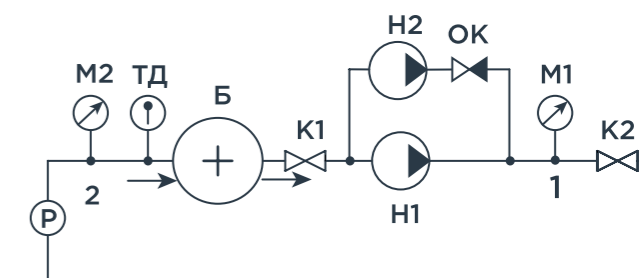
Задачами исследования являются:

- 1) получить расходно-напорную характеристику трубопровода в виде графика и уравнение этого графика;
- 2) выполнить расчет потерь напора на трение и на местных сопротивлениях и других гидравлических параметров.

Методика эксперимента

Экспериментальное исследование выполнялось на лабораторном стенде [5]. Его технологическая схема представлена на рис. 2.

РИСУНОК 2. Технологическая схема лабораторного стенда



Б – бак; К1 и К2 – краны; Н1 и Н2 – насосы; ОК – обратный клапан; М1 и М2 – манометры; Р – расходомер; ТД – температурный датчик; 1 и 2 – начальная и конечная точки рассматриваемого участка трубопровода стенда; стрелки показывают направление движения жидкости

В баке (Б) вместимостью 200 л содержится водная среда. При температуре $t = 21^\circ\text{C}$ ее плотность равна $\rho = 1021 \text{ кг/м}^3$, кинематическая вязкость $\nu = 1,23 \text{ сСт}$. Перекачка воды осуществляется насосами Н1 и Н2, соединенными параллельно. Марка насосов: Wilo-Star-RS 30/6, где 30 – присоединительный размер в мм; 6 – максимальный напор насоса, в м. Жидкость выкачивается из бака и по трубопроводу длиной вдоль его оси $L = 31 \text{ м}$ снова возвращается в бак. Внутренний диаметр труб составляет $d = 35,9 \text{ мм}$. Краны К1 и К2 при работе стенда должны быть открытыми. Обратный клапан (ОК) находится после насоса Н2. Он позволяет работать насосу Н1 одиночно без перетока жидкости в обратную сторону через насос Н2. Манометры М1 и М2 показывают значения избыточного давления в точках стенда 1 и 2 соответственно. Обозначим эти давления P_1 и P_2 (в кПа) соответственно. В наших исследованиях точка 1 – начальная точка исследуемого участка трубопровода, а точка 2 – конечная. С помощью расходомера (Р) измеряется объемный расход Q (в л/мин) жидкости. Температурный датчик (ТД) позволяет определять температуру перекачиваемой среды.

Чтобы построить расходно-напорную характеристику трубопровода, требуется получить несколько точек на графике в координатах Q - H (расход – противонапор). Для этого выполняются измерения при разных вариантах подключения насосов Н1 и Н2.

ТАБЛИЦА 1. Нумерация и условные обозначения режимов работы насосов лабораторного стенда

Номер режима	Схема подключения насосов
1	Н1 (МАКС)
2	Н1 (СР)
3	Н1 (МАКС) + Н2 (МАКС)
4	Н1 (МАКС) + Н2 (СР)
5	Н1 (МАКС) + Н2 (МИН)
6	Н1 (СР) + Н2 (СР)
7	Н1 (СР) + Н2 (МИН)
8	Н1 (МИН) + Н2 (МИН)
9	Н1 (МИН)

Каждый насос может работать в трех режимах: 1) максимальной мощности (МАКС); 2) средней мощности (СР); 3) минимальной мощности (МИН). На корпусе насоса содержится переключатель режимов. Нумерация и условные обозначения режимов работы насосов приведены в таблице 1. Всего выделяется девять вариантов подключения насосов. При каждой схеме подключения насосов из таблицы 1 выполняются измерения следующих параметров перекачки жидкости: давлений P_1 и P_2 (кПа) по манометрам М1 и М2 соответственно; объемного расхода Q (л/мин) по расходомеру (Р). В экспериментах температура жидкости, согласно температурному датчику (ТД), не менялась: $t = 21^\circ\text{C}$.

Результаты эксперимента

Результаты измерений в проведенных экспериментах представлены в таблице 2.

Данные по режиму № 9 в таблице 2 не приведены, поскольку при нем наблюдается самотечное движение жидкости и этот режим не учитывается при построении расходно-напорной характеристики трубопровода стенда.

Противонапор H вычисляется по формуле (это правая часть уравнения баланса напоров (1)):

$$H = h_{1-2} + \Delta Z + h_2. \quad (2)$$

Потери напора между точками 1 и 2 h_{1-2} рассчитываются следующим образом:

ТАБЛИЦА 2. Результаты измерений и вычислений по формулам (2), (3) и (4)

Номер режима	P_1 , кПа	P_2 , кПа	$P_1 - P_2$, кПа	Q , л/мин	h_{1-2} , м	h_2 , м	H , м
1	25,8	15,1	10,7	42,0	1,323	1,508	2,576
2	20,0	13,3	6,7	34,8	0,924	1,328	1,997
3	35,8	17,8	18,0	52,6	2,052	1,777	3,574
4	32,2	16,7	15,5	50,3	1,803	1,667	3,215
5	27,1	15,4	11,7	44,8	1,423	1,538	2,706
6	28,3	15,7	12,6	46,1	1,513	1,567	2,825
7	22,8	14,1	8,7	39,3	1,124	1,408	2,276
8	17,8	12,7	5,1	32,3	0,764	1,268	1,777

$$h_{1-2} = \frac{P_1 - P_2}{\rho g} - \Delta Z, \quad (3)$$

где ρ – плотность перекачиваемой жидкости, $\rho = 1021 \text{ кг/м}^3$; g – ускорение свободного падения, $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; $\Delta Z = -0,255 \text{ м}$.

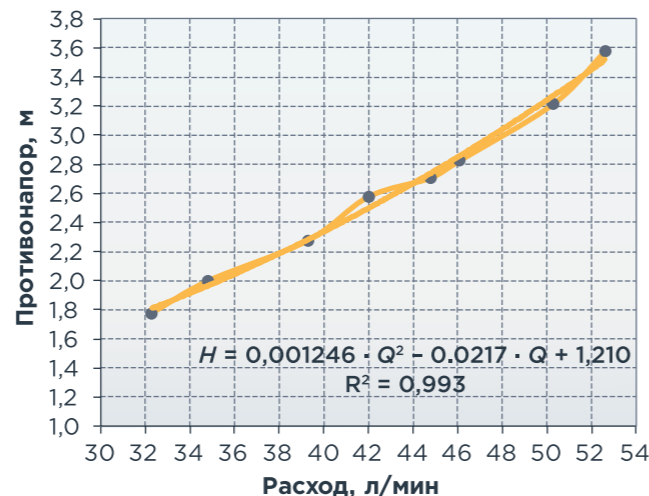
Напор в конечной точке трубопровода h_2 вычисляется так:

$$h_2 = \frac{P_2}{\rho g}. \quad (4)$$

Расчетные значения потерь давления $P_1 - P_2$; потерь напора h_{1-2} по формуле (3); конечного напора h_2 по формуле (4); противонапора H по выражению (2) занесены в таблицу 2.

Теперь с помощью данных таблицы 2 можно построить Q - H -характеристику трубопровода стенда по восьми точкам (рис. 3).

РИСУНОК 3. Экспериментальная Q - H -характеристика трубопровода стенда



Полученную характеристику на рис. 3 предлагается описывать уравнением полинома второй степени:

$$H = 0,001246 \cdot Q^2 - 0,0217 \cdot Q + 1,210. \quad (5)$$

Величина коэффициента корреляции в квадрате для выражения (5) равна $R^2 = 0,993$, что говорит о тесной взаимной связи величин противонапора H и расхода Q .

ТАБЛИЦА 3. Результаты гидравлических расчетов

Номер режима	w , м/с	Re	λ	i , мм/м	$h_{тр}$, м	h_m , м	ξ
1	0,692	20184	0,0338	22,97	0,480	0,843	34,6
2	0,573	16724	0,0345	16,07	0,336	0,588	35,1
3	0,866	25278	0,0332	35,32	0,738	1,314	34,4
4	0,828	24173	0,0333	32,41	0,677	1,125	32,2
5	0,738	21530	0,0336	25,97	0,543	0,880	31,7
6	0,759	22154	0,0335	27,43	0,573	0,940	32,0
7	0,647	18887	0,0340	20,24	0,423	0,701	32,8
8	0,532	15523	0,0347	13,95	0,292	0,473	32,8

Отметим, что если выражения (3) и (4) подставить в (2), то получится простая формула для расчета противонапора

$$H = \frac{P_1}{\rho g}. \quad (6)$$

Следовательно, исходя из (6), для построения Q - H -характеристики трубопровода достаточно измерить:

- 1) расход Q ;
- 2) давление в начальной точке трубопровода P_1 ;
- 3) плотность ρ перекачиваемой среды.

Теперь на одной координатной плоскости построим совмещенную Q - H -характеристику.

Формула расходно-напорной характеристики одного насоса стенда (схема подключения согласно таблице 1 – Н1 (МАКС), режим № 1) имеет вид:

$$H = 5,646 - 0,0746 \cdot Q. \quad (7)$$

Формула расходно-напорной характеристики двух параллельно соединенных насосов (схема подключения согласно таблице 1 – Н1 (МАКС) + Н2 (МАКС), режим № 3):

$$H = 5,506 - 0,0393 \cdot Q. \quad (8)$$

Выражения (7) и (8) получены экспериментально.

Расходно-напорные характеристики насосов аппроксимированы линейными функциями, имеющими достаточно высокий коэффициент корреляции.

На рис. 4 изображена совмещенная характеристика трубопровода и насосов.

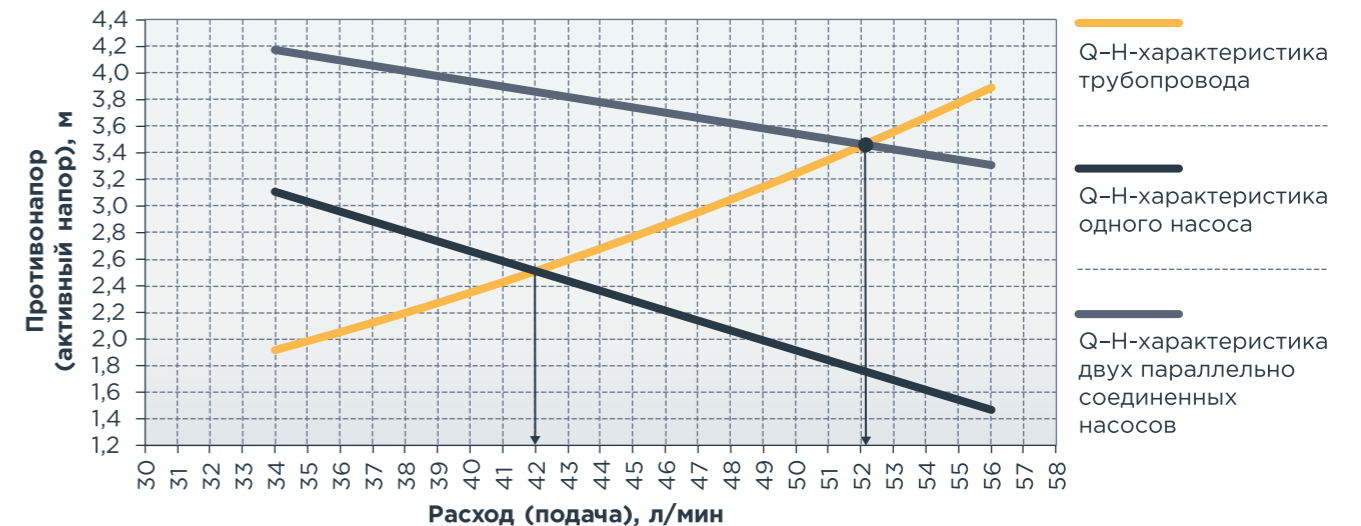
На графике рис. 4 линия 1 построена по уравнению (5), а линии 2 и 3 – по (7) и (8) соответственно. Из совмещенной характеристики видно, что при работе одного насоса рабочий расход составляет $Q_{раб} = 42 \text{ л/мин}$, а при работе двух насосов $Q_{раб} = 52 \text{ л/мин}$. Графически полученные решения соответствуют экспериментальным данным из таблицы 2. Рис. 4 иллюстрирует решение уравнения баланса напоров графическим методом.

Расчет потерь напора на трение и на местных сопротивлениях

В экспериментальной части определили общие потери напора h_{1-2} , включающие потери напора на трение $h_{тр}$ и на местных сопротивлениях h_m трубопровода. Рассчитаем по отдельности потери напора $h_{тр}$ и h_m , наблюдающиеся на всех рассматриваемых режимах работы стенда.

Перечислим необходимые для вычислений исходные данные:

РИСУНОК 4. Экспериментальная совмещенная Q - H -характеристика трубопровода и насосов стенда



- внутренний диаметр труб $d = 35,9$ мм;
- абсолютная шероховатость внутренней поверхности труб $\Delta = 0,2$ мм (задана);
- длина трубопровода между точками 1 и 2 $L_{1-2} = 20,9$ м (измерена в горизонтальной плоскости, без учета вертикального рельефа);
- плотность жидкости $\rho = 1021$ кг/м³;
- кинематическая вязкость жидкости $\nu = 1,23$ сСт = $1,23 \cdot 10^{-6}$ м²/с.

Первое и второе переходные числа Рейнольдса [6] соответственно равны:

$$Re_I = \frac{17,5 \cdot d}{\Delta} = \frac{17,5 \cdot 35,9}{0,2} = 3141; \quad (9)$$

$$Re_{II} = \frac{531 \cdot d}{\Delta} = \frac{531 \cdot 35,9}{0,2} = 95315. \quad (10)$$

Скорость w перекачки определяется по формуле:

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2}. \quad (11)$$

Для определения режима течения жидкости рассчитывается безразмерное число Рейнольдса согласно выражению:

$$Re = \frac{wd}{\nu}. \quad (12)$$

В таблице 3 приведены расчетные значения скорости w и чисел Рейнольдса Re для всех рассматриваемых режимов работы стенда.

Получен диапазон скоростей w от 0,532 до 0,866 м/с; диапазон чисел Рейнольдса Re от 15523 до 25 278. Так как все числа Рейнольдса Re находятся в интервале между первым Re_I и вторым Re_{II} переходными числами, то во всех восьми режимах наблюдается движение жидкости в зоне смешанного трения (турбулентное течение). Поэтому для расчета коэффициента гидравлического сопротивления λ используется формула Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{\Delta}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25}. \quad (13)$$

Гидравлический уклон i (безразмерная величина или м/м) вычисляется согласно выражению

$$i = \frac{\lambda \cdot w^2}{d \cdot 2g}. \quad (14)$$

В нашем исследовании в гидравлическом уклоне i учитываются и потери напора на трение, и на местных сопротивлениях. Тогда гидравлический уклон – это общие потери напора на единицу длины трубопровода: $i = h_{1-2}/L_{1-2}$. Трубопровод стенда изотермический, поэтому величина гидравлического уклона i , как и коэффициента λ , не меняется по его длине.

Потери напора на трение $h_{тр}$ рассчитываются с использованием формулы Дарси – Вейсбаха:

$$h_{тр} = \lambda \frac{L_{1-2}}{d} \frac{w^2}{2g} = i \cdot L_{1-2}. \quad (15)$$

Потери напора на местных сопротивлениях h_m равны разнице между общими потерями напора h_{1-2} и потерями напора на трение $h_{тр}$: $h_m = h_{1-2} - h_{тр}$.

Теперь можно определить коэффициент местных сопротивлений ξ с помощью формулы:

$$\xi = \frac{2gh_m}{w^2}. \quad (16)$$

Значения коэффициента гидравлического сопротивления λ , гидравлического уклона i , потерь напора на трение $h_{тр}$, потерь напора на местных сопротивлениях h_m и коэффициента местных сопротивлений ξ для всех рассматриваемых режимов работы стенда занесены в таблицу 3.

Получили среднее значение коэффициента местных сопротивлений $\xi_{ср} = 33,2$.

В среднем доля потерь на трение от общих потерь напора составляет 37%. А доля потерь на местных сопротивлениях трубопровода стенда – 63%, что объясняется большим количеством местных сопротивлений на единицу длины трубопровода. Как правило, на линейной части магистральных нефтепроводов потери напора на местных сопротивлениях составляют от 1 до 3% от потерь напора на трение.

Заключение

Экспериментально на лабораторном стенде получена в виде графика расходно-напорная характеристика трубопровода стенда (рис. 3). Ее предлагается описывать уравнением полинома второй степени (парабола) – формула (5). Характеристика построена по восьми точкам, каждая из которых характеризует одну схему подключения насосов.

На совмещенной характеристике трубопровода и насосов (рис. 4) определены рабочие расходы перекачки на двух режимах: 1) включен один насос (42 л/мин) и 2) включены два параллельно соединенных насоса (52 л/мин).

Выполнен расчет потерь напора на трение и на местных сопротивлениях по экспериментальным данным (см. таблицу 3). Также рассчитаны коэффициенты гидравлического сопротивления и гидравлические уклоны. Определено среднее значение коэффициента местных сопротивлений трубопровода стенда, равное 33,2. ●

Литература

1. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов: учебник для вузов. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2016. – 540 с.
2. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.А. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов: учебник для нефтегазовых вузов. – 2-е изд., стереотипное – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2023. – 434 с.
3. Жолобов В., Несын Г., Валиев М. Стендовое моделирование процессов теплопереноса в магистральных нефте- и нефтепродуктопроводах // Энергетическая политика. – 2022. – № 12. – С. 18–33.
4. Соловьев А.Н., Сощенко А.Е. Экспериментальное моделирование гидродинамических процессов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2025. – Т. 15. – № 5. – С. 392–420.
5. Игнатик А.А. Физическое и математическое моделирование гидравлических режимов работы трубопроводов и насосов. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2026. – 168 с.
6. Морозова Н.В., Коршак А.А. О границах зон трения при гидравлическом расчете нефте- и нефтепродуктопроводов // Нефтегазовое дело. – 2007. – Т. 5. – № 1. – С. 120–125.

KEYWORDS: hydraulic calculation of the pipeline, laboratory stand, oil pipeline, head loss, head versus flow rate curve for a pipeline, head balance equation.

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

Спрос на газ в Китае может вырасти на 6,5%

В 2016 г. спрос на газ в Китае может вырасти на 6,5 % за счет стимулирования правительством использования этого вида энергоносителя. Такие данные опубликовало 12 января 2016 г. Ассоциация нефтяной и химической промышленности Китая. Кроме того, Китай будет наращивать импорт нефти, рассчитывая на ввод 2-й очереди стратегических нефтехранилищ в 2016 г.



• Комментарий Neftegaz.RU

В 2016 году потребление газа в Китае составило 204 млрд м³, увеличившись, как и прогнозировалось, на 6,5 % по сравнению с предыдущим годом. Объемы поставок из России были небольшими. Китай получал газ по трубопроводам и в виде СПГ. К 2035 году годовое потребление газа в КНР увеличится до 600–650 млрд м³. В 2025 г. Россия поставила Китаю 5 млн тонн СПГ, что на 16,6% меньше, чем в 2024 г. При этом поставки трубопроводного газа выросли на 19%. Осенью 2025 года CNPC и «Газпром» подписали юридически обязывающий меморандум о строительстве МГП «Сила Сибири-2». Если МГП будет построен, Россия сможет экспортировать в Китай 106 млрд м³ газа в год. Потребление газа в Китае растет на 8,7% в год, поставки по МГП «Сила Сибири» увеличены до 44 млрд м³ в год.



ОПЕК призывает производителей нефти объединить усилия для стабилизации рынка

В отсутствие инвестиций в нефтегаз избыток предложения нефти на мировом рынке довольно быстро сменится дефицитом нефти. ОПЕК призывает производителей нефти объединить усилия для стабилизации рынка. 26 января 2016 г. генеральный секретарь ОПЕК А. Аль-Бадри заявил, что в будущем избыток сменится резким падением производства углеводородов. За 18 месяцев мировая нефтяная промышленность урезала капиталы на 400 млрд долл. Некоторые страны-члены ОПЕК уже приняли решение сократить добычу нефти. Российские мейджоры могут поддержать инициативу.



• Комментарий Neftegaz.RU

По данным МЭА, глобальные вложения в нефтегазовые проекты в 2025 году сократятся на 5%, до 570 млрд долл. Это связано с тем, что большинство расходов приходится на поддержание добычи на существующих месторождениях, тогда как инвестиции в новые проекты остаются ограниченными. Дефицит инвестиций может ежегодно приводить к сокращению добычи на 5,5 млн барр. в сутки. Сокращение капложений происходит

из-за дороговизны разработки новых месторождений, вложения в которые в 1,5 раза выше, чем поддержание существующих месторождений. Сокращение инвестиций может быть выгодно странам ОПЕК и России, доля которых в мировой добыче может вырасти с 43 до 53% к 2035 году и более 65% к 2050 году.

Интер РАО построит в Калининградской области теплоэлектростанцию, работающую на газе

В Калининградской области Интер РАО к 2018 г. построит газовую теплоэлектростанцию Прегольская. Ее мощность составит 4 x 110 МВт. Генпродряк обязан будет провести все строительные работы и сдать объект в эксплуатацию не позднее 1 июля 2018 г.

• Комментарий Neftegaz.RU

Строительство ТЭС началось в июле 2016 года и завершилось на два месяца ранее установленных сроков. Прегольская ТЭС введена в эксплуатацию в 2019 г. в составе четырех парогазовых энергоблоков общей мощностью 455,2 МВт. Станция включает четыре газовые турбины PG6111(FA), четыре генератора TF-90G-2U3, четыре паровые турбины К-38-8, четыре котла-утилизатора типа Е-113,8/15,7. Стоимость проекта составила 36 млрд рублей. Прегольская ТЭС является самой мощной электростанцией новой генерации в области на данный момент. Основным топливом для станции является природный газ, аварийным – дизельное топливо. Электрический КПД составляет 51,8%, удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии составляет 260 грамм на 1 кВт·ч. ●

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ: актуальные вопросы и пути их решения

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРОБЛЕМЫ, ПРЕПЯТСТВУЮЩИЕ ГЛУБОКОЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ОСОБЫЙ АКЦЕНТ СДЕЛАН НА НЕОБХОДИМОСТЬ ВОСПРОИЗВОДСТВА СОБСТВЕННЫХ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫХ КОМПОНЕНТОВ, ВАЖНОСТИ ЧЕТКО СФОРМУЛИРОВАННЫХ ТРЕБОВАНИЙ К СТАТУСУ ПРОДУКЦИИ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ОПЕРАЦИЯМ И ДОПУСТИМОМУ УРОВНЮ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНОСТРАННЫХ КОМПЛЕКТУЮЩИХ. ОТДЕЛЬНОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ИНСТРУМЕНТАМ КООРДИНАЦИИ СПРОСА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ. ПРОАНАЛИЗИРОВАН МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ ДИВЕРСИФИКАЦИИ ПОСТАВОК, СФОРМУЛИРОВАНЫ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ НОРМАТИВНОЙ БАЗЫ, СТИМУЛИРОВАНИЮ ПРОИЗВОДСТВА КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ КОМПОНЕНТОВ И РАЗВИТИЮ ПРОМЫШЛЕННОЙ КООПЕРАЦИИ

THIS ARTICLE EXAMINES THE CHALLENGES HINDERING DEEP LOCALIZATION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY. PARTICULAR EMPHASIS IS PLACED ON THE NEED TO MANUFACTURE DOMESTIC HIGH-TECH COMPONENTS, THE IMPORTANCE OF CLEARLY DEFINED REQUIREMENTS FOR PRODUCT STATUS, PROCESS OPERATIONS AND THE ACCEPTABLE LEVEL OF USE OF FOREIGN COMPONENTS. SPECIAL ATTENTION IS GIVEN TO TOOLS FOR COORDINATING SUPPLY AND DEMAND. INTERNATIONAL EXPERIENCE IN SUPPLY DIVERSIFICATION IS ANALYZED; PROPOSALS FOR IMPROVING THE REGULATORY FRAMEWORK, STIMULATING THE PRODUCTION OF CRITICAL COMPONENTS AND DEVELOPING INDUSTRIAL COOPERATION ARE FORMULATED

Ключевые слова: импортозамещение, локализация производства, ключевые компоненты и комплектующие, диверсификация поставок, цифровые платформы, производственная кооперация, нормативно-правовая база.

**Пустовой
Денис Анатольевич**
специалист
по импортозамещению

Нефтегазовая отрасль использует широкий спектр сложного оборудования от бурения и ремонта скважин до транспортировки, переработки и автоматизации. После 2022 года обострились проблемы с поставками, что потребовало ускоренного замещения критически важной номенклатуры. Импортозависимость по разным группам остается высокой, а по ряду технологий сохраняется острый дефицит [1]. Хотя часть сегментов покрыта отечественным производством, во многих

направлениях российские решения по-прежнему ограничены.

Ключевой проблемой является наличие импортных компонентов в продукции, даже той, которая считается отечественной. Ранее включение отдельных узлов не вызывало опасений, однако теперь это усиливает зависимость от внешних поставок. Ограничения на параллельный импорт приводят к перебоям и снижению надежности, что влияет на потребителей и деловую репутацию компаний. Даже в полностью локализованной продукции могут присутствовать

недорогие, но критически важные импортные компоненты, от которых напрямую зависит работоспособность оборудования.

Таким образом, основной вызов текущего этапа импортозамещения – глубинная зависимость на уровне компонентов и технологий, а не только на уровне конечных изделий. Необходимо уделить внимание тому, что скрыто внутри оборудования, и устранить узкие места, иначе даже при высоких процентах локализации, отрасль может оставаться уязвимой.

Локализация высокотехнологичных компонентов: критические позиции и приоритеты

Без современной технологической базы невозможно рентабельно осваивать трудноизвлекаемые ресурсы и развивать СПГ/нефтепереработку, что подчеркивает центральную роль технологий в обеспечении суверенитета [2].

Локализация высокотехнологичных компонентов – приоритет, поскольку именно они определяют наибольшую технологическую сложность и уязвимость оборудования, в котором используются. К ним относятся микроэлектроника, вычислительные компоненты, сенсорика, датчики, модули промышленной связи, системы автоматизации, оптика, лазерные компоненты, специальные материалы, сплавы и др. Такие компоненты традиционно закупались за рубежом, и их воспроизводство с нуля затруднено. Опыт последних лет подтвердил: без собственного производства ключевых компонентов, особенно высокотехнологичных, эффективная локализация ограничена и лишается долгосрочной устойчивости.

В связи с этим необходимо определить и систематизировать критические компоненты – комплектующие, узлы и материалы, включая те, что входят в отечественную продукцию, обладают даже невысокой стоимостью, но без которых оборудование не будет функционировать. Это позволит разработать новые механизмы импортозамещения, включая кооперацию с производителями на основе агрегированного спроса с акцентом не только на выпуск конечной продукции, но и критически важных компонентов.

Для успешной локализации компонентов необходимо решить и проблему малых объемов спроса. Многие критически важные детали нужны в небольших количествах, что делает экономически невыгодным развертывание отдельного производства. Решение видится в государственной координации: консолидации спроса от разных заказчиков, стимулировании кооперации предприятий для выпуска унифицированных компонентов, субсидировании критических малотиражных производств. Выявление перечней критически важных компонентов как раз позволит сфокусировать поддержку на них и не распылять ресурсы.

В целом акцент на локализации высокотехнологичных компонентов предполагает переосмысление самой модели импортозамещения. Цель – перейти от сложившейся модели производства к глубокой технологической самостоятельности, когда внутренняя кооперация охватывает максимальный процент создания стоимости и включает изготовление критически важных компонентов. Это долгосрочная задача, но без нее даже высокий уровень локализации может оказаться формальным.

Совершенствование нормативной базы для глубокой локализации

Для устойчивого прогресса в импортозамещении важна эффективная регуляторная среда. Нормативные документы и стандарты должны стимулировать глубокую локализацию, одновременно избегая излишнего административного давления, которое может парализовать производство.

Ранее критерии локализации (Постановление Правительства № 719) основывались преимущественно на перечне операций и доле отечественных компонентов в стоимости продукции. В более поздних редакциях начали учитываться наличие высокотехнологичных производственных процессов, а также устанавливаться требования к применению отдельных российских комплектующих [3]. Однако сфера его действия лишь частично затрагивает нефтегазовое оборудование.

Критерии нефтегазовых корпораций часто едины для разнородной техники и не учитывают состав критических импортных компонентов. Некоторые нормативы оценивают уровень локализации отечественного оборудования по доле стоимости отечественных комплектующих в составе конечной продукции, однако не содержат конкретных требований к детализации комплектующих, отдельному важному компонентам и технологическим операциям. В результате производители ориентируются на достижение заданного процентного показателя, при этом отдельные недорогие, но функционально критичные компоненты могут оставаться вне зоны приоритетного внимания. Это приводит к отсутствию стимулирования производства важнейших компонентов, что в перспективе может стать серьезным фактором риска.

Для устранения этого пробела необходимо пересмотреть и четко определить дифференцированные требования для различных групп нефтегазового оборудования, которые должны учитывать:

- допустимую долю, уровень детализации и поэтапное сокращение иностранных комплектующих;
- приоритет критическим и высокотехнологичным компонентам, а также сложным технологическим операциям;
- наличие отечественных аналогов и стимулирование вместо запретов;
- исключение формальной локализации.

Такие подходы уже формируются, и важно своевременно адаптировать их для нефтегазового сектора.

Цель изменений – стимулировать производство критических компонентов. Требования должны быть поэтапными и сбалансированными. Необходим баланс: исключение формальной локализации не должно затруднять работу действующих производств.

На уровне ГОСТов целесообразно предусмотреть введение специальных терминов и категорий для обозначения критических компонентов, от которых напрямую зависит функционирование оборудования. Это создаст нормативную основу для обязательной локализации таких компонентов и установления сроков по созданию отечественных

УДК 338.2

аналогов. Реализация должна сопровождаться мерами поддержки: целевыми инвестпроектами, специальными контрактами и стимулированием кооперации между разработчиками и производителями.

Регулирование должно смещаться от преобладания количественных показателей к более содержательным качественным критериям. В фокусе должны находиться дифференцированные уровни локализации, требования к детализации комплектующих и наличие производства критически важных компонентов. Такой подход обеспечит устойчивость локализации, будет способствовать развитию национальных производств и снижению технологических рисков.

Цифровые платформы и новые модели кооперации

Интересным направлением для решения задач импортозамещения является внедрение современных цифровых платформ для промышленной кооперации. На глобальном рынке выделяется пример компании Xometry – американского онлайн-инструмента производственных услуг, показывающий новую форму организации поиска и заказа оборудования, деталей и компонентов у распределенной сети производителей. К ее преимуществам относятся быстрый подбор исполнителя, оптимизация по цене и срокам, повышение загрузки мощностей, прозрачность и безопасность.

На данной платформе заказчики могут разместить запрос на изготовление, просто загрузив файл с 3D-моделью или чертежом. Система с помощью алгоритмов (в том числе искусственного интеллекта) мгновенно находит в своей базе производителей и выдает множество предложений с ценами и сроками изготовления. На платформе более 10 тысяч производственных предприятий различного профиля, предлагающих большой выбор технологических процессов и различных материалов.

Отечественный контекст: потребность в аналогичной платформе

Создание подобной системы существенно упростило бы поиск отечественных изготовителей необходимого оборудования

и повысило координацию спроса и предложения. Например, нефтегазовая компания могла бы не искать поставщика вручную, а разместить запрос на цифровой платформе и оперативно найти производителя. Это особенно актуально для замещения малосерийных импортных компонентов.

Платформа позволит использовать значительные резервы незагруженных производственных мощностей без строительства новых заводов, обеспечивая рост выпуска за счет кооперации, а не капитальных вложений.

Стоит отметить, что появление в отечественном пространстве такой платформы от иностранной компании несет множество рисков, включая технологическую зависимость и отсутствие контроля над ключевыми кооперационными процессами. Чтобы избежать этих рисков и не допустить технологического и организационного отставания, необходимо уже сегодня активно развивать собственные цифровые платформы промышленной кооперации.

Цифровые платформы в отечественной промышленности способны решить ряд ключевых задач:

- **Оперативность поиска замены** – существенное сокращение сроков поиска отечественных аналогов импорта за счет онлайн-механизмов подбора.
- **Прозрачность локализационных процессов** – сбор данных о дефицитных позициях способствует более точному планированию политики импортозамещения.
- **Поддержка малых и средних предприятий** – расширение доступа к заказам от крупных производителей.
- **Рост конкуренции и повышение качества** – наличие альтернативных предложений стимулирует совершенствовать продукцию, уменьшать сроки исполнения и стоимость.
- **Гибкость поставок** – быстрая замена поставщиков повышает устойчивость снабжения на микроуровне.

Цифровые платформы подобного рода обеспечат значительное конкурентное преимущество как с технологической, так и с экономической точки зрения на национальном уровне и в контексте глобального рынка.

Возможно, для последующего масштабирования таких платформ потребуется поддержка со стороны государства и крупных корпораций, в том числе за счет интеграции с промышленной ИТ-инфраструктурой и существующими ERP-системами, включая модули управления поставками. В условиях, когда государство делает ставку на цифровизацию промышленности и кооперацию, подобная платформа может сыграть стратегическую роль в реализации этих приоритетов [4].

Диверсификация поставок: международный опыт обеспечения устойчивости и применение стратегий friendshoring и nearshoring

Диверсификация поставок является ключевым инструментом повышения устойчивости и технологической безопасности. В мировой практике активно применяются стратегии reshoring (возврат производств), nearshoring (перенос ближе к рынку) и friendshoring (опора на союзников), цель которых снижение зависимости от ограниченного круга поставщиков и повышение надежности поставок [5].

Friendshoring предполагает формирование сети поставщиков из дружественных стран, готовых обеспечивать стабильные поставки даже в условиях кризиса. Это снижает риски перебоев и повышает устойчивость логистики [6]. Примером применения подобных стратегий можно считать действия ряда стран в последние годы. США и Европа, столкнувшись с перебоями (например, дефицитом микрочипов), инициировали программы по близкому размещению производств: американские компании расширяют производство компонентов в Мексике и Канаде (nearshoring), а также усиливают кооперацию с ключевыми союзниками Южной Кореи, Тайванем, Японией (friendshoring) для критической электроники. Япония после инцидента 2010 года с ограничением Китая поставок редкоземельных

металлов диверсифицировала их закупки, наладив добычу и переработку в Австралии и других дружественных странах, чтобы не допустить повторения зависимости. Страны ЕС, планируя переход на зеленую энергетику, обсуждают friendshoring по компонентам для ВИЭ-технологий, чтобы не попасть в новую зависимость от Китая. Также представляет интерес опыт nearshore-интеграции соседних экономик. Например, страны Восточной Европы в свое время привлекли производство автокомпонентов ближе к заводам в Германии (сокращая цепочку поставок).

Ключевые практики диверсификации включают:

- **Мультисорсинг** – наличие нескольких поставщиков критически важных компонентов в разных регионах, что снижает риск сбоев из-за внешних факторов.
- **Локализация ближе к рынку** – размещение производств в одном экономическом пространстве для уменьшения логистических рисков и сроков поставки.
- **Стратегические запасы** – резервирование ключевых материалов (электроника, редкие металлы и др.).
- **Модель «China+1»** – дополнение доминирующего поставщика альтернативной страной для снижения зависимости.
- **Альянсы и партнерства** – соглашения о взаимных поставках и совместные инвестиции в критически важные производства.

Такие подходы дополняют, но не заменяют собственное производство.

Применение стратегий friendshoring и nearshoring в российском контексте

В России в 2022–2023 гг. промышленность быстро переориентировалась с западных поставок на Китай, Индию, Турцию, Латинскую Америку, что стало реализацией friendshoring. Это позволило сохранить устойчивость, заменив

оборудование и компоненты на альтернативные. Однако такая зависимость по-прежнему уязвима: перенос критического импорта с Европы на Китай не устраняет стратегическую проблему.

Эффективное применение friendshoring и nearshoring в отечественных условиях включает:

- **Создание совместных предприятий с партнерами из дружественных стран** (Китай, Индия и др.)
- **Размещение заказов в ЕАЭС** при недостатке отечественных мощностей
- **Диверсификация поставщиков внутри дружественного блока** (например, Индия, ОАЭ) для повышения устойчивости
- **Развитие альтернативной логистики и маршрутов**
- **Снижение издержек поставок** через страхование рисков и субсидии
- **Обеспечение совместимости** альтернативных технологий и развитие национальных стандартов

Диверсификация поставок служит механизмом «страхования» от сбоев: несмотря на более высокую стоимость, она критична для устойчивости. События последних лет показали, что зависимость от одного канала представляет стратегический риск. Nearshoring и friendshoring в отечественных условиях позволяют краткосрочно компенсировать потери, а в перспективе сформировать основу для технологического суверенитета.

Заключение

- **Признание достижений и новых вызовов.** В последние годы снижена зависимость от импорта: увеличена доля отечественного оборудования, освоены десятки новых типов техники, определены приоритеты, вложены значительные инвестиции. Однако в высокотехнологичных сегментах сохраняется уязвимость, и акцент должен сместиться с количественных показателей на качественные.
- **Глубокая локализация.** Требуется локализовать производство ключевых узлов и компонентов,

без которых оборудование теряет функциональность. Особое внимание электронике, ПО, инженерным системам. Без собственной компонентной базы импортозамещение остается уязвимым.

- **Нормативное совершенствование.** Требуется обновленные подходы к локализации с акцентом на критические и высокотехнологичные компоненты. Постепенное усиление требований должно сопровождаться ростом промышленного потенциала. Задача регулятора и корпораций создать условия для глубокой локализации.
- **Цифровизация производства и коопераций.** Платформы наподобие Xometry позволяют ускорить поиск исполнителей и задействовать простаивающие мощности. Создание отечественного аналога Xometry укрепит связи между промышленными заказчиками и производителями, упростит импортозамещение и расширит кооперацию.
- **Диверсификация (friendshoring/nearshoring).** Диверсификация поставок из дружественных стран повышает устойчивость, снижает риски. Эти меры должны стать переходным этапом к технологической самодостаточности. ●

Литература

1. Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса. Новый импульс политики импортозамещения // ЦДУ ТЭК, март 2024.
2. Волошин В. И. Технологический фактор развития российского нефтегазового комплекса // Российский внешнеэкономический вестник, 2023, № 7.
3. Постановление Правительства РФ от 17 июля 2015 г. № 719 «О подтверждении производства промышленной продукции на территории Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ.
4. Стратегия цифровой трансформации отраслей обрабатывающей промышленности Российской Федерации на период до 2030 года // Минпромторг России, 2023.
5. Nedumpara, J. J. Friendshoring, Nearshoring, Greenshoring and Reshoring: Changing Faces of Global Supply Chains and Its Impact on International Economic Law // Global Trade and Customs Journal. – 2024. – Vol. 19, No. 3.
6. Крупнов Ю.А., Сильвестров С.Н. Технологический суверенитет и диффузия технологий // Вестник Института экономики РАН. 2024. № 2.

KEYWORDS: import substitution, production localization, key components and parts, supply diversification, digital platforms, production cooperation, regulatory framework.

КИТАЙСКИЙ ОПЫТ ГОСУДАРСТВЕННОГО УПРАВЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛЮ

О научном исследовании Бай Ижань «Управление конкурентоспособностью нефтегазовой промышленности в условиях дефицита сырья»

НАСТОЯЩАЯ СТАТЬЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ КЛЮЧЕВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОТЗЫВА ОФИЦИАЛЬНОГО ОППОНЕНТА НА ДИССЕРТАЦИЮ БАЙ ИЖАНЬ В МОСКОВСКОМ ГОСУДАРСТВЕННОМ УНИВЕРСИТЕТЕ ИМ. М.В. ЛОМОНОСОВА. ДАННОЕ НАУЧНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПОСВЯЩЕНО ВОПРОСАМ УПРАВЛЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬЮ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ. ДЛЯ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ ОСОБЫЙ ИНТЕРЕС ПРЕДСТАВЛЯЕТ КИТАЙСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ТЭК, СВЯЗАННАЯ С ПРОЦЕССАМИ ИНДУСТРИАЛИЗАЦИИ И МОДЕРНИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩАЯ ГОСУДАРСТВЕННУЮ ПОДДЕРЖКУ ПЕРЕРАБОТКИ И НЕФТЕГАЗОХИМИИ, А ТАКЖЕ ВНЕШНЕТОРГОВУЮ ЭКСПАНСИЮ КИТАЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

THIS ARTICLE IS THE KEY PROVISIONS OF THE RECALL OF THE OFFICIAL OPPONENT FOR THE DISSERTATION OF BAI IZHAN AT MOSCOW STATE UNIVERSITY M.V. LOMONOSOV. THIS SCIENTIFIC RESEARCH IS DEVOTED TO THE ISSUES OF MANAGING THE COMPETITIVENESS OF THE OIL AND GAS INDUSTRY IN THE CONTEXT OF A SHORTAGE OF FUEL AND ENERGY RESOURCES. OF PARTICULAR INTEREST TO THE RUSSIAN ECONOMY IS THE CHINESE MODEL OF MANAGING THE FUEL AND ENERGY COMPLEX, ASSOCIATED WITH THE PROCESSES OF INDUSTRIALIZATION AND MODERNIZATION OF INDUSTRIAL ENTERPRISES. IT PROVIDES FOR STATE SUPPORT FOR THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON PROCESSING AND PETROCHEMICALS, AS WELL AS THE FOREIGN TRADE EXPANSION OF CHINESE OIL AND GAS COMPANIES

Ключевые слова: государственное управление, нефтегазовая промышленность, нефтегазовый кластер, конкурентоспособность, топливно-энергетические ресурсы.

**Трофимов
Сергей Евгеньевич**
профессор Академии
военных наук,
к.э.н.

Научное исследование Бай Ижань посвящено вопросам обеспечения конкурентоспособности в нефтегазовой промышленности, направленной на достижение устойчивого экономического развития. Представленная тема исследования обладает высокой актуальностью и теоретической значимостью: для российской экономики интересен опыт управления отраслями промышленности в зарубежных странах – импортерах энергоносителей, внедрения передовых решений в систему государственного управления.

Это содействует расширению внешнеэкономических и институциональных взаимодействий с потребителями топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) в рамках международных институтов и объединений, в частности ЕАЭС, БРИКС и ШОС.

Структура и содержание

В научном исследовании разработаны теоретические основы обеспечения конкурентоспособности в нефтегазовой промышленности, выделены концептуальные подходы

к ее формированию и реализации на основании предложенных принципов и методов управления. Значительный практический интерес представляют вопросы ГР НГК в странах – импортерах ТЭР в условиях их ограниченности, факторной обеспеченности субъектов нефтегазовой деятельности, формирования кластеров в цепочке создания добавленной стоимости углеводородной продукции.

Сбалансированное развитие НГК осуществляется посредством эффективной регулирующей политики, выбора нефтегазовыми компаниями конкурентных стратегий. При проведении национальной энергетической политики учитываются вмешательство внешнеэкономических факторов, инвестиции в геологоразведку, глубокую переработку углеводородов и нефтегазохимию, включающую производство полимерной продукции. Отмечен вклад данных сегментов энергетического рынка в национальную экономику с учетом региональной и отраслевой специфики, развития производственной инфраструктуры.

Определяющим показателем в обеспечении конкурентоспособности в НГК и связанных отраслях промышленности выступает уровень технологического развития государства и предприятий. Он включает технологические инновации, вопросы оптимизации управления, эффективности распределения и использования ресурсов, адаптивности к экономическим условиям и минимизации экологического воздействия. Конкурентоспособность в НГК выступает одним из ключевых факторов в обеспечении устойчивого экономического развития, который влияет на уровень нефтегазовых доходов государственного бюджета, прибыль компаний и размер выплачиваемых ими дивидендов.

Формирование эффективной конкурентной среды как составной части механизма ГР экономики обусловило необходимость повышения роли стратегического планирования. Это проявляется в вопросах обеспечения технологического суверенитета и энергетической безопасности, стабильности поставок

углеводородов на внутренний и внешние рынки, создания специальных экономических условий для привлечения инвестиций. Применение инструментов бюджетно-налогового и финансового регулирования, направленных на инновационное развитие НГК, связано также с технологической модернизацией производств, созданием добавленной стоимости продукции, структурными трансформациями экономического механизма и др.

Разработка методологии оценки конкурентоспособности в нефтегазовой промышленности Китая включает экономический анализ ее становления со второй половины XX в. в отношении производства, потребления и импорта углеводородов, а также неравномерности распределения нефтегазовых ресурсов. Как справедливо отметил И.И. Сечин на прошедшем 25 ноября в Пекине VII российско-китайском энергетическом бизнес-форуме: «Россия является крупнейшим поставщиком ТЭР в Китай: динамика внешнеторгового оборота, а также экспорта нефти и газа имеет тенденцию к планомерному увеличению. Доля российских поставок в структуре импорта энергоносителей в китайской экономике составляет более 20%» [2].

В рамках проведения SWOT-анализа оценки конкурентоспособности нефтегазовой промышленности Китая, отмечена растущая роль в реализации экспортной стратегии азиатских стран – импортеров углеводородов, чей опыт ГР НГК представляет значительный практический интерес. Выделены основные характеристики проекта ВСТО, имеющего существенное значение как для российской, так и для китайской экономик. Созданные инфраструктурные решения являются необходимым фактором в обеспечении устойчивого экономического и технологического развития, энергетической безопасности России и Китая при реализации крупнейших совместных нефтегазовых проектов, а также в развитии других сегментов ТЭК.

К сильным сторонам Бай Ижань относит меры государственной поддержки (привлечение инвестиций в разработку запасов и строительство инфраструктуры), а также высокий энергетический спрос на внутреннем рынке. «Китай

наращивает опережающие темпы экономического развития на уровне около 5% в год, что предусматривает дальнейшее увеличение потребления энергетических ресурсов» [2].

К слабым сторонам – значительную зависимость от импорта ТЭР, внешние технологические ограничения (санкционное давление, внешнеполитические вызовы), высокие затраты на транспортировку и хранение нефти и газа, на разработку собственной ресурсной базы (труднодоступность добычи, относительно низкое качество углеводородных запасов).

Сложные геологические и природно-климатические условия освоения месторождений минерально-сырьевой базы (МСБ) обусловили необходимость привлечения дополнительных инвестиций в различные сегменты НГК. Передовые технологии направлены на увеличение внутренней добычи, производство продукции глубоких переделов, развитие нефтегазосервиса. Китай является крупнейшим рынком химической продукции, одним из мировых лидеров в глубокой переработке углеводородов. Как следствие, возникает необходимость в диверсификации их поставок в целях обеспечения загрузки производственных мощностей, в т.ч. СПГ.

Возможности нефтегазовой промышленности Китая предусматривают рост промышленного производства (развитие машиностроения, увеличение производства оборудования и др.); отмечена стратегическая роль переработки углеводородов и их импорта в удовлетворении растущего внутреннего спроса. Ключевые риски для нефтегазовой промышленности Китая включают непрогнозируемые геополитические факторы (обеспечение стабильности долгосрочных внешних поставок, волатильность ценовой конъюнктуры и др.), а также экологические вызовы, связанные с достижением углеродной нейтральности и климатическими изменениями.

Для китайской экономики характерны невысокая рентабельность крупных проектов, значительная доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ), неэффективность управленческих и операционных решений, нерациональное использование имеющихся ресурсов.

УДК 338.45:622.3(470)

Автор справедливо отмечает, что «регионы сталкиваются с аналогичными проблемами в области энергетической безопасности, технологических инноваций и устойчивого развития, но имеют различия в обеспеченности ресурсами, размере рынка и технологическом уровне» [1, с. 103].

Разработанный авторский подход к оценке конкурентоспособности нефтегазовых предприятий отрасли направлен на формирование и укрепление конкурентных преимуществ, преодоление технологических и административных барьеров, модернизацию производств в связанных отраслях экономики. В рамках исследования различных моделей государственного управления в части обеспечения конкурентоспособности отрасли отмечена роль стратегического планирования в развитии переработки и нефтегазохимии, заключении внешнеторговых контрактов и осуществлении стабильных внешних поставок.

В рамках китайской системы централизованного планирования государство осуществляет контрольную функцию при разработке месторождений и реализации нефтегазовых проектов. Особое внимание уделяется формированию промышленных и нефтегазовых кластеров для совместного обмена технологическим и управленческим опытом в ключевых отраслях экономики. Это прослеживается в рамках стратегического партнерства России и Китая по совместным нефтегазовым проектам, в частности ВСТО и «Сила Сибири», в т.ч. по строительству второй ветки газопровода. Ключевое воздействие на экономику Китая и перспективы расширения внешнеэкономических отношений оказывают государственные инвестиции в НИОКР в нефтегазовом комплексе и смежных отраслях промышленности, формирование китайской модели системы образования и развитие кадрового потенциала, а также меры социальной поддержки сотрудников промышленных предприятий.

Анализ влияния конкурентоспособности на ключевые показатели эффективности нефтегазовой промышленности позволил выделить компоненты конкурентоспособности нефтегазовых компаний:

финансовая эффективность, структура доходов, бизнес-модель предприятий, ресурсный потенциал, технологический уровень, инновационная активность, социальная устойчивость и корпоративная ответственность. Методика их оценки учитывает различия в стратегии и используемой бизнес-модели, что позволяет проводить объективный анализ финансовых показателей предприятий. Финансовые стратегии китайских компаний обычно включают привлечение банковских и государственных кредитов на льготных условиях, использование экономической и административной поддержки, задействование цифровых решений в управленческих и производственных процессах.

Развитие вертикальной интеграции содействовало масштабированию производственных процессов, усилению синергетических эффектов в цепочках поставок. Крупнейшие корпорации вкладывают значительные инвестиции в развитие альтернативной энергетики, снижение углеродного следа, осуществляют исследования в области трансформации мировых энергетических рынков и глобального энергетического перехода. Ресурсный потенциал нефтегазовых компаний связан с созданием системы эффективного распределения ресурсов. Особое внимание уделяется развитию инновационных технологий, направлениям их внедрения нефтегазовыми мейджорами (интенсивность проведения геолого-разведочных работ (ГРП), глубина бурения, глубокая переработка и нефтегазохимия).

Для российской экономики практический интерес представляют направления совершенствования конкурентоспособности в нефтегазовой промышленности государств – крупнейших потребителей ТЭР, в частности развитие механизма ГР НГК в Китае. Для него характерны система централизованного планирования добычи нефти и газа, последующая переработка на государственных НПЗ, реорганизация каналов сбыта и распределение ресурсов потребителям, осуществление контроля за ценообразованием на внутреннем рынке. Структура органов ГР НГК в Китае выстроена таким образом, чтобы исполнялись индивидуальные производственные

планы предприятий, основные функции и задачи государственных ведомств в части развития внешнеторговой деятельности и внутреннего нефтегазового рынка, обеспечивался равный доступ к инфраструктуре для всех его участников.

Преобразование китайской экономической системы заключалось во внесении элементов рыночной экономики, изменении государственных функций в управлении отраслями, преодолении институциональных ограничений. Структурная реформа НГК состояла в реализации принципа разделения правительства и предприятий, создании олигополистической рыночной модели с доминированием трех корпораций с государственным участием (CNPC, Sinopec и CNOOC). Данные компании получили выраженную региональную и функциональную специализацию, а также монопольные права на проведение внешнеэкономических операций и оптовую торговлю. Автор отмечает: «После выполнения государственных планов предприятия могли свободно реализовывать излишки по договорным ценам, получив каналы сбыта и переговорные полномочия. Это привело к формированию диверсифицированного рынка с участием государственных, частных и военных предприятий, а в 1993 г. были созданы Пекинская и Шанхайская фьючерсные биржи» [1, с. 138].

Меры государственной и региональной поддержки энергетических предприятий в Китае направлены на увеличение производительности труда, повышение уровня локализации производств, развитие конкуренции в сегментах переработки углеводородов и нефтегазосервиса. К числу наиболее эффективных инструментов регулирующего воздействия автор относит субсидирование внутреннего энергетического рынка, совершенствование налогового законодательства в НГК (внедрение прогрессивной шкалы налогообложения, предоставление льгот для проектов по добыче нетрадиционных углеводородов, развитию и модернизации производственной и транспортной инфраструктуры, внедрению инициатив по снижению углеродного следа и др.), принятие мер ГР по управлению

трудовыми ресурсами, улучшению экологической ситуации и снижению нагрузки на окружающую среду.

Китайский опыт ГР НГК по развитию глубокой переработки углеводородов и нефтегазохимии связан с совершенствованием институциональных механизмов, формированием промышленных кластеров, включающих создание технологических цепочек и локализацию производств. Институциональные факторы развития нефтегазовой промышленности Китая направлены на достижение технологического суверенитета, расширение кооперационных взаимодействий государства и бизнеса, участие в международных энергетических проектах. Применение форм и инструментов ГР НГК осуществляется с учетом зарубежной практики и внутренней отраслевой специфики. Они направлены на индустриализацию и модернизацию промышленных предприятий, производство продукции глубокого переделов, а также внешнеторговую экспансию китайских нефтегазовых компаний.

В исследовании представлены практический опыт формирования промышленных кластеров в Сингапуре, реформы нефтегазовой отрасли в Южной Корее, создания интегрированной портовой промышленной системы по примеру Роттердама. Практический интерес представляет модель «кредит в обмен на нефть» китайско-венесуэльских экономических отношений, а также использование отдельных положений опыта ГР НГК Норвегии (технологии шельфового бурения, система образования и подготовки кадров).

В настоящее время в Китае осуществляется структурная трансформация промышленного производства за счет создания индустриальных и химических кластеров, модернизации нефтегазовых предприятий, создания интегрированной энергетической системы, сочетающей как углеводородные, в т.ч. развитие сланцевой добычи, так и альтернативные источники энергии. Технологические компетенции российских компаний дополняются сбытовой сетью «Sinopec» на китайском и мировых рынках, осуществляется комплексное внедрение цифровых технологий (интеллектуальное управление предприятиями,

сквозная цифровизация бизнес-процессов нефтегазовых компаний и др.).

Индустриальные кластеры в китайской экономике задействуют конкурентные преимущества комплексной разработки нефтегазовых запасов: географическое расположение производств, разработка и внедрение технологий, институциональные и геополитические факторы, геологические условия разработки месторождений, создание рабочих мест, развитие инфраструктуры и др. Формирование кластеров обусловлено необходимостью извлечения преимуществ из специализации предприятий и их промышленной кооперации. Оно направлено на создание локализованных индустриальных цепочек, обеспечивающих диверсификацию источников поставок, разработку специализированного энергетического оборудования и др. Основные задачи нефтегазовых кластеров связаны с повышением устойчивости национальной экономики к внешним вызовам, обеспечением энергетической безопасности государства, а также совместным обменом технологическим и управленческим опытом в ключевых отраслях промышленности.

Комплексная разработка месторождений предполагает применение различных экономических стратегий, формирование справедливых конкурентных условий между производителями. В частности, в странах – импортерах ТЭР создаются запасы хранения нефти и газа для обеспечения внутреннего энергетического спроса, устойчивости к возможным сбоям поставок и негативным изменениям внешней конъюнктуры. Управление производственными процессами и поставками, комплексное внедрение инноваций направлены на обеспечение устойчивого экономического развития НГК, создание дополнительной добавленной стоимости углеводородного продукта.

Структура направлений инвестиций в НИОКР в НГК и смежных отраслях китайской экономики предусматривает привлечение банковского финансирования под реализацию совместных энергетических проектов, средств

крупных институциональных инвесторов, хедж-фондов и других финансовых институтов. Практический интерес представляют государственные инвестиции в формирование китайской модели системы образования и развития кадрового потенциала в НГК, а также меры социальной поддержки сотрудников промышленных предприятий.

Разработанные автором предложения по привлечению прямых иностранных инвестиций в НГК связаны с обеспечением энергетической безопасности государства. Они предусматривают доступность финансирования проектов, применение различного финансового инструментария при их реализации, направлены на развитие внутреннего фондового рынка, осуществление совместных капиталовложений в перспективные зарубежные проекты, расширение международных взаимодействий. Отмечена значимость формирования центров торговли нефтегазовой продукцией с дружественными странами, ГР ценообразования на внутреннем энергетическом рынке с учетом последующей трансформации его структуры.

Таким образом, Китай реализует государственную политику формирования международных консорциумов по реализации крупных энергетических проектов: осуществляется строительство маршрутов трубопроводов и пунктов распределения (портов, терминалов и др.) с участием различных сторон энергетических отношений, происходит развитие механизмов государственно-частного партнерства, а также кадрового задела нефтегазовых предприятий. В рамках китайского опыта отраслевого управления особое внимание уделяется системе непрерывного профессионального образования, комплексному получению большего числа патентов в НГК по сравнению с зарубежными корпорациями. Как следствие, организационные факторы конкурентоспособности нефтегазовой промышленности в условиях дефицита сырья направлены на обеспечение энергетической безопасности, государственную поддержку промышленных предприятий, совершенствование логистики поставок с учетом внутренней отраслевой специфики.

Оценка научных результатов исследования

Китайский опыт управления отраслями промышленности основан на сочетании методов государственного стратегического планирования и рыночных механизмов, проведении гибкой политики индустриализации производств с учетом технологических и территориальных особенностей распределения ресурсов. Структурные преобразования связаны с расширением внешнеэкономических отношений, обеспечением эффективных взаимодействий государства и предприятий, связности отраслей экономического механизма.

Реализация новой модели государственной энергетической политики должна учитывать зарубежный опыт отраслевого управления, обеспечения конкурентоспособности в отраслях промышленного производства, организационных и внешнеэкономических отношений. Эффективность функционирования НГК напрямую связана с комплексным внедрением передовых технологий, привлечением инвестиций в различные сегменты энергетического производства (разработка месторождений, переработка углеводородов и нефтегазохимия, строительство нефтегазотранспортных маршрутов и др.), совершенствованием ГР (бюджетно-налоговое регулирование, научно-техническая политика, государственный заказ, антимонопольное законодательство и др.). Особая роль отводится формированию промышленных кластеров, диверсификации экспорта, декарбонизации промышленного производства.

Применение зарубежного опыта в качестве государственной модели развития нефтегазовой промышленности в условиях ограниченности энергетических ресурсов требует оптимизации производственно-сбытовых цепочек поставок, прогнозирования экономических тенденций и структурных трансформаций энергетических рынков. Это предполагает необходимость исследования проблем управления конкурентоспособностью в отраслях промышленного производства, эффективности распределения ограниченных

ресурсов, международной практики формирования отраслевых и институциональных моделей [3–5].

В частности, созданная в Китае многоуровневая система управления рисками содействует реализации масштабных энергетических проектов, а также улучшению инвестиционного климата. Как следствие, устойчивое экономическое развитие регионов, связанное с комплексным освоением углеводородных запасов, предусматривает необходимость разработки методики оценки ключевых показателей механизма ГР НГК с целью повышения эффективности его функционирования, новых стратегических и концептуальных подходов к управлению нефтегазовой промышленностью.

Методология научного исследования Бай Ижань основана на системном подходе, применении различных методов научного познания (сравнительный анализ, синтез, научная интерпретация данных и др.). Автором исследованы значительное число теоретических первоисточников, проведена систематизация национальных и зарубежных нормативно-правовых актов по вопросам стратегического развития нефтегазовой отрасли, проанализированы данные международных институтов, Росстата, прогнозы зарубежных органов государственной власти и энергетических корпораций. В научном исследовании используется комплексный подход к оценке конкурентоспособности нефтегазовой отрасли, осуществлен анализ экономических, технологических, производственных и институциональных факторов формирования конкурентных преимуществ НГК на этапе трансформации мировых энергетических рынков.

По содержанию научного исследования имеются следующие замечания:

1. Исследование приобрело бы большую практическую направленность, если бы автором были приведены примеры инструментов централизованного планирования, используемые в китайской экономике в рамках осуществления контрольной функции государства при разработке месторождений и реализации нефтегазовых проектов.
2. В научном исследовании следует проанализировать взаимодействия

России и Китая в рамках совместных нефтегазовых проектов, в частности ВСТО и «Сила Сибири», в т.ч. строительства второй ветки газопровода. Оценить их влияние на экономику Китая, перспективы стратегического партнерства и расширения внешнеэкономических отношений.

3. Спорным представляется утверждение автора, что относительно небольшие инвестиции в развитие ВИЭ являются недостатком китайской экономики. Их роль в структуре мирового ТЭБ крайне незначительна, в большей степени обусловлена политической повесткой, чем объективными экономическими причинами.

Исследование Бай Ижань является законченной научно-квалификационной работой, в которой содержится решение актуальной научно-практической задачи, имеющей важное хозяйственное значение для российской экономики. Научные результаты исследования могут использоваться органами государственной власти и нефтегазовыми компаниями при разработке документов стратегического развития и прогнозировании ключевых показателей энергетического производства, различными зарубежными институтами в рамках формирования концепции устойчивого развития нефтегазовой промышленности в условиях дефицита ТЭР. ●

Литература

1. Бай И. Управление конкурентоспособностью нефтегазовой промышленности в условиях дефицита сырья: дис. ... канд. экон. наук: 5.2.3 / И. Бай. – М., 2025. – 249 с.
2. Доклад ответственного секретаря Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности И.И. Сечина на VII российско-китайском энергетическом бизнес-форуме [Электронный ресурс]: ПАО «НК «Роснефть». – Режим доступа: <https://rosneft.ru/press/news/item/223185> (дата обращения: 27 нояб. 2025).
3. Трофимов С.Е. Методологические основы государственного регулирования нефтегазового комплекса России / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 314 с.
4. Трофимов С.Е. Практические вопросы реализации государственной нефтегазовой политики / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2023. – 400 с.
5. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.

KEYWORDS: state administration, oil and gas industry, oil and gas cluster, competitiveness, fuel and energy resources.

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 ₽

+5% НДС

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!



Защита скважин от парафиновых пробок

Ученые Пермского Политеха разработали специальное погружное устройство, оснащенное дозировочным насосом. Это компактный цилиндрический модуль, предназначенный для размещения в скважине, содержащий несколько функциональных узлов: в верхней части есть дозировочный насос и редуктор, а нижняя служит резервуаром для химического реагента. Приводом устройства служит погружной электродвигатель, являющийся также приводом и для скважинного насоса, что обеспечивает согласованную с работой насосной установки подачу реагента в скважинную жидкость. При запуске насосной установки начинается одновременное извлечение скважинной жидкости и подача в нее реагентов, а при выключении – оба процесса прекращаются. Жидкий химический реагент изолирован от добываемой жидкости и хранится в эластичном резервуаре особой конструкции, что исключает смешивание реагента со скважинной жидкостью и его утечки в периоды простоя оборудования. Новый подход исключает перерасход реагентов: он увеличивает время поддержания эффективной концентрации реагента в скважинной жидкости в 2–3 раза и сокращает расход на 15–30% по сравнению с дозаторами с капсулированным ингибитором.

Термокейс для Арктики

Ученые ПНИПУ нашли способ добывать арктическую нефть, не растапливая вечную мерзлоту. Самый эффективный метод – подача перегретого пара. Однако и у пара есть побочный эффект. При движении по скважине он нагревает все вокруг. Ключевая задача ученых – не отказываться от пара, а научиться использовать его максимально эффективно. Сейчас для этого применяют теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛП) – термокейсы. Но и при их применении есть проблема: инженеры не могут заранее точно определить необходимый уровень теплоизоляции для разных скважин. Ученые Пермского Политеха создали виртуальный двойник скважины – математическую модель процессов теплопереноса в ТЛП, которая прогнозирует распространение тепла в нефтяных скважинах, оборудованных термокейсами. Уникальность модели в том, что она создана как полноценная 3D-модель, которая точно рассчитывает распространение тепла через все слои скважины одновременно и просчитывает весь путь теплового потока – от момента подачи пара по трубам до его взаимодействия с окружающими породами. В фоновом режиме расхождение между расчетами и фактическими данными составило менее 0,1%. Особенностью разработки является возможность индивидуальной настройки каждого термокейса с учетом вероятности дефектов, что позволяет оценивать тепловые процессы в условиях реальной эксплуатации.

Композитная мембрана для водородной энергетики

Ученые Московского физико-технического института и Томского политехнического университета разработали новый тип протонообменной мембраны на основе нановолокон. Ученым удалось улучшить механические свойства и газобарьерные характеристики, пожертвовав незначительной долей протонной проводимости. Топливные элементы являются перспективным способом хранения электрической энергии, их ключевой компонент – мембрана, пропускающая протоны. Тонкие мембраны лучше проводят протоны, но хуже сопротивляются нагрузкам и перепадам температур, что повышает риск микротрещин и утечек водорода. Ученые решили эту проблему с помощью принципа самоармирования. Они создали ионоактивный каркас, где волокна одновременно придают жесткость и не создают «мертвых зон» для транспорта протонов. Нанокompозитные мембраны на основе иономера типа Aquivion и электропряденных нановолокон на основе сополимеров поливинилиденфторида с тетрафторэтиленом получены методом электропрядения и пропитки жидкой дисперсией иономера, которая заполнила все поры между волокнами. После прессования и вакуумного отжига получилась композитная мембрана, в которой структурная целостность нановолокон используется для повышения механической прочности и размерной стабильности, а иономер обеспечивает протонную проводимость.

Самозалечивающееся покрытие для термоядерных реакторов

В Томском политехническом университете создали многослойную архитектуру покрытий для элементов термоядерных реакторов, обладающую способностью к самовосстановлению, представляющую собой функционально-градиентный материал. Он включает защитный слой ниобия толщиной около 3 мкм, радиационно-стойкий слой из чередующихся наноразмерных мультислоев ниобия и циркония толщиной около 1 мкм, адгезионный слой циркония толщиной около 10 мкм и подложку из сплава циркония с 1% ниобия толщиной 0,7 мм для обеспечения механической прочности. Чередование материалов обеспечивает повышенную термическую устойчивость и управление эволюцией дефектов, которые локализуются в активных зонах, где происходит их «самозалечивание», тогда как в простых наноламнатах эти зоны могут не совпадать с профилем повреждений. При нагреве покрытие сохраняет многослойную архитектуру и плотность интерфейсов. Происходящие фазовые переходы остаются обратимыми, что позволяет материалу сохранять свои свойства. Комплексный анализ доказал устойчивость архитектуры к термическому воздействию. Благодаря обратимости фазовых трансформаций материал выдерживает экстремальные циклы нагрева и охлаждения без существенной деградации, что критически важно для оценки его долговечности.

Добавка для снижения выбросов НПЗ

Специалисты Института катализа Сибирского отделения РАН разработали специальную добавку для катализаторов, позволяющую сократить объем опасных выбросов оксидов азота в процессе нефтепереработки. Добавка отличается более простой рецептурой и технологией изготовления. Ее состав включает активный компонент и матрицу, которая состоит из оксида алюминия и природной глины. Это вещество предназначено для использования в катализаторах при процессе крекинга. Применение разработки новосибирских химиков позволяет повысить эффективность каталитической системы по обезвреживанию выбросов до 65%. Активный компонент добавки создан на основе синтетического цеолита – минерального вещества из диоксида кремния. В цеолит были добавлены оксиды магния, железа, меди и алюминия в различных пропорциях. Технология приготовления добавки включает получение суспензии активного компонента и ее последующее смешивание с матрицей – макромолекулой, задающей строение всего соединения. Ученые предлагают вводить полученный состав непосредственно в регенератор на нефтеперерабатывающих предприятиях. Внедрение таких решений соответствует глобальному тренду на ужесточение экологических стандартов в промышленности и может внести вклад в реализацию программ по снижению углеродного следа.

Реагент для тропических морей

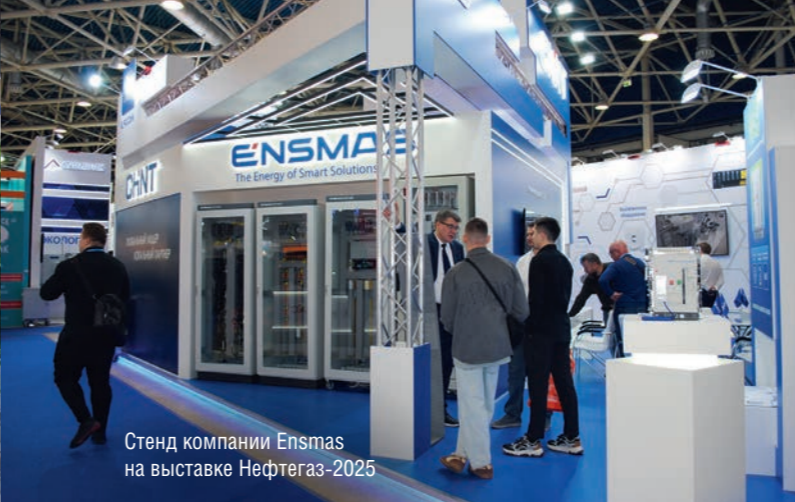
Команда ученых из РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИНХС РАН и Совместного Российско-Вьетнамского Тропического научно-исследовательского и технологического центра создала первый в мире реагент для тропических морей, который позволяет собирать и безопасно утилизировать тонкую пленку, остающуюся после нефтяных разливов. Состав получил название СН-1. Нефтяная пленка образуется на морской поверхности в результате нефтеразливов из-за аварий танкеров или нештатных ситуаций в работе оборудования на шельфовых месторождениях нефти и газа. Она препятствует проникновению солнечных лучей, кислорода и выходу углекислого газа, мешает теплообмену, что разрушает экологические цепочки под водой. Команда химиков разработала реагент, который «стягивает» нефтяную пленку, увеличивая ее толщину и сокращая площадь на 98%. Испытания подтвердили, что состав увеличивает толщину загрязнения в 11–21 раз в зависимости от плотности нефти, собирая пленку в «лепешки», которые затем можно устранить механическим способом или сжечь прямо на воде. Реагент предназначен для нанесения по периметру нефтяной пленки. Он снижает поверхностное натяжение воды, благодаря чему загрязнение «сжимается», достигая толщины 3,4 мм. Свое действие препарат сохраняет более 24 часов.



Стенд ТМК на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Рус-КР на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Ensmas на выставке Нефтегаз-2025



Стенд Сибирской машиностроительной компании Simaco на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании ТруТорк Рус на выставке Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Посетители выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Вайстех инжиниринг на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Etirex на выставке Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Горэлтех на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Neva Technology на выставке Нефтегаз-2025



Стенд ГК Системотехника на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Enoch на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании ДТриалкон технологии на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Камкабель на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Руст-95 на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Piezus на выставке Нефтегаз-2025

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа



Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного

газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (CAU) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее

подключения к САУ АГНКС или к САУ высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10°C.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 м³/ч при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 кгс/см²), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

УСТАНОВКА ПО СЖИЖЕНИЮ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

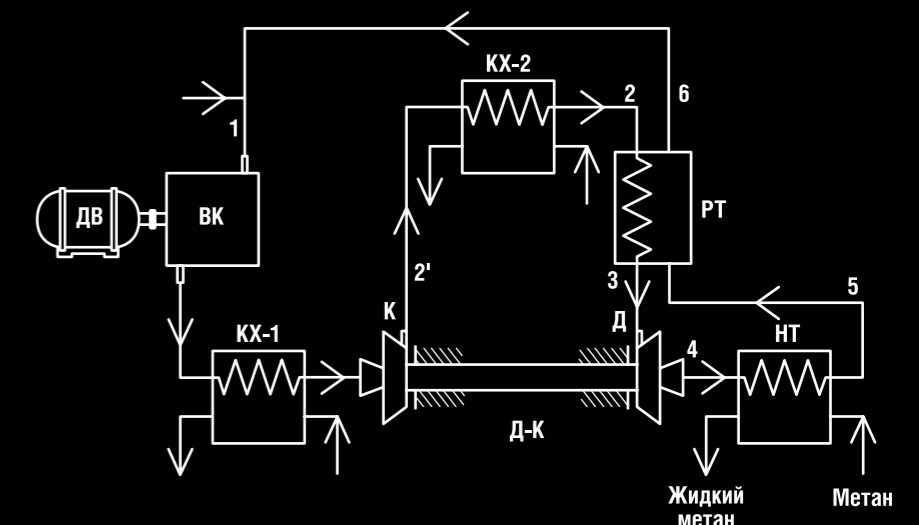
1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа

Модульные установки сжижения природного газа базовой производительностью 500, 1000, 2000 и 4000 кг/час позволяют осуществить производство СПГ как в местах разработки месторождений, так и с использованием трубопроводного газа.

Схема процесса ожижения метана

Д – детандерная ступень детандер-компрессора, К – компрессорная ступень детандер-компрессора, ВК – основной компрессор, ДВ – двигатель основного компрессора, КХ-1 – концевой холодильник основного компрессора, КХ-2 – концевой холодильник компрессора детандер-компрессора, РТ – рекуперативный (детандерный) теплообменник, НТ – низкотемпературный теплообменник



Принцип работы

Природный газ после очистки от кислых компонентов, осушки и отделения тяжелых фракций (на схеме ниже данные технологические ступени не показаны) поступает под минимальным давлением 3–5 бар в низкотемпературный теплообменник-конденсатор (НТ), где он последовательно охлаждается до температуры -160°C и ожижается с минимальными потерями давления. Далее СПГ под собственным давлением направляется в емкость для хранения. Для обеспечения охлаждения и ожижения метана используется азотный детандерно-компрессорный агрегат.

Комплектация установки

Основной компрессор

- мощность компрессора 400 до 2500 кВт,
- центробежный,
- безмасляный,
- частотное регулирование.

Детандер

- турбодетандер-компрессорный агрегат в сборе с электромагнитными или газодинамическими подшипниками;

- система контроля вибрации и частоты вращения

Блок ожижения

- теплообменник основной;
- комплект арматуры с ручным и пневмо-приводом;
- комплект обратных и предохранительных клапанов;
- трубопроводы;
- металлоконструкции;
- тепловая изоляция.

Область применения

Установка может применяться как на месте добычи природного газа (малодебитные газовые скважины),

так и на нефтепромыслах, где есть выход попутного газа с небольшим содержанием тяжелых фракций. Установка может работать в непосредственной близости от газопровода высокого и среднего давления, вырабатывая СПГ, который может быть доставлен транспортными средствами (автомобильными или железнодорожными цистернами) к месту его потребления. Возможна работа данной установки на свалочном газе и шахтном метане, а также и для ожижения природного газа среднего давления в условиях городов и поселков с целью его доставки на автозаправочные станции. ●



Д. Туск

Американцы могут быть заинтересованы в собственном использовании этих денег (о российских активах – ред.)



Д. Трамп

Запасов нефти в США хватит на 2000 лет, поэтому политика действующей администрации проста – бурить, бурить, бурить



Н. Моды

Наше сотрудничество в сфере сельского хозяйства и удобрений очень важно для продовольственной безопасности



М. Мишустин

Власть, наука и бизнес должны ускорять темпы роста отраслей, регионов и экономики



Е. Аккенженов

Правительство приняло решение, что ТЭЦ в Кокшетау будет реализовывать собственными силами



А. Лихачев

Запуск Калининградской гигафабрики – это промышленный прорыв для России



А.-К. Итконен

Румыния начала осуществлять экстренный энергетический экспорт



В. Орбан

Венгрия не обязана соблюдать принцип лояльного сотрудничества



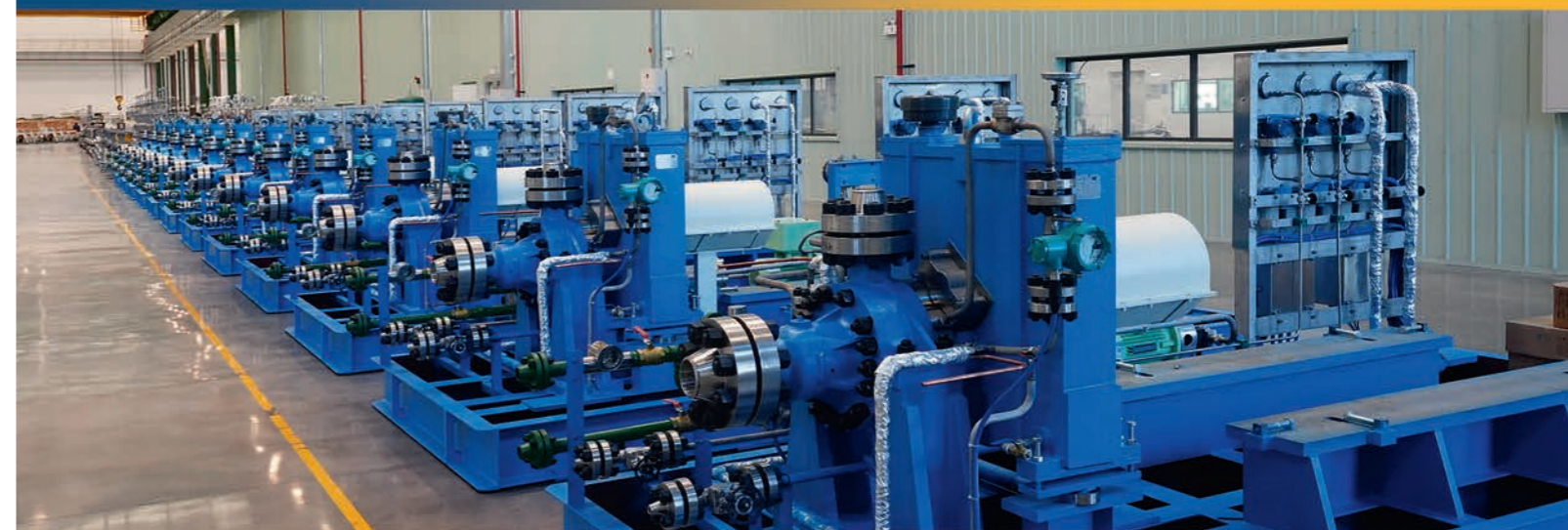
С. Цивилев

Подземные газовые хранилища заполнены до целевых показателей

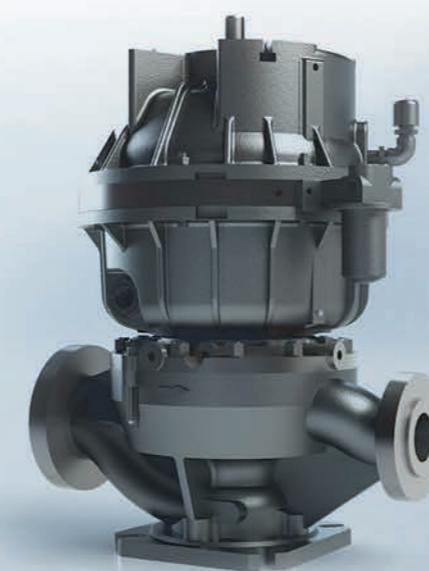


ВАРТЕЕС LTD

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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- ▶ **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- ▶ **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- ▶ **Температура** -130~+340 °С
- ▶ **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, Tecnimont, 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 ПКОП Шымкентский НПЗ



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

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

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



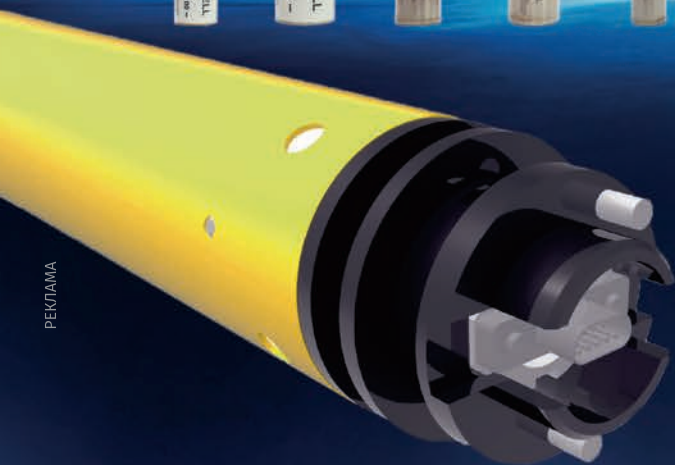
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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