



ДИАГНОСТИКА
НЕИСПРАВНОСТЕЙ
ШГН

VR-ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
АВАРИЙ

МНОГОВАРИАНТНОЕ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ
МОДЕЛИРОВАНИЕ

Neftegaz.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

6 [162] 2025

МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ



Входит в перечень ВАК (K1)

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К БЕЗОПАСНОСТИ ТЭК

ВЗГЛЯД ИЗ КОСМОСА ↘



ЦИФРОВАЯ БУРОВАЯ —
↙ НОВАЯ СТУПЕНЬ БЕЗОПАСНОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ
И РОБОТЫ ↘

ENSMAS



НЕ ВКЛЮЧАТЬ
РАБОТАЮТ ЛЮДИ

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР ↗

↑ ИСКУССТВЕННЫЙ
ИНТЕЛЛЕКТ



ПромМашТест



АБС Электро

ЗАЩИТА ПРОМЫШЛЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ↙

КЭАЗ ЭНЕРГИЯ
ЕДИНСТВА

↗ ПОЛИТИКА БЕЗОПАСНОСТИ



↗ НОВОСТИ



↑ КИБЕРБЕЗОПАСНОСТЬ



ТЕРРАЛИНК
ТЕХНОЛОГИИ

ANT ENGINEERING

↙ БПЛА: ЗАЩИТА И УГРОЗА



ГАЗСТРОЙПРОМ
СТРОЙТРАНСНЕФТЕГАЗ

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ СООРУЖЕНИЙ ↙



↙ ЗАЩИТА ДАННЫХ



Safety.neftegaz.ru

РЕКЛАМА

Углеродный рынок в контексте стратегий устойчивого развития российских нефтегазовых компаний

16

Анализ предела прочности искусственных кернов из глинистого материала

24

Диагностика неисправностей ШГН с использованием динамометрирования и методов машинного обучения

34

Моделирование процессов гидратообразования. Оценка параметров гидравлического режима работы трубопровода при разработке ПХГ

50

Эпохи НГК

4

РОССИЯ *Главное*

Ложка дегтя в бочку с дегтем

6

Минэнерго изучает механизмы стимулирования добычи

8

События

12

Первой строчкой

14

РЫНОК

Углеродный рынок в контексте стратегий устойчивого развития российских нефтегазовых компаний

16

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

IEK GROUP: инновационные решения для нефтегазовой отрасли

20

БУРЕНИЕ

Анализ предела прочности искусственных кернов из глинистого материала

24

Календарь событий

29

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Сотрудничество ООО «Ленгипронефтехим» с ООО «НЗНП Инжиниринг» – импортозамещение в действии

30

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Диагностика неисправностей ШГН с использованием динамометрирования и методов машинного обучения

34

Исследования и моделирование фильтрации пластовых флюидов

42

Моделирование процессов гидратообразования. Оценка параметров гидравлического режима работы трубопровода при разработке ПХГ

50

Многоцелевая оптимизация верхних строений морских нефтегазопромысловых платформ с применением нечеткой логики

56

Применение моделей машинного обучения для оценки липофильности соединений, используемых в нефтехимии

66

Выбор оптимальных параметров скважины для эффективной разработки нефтяной оторочки при помощи многовариантного гидродинамического моделирования

72

Совершенствование правового регулирования публичных сервитутов в России: адаптация зарубежного опыта для НГК

98

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Многоцелевая оптимизация верхних строений морских нефтегазопромысловых платформ с применением нечеткой логики

56

Применение моделей машинного обучения для оценки липофильности соединений, используемых в нефтехимии

66

Выбор оптимальных параметров скважины для эффективной разработки нефтяной оторочки при помощи многовариантного гидродинамического моделирования

72

Предотвращение аварий на месторождениях нефти в осложненных условиях с использованием VR-технологий

78

Хронограф

83

Искусственный интеллект и развитие спасательных технологий в Арктике

84

НЕФТЕСЕРВИС

Межколонные давления: причины возникновения, методы ликвидации

86

Исследование межскважинной интерференции в нефтегазовых коллекторах

92

Россия в заголовках

97

ПРАВО

Совершенствование правового регулирования публичных сервитутов в России: адаптация зарубежного опыта для нефтегазовой отрасли

98

Новости науки

106

Нефтегаз *Life*

108

Классификатор

110

Цитаты

112

СОДЕРЖАНИЕ

2 тысячи лет назад

В 1 веке до н.э., согласно «Книге перемен», в Китае впервые была использована сырая нефть в качестве топлива.

428 лет назад

В 1597 году в Москву впервые была доставлена нефть, собранная на р. Ухта.

280 лет назад

В 1745 году по распоряжению Людовика XV в Мерквиллер-Пешельбронне начали разрабатывать нефтеносные пески. Нефтяное месторождение Пешельбронн действовало до 1970 года.

221 год назад

В 1804 году в Англии образовано первое общество газового освещения.

168 лет назад

В 1857 году общий объем добычи нефти в Румынии составил 275 тонн, что позволило стране выйти на первое место по добыче нефти, опередив США, Россию и Персию.

161 год назад

В 1864 году русский предприниматель, полковник А.Н. Новосильцев впервые пробурил скважину ударным способом с механическим приводом бурового станка.

154 года назад

В 1871 году скважина, пробуренная в Балаханах, дала фонтан нефти дебитом 33 т в сутки.

149 лет назад

В 1876 году на Челекенском полуострове на территории современной Туркмении началась коммерческая добыча нефти.

121 год назад

В 1904 году составлена «Мазутная конституция» — первый коллективный договор, заключенный между работниками и предпринимателями в нефтяной отрасли.

104 года назад

В 1921 году японский ученый Кобаяси получил искусственную нефть при перегонке рыбьего жира без давления, но в присутствии катализатора.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитик
Анатолий Чижовский

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 РАН

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

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

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

Еремин
Николай Александрович
д.т.н., профессор,
РГУ нефти и газа (НИУ)
им. И.М. Губкина

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

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

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

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

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

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

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

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



Издательство:
ООО Информационное агентство
Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко

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

Служба технической
поддержки
Сергей Прибыткин

Выставки, конференции,
распространение
Мария Короткова

Отдел по работе
с клиентами
Екатерина Данильчук

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

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

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

Отпечатано в типографии
«МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



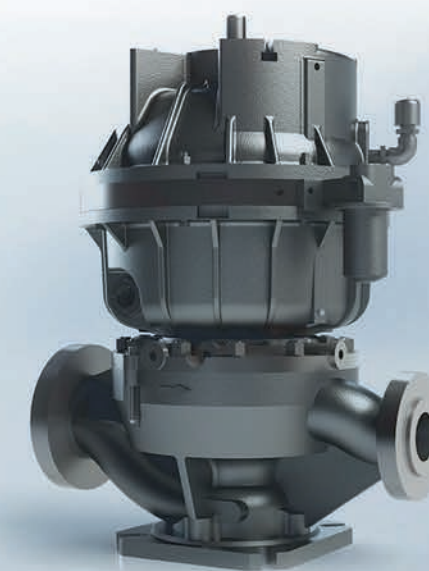
9 772410 383004



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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (ОН6)



Цех



Испытательный стенд



Сервис на площадке Сибур

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

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

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

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

www.calt11.com

Еще
189 судов
попали в санкционный
список

40 %
морского экспорта
российской нефти проходит
через Балтийское море

Запрет на поставки УВ
из РФ в ЕС увеличит
расходы Венгрии
на **2** млрд
евро в год

Главной идеей 18 пакета
санкций станет снижение
ценового потолка
до **30** долл.
за барр.

ЛОЖКА ДЕГТЯ В БОЧКУ С ДЕГТЕМ

СТЕНА МЕЖДУ ЕВРОПОЙ И РОССИЕЙ, УСЕРДНО ВЫСТРАИВАЕМАЯ НА ПРОТЯЖЕНИИ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ, СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ ПРОЧНОЙ. ЕЩЕ ОДИН КИРПИЧИК В ЭТО ПОЧТИ НЕПРОНИЦАЕМОЕ СООРУЖЕНИЕ БЫЛ ПОЛОЖЕН ОЧЕРЕДНЫМ, СЕМНАДЦАТЫМ ПО СЧЕТУ, ПАКЕТОМ САНКЦИЙ. 20 МАЯ СПИСОК ОПАЛЬНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ПОПОЛНИЛИ НОВЫЕ НАИМЕНОВАНИЯ. ЭКСПЕРТЫ ПОЛАГАЮТ, ЧТО НОВОВВЕДЕНИЯ НЕ ВНЕСУТ СЕРЬЕЗНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ РОССИЙСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ И НЕ ПОВЛИЯЮТ НА СОСТОЯНИЕ ЭКОНОМИКИ СТРАНЫ, ПОТОМУ КАК НИКАКИЕ ЭТО НЕ НОВОВВЕДЕНИЯ, А ПОВТОРЕНИЕ ОГРАНИЧЕНИЙ, ОБЪЯВЛЕННЫХ РАНЕЕ СОЕДИНЕННЫМИ ШТАТАМИ И ЛИШЬ КОЛИЧЕСТВЕННО УВЕЛИЧИВАЮЩИХ РЕСТРИКЦИИ. КАК УТВЕРЖДАЛ В СВОЕ ВРЕМЯ Г-Н ГЕГЕЛЬ, КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ РАНО ИЛИ ПОЗДНО ПЕРЕХОДЯТ В КАЧЕСТВЕННЫЕ. СРАБОТАЕТ ЛИ ВТОРОЙ ЗАКОН ДИАЛЕКТИКИ В СЛУЧАЕ РОССИЙСКО-ЕВРОПЕЙСКИХ ОТНОШЕНИЙ ИЛИ СОЗДАСТ ПРЕЦЕДЕНТ ДЛЯ ЕГО ОПОВЕРЖЕНИЯ?

Анна Павлихина

Принципиально нового в майских запретах действительно нет. Да и что можно придумать из того, что не удалось опробовать на протяжении последних десяти лет. На главные рычаги, способные повлиять на российскую экономику, надавили еще в 2014 году. Постепенно прибавлялись новые неприятные ограничения и запреты. За это время страна научилась обходиться доступными средствами, искать альтернативные пути и пробовать собственные силы там, куда добровольно, без нажима извне, прогрессировать и не собиралась. Как известно из мудрого фольклора, «нет худа без добра»: в некоторых сегментах на смену импортных пришли отечественные товары, вышли на новый уровень связи с азиатскими соседями, активно продвигается идея торговли



в национальных валютах. Если смотреть на ситуацию с этой стороны, то весь месседж семнадцатого пакета можно смело отправлять в спам. Однако есть предположение, что еще до того момента, когда малозначительные санкции накопят критическую массу, начнет проявляться их негативный эффект.

С мая черный список пополнили 75 физических и юридических лиц. В основном это предприятия из числа поставщиков вооружения, беспилотников и техники для военно-промышленного комплекса, а также компании, помогающие обходить санкционные ограничения. Необычным можно считать два момента. Во-первых, нажим на иностранные предприятия. Так, под санкции впервые попали объекты, контролируемые японскими компаниями (в число опальных вошли три СПГ-танкера, находящиеся под управлением Mitsui OSK Lines Ltd), семь китайских поставщиков, обвиненные в экспорте оборудования двойного назначения, а также компании из ОАЭ, Белоруссии и Турции.

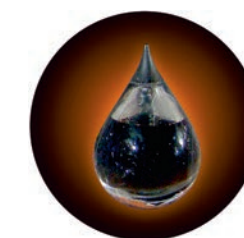
Во-вторых, большое число попавших в опалу танкеров – еще 189 судов заподозрили в перевозке российской нефти под флагами разных стран. Таким образом, теперь к судам теневого флота официально причислены 342 судна.

Эксперты не видят в этом большой проблемы, утверждая, что мировой рынок фрахта может предложить десяток тысяч судов разного класса, обсуживать которые могут не обязательно в портах ЕС. Однако есть примеры, говорящие об обратном. В прошлом году, когда под санкции попали танкеры Совкомфлота, компания столкнулась со сложностями, оказавшими влияние на доход, а следовательно, и налоги: чистый убыток по МСФО за первый квартал 2025 года составил 393 млн долл., по сравнению с прибылью в 216 млн долл. годом ранее. Поэтому сложно согласиться с мнением, что санкции – это «инструмент самоуспокоения для Евросоюза». Не получается также разделить оптимизм по поводу неоригинальности

санкций, повторяющих ограничения, введенные США. Взаимоотношения России и Соединенных Штатов нельзя назвать теплыми, но, если все же американцы отменят свои ограничения, это будет означать полную разблокировку. Повторяющимися санкциями ЕС предупреждают такую ситуацию и дают понять, что взаимоотношения с Россией они будут выстраивать самостоятельно. Но есть вопросы, требующие согласованных действий. В частности, снижение потолка цен на российскую нефть – вопрос, который должен стать главным в следующем пакете санкций.

Сразу после обнародования 17 пакета (а может и раньше) Брюссель взялся за разработку следующей партии санкций, которую обещает согласовать в самые короткие сроки. Такая перманентность действий наталкивает на мысль о стремлении по частям провести в жизнь идею, которая целиком единоразово не могла быть принята, особенно учитывая тот факт, что, например, Венгрия и Словакия согласились подписаться под последним пакетом, только сочтя его «относительно слабым».

Возможно, такой идеей будет критически низкий ценовой потолок или, как полагают некоторые, закрытие Балтийского моря, в воды которого не будут допущены подсанкционные суда, те, которые попали в опалу благодаря принятому 17 пакету. Это будет означать окончательное закрытие европейского рынка для российских углеводородов, как раз тот пункт разногласий с Венгрией при принятии последних санкций. Премьер-министр В. Орбан заявлял, что это увеличит расходы Венгрии на энергоносители на 2 млрд евро в год. Обычно такая ситуация на рынке способствует повышению цены на энергоносители, но в ближайшем будущем противовесом ей может послужить решение ОПЕК о наращивании добычи. Поэтому если нефтяные котировки и вырастут, то ненадолго. А вот России, которая осуществляет 40 % своего морского экспорта нефти через Балтийское море, придется подумать, куда и, главное, как перенаправить этот поток. ●



МИНЭНЕРГО ИЗУЧАЕТ МЕХАНИЗМЫ СТИМУЛИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ

Анастасия Хасанова

Директор департамента нефтегазового комплекса Минэнерго РФ А. Рубцов заявил, что для поддержания нефтедобычи на уровне 540 млн т до 2050 г. необходимо увеличить инвестиции в отрасль в два раза, а также снизить налоговую нагрузку на участников нефтегазового рынка. В то же время в стране нужно внедрить механизмы для поддержания добычи трудноизвлекаемых запасов газа, поскольку запасы сеноманских залежей истощаются. При этом источниками финансирования могут стать доходы компаний от продажи нефти, а также государственные инвестиции. А. Рубцов отметил, что удвоение инвестиций при процессах импортозамещения запускает мультипликативный эффект в экономике, т.е. те налоги, которые не заплатит нефтегазовая отрасль, заплатят смежные отрасли, а без инвестиций цель в 540 млн т нефти не будет достигнута. Также была обозначена важность снижения налоговой нагрузки на нефтегазовую отрасль, которая, по словам главы департамента, настолько серьезная, что в настоящее время большое количество опций для поддержания добычи нерентабельны.

«При падении цен даже на сегодняшнем уровне мы столкнемся с очень низкой эффективностью добычи в моменте, а в долгую мы просто не будем инвестировать; сейчас налоговую нагрузку повышать невозможно, в то же время крайне сложно быстро сокращать доходы бюджета», — заявил А. Рубцов.

Что касается газа, Минэнерго будет оценивать механизмы для поддержания добычи газовых ТриЗов. Это связано с истощением сеноманских залежей. Не исключено, что в качестве стимула будет задействован такой механизм, как льготы по налогу на добычу полезных ископаемых.

Сегодня Минэнерго совместно с Госкомиссией по запасам, Роснедрами и Минприроды уже сделали предварительную инвентаризацию запасов газа и пришли к выводу, что относительно легкие запасы газа в России подходят к концу, поэтому необходимо думать о решении вопросов, связанных с газом глубоких горизонтов, для реализации потенциала которых нужны новые механизмы. Одна из первоочередных задач, которой предстоит заняться ведомству, — «определить все в контексте баланса: что у нас пойдет экспортом через сжиженный природный газ, что у нас пойдет через газопроводы, в каких направлениях», — сообщил А. Рубцов. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Поставки СПГ из России в страны Евросоюза в апреле 2025 г. упали более чем на треть — с 1,76 млрд м³ до 1,14 млрд м³ в сравнении с предыдущим годом. Сокращение приходится в основном на Испанию и Францию. С чем это связано?

Почему резко сократился экспорт российского СПГ в Европу?

19 %

Завод по производству сжиженного природного газа «Ямал СПГ» на время остановился в начале апреля

31 %

Возросли объемы поставок СПГ из США

42 %

ЕК собирается прекратить импорт СПГ из РФ, а пока обсуждаются поэтапные меры, включая запрет спотовых продаж

8 %

Производство СПГ в России в 1-м квартале 2025 г. сократилось на 4,1 %, это привело к сокращению экспорта

Весной нефтяные котировки упали на 17 %, а фьючерсы на нефть Brent — ниже 59 долл. за барр. Мировые аналитические агентства пересматривают свои прогнозы с учетом торговых войн, но события продолжают разгонять волатильность. Перед российской нефтяной отраслью встают новые вызовы. Как российский ТЭК справится с ними?

Как могут сказаться на экономике России и ее нефтяной отрасли скачки цен на нефть?

23 %

Доля нефтегазовых доходов в федеральном бюджете составляет 25 %, поэтому фактор нефтяных цен важен

25 %

Цена нефти ниже 60 долл. за барр. приведет к негативным последствиям

17 %

Низкие цены приведут к замедлению экономического развития и снижению экспортных возможностей

21 %

50 % производимого в России дизельного топлива и 10 % бензина предназначены для экспорта, снижение цен означает сокращение инвестиций и налоговых отчислений

14 %

Снижение цен до 60 долл. за барр. упростит логистику и снизит затраты на транспортировку



ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



Действуя строго в рамках законодательства,
мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал,
д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

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

Первое в России ПХН

Первое в РФ подземное хранилище нефти (ПХН), расположенное в Красноярском крае, готово к опытной эксплуатации. В нашей стране никогда прежде не строили нефтехранилища, а всю добываемую нефть сразу подавали в нефтепроводы. Причиной создания ПХН послужило отсутствие инфраструктуры в ряде регионов арктической зоны, чтобы не сжигать нефть в период опытно-промышленных работ она будет размещаться в ПХН. О необходимости создания подземных хранилищ нефтяного резерва активно заговорили еще пять лет назад, в период снижения спроса и падения цен на нефть, тогда эксперты заявили о необходимости создания резерва в объеме 10–20% от годовой добычи. На строительство таких хранилищ с нуля требуется 10–12 лет,

но, если сооружать их на базе истощенных месторождений, можно уложиться в 3–5 лет. Структура ПХН схожа со структурой ПХГ, самый эффективный тип хранения – в соляных кавернах. Хранилище включает подземные резервуары (выработки-емкости), вскрывающие и вспомогательные горные выработки, буровые скважины, наземный комплекс производственных и административных зданий и инженерных коммуникаций.

Французская компания TotalEnergies запустила в Испании пять солнечных электростанций общей установленной мощностью 263 МВт. Так называемое солнечное поле будет вырабатывать 515 ГВт·ч/год возобновляемой энергии. Запуск СЭС позволит сократить выбросы углекислого газа на 245 тыс. т/год

Sinorec пробурила самую глубокую вертикальную скважину для добычи сланцевого газа в Китае. Скважина Tiebei 1HF расположена в пределах Сычуаньского нефтегазоносного бассейна на газонефтяном месторождении Puguang, вертикальная глубина – более 5300 м, протяженность горизонтального участка – 1312 м, суточный дебит – 314 500 м³ газа

Тайвань остановил последний работающий ядерный реактор на АЭС Мааньшань, который обеспечивал 3% генерации электроэнергии на острове. Страна вынуждена наращивать зависимость от импортного СПГ и планирует ввести в 2025 г. газовые электростанции общей мощностью почти 5 ГВт, а также 3,5 ГВт ветровой и солнечной генерации. Однако СПГ и закупка электроэнергии у частных производителей обходятся вдвое дороже ядерной энергии

В Башкирии запустили цифровую подстанцию

Башнефть ввела в эксплуатацию высокоавтоматизированную подстанцию (ПС) в Краснокамском районе Республики Башкортостан. Обновленная ПС Мирная принимает, преобразует и передает электроэнергию высокого класса напряжения в 110 кВ. Подстанция оснащена отечественным оборудованием и будет вырабатывать электроэнергию для более чем 470 добывающих скважин и 5 крупных производственных площадок, включая нефтепарк, объекты по первичной очистке нефти и поддержанию пластового давления. Все процессы на ПС автоматизированы, что повышает безопасность на объекте. Также автоматизация позволит сократить эксплуатационные затраты более чем на 40%. Управление ПС производится удаленно из диспетчерского центра Арланского региона добычи нефти и газа. Запуск ПС Мирная дал старт пилотному проекту по созданию Цифрового района электросетей. В него будет входить несколько ПС, управляемых из единого диспетчерского центра.

Второй ветка ВСМД
Богучанская ТЭС запущена
Южный поток
Северный поток достроили
Продажа квот
Цены на газ
Дочли руки до Арктики

Вторая линия на «Арктик СПГ-2»

НОВАТЭК ввел в эксплуатацию вторую технологическую линию сжижения природного газа в рамках проекта «Арктик СПГ-2». Компания реализует проект СПГ-завода на п-ве Гыдан на базе Утреннего нефтегазоконденсатного месторождения, доказанные и вероятные запасы которого составляют 1434 млрд м³ природного газа и до 90 млн т жидких углеводородов. Согласно плану, проект включает три технологические линии общей мощностью 19,8 млн т СПГ в год и 1,6 млн т год стабильного газового конденсата. Первая линия начала производство в декабре 2023 г., вторая была доставлена к месту работы в августе 2024 г.

Индийская компания ReNew Energy Global, специализирующаяся на решениях для декарбонизации, выделит 220 млрд рупий (2,57 млрд долл.) на реализацию гибридного проекта по производству энергии из возобновляемых источников в штате Андхра-Прадеш. Новый комплекс добавит в энергосистему страны 2,8 ГВт энергии

Китайская компания SNOOC ввела в эксплуатацию первый проект по улавливанию, использованию и хранению углерода (CCUS). Проект реализуется на базе морской платформы Enpring 15-1 и предусматривает улавливание CO₂, который образуется в процессе разработки нефтяного месторождения, с его последующим очищением и нагнетанием до сверхкритического состояния, а также закачку в нефтеносные пласты со скоростью 8 т в час для увеличения нефтеотдачи

В Нидерландах на воду спущено первое судно для перевозки сжиженного углекислого газа. CO₂-танкер получил имя Carbon Destroyer, он построен на основе проекта многофункциональных судов серии EasyMax, адаптирован для транспортировки CO₂ под давлением и при низких температурах, грузоподъемность 14 тыс. т, система динамического позиционирования DP2 обеспечивает возможность круглогодичной работы

Сегодня проект практически полностью находится под санкциями, отгрузки СПГ, по неофициальным данным, начались в августе 2024 г., но информации о фактическом начале экспорта не было. По данным Bloomberg, в октябре «Арктик СПГ-2» остановил производство, но завод продолжал строиться и выпустил первую партию топлива на второй

технологической линии, в апреле газ сжигался на факельных установках, но пока не ясно, производит ли завод СПГ.

Стеллажи для АЭС

В Удмуртской республике запущено серийное производство стеллажей уплотненного хранения топлива (СУХТ) для атомных электростанций. На строительство было привлечено заемное финансирование со стороны Фонда развития промышленности – 180 млн руб., Удмуртского фонда развития предпринимательства – 20 млн руб. Это позволило приобрести новое технологическое оборудование, автоматизировать производственные процессы, перейти от штучного выпуска СУХТ к серийному и сократить цикл изготовления стеллажей в четыре раза. Оборудование предназначено для хранения новых и отработавших топливных элементов ядерных реакторов, стеллажи могут использоваться в хранилищах на заводах по регенерации отработанного ядерного топлива. Первые изделия уже отправлены на АЭС Эль-Дабба в Египте. Общие инвестиции в модернизацию производства превысили 260 млн руб. ●

29,1%

в структуре казахстанского импорта заняли продукты из России в первом квартале 2025 г.



6,4 млрд м³ газа

поставлено по второй нитке «Турецкого потока» с начала 2025 г.



13 трлн руб.

составит сумма налогов от проектов по развитию Северного морского пути к 2035 г.



РЖД ввела скидку

12,8%

на экспортные перевозки угля



На 5%

сократилась чистая прибыль Saudi Aramco в первом квартале 2025 г.



1,5 млрд долл.

инвестирует ExxonMobil в нефтедобычу в Нигерии



Кузбасс сократил добычу угля с начала года

на 4,9%



США и Саудовская Аравия подписали энергетические соглашения

на 300 млрд долл.



8 317 421 000 руб.

составляет ожидаемая сумма нефтегазовых доходов федерального бюджета в 2025 г.



на 2,4%

сократились поставки СПГ из России в Европу в январе – апреле 2025 г.



Экспорт газа из Азербайджана в январе – апреле 2025 г. увеличился

на 5,9%



Китай сократил импорт российской нефти

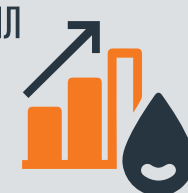
на 14%



за четыре месяца 2025 г.

Китай в январе – апреле 2025 г. нарастил добычу нефти

на 1,2%, газа – на 5,1%



В мае 2025 г. Индия увеличила импорт российской нефти

до 1,8 млн барр./сутки



на 28%

ЕС увеличил расходы на покупку российского трубопроводного газа и СПГ в первом квартале 2025 г.



на 12,6%

будут проиндексированы тарифы на электроэнергию для населения с 1 июля 2025 г.



В марте США поставили на мировой рынок

13 млрд м³ СПГ



КазМунайГаз

на 21%



увеличил выпуск бензина в первом квартале 2025 г.

3,3 млрд руб.

вложат Россети в электросети Удмуртии



В 2025 г. на Эльгинском месторождении будет добыто

30 млн т угля





250+

врачей
доказательной
медицины

15

лет успешной
работы

>50

медицинских
направлений



Мы в GMS верим, что главное – это Вы, человек, который доверяет нам свое здоровье. Поэтому мы предлагаем Вам лучшее и проверенное на себе: услуги премиального уровня, безупречный сервис и честную помощь на основе доказательной медицины. Мы лечим не болезнь, а человека. Вы никогда не почувствуете себя винтиком в «фабрике здравоохранения», а, скорее, наоборот, ощутите персональный подход и искреннюю заботу. Почтем за честь помочь Вам! Ждем Вас в гости!



Игорь Краснолуцкий

Основатель, председатель совета директоров
группы компаний GMS Clinic & Hospitals

О ВОЗМОЖНЫХ ПРОТИВОПОКАЗАНИЯХ

GMS CLINIC – многопрофильные клиники премиального уровня в центре Москвы



Полный спектр помощи
для взрослых и детей



Международные стандарты
диагностики и лечения на основе
протоколов доказательной
медицины



Персональный подход:
решение любых, даже самых
нестандартных медицинских
задач



Понимание и поддержка,
на которые вы рассчитываете

Скорая помощь, выезд врача
на дом

Неотложная и плановая хирургия,
стационар премиум-класса

Травмпункт, неотложная
офтальмологическая помощь

24/7

+7 (499) 688-85-41

gmsclinic.ru



ПРОКОНСУЛЬТИРУЙТЕСЬ СО СПЕЦИАЛИСТОМ

УГЛЕРОДНЫЙ РЫНОК

в контексте стратегий устойчивого развития российских нефтегазовых компаний



Аршакуни Андрей Андреевич
главный эксперт Функции обеспечения производства ООО «СИБУР», старший преподаватель кафедры мировой экономики ФГБОУ ВО «РЭУ им. Г.В. Плеханова», к.э.н.

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ КОНЦЕПЦИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ И ВЫДЕЛЕНА РОЛЬ УГЛЕРОДНОГО РЫНКА. ОПИСАН ОБЩИЙ МЕХАНИЗМ РАБОТЫ УГЛЕРОДНОГО РЫНКА И ЕГО ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В РОССИИ. СФОРМИРОВАНЫ ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА В РОССИИ И МИРЕ

THE ARTICLE EXAMINES THE CONCEPTS OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES AND HIGHLIGHTS THE ROLE OF THE CARBON MARKET. THE GENERAL MECHANISM OF THE CARBON MARKET AND ITS LEGISLATIVE REGULATION IN RUSSIA ARE DESCRIBED. THE MAIN CONCLUSIONS AND PROSPECTS OF THE MARKET DEVELOPMENT IN RUSSIA AND THE WORLD ARE FORMED

Ключевые слова: ESG, устойчивое развитие, углеродный рынок, реестр углеродных единиц, Парижское соглашение, COP29.

В последние годы нефтегазовые компании все больше сталкиваются с влиянием повышенной обеспокоенности относительно изменения климата, истощения природных ресурсов и перехода к альтернативным источникам энергии. Традиционно нефтегазовый сектор является одним из крупнейших источников выброса углерода в атмосферу.

Мировые и российские компании активно переходят к концепции устойчивого развития, а также формируют внутрикорпоративные принципы ESG. По данным агентства «Эксперт РА», доля российских компаний нефинансового сектора, утвердивших ESG-повестку, достигла 50%. Под устойчивым развитием понимается управляемый процесс, при котором экономическая и корпоративная политика направлена на удовлетворения текущих потребностей без нанесения ущерба будущим поколениям.

УДК 665.6/7.502

Результатами такого управления является сбалансированное потребление ресурсов, внедрение инноваций и повышение экологичности производства и, как следствие, снижение климатического воздействия.

В конце 2024 года на конференции COP29 в Баку были достигнуты важные соглашения, определяющие дальнейшие направления сотрудничества по борьбе с изменением климата. Одним из ключевых пунктов договоренностей было внедрение системы международных углеродных рынков. Возрастающая роль данных рынков подтверждается ежегодно увеличивающимся числом государств и корпораций, которые в них участвуют.

сокращается, обеспечивая декарбонизацию. В то же время на добровольных рынках квота не ограничена и количество доступных к купле-продаже UE постоянно растет.

Механизм рынка работает таким образом, что участники могут регистрировать определенный объем UE за счет своих экологических проектов по сокращению выбросов CO₂. Участники, которые не могут в своей производственной деятельности сократить объем выбросов приобретают UE для покрытия углеродного следа. Одна UE равна 1 тонне CO₂-эквивалента, стоимость одной UE в 2024 году на российском рынке составила 1 тыс. руб.

обеспечивая дополнительные ресурсы для реализации экологически устойчивых инициатив.

Регулирование российского углеродного рынка и федеральные инициативы

29 октября 2021 года была утверждена «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года». В соответствии со стратегией, при реализации целевого (интенсивного) сценария планируется к 2050 году сократить нетто-выбросы парниковых газов на 60 процентов по сравнению с уровнем 2019 года и на 80 процентов по сравнению с уровнем 1990 года. Данный нормативный акт впервые в РФ на законодательном уровне закладывает общие концептуальные подходы устойчивого развития [1]. В Федеральном законе № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» от 02 июля 2021 года закрепляется определение UE как «верифицированный результат реализации климатического проекта, выраженный в массе парниковых газов, эквивалентной 1 тонне углекислого газа». Кроме того, в Законе определяются такие основополагающие понятия, как климатический проект, операции с UE, зачет UE, реестр UE [2].

Углеродный рынок представляет собой механизм, предназначенный для управления выбросами парниковых газов и обеспечивает платформу для торговли углеродными единицами

Понятие и значение углеродного рынка

Углеродный рынок представляет собой механизм, предназначенный для управления выбросами парниковых газов. Он обеспечивает платформу для торговли углеродными единицами (UE). В такой системе компании и страны могут покупать или продавать UE, основываясь на выбросах в своей производственной деятельности. Углеродные рынки делятся на обязательные и добровольные [7]. Обязательные рынки регулируются государством, это позволяет установить строгие рамки деятельности проектов и контролировать выбросы на уровне предприятий и стран. Многие экономически развитые страны активно работают над созданием таких рынков в рамках своих национальных программ. Добровольные рынки не регулируются государством и функционируют за пределами обязательных рынков.

Важное различие в функционировании обязательных и добровольных рынков заключается в системе квотирования. На обязательных рынках число доступных квот постепенно

Важным шагом к созданию более интегрированной и эффективной структуры углеродных рынков является процесс взаимной интеграции региональных рынков. Ожидания относительно роста углеродных рынков на мировом уровне подтверждаются активным вовлечением новых участников.

Система торговли UE может положительно отразиться на финансовых потоках, обеспечивая дополнительные ресурсы для реализации экологически устойчивых инициатив

К 2020 году участие в таких рынках уже охватывало 57 стран. Государства признают значимость углеродных кредитов как инструмента достижения своих экологических целей и имплементации обязательств по Парижскому соглашению [4].

На углеродные рынки возлагаются повышенные ожидания, в том числе как на инструмент поддержки экономического роста и устойчивого развития наименее развитых стран. Система торговли UE может положительно отразиться на финансовых потоках,

В 2025 году будут подведены итоги «Сахалинского эксперимента». Его суть заключается в создании первого в мире углеродно нейтрального региона.

Для достижения этой цели было введено квотирование на выбросы CO₂. В дальнейшем на основе квот местные участники реализовывали мероприятия по ограничению выбросов. Согласно отчету за 2024 год, инициатива охватила 35 организаций с выбросами CO₂ размером более 50 тыс. т. Участники сдавали отчетность по выбросам и могли продавать

квоты, если сокращают выбросы относительно установленных лимитов или покупать, если выбросы превысили лимиты. Плата за превышение квот составила 1000 руб. за тонну CO₂ [3].

Российский «Реестр углеродных единиц» является федеральной платформой для климатических проектов. В ней регистрируются климатические проекты и ведется учет УЕ и единиц выполнения квоты. Кроме того, на платформе фиксируются операции с УЕ и единицами выполнения квоты, предусмотренных законодательством Российской Федерации и международными договорами Российской Федерации. Оценивая динамику зарегистрированных проектов с 2022 года, можно сказать о ежегодно возрастающем темпе формирования экологических инициатив. Если за 2022 и 2023 годы всего было зарегистрировано 13 проектов, то за один 2024 год портфель пополнился на 36 проектов. Согласно реестру УЕ по состоянию на апрель 2025 года, на российском углеродном рынке всего зарегистрировано 57 проектов объемом 89 млн УЕ. Две трети от общего объема представлены проектами компаний ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «Газпром», ПАО «Татнефть» и ПАО «НОВАТЭК» (таблица 1) [9].

Российский «Реестр углеродных единиц» является федеральной платформой для климатических проектов

Концепции устойчивого развития в российских компаниях и роль углеродного рынка

Флагманом ESG-повестки среди российских компаний является ПАО «СИБУР Холдинг». В августе 2024 года компании был присвоен наивысший ESG-рейтинг на уровне AAA. Компания стала первой в стране обладательницей такого рейтинга, даже опередив участников непромышленного сектора. Текущая стратегия СИБУРа действует до 2025 года.

Согласно анонсу от 3 апреля 2025 года, предприятие «СИБУР-ПЭТФ» стало первым

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Компания	Количество зарегистрированных проектов	Объем планируемых УЕ (в тыс.)
ПАО «Газпром»	3	51 023
ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ»	6	7745
ПАО «Татнефть»	18	4125
ПАО «НОВАТЭК»	1	2547
Остальные	29	23 960
Общий объем	57	89 400

Источник: Реестр углеродных единиц, Режим доступа: <https://carbonreg.ru/ru/>

углеродно нейтральным заводом в России. Оно полностью компенсировало прямые и косвенные выбросы углекислого газа. Важно отметить, что среди всех использованных инструментов повышения энергоэффективности, больше половины этого объема (общий объем 22,2 тыс. т) было компенсировано за счет механизма углеродного рынка, инициированного со стороны другого предприятия холдинга «ЗапСибНефтехим», расположенного в городе Тобольск.

Тобольский завод в рамках климатического проекта по внедрению новой технологии

основными целями климатической стратегии компании являются перевод транспортных средств на природный газ, а также развитие новых проектов в части газификации регионов. В своей деятельности предприятия Газпрома придерживаются подходов по снижению углеродоемкости всех процессов производственной цепочки – от добычи до хранения и переработки ископаемого сырья.

Первый климатический проект ООО «Газпром «МКС», зарегистрированный в реестре УЕ, компания запустила в 2023 году. Проект заключается в использовании мобильных компрессорных станций при подготовке магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ. Планируемая величина сокращения CO₂ почти 50 млн единиц, что делает проект крупнейшим в реестре углеродных проектов.

Расширение парка мобильных компрессорных станций одно из ключевых направлений группы «Газпром» в части предотвращения выбросов CO₂. Традиционные методы ремонта магистральных участков сопровождаются большими объемами выбросов, в связи с тем, что остатки газа из трубопровода выбрасываются в атмосферу. Применение мобильных компрессорных станций позволяет переводить объем из отключенного участка в действующий или в параллельную нитку [6].

Ключевая роль НОВАТЭКа в концепции устойчивого развития заключается в энергопереходе на сжиженный природный газ (СПГ).

Основным вкладом в реализацию Стратегии низкоуглеродного развития компания считает расширение и увеличение производства СПГ как топлива с низкими показателями выбросов парниковых газов по сравнению с другими видами ископаемого топлива. По расчетам компании, планируемые поставки СПГ к 2030 году в объеме 57 млн т будут способствовать предотвращению выброса CO₂ в объеме 95 млн т. Важно отметить, что по данным Transition Pathway Initiative, углеродный след продукции компании «НОВАТЭК» является одним из самых низких в отрасли среди основных мировых нефтегазовых компаний. Одним из основных направлений деятельности ПАО «НОВАТЭК» в части экологической повестки является потребление энергии из возобновляемых источников. Таким образом, согласно отчету, в 2023 году компания увеличила потребление таких источников более чем на 200 %.

В рамках комплексной программы экологических целей до 2030 года ПАО «НОВАТЭК» в октябре 2024 года зарегистрировало проект в Ямало-Ненецком автономном округе по оптимизации утилизации сточных вод на предприятии ООО «НОВАТЭК-Юрхаровнефтегаз». Суть проекта заключается в утилизации промышленных стоков и их закачки в поглощающие скважины. Объем проекта составляет 2,5 млн углеродных единиц. Сокращение выбросов зарегистрировано до конца 2031 года [5].

Наибольшее количество проектов в реестре углеродных единиц зарегистрировано компанией ПАО «Татнефть». По состоянию на март 2025 года компания сформировала портфель более чем из 18 проектов. Последние зарегистрированные проекты, в период конца 2024 года – начала 2025 года, заключаются в техническом перевооружении с подключением резервуаров к системе улавливания легких фракций (УЛФ). Суть системы основана на отборе и утилизации легких фракций нефтепродуктов при повышении давления в газовом пространстве резервуаров.

Крупнейший экологический проект компании «Реконструкция криогенной установки

Миннибаевского завода» составляет почти 2 млн углеродных единиц. Снижение выбросов CO₂ планируется достигнуть за счет оптимизации и повышения уровня переработки попутного нефтяного газа, который все в больших объемах подается на завод.

Среди недавних достижений можно отметить, что компания впервые взяла на себя обязательство и полностью погасила углеродный след форума «Россия – исламский мир», прошедший в Казани в 2024 году, в объеме 4,6 тыс. т эквивалента CO₂. Компенсация углеродного следа была проведена путем списания УЕ со счета портфеля проектов «Татнефти». Компания ставит перед собой цель достичь к 2050 году полной углеродной нейтральности на своих предприятиях [8].

Выводы

Несмотря на экологические вызовы, нефтегазовые компании, активно вовлеченные в углеродный рынок, имеют потенциал для трансформации своего бизнеса следуя концепции устойчивого развития. Инновации и изменения в бизнес-стратегиях могут помочь не только соответствовать требованиям законодательного регулирования, но и воспользоваться экономическими преимуществами перехода к низкоуглеродной экономике. Темпы роста углеродного рынка РФ позволяют говорить о положительной динамике внедрения экологических проектов в стратегии компаний нефтегазового сектора.

На 29-й Конференции ООН по изменению климата (COP29) в Баку удалось закрепить важные пункты относительно работы международных углеродных рынков. Соглашение подразумевает формирование международной системы торговли УЕ. Однако необходимо формализовать данные договоренности в Статье 6 Парижского соглашения о климате, о чем и договорились участники Конференции. По мнению автора, российский углеродный рынок и механизм его работы достаточно подготовлен для международного сотрудничества. Отдельные аспекты такого сотрудничества, к примеру система квот для иностранных участников, регулирование межгосударственных экологических проектов, формирование стоимости

1 УЕ на мировом рынке, необходимо закрепить на международном уровне и ратифицировать на национальном со стороны государств.

Конечные цели углеродных рынков включают не только сокращение выбросов, но и стимулирование инноваций и технологий, которые могут привести к более устойчивым и экономичным с финансовой точки зрения системам. Таким образом, углеродные рынки играют важную роль в трансформации экономики государств. ●

Литература

1. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р «Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 год» [Электронный ресурс]. – URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzp3fW032e2yA0BhtlpyzWfHaiUa.pdf> (дата обращения: 11.04.2025).

2. Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» [Электронный ресурс]. –URL: <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&firstDoc=1&lastDoc=1&nd=602263654> (дата обращения: 11.04.2025).

3. Климатическая программа Сахалинской области на период до 2025 года. Правительство Сахалинской области [Электронный ресурс]. – URL: https://ecology.sakhalin.gov.ru/fileadmin/user_upload/klimaticheskaja_programma_A4_final_4__5_.pdf (дата обращения: 05.04.2025).

4. Международные подходы к углеродному ценообразованию, январь 2021. Департамент многостороннего экономического сотрудничества Минэкономразвития России [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.economy.gov.ru/material/file/c13068c695b51eb60ba8cb2006dd81c1/13777562.pdf> (дата обращения: 09.04.2025).

5. Отчет об устойчивом развитии. НОВАТЭК [Электронный ресурс]. – URL: https://www.novatek.ru/common/upload/doc/NOVATEK_SR_2023_RUS.pdf.

6. Отчет о социальной деятельности Группы Газпром. Низкоуглеродный вектор развития. [Электронный ресурс]. – URL: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2023/environment-and-environmental-policy/low-carbon-development/>.

7. Подходы зарубежных стран к определению правовой природы углеродных единиц. ЦСР [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.csr.ru/upload/iblock/bac/ffj511q4c15x0grscubcqef5zdxipbr.pdf> (дата обращения: 05.04.2025).

8. Политика ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина в области устойчивого развития и взаимодействия с заинтересованными сторонами [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.tatneft.ru/uploads/publications/6290be1929efe102954147.pdf> (дата обращения: 01.04.2025).

9. Реестр углеродных единиц [Электронный ресурс]. – URL: <https://carbonreg.ru/ru/?ysclid=m9bfck9tpd296237690> (дата обращения: 09.04.2025).

10. СИБУР. Устойчивое развитие [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.sibur.com/ru/sustainability/> (дата обращения: 09.04.2025).

KEYWORDS: ESG, sustainable development, carbon market, registry of carbon units, Paris Agreement, COP 29.

IEK GROUP:

инновационные решения для нефтегазовой отрасли

Минникаев Рустам Салаватович
управляющий отраслевыми решениями «Нефтегаз»
IEK GROUP

IEK GROUP, ОДИН ИЗ ВЕДУЩИХ РОССИЙСКИХ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ПРОДУКЦИИ, В РАМКАХ ВЫСТАВКИ «НЕФТЕГАЗ-2025» ПРЕДСТАВИЛ ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И АВТОМАТИЗАЦИИ, РАЗРАБОТАННЫЕ СПЕЦИАЛЬНО ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

IEK GROUP, ONE OF THE LEADING RUSSIAN MANUFACTURERS OF ELECTRICAL PRODUCTS, PRESENTED INNOVATIVE SOLUTIONS IN THE FIELD OF POWER SUPPLY AND AUTOMATION, DESIGNED SPECIFICALLY FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY, AT THE NEFTEGAZ-2025 EXHIBITION

Ключевые слова: электротехника, интегрированные решения, автоматизация, энергообеспечение, программное обеспечение.

Комфорт и безопасность

Одна из основных задач IEK GROUP – обеспечить комфорт и безопасность эксплуатации оборудования для своих клиентов и партнеров. Для достижения этой цели компания перешла от продажи отдельных товаров к разработке комплексных решений, предлагая проектную, инженеринговую и сервисную поддержку. Этот подход облегчает процесс выбора и покупки оборудования, снижая временные

и финансовые затраты заказчиков. На выставке «Нефтегаз-2025» IEK GROUP представила как отдельные модули, так и целые комплексы.

IEK DIGITAL

На своей экспозиции в зоне IEK DIGITAL компания продемонстрировала возможности программной платформы автоматизации MasterSCADA на базе AstraLinux, а также технологию цифровых двойников

объектов Master DigitalTWIN. Демонстрационный проект связывался с работающей автоматизированной насосной станцией, полностью реализованной на компонентной базе продукции холдинга. Ключевой элемент станции – ПЛК ONI ТИТАН CONTROL 1070. Это совместная разработка IEK GROUP и ее стратегического партнера, компании ООО «ГК МФМК», в этом году внесена в реестр отечественной продукции Минпромторга.

РЕКЛАМА

IEK Автоматизация

В блоке IEK Автоматизация компания представила аппаратное обеспечение систем автоматизации для нефтегазовой отрасли – наглядную трехуровневую экосистему на базе оборудования ONI и ИТК.

А также показала модульный трехфазный ИТК ИБП Electra 200кВт EOM-F-200KVA, обеспечивающий надежность электроснабжения и защиту оборудования. Он обладает рядом преимуществ: гибкость решения и масштабируемость, резервирование N+1 модулями 25 кВт, компактность, низкие первоначальные затраты, возможность разнести затраты на период времени, и другими. Источники бесперебойного питания (ИБП) от ИТК (бренд принадлежит IEK GROUP) хорошо известны заказчикам: они отличаются надежностью, широким мощностным рядом, разнообразием схемотехнических и конструктивных решений. Применяются в системах резервного и бесперебойного электроснабжения объектов промышленности, дата-центров, медицинских учреждений, банков, железных дорог и других потребителей, требовательных к качеству питающего напряжения, в том числе в нефтегазовой отрасли.

Решения для взрывоопасных зон

В секции «Решения для взрывоопасных зон» компания разместила взрывозащищенные



светильники бренда FERREKS, клеммы ARMAFIX и новинку – станцию управления двигателями станка-качалки СУ-22.

Станция работает по настраиваемому алгоритму, защищает подключенный электродвигатель от перегрева, токов короткого замыкания и перегрузок, обрыва фаз сетевого питания от повышенного или пониженного напряжения. Встроенный GSM модем позволяет осуществлять удаленный мониторинг параметров работы установки, а также включение установок в общую систему диспетчеризации на базе MasterSCADA 4D. Корпус станции изготовлен из композита (SMC). Это позволяет не создавать помех GSM-сигналам, надежно защищает установленное внутри

оборудование от агрессивных сред, химических реагентов, солей, щелочей и т.д.

Молниезащита

Еще одна новинка IEK GROUP – отдельная молниезащитная мачта для промышленного использования. Устанавливается на удалении от защищаемого объекта в грунт на усиленном анкерном блоке. Необходима во взрывоопасных зонах, где требуется усиленная защита объектов от ударов молнии, например, для нефтебаз. Мачты выполнены из горячеоцинкованной стали, отличаются высокой коррозионной стойкостью, изготавливаются высотой от 6 до 30 метров (для применения в разных ветровых районах – чем сильнее ветер, тем короче мачта, и наоборот). Срок службы – 30 лет.

Новинка успешно прошла необходимые испытания и получила документы, подтверждающие ее высокое качество. IEK GROUP предлагает полный комплект решений для молниезащиты – от расчетов до монтажа под ключ.

«Контактор» на выставке

В этом году впервые в выставке участвовал Ульяновский завод «Контактор». Это легендарное предприятие теперь входит в состав IEK GROUP.

На стенде холдинга была представлена линейка автоматических выключателей PRO.Kvant, включающая аппараты на токи от 16 до 1600 А, которые





конструкторской документации «Электрон». При этом они совместимы с советской техникой, и в то же время оснащены протоколом Modbus, что снижает риск возникновения нештатных ситуаций и даёт возможность анализа и управления параметрами энергоснабжения с использованием современных систем управления.

НКУ FORMAT PRO – премиальный продукт

Низковольтное комплектное устройство FORMAT PRO представляет собой испытанное решение, разработанное на базе металлических оболочек FORMAT (каркас, стенки и полноразмерные двери) и активного оборудования ARMAT. Корпуса FORMAT дополнены новыми элементами (установочные комплекты, секционные двери, фальш-панели и т.д.), полностью адаптированными под установку оборудования серии ARMAT.

Особенность данного предложения – модульность системы, наличие готовых установочных комплектов, включающих в себя необходимые элементы и метизы для монтажа, полностью адаптированная для установки новая система крепления шин, возможность секционирования от 1 до 4b, разделение внутреннего пространства шкафа с помощью дополнительных стоек на универсальный отсек для установки электрического оборудования и шинный отсек, усовершенствованный цоколь и различные фланцы для организации ввода питания.

На текущий момент система сертифицирована по ГОСТ IEC 61439 и испытана на токи до 4000 А, включая разрушающие испытания токами термической стойкости и ударными токами электродинамической стойкости системы сборных шин. Запланировано несколько этапов испытаний вплоть до 6300 А.

Шинопроводы широкого спектра применения

В ассортиментную линейку IEK GROUP входит также шинопровод LINEBAR. Он выпускается из алюминиевого сплава на высокотехнологичном оборудовании. Изделие огнестойкое, обладает высокой

механической прочностью, надежно защищено от воздействия внешних факторов, электрически безопасно.

Шинопровод LINEBAR имеет большой спектр применения в сетях до 1000 В – везде, где требуется эффективное, компактное, доступное и эстетически привлекательное решение. Его преимущество – легкая и комфортная сборка, большой выбор комплектующих, совместимость с оборудованием различных вендоров.

Как правило, шинопровод поставляется комплектными линиями согласно проекту, но есть возможность оперативно изготовить отдельные секции. В настоящее время специалисты компании занимаются разработкой шинопровода с воздушной изоляцией на средние токи.

Кабеленесущие системы

Возможности IEK GROUP в области прокладки кабелей были наглядно показаны с помощью типового узла изменения направления кабельных трасс. В нем использованы лестничный лоток серии LESTA, перфорированный и неперфорированный листовой лоток серии ESCA, композитные кабельные крепления. А также новинки, аксессуары для strut-системы: резиновые опоры, увеличенная поворотная пластина для поворота консоли, шарниры и опоры с узкой пяткой. В совокупности продукция холдинга позволяет реализовывать проекты по прокладке кабелей любой сложности.

Включаемся в проекты!

IEK GROUP в прошлом году отметила 25-летие. Сегодня в арсенале компании более 30 тысяч наименований продукции, 10 высокотехнологичных производственных площадок в России, современные испытательные центры. Более 4200 сотрудников создают оборудование, успешно заменяющее аналоги европейских брендов. Заказчики по всей стране уже оценили их надежность, энергоэффективность и удобство. ●

KEYWORDS: *electrical engineering, integrated solutions, automation, power supply, software.*

7-10 октября 2025

XIV Петербургский международный ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

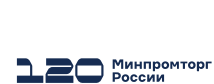


САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

РЕКЛАМА 18+

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



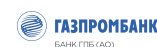
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР



ПАРТНЕРЫ



ОРГАНИЗАТОР



GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ -
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB



АНАЛИЗ ПРЕДЕЛА ПРОЧНОСТИ ИСКУССТВЕННЫХ КЕРНОВ ИЗ ГЛИНИСТОГО МАТЕРИАЛА

В РАБОТЕ РАССМОТРЕНЫ ПРОБЛЕМЫ УСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛА СКВАЖИНЫ ПРИ БУРЕНИИ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД И АРГИЛЛИТОВ, ПОДВЕРЖЕННЫХ ДЕФОРМАЦИИ И РАЗРУШЕНИЮ ПОД ВЛИЯНИЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ. ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ПРЕДЛОЖЕНЫ ПОДХОДЫ К ОПТИМИЗАЦИИ СОСТАВА БУРОВЫХ РАСТВОРОВ, ВКЛЮЧАЯ ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И АНАЛИЗ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РАСТВОРОВ С ПОРОДОЙ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ВЛИЯНИЮ СООТНОШЕНИЯ ВЫСОТЫ К ДИАМЕТРУ (H/D) НА ПРОЧНОСТНЫЕ СВОЙСТВА ДИСПЕРСНЫХ ОБРАЗЦОВ. ЭКСПЕРИМЕНТЫ ВЫПОЛНЕНЫ НА ОБРАЗЦАХ ГЛИНЫ ПБН (ФРАКЦИИ 100, 160, 500 МКМ) И ГЛИНЫ АЛЬМЕТЬЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ФРАКЦИИ 100, 160, 200, 315 МКМ), ГЛИНЫ API STANDARD BASE EVALUATION CLAY (ФРАКЦИЯ 100 МКМ), ЧТО ПОДТВЕРДИЛО УНИВЕРСАЛЬНОСТЬ ПОДХОДА ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ СОСТАВОВ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ДЛЯ ДИСПЕРСНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДОПУСТИМО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СООТНОШЕНИЯ H/D МЕНЕЕ 2, ПРИ ЭТОМ СТАБИЛИЗАЦИЯ ПРОЧНОСТИ ДОСТИГАЕТСЯ ПРИ H/D ≈ 0,8. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАСШИРЯЮТ ВОЗМОЖНОСТИ ОЦЕНКИ ПРОЧНОСТИ ДИСПЕРСНЫХ ПОРОД

THE PUBLICATION CONSIDERS THE PROBLEMS OF BOREHOLE STABILITY WHEN DRILLING CLAYEY ROCKS AND MUDSTONES SUBJECT TO DEFORMATION AND DESTRUCTION UNDER THE INFLUENCE OF DRILLING FLUIDS. APPROACHES TO OPTIMIZATION OF DRILLING MUD COMPOSITION, INCLUDING LABORATORY STUDIES AND ANALYSIS OF MUD-ROCK INTERACTION, ARE PROPOSED TO PREVENT EMERGENCIES. SPECIAL ATTENTION IS PAID TO THE INFLUENCE OF HEIGHT-TO-DIAMETER RATIO (H/D) ON THE STRENGTH PROPERTIES OF DISPERSED SAMPLES. THE EXPERIMENTS WERE PERFORMED ON THE SAMPLES OF L.C. CLAY (FRACTIONS 100, 160, 500 MICRONS) AND CLAY OF ALMETYEVSKE DEPOSIT (FRACTIONS 100, 160, 200, 315 MICRONS), API STANDARD BASE EVALUATION CLAY (FRACTION 100 MICRONS). THE EXPERIMENTS CONFIRMED THE UNIVERSALITY OF THE APPROACH FOR DIFFERENT MINERAL COMPOSITIONS. IT WAS FOUND THAT FOR DISPERSED MATERIALS IT IS ACCEPTABLE TO USE H/D RATIO LESS THAN 2, WHILE STRENGTH STABILIZATION IS ACHIEVED AT H/D ≈ 0.8. THE OBTAINED RESULTS EXPAND THE POSSIBILITIES OF STRENGTH ASSESSMENT OF DISPERSED ROCKS

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *устойчивость ствола скважины, глинистые породы, дисперсные материалы, прочность горных пород, одноосное сжатие.*

Бачурин Иван Иванович
аспирант кафедры бурения
нефтяных и газовых скважин

Берова Инна Григорьевна
к.т.н., доцент кафедры бурения
нефтяных и газовых скважин

Лосев Александр Павлович
к.т.н., доцент кафедры бурения
нефтяных и газовых скважин,
доцент кафедры физики

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

В ходе бурения глинистых пород и аргиллитов одной из наиболее распространенных проблем является потеря устойчивости ствола скважины, что проявляется в виде обвалов, прихватов бурового инструмента и осыпей. Основной причиной таких явлений служит склонность горных пород к деформации и разрушению под влиянием различных факторов [1], в том числе химического и механического воздействия бурового раствора. Для минимизации риска возникновения таких аварийных ситуаций при бурении применяют способы оптимизации состава бурового раствора. Использование специализированного лабораторного оборудования дает возможность моделирования условий, позволяющих оценить устойчивость стенок скважины. Для этого анализируют шламовый материал, извлеченный из осложненной скважины, и тестируют различные составы буровых растворов, которые демонстрируют наилучшее взаимодействие с породой (отсутствие набухания и сохранение прочности образцов).

УДК 550.822

В современной практике отработаны способы, позволяющие проводить оценку воздействия буровых растворов на неустойчивые горные породы [2, 3]. Основным способом исследования является проведение сравнительных экспериментов, направленных на изучение набухания образцов горных пород в среде фильтрата бурового раствора [4]. Кроме того, существуют методики, ориентированные на анализ прочностных характеристик (ползучести) искусственно созданных кернов в условиях одноосного сжатия при непосредственном контакте с буровым раствором [5].

Большинство существующих методов оценки ингибирующих свойств буровых растворов в той или иной степени связаны с исследованием процессов гидратации: тест на набухание, тест на выявление предельного напряжения сдвига в суспензии, адсорбционные методы, тест на объемную прочность увлажненного шлама, эрозионный тест и другие [2–4]. Эти методы достаточно эффективны для анализа осложнений, возникающих при бурении пластичных глинистых пород. Однако результаты таких тестов часто не поддаются точной метрологической оценке из-за их низкой воспроизводимости. Они не применимы для изучения ненабухающих пород, например аргиллитов. В связи с этим для изучения различных типов пород, в том числе аргиллитов, была разработана и аттестована методика ФР.1.28.2022.41903 «Методика определения времени устойчивого состояния при одноосном сжатии и деформации при набухании искусственных кернов в жидкой среде» [6], в которой крепящая способность промывочных жидкостей ранжируется по времени устойчивого состояния искусственных кернов в их среде.

Практически во всех описанных выше методах, где проводится ранжирование рецептур промывочных жидкостей, используются гомогенизированные искусственные образцы кернов (цилиндрические столбики или таблетки), приготовленные из горных пород осложненного интервала бурения. Для объективного ранжирования важно, чтобы свойства этих искусственных кернов в одной серии экспериментов были идентичны. Наиболее доступный способ проверки схожести по механическим свойствам – тест по определению прочности при одноосном сжатии образцов. Особенности таких тестов и в целом подтверждению идентичности искусственных кернов и посвящена настоящая статья.

Прочность на сжатие является одним из основных параметров в стандартных испытаниях горных пород и грунтов. Для определения предела прочности горных пород необходимо учитывать ряд ключевых параметров образцов, которые обеспечивают достоверность и воспроизводимость результатов испытаний. При выполнении стандартных тестов горных пород соблюдают следующие условия экспериментов [7–11]:

- образцы должны иметь правильную геометрическую форму, как правило, цилиндрическую;
- рекомендуемое соотношение высоты к диаметру составляет 2 : 1, что минимизирует влияние краевых эффектов;
- постоянство влажности исходного порошка;

- минералогический состав породы должен быть однородным, чтобы исключить влияние неоднородностей на результаты измерений;
- скорость нагружения должна быть постоянной.

Обратим внимание на то, что в методах контроля свойств горных пород и грунтов повсеместно прописано требование к соотношению высоты к диаметру образцов не менее 2:1. Коллектив авторов при разработке методики [6] выявил, что для дисперсных образцов такое отношение высоты h к диаметру d (обычно обозначаемое $\lambda = h/d$, безразм.) может быть менее 2 [12]. Полученные в одной серии экспериментов данные, противоречащие общепринятым положениям, требуют либо опровержения, либо уточнения. Предположительно, снижение предельного значения λ для искусственных кернов могло бы быть связано с тем, что образцы представляют собой несцементированные, некальные дисперсные агломераты. Возможно, для таких образцов при одноосном сжатии краевые эффекты проявляются в меньшей степени или иначе.

Использование в рутинных тестах образцов меньшей высоты позволило бы проводить большее количество сравнительных измерений, так как количество керна или обвального материала неустойчивых отложений всегда очень ограничено.

Авторами статьи была поставлена цель обосновать геометрические параметры образцов для методики [6] с учетом новых экспериментальных данных [12].

В рамках проведенных исследований объектами эксперимента были образцы глинопорошка бентонитового немодифицированного (далее – ПБН) в товарной форме, комовая глина Альметьевского месторождения, глина API Standard Base Evaluation Clay (Американский нефтяной институт). Минералогический состав образцов, определенный в ходе рентгеноструктурного анализа по методу Ритвельда, представлен в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Результат количественного определения глинистых минералов

Название группы минералов	ПБН	Глина Альметьевского месторождения	Глина API SBEC
Кварц, %	31,1	62,7	35,9
Группа смектита (монтмориллонит), %	30,7	20,2	–
Группа слюд (иллиты), %	15,9	7,9	26,4
Группа каолинита, %	11,2	4,3	25,7
Гипс, %	4,2	–	–
Смешанослойные минералы, %	–	–	7,7
Группа хлорита, %	3,8	1,1	2,5
Плагиоклаз, %	1,2	1,8	1,0
Галит, %	1,0	–	–
Калиевые полевые шпаты, %	0,9	2,0	0,8

Для подготовки образцов к исследованию использовали следующее оборудование:

- барабанная шаровая мельница с керамическими мелющими шарами;
- лабораторный рассев РЛ-1 с таймером, оснащенный ситами размером 100, 160, 200 и 315 мкм, поддоном и крышкой из нержавеющей стали;
- герметичные эксикаторы объемом 2 л;
- ИК-анализатор влажности «Эвлас-2М»;
- весы электронные лабораторные «AD300»;
- гидравлический пресс с цифровым динамометром с нагрузкой до 20 т;
- стальная пресс-форма с прокладками из органического стекла;
- стенд Геотек-АСИС, оснащенный датчиком силы (диапазон 0–50 кН, погрешность $\pm 0,5\%$), датчиком вертикальных перемещений (диапазон 0–20 мм, погрешность $\pm 0,2\%$).

Измельчение комовой глины до порошкообразного состояния выполняли с использованием барабанной шаровой мельницы. Процедура включала загрузку комовой глины в барабан порядка 400 г, с дальнейшим перемалыванием в течение 60 мин. Для получения порошка заданной фракции применяли лабораторный рассев РЛ-1: навеску измельченного материала массой до 50 г загружали на сито, устанавливали на поддон, закрывали крышкой, после чего включали прибор на 20 минут. Отдельно анализировали таблетки, приготовленные из порошков с размером частиц менее 100, 160, 200 и 315 мкм. Увлажнение отсыревших порошков проводили в герметичных эксикаторах при комнатной температуре (25 °С) над парами насыщенного раствора хлорида калия (355 г на 1 л дистиллированной воды), что обеспечивало относительную влажность воздуха в эксикаторе около 85 %. Время увлажнения составляло не менее 3 суток. Влажность порошков контролировали с помощью ИК-анализатора влажности. Навеску увлажненной глины отмеряли на электронных лабораторных весах высокого класса точности. Использовали только поверенные средства измерения и только аттестованное оборудование.

Навеску порошка уплотняли на гидравлическом прессе. С помощью пресс-формы с прокладками из органического стекла формировали искусственные керны (цилиндрические таблетки) с соотношением высоты к диаметру λ в диапазоне от 0,35 до 2,00. Испытания на одноосное сжатие готовых таблеток проводили сразу после прессования на стенде АСИС.

РИСУНОК 2. Фрагменты рекомбинированных кернов после разрушения и соответствующие образцам значения отношения высоты к диаметру

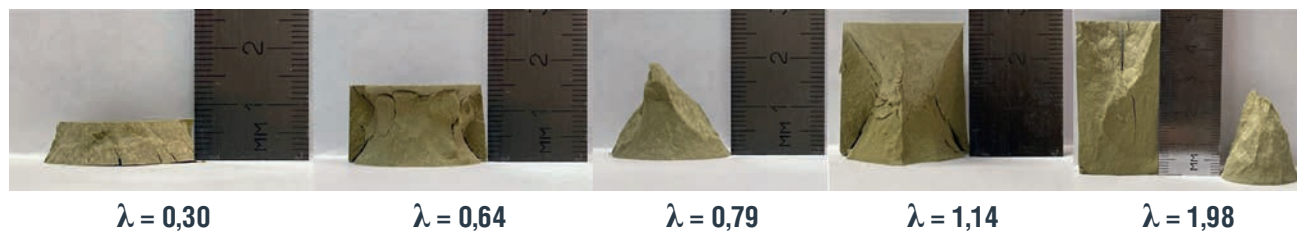
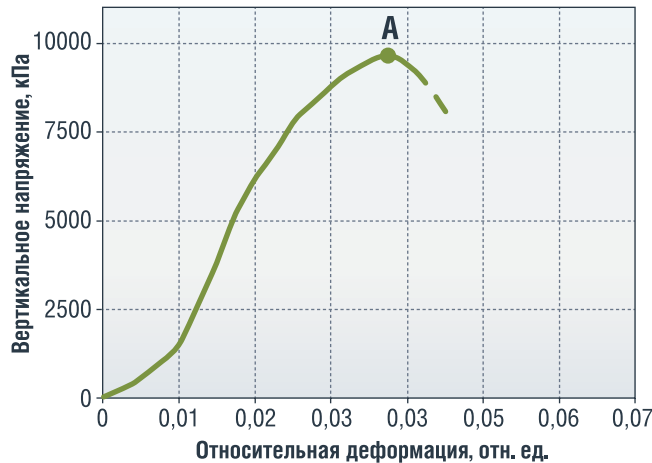


РИСУНОК 1. Диаграмма разрушения образца из комовой глины Альметьевского месторождения с $\lambda = 0,8$



Типичная диаграмма разрушения для одного из испытываемых образцов представлена на рис. 1. Кривую разрушения получали при следующих параметрах работы установки: увеличивали нагрузку на искусственный керн с постоянной скоростью нагружения 1,26 МПа/с и непрерывно измеряли вертикальную деформацию образца. За предел прочности принимали максимальную величину вертикальной прикладываемой нагрузки, при которой искусственный образец начинает разрушаться. На кривых разрушения эта точка соответствует максимуму нагрузки, который на рис. 1 обозначен точкой А.

По окончании работы стенда изучали характер разрушения образцов. Наблюдали вертикальное растрескивание, части таблеток в виде конуса. Производили фотосъемку разрушенных образцов и измерения некоторых геометрических параметров (угол при вершине конуса, высоту конуса и др.). На рис. 2 представлены фотографии конических фрагментов искусственных кернов, оставшихся на нижнем штампе установки. Угол при вершине всех конусов оказывался одинаковым – приблизительно 60–65°. Некоторые конусы были усеченными – для таблеток небольшой высоты.

С учетом того, что диаметр всех таблеток был одинаковый и равный 1 дюйму (25,4 мм), путем тригонометрических преобразований можно определить высоту полного (не усеченного) конуса. Полученное значение высоты полного конуса составило 20–21 мм, что для приготовленных таблеток соответствует отношению высоты к диаметру порядка 0,8. Данное соотношение подтверждается

экспериментальными наблюдениями (рис. 2, центральная часть изображения), где четко прослеживается геометрия правильного полного конуса.

Как показано в работе [13] о характере разрушения зернистых образцов, если высота образца меньше конуса разрушения, то появляется переуплотненная область в центре образца. Тем самым в средней части образца образуется «ядро» (зона наложения конусов), находящееся в объемном напряженном состоянии. При разрушении таких образцов предел прочности на сжатие, как правило, завышен, поскольку требуется дополнительное усилие на разрушение ядра. На диаграмме разрушения появляется искусственно завышенный предел прочности.

Литературный анализ показывает, что полученные кривые разрушения можно интерпретировать следующим образом. На начальном этапе нагружения образец подвергается упругой деформации. В этот период напряжение и деформация связаны линейной зависимостью (закон Гука). В изотропных материалах деформация распределяется равномерно по всему объему образца, так как их свойства одинаковы во всех направлениях. По мере увеличения нагрузки в образце начинают формироваться микротрещины. Эти трещины возникают в местах концентрации напряжений (дефекты структуры, поры, границы между минеральными зернами). В изотропных материалах микротрещины распределяются относительно равномерно, но их ориентация зависит от направления приложенной нагрузки. На стадии, близкой к пределу прочности, микротрещины начинают объединяться, формируя магистральные трещины. Эти трещины обычно ориентированы параллельно направлению максимального сжимающего напряжения (в нашем случае – вертикально). Магистральные трещины могут возникать как внутри зоны будущего конуса разрушения, так и вне ее. Их формирование связано с локальным перераспределением напряжений в образце.

Конусы разрушения – это характерные зоны, которые образуются вблизи контакта образца с плитами пресса. Они имеют форму усеченного конуса и возникают из-за трения между образцом и плитами, что приводит к неравномерному распределению напряжений. В изотропных материалах конусы разрушения симметричны, так как свойства материала одинаковы во всех направлениях.

На заключительной стадии магистральные трещины достигают критической длины, что приводит к хрупкому разрушению образца [6, 14].

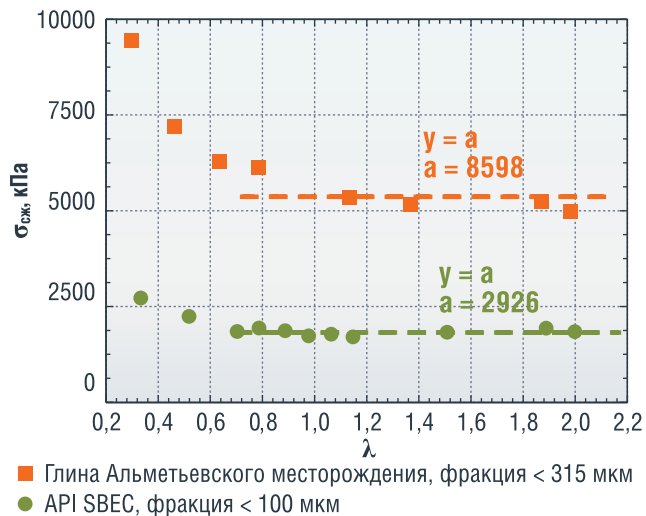
Таким образом можно сделать вывод о том, что разрушение всех изученных образцов происходило по схеме, как для однородных изотропных образцов [13].

В результате множественных испытаний на одноосное сжатие кернов из всех трех отобранных материалов (не менее 230 образцов) наблюдали схожий механизм разрушения – формирование конуса разрушения и вертикальных трещин вне конуса.

С каждой кривой разрушения снимали значения прочности и строили зависимости прочности от λ для каждого глинистого материала.

Так, например, для глины API SBEC и глины Альметьевского месторождения на рис. 3 показана зависимость предела прочности от λ . Каждой точке на графике соответствует среднее арифметическое значение серии из трех экспериментов.

РИСУНОК 3. Зависимость предела прочности $\sigma_{сж}$ от отношения высоты к диаметру образца λ для глины API SBEC и Альметьевского месторождения (каждой точке на графике соответствует среднее арифметическое значение серии из трех экспериментов)

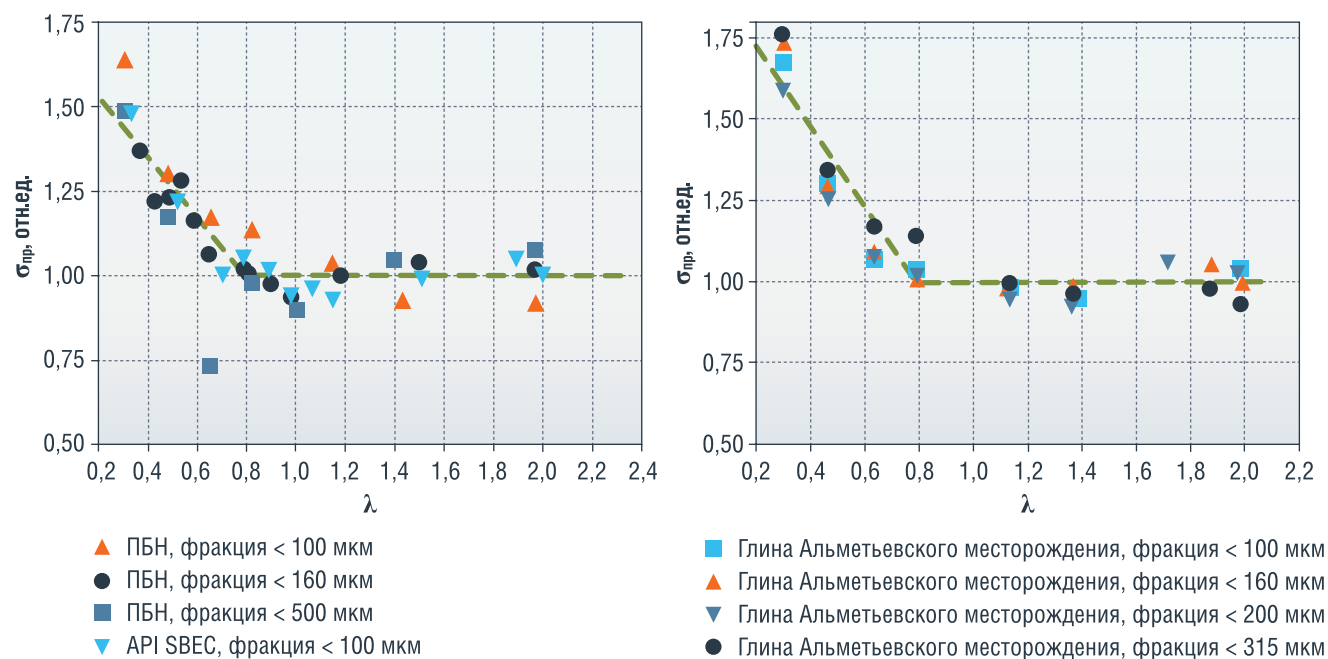


На рис. 3 видно, что есть участок стабилизации, который находится в диапазоне λ от 0,8 до 2. Значения предела прочности при λ меньше 0,8 не являются истинными показателями предела прочности, у таких образцов предел прочности на сжатие больше, поскольку образуется переуплотненная зона, которая вызывает дополнительное сопротивление на разрушение ядра [13].

Измеренные значения предела прочности для образцов различной дисперсности и различного минералогического состава отличались более чем в два раза. Для того, чтобы совместно анализировать полученные зависимости прочности от отношения высоты к диаметру, все графики нормировали к значениям прочности на участке стабилизации (делили зависимости на полученный коэффициент в аппроксимации, как показано в уравнениях на рис. 3). Нормированные описанным образом зависимости представлены на рис. 4. Данные операции были проделаны для всех глинопорошков, упоминавшихся выше.

На рис. 4 представлена приведенная прочность от λ для различной дисперсности и различного минералогического состава. Участок в диапазоне λ от 0,3 до 0,8 имеет одинаковый наклон, что действительно удивило авторов. Участок стабилизации значений предела прочности для всех глинопорошков наступает при $\lambda \approx 0,8$. Полученные данные прямо коррелируют с визуальным анализом, который представлен на рис. 2 (усеченные конусы при $\lambda < 0,8$; полные конусы и магистральные вертикальные трещины при $\lambda > 0,8$).

РИСУНОК 4. Приведенная прочность образцов различного минералогического и фракционного состава (каждой точке на графике соответствует среднее арифметическое значение серии из трех экспериментов)



Результаты испытаний, проведенных по методу одноосного сжатия, показали, что при отношении $\lambda \approx 0,8$ и больше наблюдается стабилизация предела прочности. Это позволяет предположить, что для дисперсных искусственных образцов допустимо использование образцов с соотношениями λ меньше 2, то есть меньшей высоты, чем требуется используемыми нормативными документами для скальных пород и грунтов.

Из проведенных исследований не удается установить влияние на минимальное отношение $\lambda \approx 0,8$ минерального состава (табл. 1) или дисперсности образцов (изучены отсеянные образцы с размером частиц менее 100, 160, 200, 315, 500 мкм), так как для всех изученных образцов получено одно и то же значение отношения λ .

Таким образом, проведенные эксперименты подтвердили ранее высказанные гипотезы о том, что у дисперсных образцов стабилизация предела прочности наступает при меньшей высоте образца, чем у скальных пород и грунтов [12]. Это подтверждение получено по результатам анализа более 230 образцов, при этом авторы предполагают продолжить эксперименты с искусственными кернами, полученными из других типов горных пород (аргиллитов, сланцев и др.). Полученный результат имеет сугубо практическое применение.

Так, при оперативном подборе ингибирующих и крепящих добавок для буровых растворов по методикам типа [6] используется шлам из обвалоопасных интервалов, количество которого очень ограничено. Тем самым возможность изучения прочностных свойств искусственных кернов меньшей высоты (следовательно, и меньше массы) позволяет проводить не единичные опыты, а серии экспериментов с целью ранжирования рецептур промывочных жидкостей по крепящей способности. ●

Литература

1. Ржевский В.В. Физико-технические параметры горных пород. – М.: Наука, 1975. – 210 с.
2. Roehl E., Hackett J. A Laboratory Technique for Screening Shale Swelling Inhibitors // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 26–29 September, New Orleans, Louisiana, 1982. SPE-11117-MS.
3. Stephens M., Gomez-Nava S., Churan M. Laboratory Methods to Assess Shale Reactivity with Drilling Fluids // 2009 National Technical Conference & Exhibition, New Orleans, Louisiana. AAE NTCE-11-04.
4. Гайдаров А.М., Гереш Г.М., Мясцев В.Е., Хуббатов Ю.М., Определение ингибирующих и консолидирующих свойств буровых растворов // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». № 2 (39). 2019. С. 41–45.
5. Леонов Е.Г., Войтенко В.С., О физико-химическом воздействии бурового раствора на напряженно-деформационное состояние горных пород в стенках скважин // Изв. вузов. Геология и разведка. 1977. № 3. С. 34–39.
6. ФР.1.28.2022.41903 Методика определения времени устойчивого состояния при одноосном сжатии и деформации при набухании искусственных кернов в жидкой среде // Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений URL: <https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/16/items/1395889> (дата обращения: 10.04.2025).
7. Ржевский В.В., Новик Г.Я. Основы физики горных пород. М.: Недра, 1978. – 394 с.
8. ASTM D7012-14 Standard Test Methods for Compressive Strength and Elastic Moduli of Intact Rock Core Specimens, ASTM International, PA, 2014.
9. R. Ulusay, J.A. Hudson ISRM (2007) The complete ISRM suggested methods for rock characterization, testing and monitoring R. Ulusay Department of Geological Engineering Hacettepe University Ankara Turkey. 2007. 628 p.
10. ГОСТ 12248-2010 Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. М.: Стандартинформ, 2010. – 82 с.
11. ГОСТ 21153.2-84 Породы горные. Методы определения предела прочности при одноосном сжатии. М.: Стандартинформ, 2013. – 8 с.
12. Лосев А.П., Дюльманов И.В., Животовский А.С. Исследование зависимости предела прочности рекомбинированных кернов от скорости увеличения нагрузки и отношения высоты к диаметру // Ежеквартальный научно-технический журнал «Вестник ассоциации буровых подрядчиков» № 3, 2020. С. 13–17.
13. Ильницкая Е.И., Тедер Р.И., Ватолин Е.С., Кунтыш М.Ф., Свойства горных пород и методов их определения. Москва: «Недра», 1969. – 48 с.
14. Goodman R.E. Introduction to Rock Mechanics (2nd ed.), Wiley, New York, 1989, 562 p.

KEYWORDS: borehole stability, clay rocks, dispersed materials, rock strength, uniaxial compression.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–3 июля

Выставка нефтяной и газовой промышленности

Nigeria Oil & Gas 2025

Нигерия, Абуджа, Abuja International Conference Centre

1–4 июля

2-я Межрегиональная конференция по информационной безопасности в Сибирском федеральном округе

Инфофорум-Кузбасс

Кемерово

2–3 июля

9-й ежегодный международный инвестиционный форум и выставка

Восточный нефтегазовый форум

Москва, ВДНХ

ИЮЛЬ

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

2–3 июля

Конференция и выставка

Go digital Eurasia-2025

Казахстан, Алматы

4 июля

Конференция

Российская электроника 2025

Москва

СОТРУДНИЧЕСТВО ООО «ЛЕНГИПРОНЕФТЕХИМ» С ООО «НЗНП ИНЖИНИРИНГ»: импортозамещение в действии

В УСЛОВИЯХ ГЛОБАЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ОБЛАСТИ ПРЕДСТАВЛЕНИЯ НА РЫНКЕ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МНОГИЕ РОССИЙСКИЕ НПЗ, ИМЕЮЩИЕ В ПЛАНАХ ГРАНДИОЗНЫЕ ПРОЕКТЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И РЕКОНСТРУКЦИИ, СТОЛКНУЛИСЬ С НЕОБХОДИМОСТЬЮ ПЕРЕСМОТРА СТРАТЕГИЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ. УХОД ЗАРУБЕЖНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЛИЦЕНЗИАРОВ-РАЗРАБОТЧИКОВ ПРОЦЕССОВ И ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ, СТАЛ НЕ ТОЛЬКО СЕРЬЕЗНЫМ ВЫЗОВОМ, НО И ОТКРЫЛ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ КОМПАНИЙ. ОДИН ИЗ ЯРКИХ ПРИМЕРОВ УСПЕШНОГО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ – СОТРУДНИЧЕСТВО ООО «ЛЕНГИПРОНЕФТЕХИМ» И ООО «НЗНП ИНЖИНИРИНГ» ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ НОВЫХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ НА АО «НОВОШАХТИНСКИЙ ЗАВОД НЕФТЕПРОДУКТОВ»

IN THE CONTEXT OF GLOBAL CHANGES IN THE FIELD OF INTRODUCING NEW TECHNOLOGIES TO THE OIL REFINING MARKET, MANY RUSSIAN REFINERIES WITH AMBITIOUS CONSTRUCTION AND RECONSTRUCTION PROJECTS IN THEIR PLANS HAVE FACED THE NEED TO REVISE THEIR STRATEGIES FOR DESIGNING TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT. THE DEPARTURE OF FOREIGN ORGANIZATIONS, INCLUDING LICENSORS-DEVELOPERS OF PROCESSES, EQUIPMENT MANUFACTURERS HAS BECOME NOT ONLY A SERIOUS CHALLENGE, BUT ALSO OPENED UP NEW OPPORTUNITIES FOR DOMESTIC COMPANIES. ONE OF THE STRIKING EXAMPLES OF SUCCESSFUL IMPORT SUBSTITUTION IS THE LENGIPRONEFTEKHIM LLC AND NZNP ENGINEERING LLC COOPERATION IN THE DESIGN AND CONSTRUCTION OF NEW OIL REFINING COMPLEXES AT NOVOSHAKHTINSKY OIL REFINERY JSC

Ключевые слова: нефтеперерабатывающий завод, строительство, инжиниринг, технологии, производство оборудования.

**Лебедской-Тамбиев
Михаил Андреевич**
генеральный директор
ООО «Ленгипронефтехим»

**Толстой
Алексей Владимирович**
главный инженер проекта
ООО «Ленгипронефтехим»



После того как на существенных стадиях готовности проектов новых производственных мощностей для АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» было прекращено участие западных партнеров, перед ООО «НЗНП Инжиниринг», компанией, которая осуществляет весь комплекс работ по внедрению ключевых проектов завода, возник вопрос: как продолжить проектирование и строительство без завершенных зарубежных решений? Продолжение работ было крайне необходимо, ведь регион, в котором находится предприятие, нуждается в дополнительном объеме высококачественных

топлив, что возможно только при условии повышения уровня глубины переработки сырья и качества бензинов и дизельного топлива, что, в свою очередь, требует ввода в эксплуатацию новых мощностей с современными технологиями. Именно тогда на первый план вышли компетенции ООО «Ленгипронефтехим» – одного из ведущих российских проектных институтов в области проектирования предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, обладающего многолетним опытом, который в 2025 году празднует свой юбилей – 80 лет со дня основания.

РЕКЛАМА

Решающими факторами при выборе ООО «Ленгипронефтехим» стали:

- глубокое понимание технологических процессов нефтепереработки;
- опыт работы с комплексными проектами «под ключ»;
- способность оперативно адаптировать решения под меняющиеся условия.

Компания не просто взяла на себя функции проектировщика на ряде самых важных планируемых к строительству объектах, но и предложила собственные технологические решения, адаптированные под специфику Концепции развития завода.

Ключевые проекты

Для обеспечения выполнения амбициозных планов по усовершенствованию действующего производства ООО «Ленгипронефтехим» в короткие сроки актуализировал Концепцию развития НПЗ совместно с АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов» и ООО «НЗНП Инжиниринг», провел детальный аудит существующей документации, выявив ключевые точки технологической зависимости от иностранных решений, были рассмотрены возможные варианты продолжения проектирования и строительства всех Комплексов технологических установок.

После актуализации Концепции развития завода ООО «Ленгипронефтехим» включился в работу по разработке всех видов проектных работ по нескольким самым ключевым объектам (от разработки исходных данных до сопровождения заказчика в Государственной экспертизе России и авторского надзора), что позволило в короткий срок восстановить процесс их проектирования и строительства.

Ключевые проекты в Концепции развития НПЗ, по которым в настоящий момент осуществляет детальное проектирование:

Переход на отечественные технологии

Один из самых сложных реализуемых проектов – создание Комплекса гидрокрекинга с интеграцией в него установки производства водорода.

РИСУНОК 1. Гидроочистка керосина, дизельного топлива с гидроизодепарафинизацией

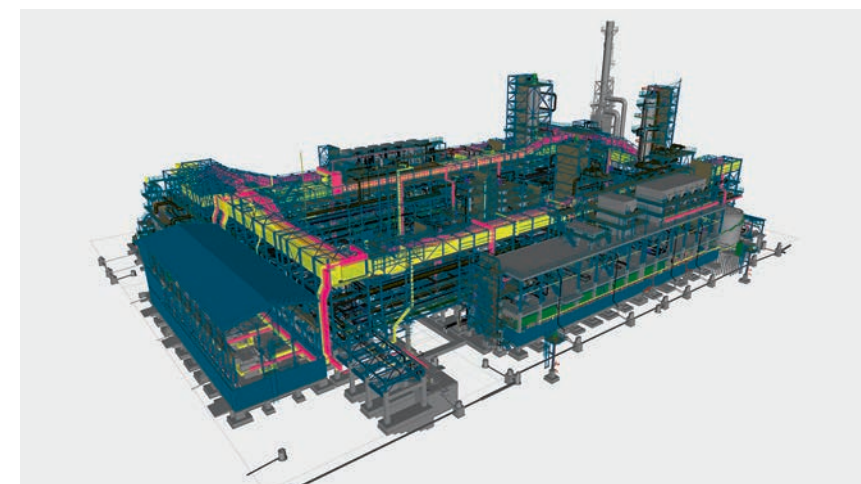
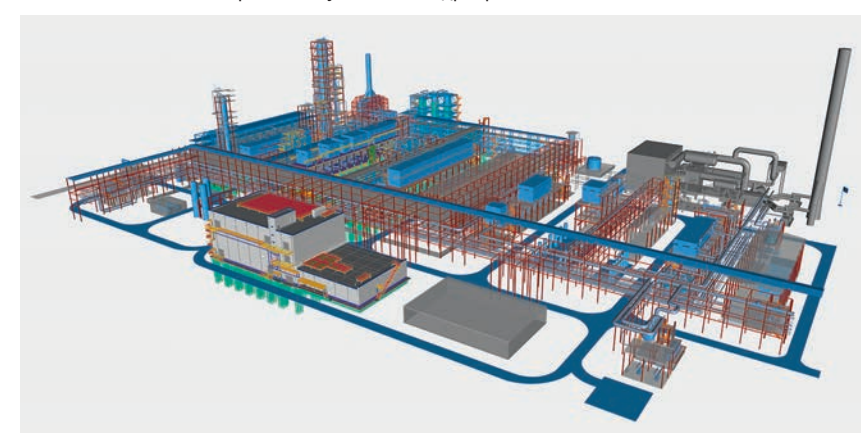


РИСУНОК 2. Каталитический риформинг бензинов



РИСУНОК 3. Комбинированная установка гидрокрекинга



Ввиду выхода из проекта западных компаний и отказа в сотрудничестве в сфере представления технологий, ООО «Ленгипронефтехим» не только адаптирует данный проект под сегодняшние условия, но и помогает в представлении новых решений и данных. В этой части уже выполнено «Базовое проектирование» установки

производства водорода методом паровой конверсии углеводородного сырья с последующим концентрированием полученного водорода до концентрации 99,9% об. методом короткоциклового адсорбции. В сфере базового проектирования и разработки технологий – это редкий для России пример,

когда отечественная организация полностью замещает зарубежную по довольно сложному процессу. Данный опыт у ООО «Ленгипронефтехим» не первый и доказывает, что проектный институт способен не только заниматься выполнением проектирования по уже разработанным технологиям, но и разрабатывать собственные лицензионные технологии мирового уровня.

Надежные партнеры на всех этапах

Сотрудничество ООО «Ленгипронефтехим» и ООО «НЗНП Инжиниринг» вышло на принципиально новый уровень. Сегодня ООО «Ленгипронефтехим» — это не просто проектировщик для ООО «НЗНП Инжиниринг», а стратегический партнер, участвующий в принятии ключевых решений на всех стадиях:

- **Проектирование** — от концепции до рабочей документации;
- **Оборудование** — от предварительных расчетов и выбора до согласования конструкторской документации производителей оборудования;
- **Строительство** — авторский надзор и оперативное решение возникающих вопросов.

На всех стадиях реализации проектов ООО «Ленгипронефтехим» совместно с ООО «НЗНП Инжиниринг» приходится учитывать не только технологические и экономические аспекты проекта, но и адаптацию к новым



условиям рынка — максимальному импортозамещению и применению решений, альтернативных иностранным. Это проявляется не только в базовом проектировании, но и в применении в проекте каталитических систем и оборудования отечественного производства или дружественных стран, что является очень важным для заказчика, т.к. практически на каждой стадии он получает альтернативу выбора, что гарантирует продолжение работ и технологическую независимость объектов при различных сценариях.

Защита и согласование проектов

Также сегодня ООО «Ленгипронефтехим» продолжает сопровождать проекты

АО «Новошахтинский завод нефтепродуктов», включая их защиту в ФАУ «Главгосэкспертиза России». В настоящий момент уже получены положительные заключения по ряду объектов, что подтверждает высокое качество проработки документации. Это критически важный этап, от которого зависит возможность реализации проектов, сроки сдачи в эксплуатацию и, как следствие, скорейшая отдача в виде поступления продукции на рынок и, конечно, прибыли предприятия.

Заключение

Пример сотрудничества ООО «НЗНП Инжиниринг» и ООО «Ленгипронефтехим» наглядно демонстрирует: вынужденный отказ от иностранных технологий стал импульсом для развития собственных компетенций.

Этот опыт доказал, что российская нефтеперерабатывающая отрасль способна к саморазвитию даже в условиях внешнего давления, что при условии дальнейших шагов в изучении новых технологий в перспективе может дать результат не только в обеспечении топливной безопасности региона и страны, но и иметь хороший экспертный потенциал проектирования, строительства, новых процессов и решений. ●

KEYWORDS: oil refinery, construction, engineering, technology, equipment manufacturing.



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

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	5000 ₽	50 000 ₽
Печатная версия	5000 ₽	50 000 ₽



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU

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

Быстрая подписка на издание 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!

ДИАГНОСТИКА НЕИСПРАВНОСТЕЙ ШГН

с использованием динамометрирования и методов машинного обучения

Деулин Никита Викторович

Научно-Технический Центр «Газпром нефти»,
специалист

Власов Никита Алексеевич

кафедра разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений, Санкт-Петербургский
горный университет императрицы Екатерины II,
студент

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА РАЗРАБОТКЕ МЕТОДА ДИАГНОСТИКИ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ШТАНГОВЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК (ШГН), ОСНОВАННЫХ НА АНАЛИЗЕ ДИНАМОГРАММ И ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ. В СВЯЗИ С ВЫСОКОЙ РАСПРОСТРАНЕННОСТЬЮ ШГН В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ И ВАЖНОСТЬЮ ИХ ЭФФЕКТИВНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СВОЕВРЕМЕННАЯ ДИАГНОСТИКА НЕИСПРАВНОСТЕЙ ЭТИХ УСТАНОВОК ЯВЛЯЕТСЯ КЛЮЧЕВОЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ИХ НАДЕЖНОСТИ И СНИЖЕНИЯ ЗАТРАТ НА ОБСЛУЖИВАНИЕ. ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАКЛЮЧАЕТСЯ В РАЗРАБОТКЕ БОЛЕЕ ТОЧНЫХ И БЫСТРЫХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ШГН С ПОМОЩЬЮ АНАЛИЗА ДИНАМОГРАММ И АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ. В РАМКАХ РАБОТЫ ИСПОЛЬЗОВАН МЕТОД ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДАННЫХ О РАБОТЕ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК, А ТАКЖЕ АЛГОРИТМЫ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ЭТИХ ДАННЫХ. РЕЗУЛЬТАТЫ ПОКАЗАЛИ, ЧТО ПРИМЕНЕНИЕ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ПОЗВОЛЯЕТ УЛУЧШИТЬ ТОЧНОСТЬ ДИАГНОСТИКИ НЕИСПРАВНОСТЕЙ – УТЕЧКИ, ЗАЕДАНИЯ ПЛУНЖЕРА, ОБРЫВЫ ШТАНГ И Т.Д. ВЫЯВЛЕННЫЕ В ХОДЕ АНАЛИЗА ПРИЗНАКИ ОБЕСПЕЧИВАЮТ ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ КЛАССИФИКАЦИИ НЕИСПРАВНОСТЕЙ, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ ОПЕРАТИВНО ВЫЯВЛЯТЬ ДЕФЕКТЫ. ВЫВОДЫ РАБОТЫ ПОДЧЕРКИВАЮТ ЗНАЧИМОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ В СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ШГН ДЛЯ ОПЕРАТИВНОЙ ДИАГНОСТИКИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОГУТ БЫТЬ ПРИМЕНЕНЫ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПРОЦЕССОВ МОНИТОРИНГА И ОБСЛУЖИВАНИЯ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

THIS WORK IS DEVOTED TO THE DEVELOPMENT OF A METHOD FOR DIAGNOSING MALFUNCTIONS OF ROD DEEP PUMPING UNITS BASED ON THE ANALYSIS OF DYNAMOGRAMS AND THE USE OF MACHINE LEARNING METHODS. DUE TO THE HIGH PREVALENCE OF SRP IN THE OIL INDUSTRY AND THE IMPORTANCE OF THEIR EFFICIENT OPERATION, TIMELY TROUBLESHOOTING OF THESE INSTALLATIONS IS KEY TO IMPROVING THEIR RELIABILITY AND REDUCING MAINTENANCE COSTS. THE AIM OF THE RESEARCH IS TO DEVELOP MORE ACCURATE AND FASTER METHODS FOR DIAGNOSING SRP MALFUNCTIONS USING DYNAMOGRAM ANALYSIS AND MACHINE LEARNING ALGORITHMS. AS PART OF THE WORK, THE DYNAMOMETRY METHOD WAS USED TO OBTAIN DATA ON THE OPERATION OF PUMPING UNITS, AS WELL AS MACHINE LEARNING ALGORITHMS FOR PROCESSING THIS DATA. THE RESULTS SHOWED THAT THE USE OF MACHINE LEARNING MAKES IT POSSIBLE TO IMPROVE THE ACCURACY OF FAULT DIAGNOSIS – LEAKS, PLUNGER JAMMING AND ROD BREAKS, ETC. THE SIGNS IDENTIFIED DURING THE ANALYSIS ENSURE HIGH ACCURACY

Ключевые слова: ШГН, диагностика, динамограмма, динамометрирование, ваттметрирование, алгоритмы, классификация, неисправности ШГН, нефтедобыча, машинное обучение в нефтегазовом деле.

Более 70 % нефтяных скважин обслуживаются штанговыми насосами. Это простые в обслуживании и ремонте устройства с высоким коэффициентом полезного действия (КПД). Основная задача штанговых насосов заключается в откачивании жидкостей из скважин. При этом должны соблюдаться определенные параметры: температура перекачиваемой среды не более 130 °С, обводненность по объему не более 99 %, вязкость до 0,3 Па·с, содержание свободного газа на приеме до 25 %, а механических примесей – до 350 мг/л [1].

Конструкция современных штанговых насосов включает подвижный плунжер, расположенный внутри неподвижного цельного цилиндра, установочные и присоединительные детали, замок (для вставных насосов), нагнетательный клапан в верхней части плунжера и всасывающий клапан шарового типа (рис. 1).

Принцип работы основан на действии плунжерного насоса, который представляет собой цилиндр с пустотелым поршнем внутри. Этот механизм опускается на колонне подъемных труб в скважину. В верхней части плунжера расположен нагнетательный клапан, а в нижней части статичного цилиндра – всасывающий клапан. Плунжер подвешивается на колонне насосных штанг, которые передают ему возвратно-поступательное движение от станка-качалки. При движении плунжера вверх жидкость из скважины через всасывающий клапан поступает в цилиндр насоса за счет разницы давлений. Когда плунжер движется вниз, давление жидкости под ним закрывает всасывающий

ФАКТЫ

Более **70** %
нефтяных скважин
обслуживаются
штанговыми насосами

клапан, и жидкость из цилиндра направляется в подъемные трубы. Непрерывный цикл работы насоса обеспечивает постоянную транспортировку жидкости на поверхность.

Рассмотрим достоинства, которые присущи ШГН. Прежде всего, эти насосные установки обладают высоким коэффициентом полезного действия, что напрямую

РИСУНОК 1. Принципиальная схема ШГН



влияет на энергоэффективность и экономическую целесообразность их использования. Благодаря разным возможностям компоновки и применению двигателей различных типов (включая дизельные или электродвигатели) выбираются те решения, которые оптимально соответствуют задачам конкретного промысла [1]. Техническое обслуживание и ремонтные операции не требуют сложных технологий и нередко проводятся в полевых условиях, особенно если речь идет о «вставных» штанговых насосах, конструкция которых (в частности, гильза и плунжер) размещается внутри колонны, что позволяет извлекать их, не демонтируя насосно-компрессорные трубы. Кроме того, ШГН хорошо подходят для скважин с пескопроявлением и тех, где необходимо перекачивать нефть с высоким газовым фактором или с большим количеством парафинов [1]. Однако есть и определенные ограничения. К примеру, глубинные штанговые насосы практически не применяют в искривленных и горизонтальных стволах, так как конструктивные особенности и наличие длинной колонны штанг не позволяют эффективно работать в таких условиях. При эксплуатации на больших глубинах возрастает риск обрыва штанг, что требует постоянного контроля, выборочных спусков-подъемов оборудования, а также дополнительных затрат.

Штанговые глубинные насосы, несмотря на свою надежность и широкую распространенность, подвержены ряду типичных неисправностей, которые могут существенно снизить эффективность и ресурс оборудования. Далее рассмотрены основные виды повреждений, возникающих при эксплуатации ШГН, а также факторы, влияющие на их появление.

Первое, наиболее распространенное – это износ и поломка штанг. Штанги являются ключевым элементом конструкции, поскольку именно они передают механическую энергию от станка-качалки (или другого привода) к нижней части насоса. В процессе эксплуатации на штанги действует переменная нагрузка: при каждом цикле «подъем–опускание» они испытывают растяжение, сжатие, трение о направляющие и штангоулавливатели. Постоянные колебательные движения и контакт с агрессивной средой (например, высокоминерализованная жидкость, содержащая мехпримеси) приводят к постепенному износу поверхности штанг. Со временем могут возникать усталостные трещины, нарушение целостности и, в худшем случае – обрывы. Это крайне опасно, поскольку требует проведения дорогостоящих ремонтных операций и остановки добычи на время извлечения оборванной колонны.

На втором месте – это повреждение клапанов. Клапанная система в плунжерном насосе обеспечивает поступление и нагнетание флюида. Нагнетательные и всасывающие клапаны регулярно открываются и закрываются при движении плунжера, подвергаясь постоянному истиранию и ударным нагрузкам. Со временем седла клапанов, шарики и уплотнения начинают

ФАКТЫ

Динамометрирование

– самый распространенный метод диагностики ШГН, основанный на измерении и анализе изменения нагрузки на колонну штанг в течение одного или нескольких циклов работы насоса

изнашиваться, что приводит к неплотному прилеганию и утечкам. В результате снижается герметичность насоса, он теряет эффективность, а производительность уменьшается. Ситуация усугубляется попаданием в клапаны песка, парафина или других отложений, которые повреждают клапанные поверхности еще быстрее.

Далее рассмотрим такую проблему, как застревание плунжера. Плунжер располагается внутри цилиндра и при эксплуатации плотно прилегает к его стенкам. Однако, если в перекачиваемой жидкости присутствуют крупные твердые частицы или образуются осадки (например, песок, металлическая стружка, коррозионные продукты), они могут попасть в зазор между плунжером и цилиндром. Это вызывает повышенное трение, задиры на поверхности и, как следствие, заедание плунжера. Поначалу может проявляться легкое заклинивание, требующее больших усилий для запуска насоса, но при постоянном трении зазор увеличивается, и начинаются утечки. Такая неисправность, кроме снижения объемной эффективности, способна привести к серьезному повреждению насоса.

И последние два негативных фактора – это влияние свободного газа и отложение парафинов. Одним из критических факторов эксплуатации ШГН является присутствие в перекачиваемой среде газа, который не растворен в жидкости. Свободный газ может заполнять часть объема цилиндра, снижая коэффициент наполнения насоса, то есть фактический объем жидкости, поднимаемой за один цикл, уменьшается. Следовательно, падает общая подача установки и эффективность процесса добычи. Кроме того, наличие газа может вызывать гидравлические удары, кавитацию и повышенный износ деталей насоса. При определенных температурных условиях в нефти или нефтяной эмульсии начинают выпадать тяжелые углеводороды (парафины, асфальто-смолистые вещества). Они оседают на внутренних поверхностях труб и деталей насоса, включая клапаны, плунжер и штанги. Парафиновые отложения затрудняют движение плунжера, ускоряют износ поверхности и

могут приводить к заеданиям или заклиниваниям. В некоторых случаях отложения становятся настолько значительными, что существенно снижают эффективный диаметр труб, препятствуя циркуляции жидкости и снижая производительность всей системы.

Методы диагностики ШГН разнообразны и позволяют своевременно выявлять неисправности как в подземном оборудовании (самом насосе, штангах, клапанах), так и в наземном приводе (станке-качалке, редукторе, электродвигателе). Далее рассмотрим основные методики, применяемые на практике.

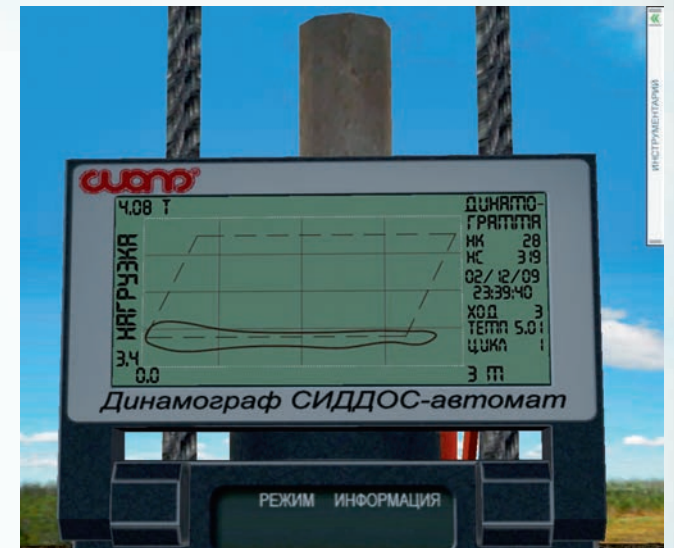
Самый распространенный – это динамометрирование. Динамометрирование основано на измерении и анализе изменения нагрузки на колонну штанг в течение одного или нескольких циклов работы насоса. Для этого используется специальный прибор – динамограф, который регистрирует параметры напряжения и деформации штанг, а затем строит так называемую динамограмму. По форме полученных кривых можно выявлять такие неисправности, как неплотное прилегание клапанов, негерметичность плунжера, заедание штанг или нарушения в работе станка-качалки. Динамографические кривые (динамограммы) дают детальную картину распределения нагрузок и их изменений во времени. Например, если наблюдается резкое уменьшение нагрузки при ходе «подъем–опускание» или появление аномальных «зубцов» на кривой, это может указывать на утечки в клапанах или на заедание в насосной части. Динамометрирование считается одним из наиболее точных и информативных способов диагностики, так как позволяет «заглянуть» внутрь подземной части установки без ее извлечения.

Постоянный мониторинг параметров на устье (давление, температура, дебит по нефти, воде, газу) и контроль динамического уровня жидкости позволяют косвенно судить о состоянии ШГН. Например, резкое изменение уровня жидкости при неизменных режимах работы может указывать на утечки или неполадки в насосе, а скачки давления могут сигнализировать о наличии свободного газа или закупорке клапана. Кроме того, если динамический уровень стремительно падает, а насос продолжает работать без должного притока, это повышает риск возникновения кавитации и, как следствие, дополнительного износа клапанов и плунжера [5].

В нефтегазовой отрасли внедрение методов машинного обучения позволяет оперативно анализировать множество параметров, полученных при динамометрировании. В совокупности это дает возможность автоматически определять виды неисправностей, предсказывать их появление на основе прошлых состояний и в конечном итоге снижать вероятность аварийных остановок, минимизируя потери при эксплуатации месторождения.

Динамометрирование ШГН представляет собой один из самых информативных методов диагностики. При его проведении строится так

РИСУНОК 2. Динамограмма, полученная с помощью динамографа



ФАКТЫ

Нестационарная диагностика

играет основную роль, т.к. она дает возможность «выехать» на любую проблемную скважину, снять данные и проанализировать их на месте или в лаборатории

называемая динамограмма, то есть графическая зависимость изменения нагрузки на полированный шток в течение полного цикла работы насоса. В качестве регистрирующего устройства применяют динамограф, который устанавливается между траверсами и закрепляется специальным тросом к крышке устьевого сальника. Именно таким образом прибор считывает нагрузку и длину хода полированного штока, причем результат измерений отображается в виде кривой нагрузки (рис. 2).

Когда при эксплуатации штангового глубинного насоса на колонну труб и штанг воздействует совокупность разнотипных сил (статические силы веса штанг, столба жидкости, трубоарматуры, Архимедова сила, силы инерции, упругости и трения), все они в итоге суммируются и передаются на полированный шток [2]. Динамограф, установленный на устье, регистрирует эти изменяющиеся нагрузки в реальном времени. Результирующая кривая, показывающая нагрузку в каждый момент хода штока, и есть динамограмма. Динамографы могут быть разного типа (механические, гидромеханические, электрические, электронные и т.д.), однако на практике наиболее широкое распространение получили электронные динамографы. Их можно подразделить на [1]:

- Стационарные системы – предназначены для непрерывного контроля состояния ШГНУ и могут быть частью телеметрического комплекса.
- Нестационарные системы – мобильные приборы для оперативного мониторинга.

Поскольку в России стационарные системы контроля распространены ограниченно, основную роль играет именно нестационарная диагностика, дающая возможность «выехать» на любую проблемную скважину, снять данные и проанализировать их на месте или в лаборатории [2].

В идеальном случае, когда нет динамических эффектов, силы трения минимальны, а оборудование исправно, динамограмма выглядит близко к параллелограмму. Однако в реальной работе учитываются:

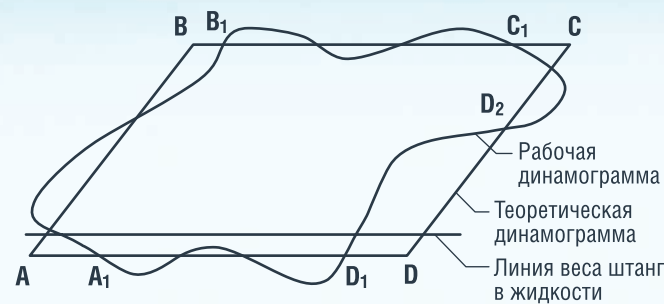
- Сила трения в направляющих, корпусе насоса и колонне труб.
- Инерционные эффекты при резких изменениях направления движения.
- Подсос газа, осадки механических примесей и т.д.

Поэтому фактические динамограммы почти всегда приобретают волнистую форму со скругленными углами. Сравнение «идеального» параллелограмма и волнистой реальной кривой дает представление о том, как сильно оборудование отклоняется от нормального режима и какие именно факторы влияют на работу насоса (рис. 3).

Часто при визуальном анализе динамограмм оператор, опираясь на свой опыт и субъективные суждения, может неверно интерпретировать конфигурацию кривой, особенно если линия имеет смешанные признаки различных нарушений или искажена динамическими эффектами. Классические методы диагностики, основанные на сравнении реальной динамограммы с «эталонной» или с предыдущими измерениями, требуют от специалиста опыта и знаний. В результате становятся возможны ошибки в распознавании конкретных неисправностей, а также промедления в принятии решения. Методы машинного обучения позволяют устранить субъективность и снизить вероятность человеческих ошибок, поскольку автоматизированные алгоритмы, обученные на больших массивах динамограмм с уже известными неисправностями, могут находить тонкие отличия и закономерности, ускользающие от внимания человека. Машинное обучение успешно классифицирует формы динамограмм, выявляет аномалии в режиме работы насоса и предлагает рекомендации по дальнейшим действиям.

Основная идея заключается в выявлении паттернов поведения, характерных для различных неисправностей, и создании соответствующих признаков для их точной классификации алгоритмами машинного обучения [9]. Например, если под плунжером насоса есть свободный

РИСУНОК 3. Реальная и теоретическая динамограмма



Элементы динамограммы:

1. Точка А – крайнее нижнее положение плунжера.
2. Отрезок АВ – ход штока вверх, при этом штанги растягиваются, но плунжер еще не двинулся из нижней точки.
3. Отрезок ВС – совместный ход штока и плунжера вверх.
4. Точка С – крайнее верхнее положение плунжера.
5. Отрезок CD – ход штока вниз, штанги начинают сжиматься, плунжер остается в верхней точке.
6. Отрезок DA – совместный ход штока и плунжера вниз, возврат к нижнему положению

газ, то при движении плунжера вниз (участок CD) нагрузка будет изменяться неравномерно, что отразится на форме динамограммы. Неправильная посадка плунжера также может проявляться в виде характерной петли на динамограмме, особенно в нижней части кривой. Это поведение будет зафиксировано через соответствующие признаки, что позволит алгоритмам точно классифицировать такую неисправность.

Для оптимизации существующих методов диагностики с помощью машинного обучения необходимо эффективно классифицировать неисправности и предоставлять рекомендации для дальнейших действий. Однако, прежде чем приступить к анализу динамограмм с использованием машинного обучения, важно провести первичный анализ данных и подготовить их для дальнейшего анализа.

Обработка выбросов – это первый важный этап [4]. Динамограмма представляет собой кривую, напоминающую параллелограмм, с плавными изменениями нагрузки и перемещения штанги. Выбросы часто возникают из-за технических неполадок или внешних шумов, которые не являются частью реального процесса работы насоса. Для устранения выбросов используется фильтрация, которая помогает сгладить такие колебания, не изменяя структуры реальных данных.

Стандартные методы вроде межквартильного диапазона (IQR) могут не подойти, так как динамограмма не является случайной величиной с нормальным распределением, а представляет собой циклические данные с характерной геометрией [3]. Для устранения выбросов, когда они представляют собой резкие и циклические изменения в данных, эффективно применить фильтр Калмана [6]. Принцип его действия можно условно разделить на три основных этапа:

1) Предсказание состояния

Фильтр Калмана использует модель системы для предсказания состояния на следующий шаг. Например, если мы предполагаем, что насос будет работать в стабильном режиме, его нагрузка в следующем шаге будет равна текущей нагрузке:

$$\hat{x}_k = F \cdot \hat{x}_{k-1} + B \cdot u_k, \quad (1)$$

где $\hat{x}_k$ – это предсказанное состояние (например, нагрузка на штангу на следующем шаге);

F – матрица перехода, которая моделирует поведение системы (например, если нагрузка стабильна, то $F = 1$);

$\hat{x}_{k-1}$ – то состояние системы на предыдущем шаге (например, нагрузка на штангу на предыдущем шаге);

$B \cdot u_k$ – это внешний управляющий эффект, если таковой имеется (например, если есть изменение в условиях работы насоса, например, изменение давления). В случае если внешние воздействия не учитываются, этот параметр можно опустить.

2) Обновление состояния

Как только получено фактическое измерение (например, фактическую нагрузку в следующий момент времени), предсказание обновляется с учетом этого измерения [10]:

$$K_k = \frac{P_{k|k-1} H^T}{H P_{k|k-1} H^T + R}, \quad (2)$$

где K_k – коэффициент усиления или погрешность измерения, который указывает, насколько сильно следует доверять фактическому измерению по сравнению с предсказанием;

$P_{k|k-1}$ – ковариационная матрица предсказания, которая показывает неопределенность нашего предсказания;

H – это матрица наблюдения, которая используется для того, чтобы связать измерения с состоянием (в случае, когда измерения напрямую связано с нагрузкой на штангу, H принимается равной 1);

R – это ковариация измерений (шум в данных), которая указывает, насколько шумным является измерение.

Таким образом, вычисляется K_k , который указывает на то, насколько следует доверять каждому измерению (насколько оно может отклоняться от предсказания). Например, если известно, что датчик имеет большую ошибку, доверие к каждому измерению будет уменьшено [8].

ФАКТЫ Машинное обучение

успешно классифицирует формы динамограмм, выявляет аномалии в режиме работы насоса и предлагает рекомендации по дальнейшим действиям. Основная идея – выявление паттернов поведения, характерных для неисправностей, и создание соответствующих признаков для их классификации алгоритмами

3) *Корректировка предсказания*
После вычисления коэффициента усиления, предсказание корректируется с учетом фактического измерения:

$$\hat{x}_k = \hat{x}_{k-1} + K_k (z_k - H \hat{x}_{k-1}), \quad (3)$$

где $\hat{x}_k$ – обновленное состояние (нагрузка на штангу с учетом нового измерения);

F – матрица перехода, которая моделирует поведение системы (например, если нагрузка стабильна, то $F = 1$);

z_k – это фактическое измерение (например, измеренная нагрузка на штангу);

$H \hat{x}_{k-1}$ – это предсказанная нагрузка на штангу.

После получения нового измерения, фильтр Калмана сравнивает его с предсказанием и корректирует предсказанную нагрузку. Если измерение отличается от предсказания, фильтр будет корректировать предсказание, чтобы оно стало ближе к реальному значению. В то же время фильтр не изменит общую структуру динамограммы (например, сегменты АВ, ВС, CD), а будет лишь сглаживать нежелательные отклонения, что позволяет точно выявлять аномалии и неисправности, не искажая реальное поведение насоса [7].

На следующем этапе необходимо обработать пропущенные значения в данных, которые могут возникать из-за сбоя в оборудовании или ошибок измерений.

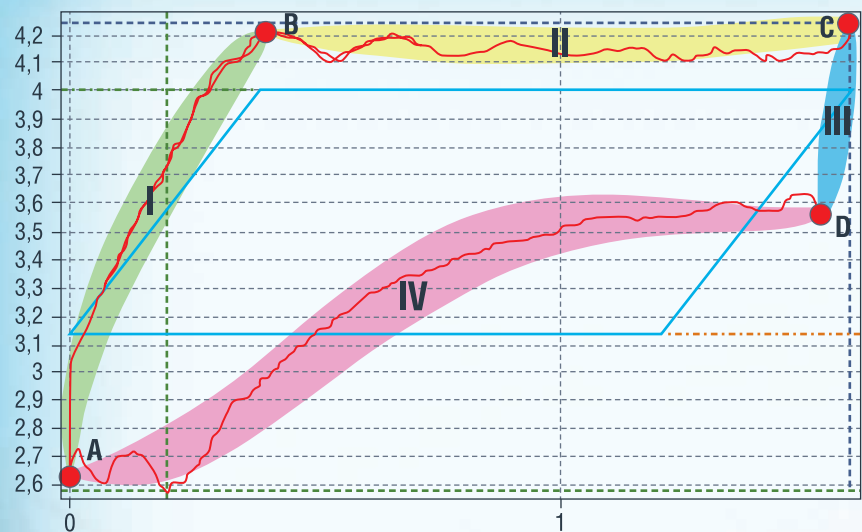
Для восстановления пропущенных данных эффективно использовать методы интерполяции. Например, линейная интерполяция позволяет восстанавливать значения между двумя точками, не искажая тренд в данных. Это гарантирует сохранение структуры динамограммы, не влияя на основные закономерности, и позволяет точнее классифицировать неисправности.

$$X_{interpolated} = X_1 + \frac{(X_2 - X_1)}{t_2 - t_1} (t_2 - t_1), \quad (4)$$

где X_1 и X_2 – соседние значения данных;

t_1 и t_2 – ходы плунжера соседних значений.

РИСУНОК 4. Схематическое разбиение динамограммы на сегменты



После того как данные очищены и подготовлены, необходимо перейти к созданию признаков, которые позволят точно классифицировать неисправности. На этом этапе создаются глобальные признаки, характеризующие основные параметры динамограммы, например, среднее значение нагрузки, площадь под кривой и коэффициент вариации для оценки стабильности работы насоса. Эти признаки служат основой для дальнейшего анализа и помогают выявить отклонения от нормальной работы.

Далее, необходимо выделить характерные точки на динамограмме, например, точка A (крайнее нижнее положение плунжера), точка B (начало подъема штанги), точка C (крайнее верхнее положение плунжера) и точка D (окончание цикла). Эти точки являются ключевыми для понимания общего состояния системы, и для них можно вычислять дополнительные признаки, например, углы наклона, изменения амплитуды и другие параметры.

Следующим шагом является разбиение динамограммы на сегменты (рис. 4). Для этого используется метод поиска экстремумов, который позволяет выявить важные точки и разделить динамограмму на следующие сегменты:

- I – подъем штанги до начала движения плунжера,
- II – совместное движение плунжера и штанги,
- III – опускание штанги, когда плунжер остается в верхней точке.
- IV – совместный ход штанги и плунжера вниз.

Это разбиение помогает анализировать поведение насоса на различных этапах его работы и выявить аномалии, например, утечки или заедание плунжера, которые могут быть связаны с конкретной фазой.

После разделения динамограммы на сегменты, необходимо рассмотреть поведение каждого сегмента, включая изменения нагрузки, скорость изменения нагрузки и плавность переходов между сегментами. В каждом сегменте необходимо создать характерные признаки, которые могут указывать на тип неисправности. Например, в сегменте АВ аномалии могут быть связаны с утечками,

проявляющимися в виде снижения угла наклона кривой. В сегменте CD замедление процесса разгрузки штанг может указывать на наличие свободного газа, который уменьшает эффективность работы насоса. Такие признаки помогут не только выявить аномалии, но и точнее классифицировать их.

Наконец, для обнаружения конкретных аномальных моделей поведения могут быть созданы бинарные признаки. Например, петля в нижней части динамограммы, сигнализирующая о неправильной посадке плунжера, может быть выявлена с помощью бинарных признаков, которые будут указывать на наличие или отсутствие петли.

Таким образом, можно составить общую таблицу признаков (таблица 1).

Когда пайплайн для извлечения признаков из динамограммы будет готов, можно перейти к обучению модели с использованием размеченного обучающего набора данных, который содержит динамограммы с известными неисправностями (целевая переменная). Этот процесс включает в себя несколько ключевых этапов: загрузку и подготовку данных, прогон размеченных данных через пайплайн по созданию признаков, выбор и обучение модели, оценку важности признаков с помощью SHAP и оценку модели с использованием метрик классификации [8]. Модели ансамблевого обучения, например, случайные леса, CatBoost, XGBoost или LightGBM, будут эффективно работать с большим количеством признаков, обеспечивая высокую точность классификации.

После обучения модели и ее оценки с помощью метрик – F1-Score и ROC-AUC, можно перейти к оптимизации гиперпараметров с помощью методов, например, Grid Search или Optuna. Финальная оценка на тестовом наборе данных позволит проверить эффективность модели на новых данных, что даст возможность создать точную систему диагностики неисправностей ШГН, обеспечивающую быструю и точную классификацию неисправностей.

ТАБЛИЦА 1. Основные признаки для анализа динамограмм

Название признака	Значение
Среднее значение нагрузки (Mean load)	Показывает общую нагрузку, действующую на насос за один цикл. Помогает оценить средний режим работы насоса, что полезно для выявления изменений в его работе
Площадь под кривой (Area under the curve)	Оценка общей работы насоса по всей динамограмме. Позволяет понять, сколько энергии затрачено на подъем и опускание штанги, и помогает выявить отклонения в работе насоса
Коэффициент вариации (CV)	Измеряет степень вариативности нагрузки на штангу. Важен для оценки стабильности работы насоса. Высокий коэффициент может указывать на нестабильную работу или неисправности
Изогнутость (Kurtosis)	Показывает остроту пиков на динамограмме. Высокая изогнутость может свидетельствовать о необычных нагрузках (заедание плунжера или обрыв штанг)
Асимметрия (Skewness)	Измеряет степень асимметрии кривой. Может помочь в выявлении аномальных ситуаций, когда кривая становится сильно наклоненной в одну сторону
Углы наклона (Slope angles)	Измеряют углы между сегментами динамограммы. Помогают выявить изменения в нагрузке, которые могут быть связаны с неисправностями, например, утечками или заеданием
Площадь всей области (Total area)	Измеряет общую площадь под кривой, включая все положительные и отрицательные отклонения. Это дополнительный показатель общей работы насоса
Изменение нагрузки (Change in load)	Рассчитывается как разница в нагрузке между двумя соседними точками. Помогает определить, как быстро и равномерно меняется нагрузка, что важно для оценки состояния клапанов и других компонентов
Скорость изменения нагрузки (Rate of change)	Показывает скорость изменения нагрузки, что важно для анализа динамики работы насоса. Это особенно важно для выявления инерционных эффектов и замедлений из-за трения или газа
Ряд бинарных признаков (binary features)	Наличие «петли» на динамограмме, что указывает на неправильную посадку плунжера или удар о клапан
Сегмент АВ (Segment AB)	Этот сегмент отображает подъем штанги до начала движения плунжера. Он важен для диагностики утечек и оценки стабильности нагрузки в начале работы насоса
Сегмент ВС (Segment BC)	Совместное движение плунжера и штанги. Оценка этого сегмента важна для выявления динамических аномалий (скачки нагрузки или резкие изменения)
Сегмент CD (Segment CD)	Опускание штанги, когда плунжер остается в верхней точке. Проблемы, связанные с этим сегментом, могут указывать на наличие свободного газа или замедление работы
Сегмент DA (Segment DA)	Совместное движение штанги и плунжера вниз. Этот сегмент используется для выявления аномальных ситуаций (заедание или неправильная посадка)

В заключение работы можно сказать, что исследование продемонстрировало высокую теоретическую эффективность применения методов машинного обучения для диагностики неисправностей штанговых глубинных насосных установок (ШГН). На основе анализа динамограмм и алгоритмов машинного обучения была разработана концепция системы диагностики, которая способна повысить точность и скорость выявления

неисправностей. В ходе работы была доказана возможность использования различных признаков динамограммы для классификации таких неисправностей, как утечки, заедания плунжера, обрывы штанг и т.п. Внедрение машинного обучения в процесс диагностики может существенно повысить надежность эксплуатации ШГН, позволяя оперативно выявлять неисправности и снижать вероятность аварийных ситуаций. Это, в свою очередь, способствует сокращению времени на обслуживание оборудования и оптимизации затрат. ●

Литература

- Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / В.Н. Арбузов – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 272 с.
- Александров В.П. Совершенствование системы контроля состояния скважинной насосной установки / В.П. Александров, А.И. Иванов, С.А. Петров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 1. – С. 168–177.
- Глухих И.Н. Диагностирование состояния штанговых глубинных насосов при помощи нейронных сетей / И.Н. Глухих, Д.А. Милютин, В.П. Пономарев // Вестник Тюменского государственного университета. Инженерные науки. – 2024. – Т. 1, № 1. – С. 15–20.
- Данилов С.О. Идентификация осложнений и неисправностей погружного оборудования штанговых насосных установок с помощью нейронных сетей / С.О. Данилов // Молодой ученый. – 2019. – № 15 (253). – С. 17–22. – URL: <https://moluch.ru/archive/253/58069/> (дата обращения: 02.03.2025).
- Сакаев А.Ф. Контроль и диагностика состояния оборудования штанговых глубинных насосов косвенным методом по ваттметрограмме с использованием искусственных нейронных сетей // Записки Горного института. 2007. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kontrol-i-dagnostika-sostoyaniya-oborudovaniya-shtangovyh-glubinyh-nasosov-kosvennym-metodom-po-vattmetrogramme-s-ispolzovaniem> (дата обращения: 18.03.2025).
- Хакимьянов М.И. Мониторинг состояния штанговых глубиннонасосных установок по результатам анализа ваттметрограмм / М.И. Хакимьянов, М.Г. Пачин // Нефтегазовое дело 2011. № 5. – С. 26.
- Bishop, C. M. Pattern Recognition and Machine Learning / C. M. Bishop. – New York: Springer, 2006. – 738 p.
- Roubicková, A., Nordloh, V. A., & Brown, N. Machine Learning for Gas and Oil Exploration / V. A. Nordloh, A. Roubicková, N. Brown. – 2021. – Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 11(4), pp. 1125–1145.
- Shawe-Taylor, J., & Cristianini, N. Kernel Methods for Pattern Analysis / J. Shawe-Taylor, N. Cristianini. – Cambridge: Cambridge University Press, 2004. – 222 p.
- Sabale, T. Machine Learning and Deep Learning in Oil and Gas Industry: A Review of Applications, Opportunities and Challenges / T.B. Sabale, S.A. Hussain, M. Zuhair, M.S. Afzal, A. Ghosh. – 2021. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 205, pp. 108–120.

KEYWORDS: SRP, diagnostics, dynamogram, dynamometry, wattmetry, algorithms, classification, SRP malfunctions, oil production, machine learning in the oil and gas industry.

ФАКТЫ

В сегменте

CD

замедление процесса разгрузки штанг может указывать на наличие свободного газа, который уменьшает эффективность работы насоса

ИССЛЕДОВАНИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ПРИМЕНЕНИЕ БИБЛИОТЕКИ С ОТКРЫТЫМ ИСХОДНЫМ КОДОМ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ В НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРАХ. ПРОВЕДЕНО МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕЩЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ. РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПОДГОТОВКИ ВХОДНЫХ ДАННЫХ, НАСТРОЙКИ ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ И АНАЛИЗА ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ С РЕАЛЬНЫМИ ДАННЫМИ ПОДТВЕРДИЛ АДЕКВАТНОСТЬ ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ПОДХОДОВ. ПОКАЗАНО, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДАННОГО МЕТОДА ОБЕСПЕЧИВАЕТ УДОБСТВО И ГИБКОСТЬ РАСЧЕТОВ БЕЗ НЕОБХОДИМОСТИ УСТАНОВКИ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОГО ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ПОДТВЕРЖДАЮТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРЕДЛОЖЕННОГО ПОДХОДА ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И МОГУТ БЫТЬ ПОЛЕЗНЫ КАК ДЛЯ НАУЧНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ, ТАК И ДЛЯ ПРАКТИЧЕСКОГО ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

THE ARTICLE EXPLORES THE APPLICATION OF AN OPEN-SOURCE LIBRARY FOR NUMERICAL SIMULATION OF FLUID FLOW PROCESSES IN OIL-SATURATED RESERVOIRS. A SIMULATION OF WATERFLOODING AND THE OPTIMIZATION OF PRODUCTION WELL PLACEMENT WAS CONDUCTED TO ENHANCE THE OIL RECOVERY FACTOR. THE KEY STAGES OF INPUT DATA PREPARATION, BOUNDARY CONDITION SETUP, AND RESULT ANALYSIS ARE EXAMINED. THE COMPARISON OF SIMULATION RESULTS WITH FIELD DATA CONFIRMED THE ADEQUACY OF THE APPLIED APPROACHES. IT IS DEMONSTRATED THAT THIS METHOD PROVIDES COMPUTATIONAL FLEXIBILITY AND CONVENIENCE WITHOUT REQUIRING THE INSTALLATION OF SPECIALISED RESERVOIR SIMULATION SOFTWARE. THE OBTAINED RESULTS VALIDATE THE EFFICIENCY OF THE PROPOSED APPROACH FOR OPTIMIZING FIELD DEVELOPMENT AND CAN BE BENEFICIAL FOR BOTH RESEARCH PURPOSES AND PRACTICAL APPLICATIONS IN THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, заводнение, вытеснение нефти, программы, открытый исходный код, оптимизация.

Кадет Валерий Владимирович

заведующий кафедрой нефтегазовой и подземной гидромеханики, д.т.н., профессор

Тютяев Андрей Васильевич

доцент кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики, к.ф.-м.н.

Васильев Иван Валерьевич

ассистент кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики, аспирант

Кузнецова Екатерина Михайловна

студентка кафедры нефтегазовой и подземной гидромеханики

Кузнецов Юрий Геннадьевич

студент базовой кафедры исследования нефтегазовых пластовых систем

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

Топливный потенциал России снижается, в связи с этим встает острый вопрос разведки и добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и газа [13, 17]. Поэтому возникает необходимость в прогнозировании поведения пластовых флюидов, а также оптимизации процессов добычи [6, 14].

Для гидродинамического моделирования используются как промышленные симуляторы, так и программные продукты с открытым кодом. Eclipse – промышленный симулятор, разработанный компанией Schlumberger для моделирования сложных пластов и различных систем [4, 7, 8]. Petrel – также разработанный компанией Schlumberger программный продукт, предоставляет мощные инструменты для моделирования резервуаров, потоков в скважинах и трубопроводах, а также позволяет анализировать динамику и взаимодействие фаз [9, 16]. tNavigator позволяет моделировать многокомпонентные системы и многослойные резервуары, а также дает возможности для комплексного анализа процессов разработки месторождений [11, 12, 15]. Симулятор PVTsim позволяет точно предсказывать поведение нефти, газа и воды при различных давлениях и температурах, что важно для оценки эффективности разработки

месторождений [10]. Open Porous Media (OPM) flow simulator, DuMux, UTCHEM, OpenLab Drilling, Well Control Simulator, MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) – продукты с открытым исходным кодом, которые позволяют исследовать различные сценарии разработки месторождений и прогнозировать события.

MRST – продукт с открытым исходным кодом для моделирования нефтяных резервуаров [1–3]. MRST имеет модульную структуру, позволяя пользователю подключать только необходимые модули, поддерживает различные численные схемы, структурированные и неструктурированные сетки, позволяет создавать сложные геометрии, учитывать неоднородности пласта, а также моделировать многофазные и многокомпонентные системы. Основным языком – MATLAB, есть возможность соединения с Python, что делает MRST доступным для более широкого круга пользователей. PyMRST – библиотека, представляющая собой Python-обертку для MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST).

PyMRST предоставляет возможность моделирования двухфазного течения флюидов, учета геологических особенностей месторождений и оптимизации работы скважин. В отличие от коммерческих пакетов, PyMRST является открытым инструментом, что делает его доступным для научных исследований и образовательных целей. Кроме того, интеграция с Google Colab позволяет проводить сложные вычисления в облачной среде без необходимости установки дополнительного программного обеспечения.

В данной работе рассматривается применение PyMRST для моделирования процессов заводнения нефтяного пласта и оптимального размещения скважин. Цель исследования – оценить эффективность PyMRST для решения задач разработки месторождений, провести моделирование вытеснения нефти водой и предложить оптимальные конфигурации системы заводнения.

Результаты и обсуждение

PyMRST можно запустить в Google Colab, бесплатной интегрированной среде разработки для блокнотов Python от Google. Сначала нужно клонировать PyMRST в Colab, а после клонирования необходимо импортировать его в записную книжку [5].

```
# Clone pyMRST
!git clone https://github.com/yohanesnuwara/
pyMRST
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
# Add directory where you install PyMRST
import sys
sys.path.append("/content/pyMRST")
import pymrst
from pymrst_units import *
```

Далее пользователь может настроить PyMRST из исходного репозитория MRST, необходимого для сборки симулятора.

MRST написан в MATLAB, поэтому он будет извлекать библиотеку решателя, такую как «incomp».

```
# Setup PyMRST (Takes about 1 minute)
pymrst.setup()
```

Первое, что нужно сделать, это построить статическую модель резервуара. Для наглядности пользователь может смоделировать популярную статическую модель под названием SPE10, так как для этой модели есть все необходимые данные по месторождению. Модель SPE10 имеет размер сетки 60 * 220 * 85.

Импортируем модель SPE10 и используем 10 первых слоев глубины, поэтому модель теперь имеет размер 60*220*10.

```
# Use SPE10 model. Use Python dictionary.
model = dict({"name": "spe10",
            "nlayer": 10,
            "startlayer": 4})
```

В папке MRST находится раздел SPE10, где в файле «spe10_rock.mat» можно найти данные по проницаемости и пористости каждой ячейки пласта.

В модели SPE10 предполагается, что пласт имеет сжимаемость 1 микробар (1 бар = 105 Па).

```
# Rock property
rock = dict({"c": 1e-6*(1/1e+5),
            "p_r": 200*1e+5}) # Reference pressure,
bar to Pa
```

Используемые флюиды – это слабо сжимаемая нефть и несжимаемая вода. В модели SPE10 нефть имеет вязкость 1 мПа·с и плотность 850 кг/м³. Вода имеет вязкость 1 мПа·с и плотность 1000 кг/м³. Для относительных фазовых проницаемостей использована модель Кори с экспонентой 2. Чтобы изменить относительные фазовые проницаемости пользователю необходимо обратиться в файл «initSimpleFluid», где он сможет задать ОФП по другой модели. Чтобы учесть нефтенасыщенность пласта (в модели SPE10 пласт

полностью насыщен нефтью), а также ограничение по водонасыщенности (минимальное и максимальное значения, соответствующие описанию пласта) необходимо обратиться к файлу «implicitTransport».

Граничные условия для передней стороны (Север), задней стороны (Юг),левой стороны (Запад) и Правой стороны (Восток) – границы непроницаемые.

```
# Boundary
bc_front = dict({"type": "fluxside", "value": 0}) #
bb1/d to m3/s
bc_back = dict({"type": "fluxside", "value": 0})
bc_left = dict({"type": "fluxside", "value": 0}) #
m3/d to m3/s
bc_right = dict({"type": "pside", "value": 0}) #
bar to Pa
```

Пользователь может смоделировать любую систему расстановки скважин. В данном варианте моделируем пятиточечную систему, где одна – нагнетательная – находится в середине и четыре добывающих по углам.

Встроим PyMRST соглашение о фазах – [вода, нефть]. Поскольку скважины I–IV являются нефтедобывающими, фаза равна [0,1]. Скважина V является нагнетательной, поэтому запись для определения фазы – [1,0].

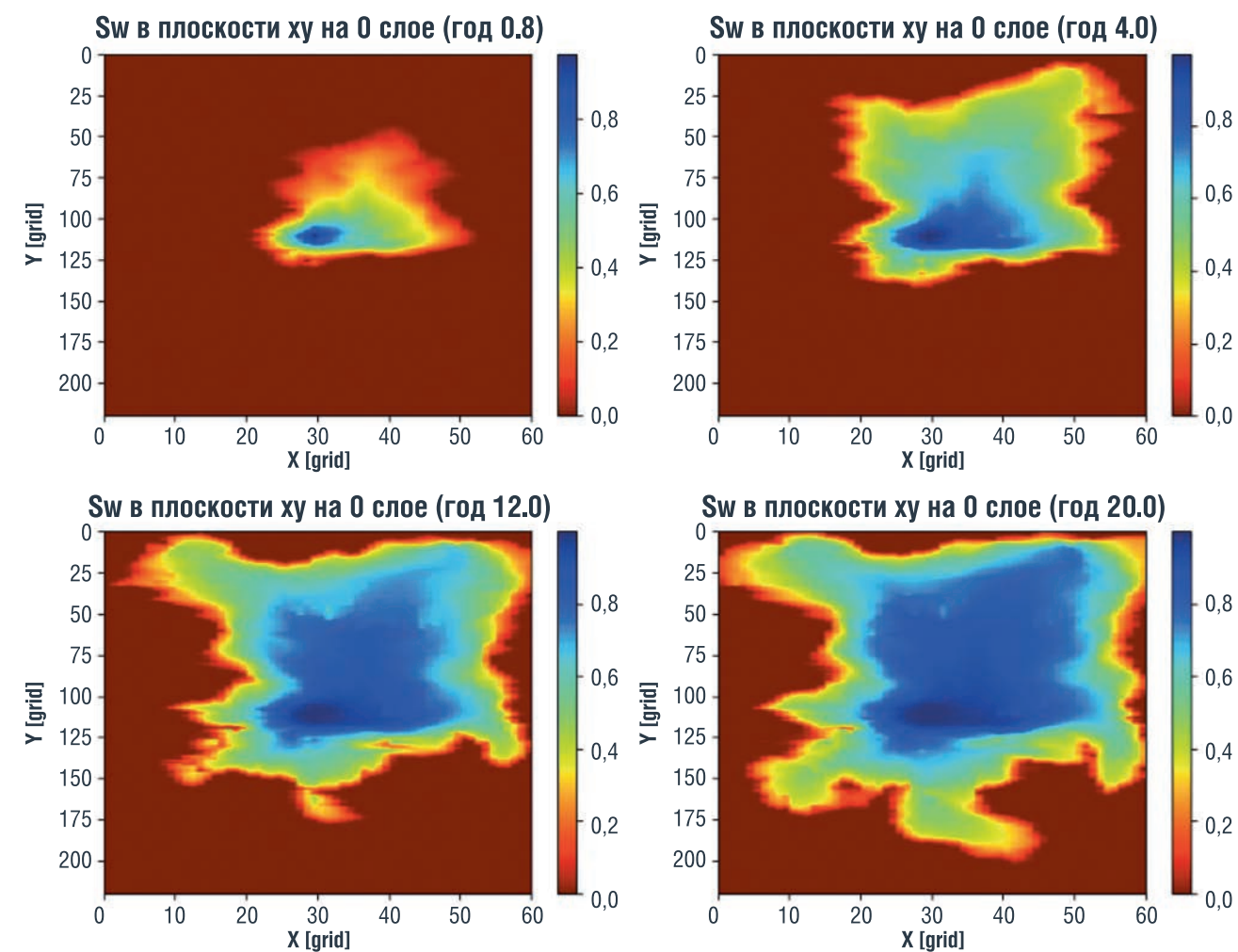
```
# coordinates x, y, z
locs = np.array([[1, 60, 1, 60, 30],
                 [1, 1, 220, 220, 111],
                 [1, 1, 1, 1, 1]])

types = np.full(5, "bhp")
values = np.array([200, 200, 200, 200, 500])*barsa()
radii = np.full(5, .125)*meter()
skins = np.full(5, 0)
directions = np.full(5, None)
phases = np.array([[0,1], [0,1], [0,1], [0,1], [1,0]])

# Put into dictionary
well = dict({"cellx_loc": locs[0:],
            "celly_loc": locs[1:],
            "cellz_loc": locs[2:],
            "type": types,
            "value": values,
            "phase": phases,
            "radius": radii,
            "skin": skins,
            "direction": directions})
```

Моделируем заводнение от нагнетательной скважины, находящейся в центре, к добывающим в течение 20 лет. Компилируем и запускаем симулятор.

РИСУНОК 1. Визуализация значений водонасыщенности



```
# Compile simulator
pymrst.model_input(model, fluid, well, bc_front,
bc_back, bc_left, bc_right, numSteps, totTime,
steps)
# Run simulation Takes 5 minutes to complete
pymrst.oilwater_2phase()
```

В журнале будет отображаться ход выполнения моделирования.

Чтобы посмотреть на ход водонасыщения в первом слое нашего пласта за 4 временных шага – t=(2,10,30,50), необходимо запустить следующий блок.

```
from pymrst_units import *

# Specify dimension
nlayer = model["nlayer"]
dimension = (60,220,nlayer)
# Plane and layer number
plane, position = "xy", 0
numSteps, totTime = 50, 20*365 # day
steps = [2, 10, 30, 50]

# Plot Sw for every timestep
plt.figure(figsize=(10,8))
for i in range(len(steps)):
    directory = "/content/result_oilwater_2phase/"
    filename = "Sw{}.mat".format(steps[i])
    # Get cell data
    cube = pymrst.getCellData(directory, filename,
dimension=dimension)

    # Plot for every timestep
    days = totTime / numSteps * steps[i]
    years = days * day() / year()

    plt.subplot(2,2,i+1)
    pymrst.plotCellData(cube, plane, position,
cmap="jet_r")
    plt.title("Sw on {} Plane at Slice {} (Year {:.1f}
format(plane, position, years),
size=15, pad=15)

plt.tight_layout()
plt.show()
```

Это позволит увидеть, как распределяется вода от нагнетательной скважины к добывающим. Пользователь может добавить блоки для визуализации обводненности по каждой скважине, дебита и накопленной добычи.

Данные были изменены, чтобы они соответствовали реальному месторождению Р., моделирование заводнения проводили на 20 лет. Результаты представлены на рис. 1–4.

Модуль «Оптимизация размещения скважин с помощью PyMRST»

Первые шаги такие же: пользователю необходимо настроить PyMRST в Colab, построить пласт, установить расположение скважин и выбрать временной шаг. Далее нужно выгрузить эти данные.

РИСУНОК 2. Обводненность продукции по скважинам

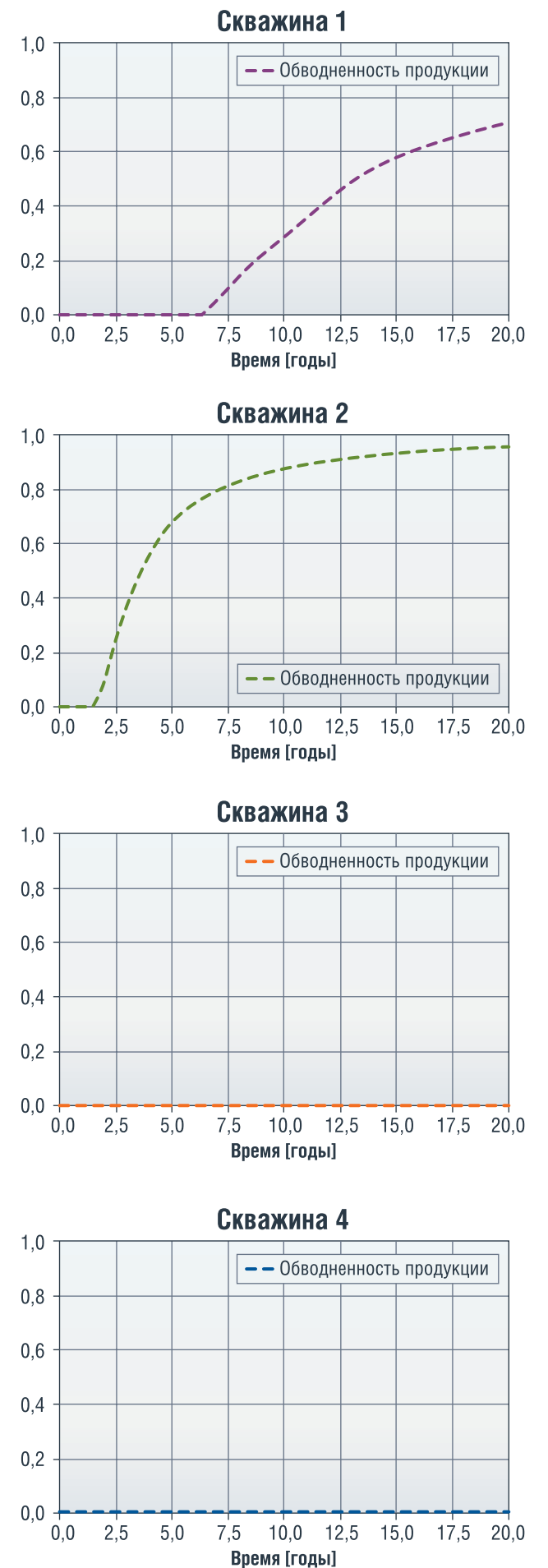


РИСУНОК 3. Дебит нефти и воды в течение 20 лет

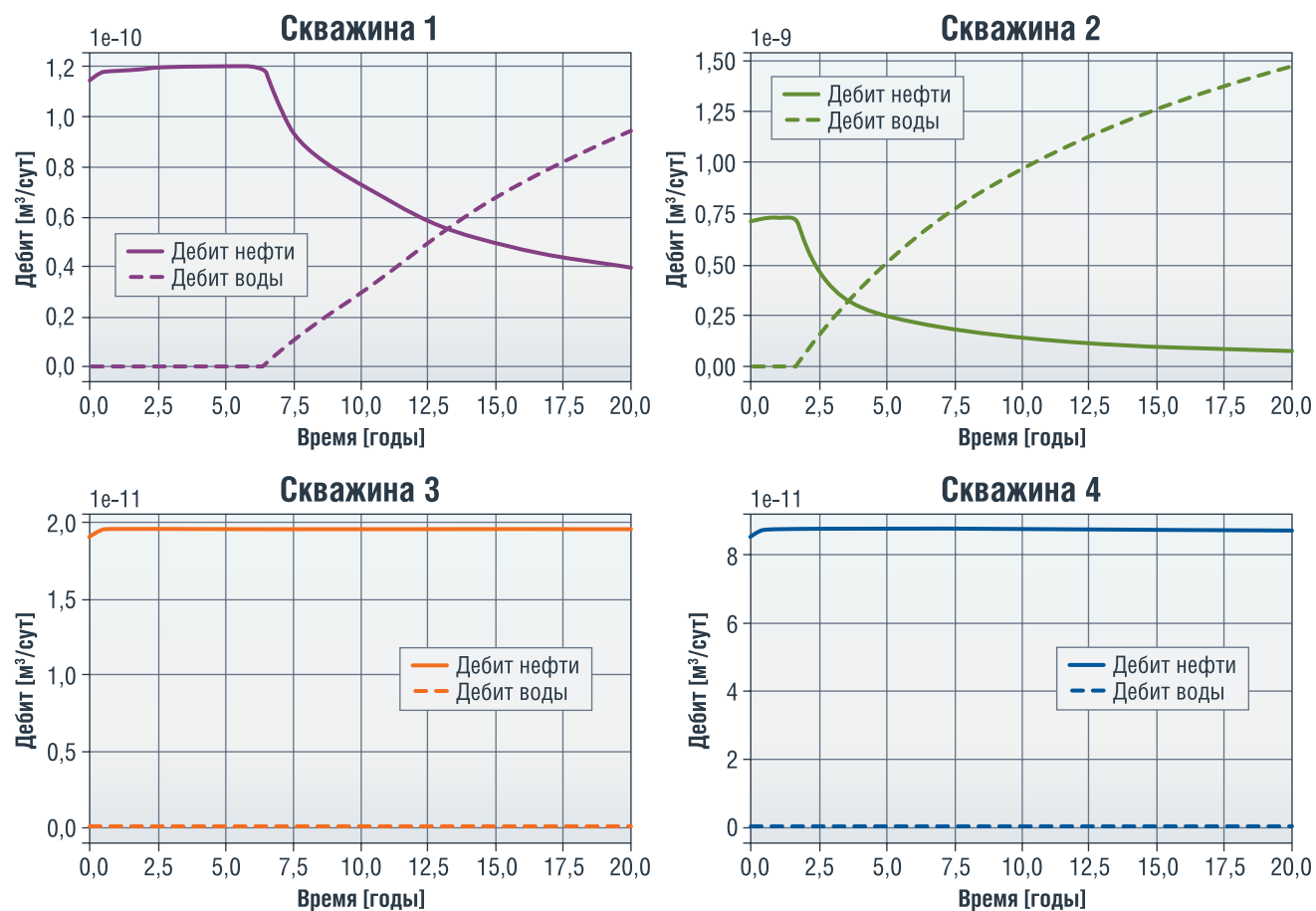
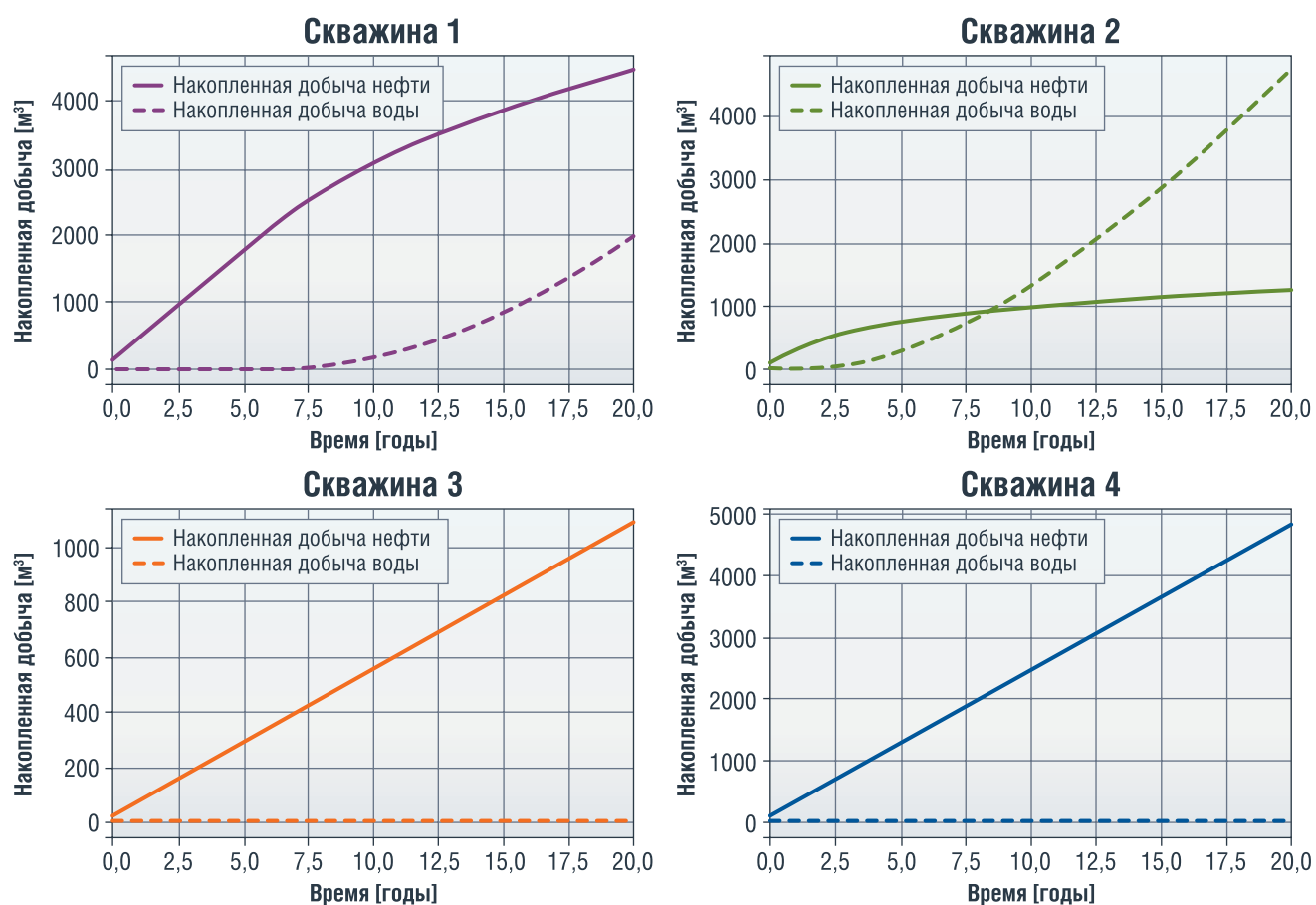


РИСУНОК 4. Накопленная добыча нефти и воды за 10 лет

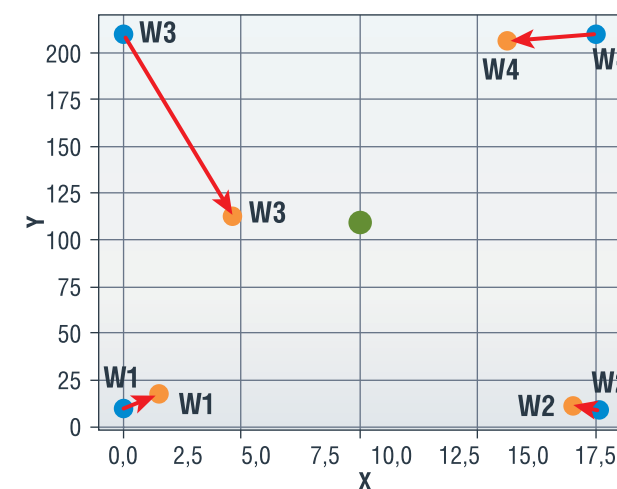


Следующий блок округляет координаты 4-х скважин, задает входные данные для симуляции и запускает ее. После чего возвращает значение N_p – накопленной добычи за выбранный пользователем период времени.

```
def objective(x1, y1, x2, y2, x3, y3, x4, y4):
    """
    Objective function
    """
    # Round the number given by the optimizer
    x1, y1, x2, y2 = np.round(x1), np.round(y1),
    np.round(x2), np.round(y2)
    x3, y3, x4, y4 = np.round(x3), np.round(y3),
    np.round(x4), np.round(y4)
    # Define well coordinates
    locs = np.array([[x1, x2, x3, x4, 30],
                    [y1, y2, y3, y4, 111],
                    [1, 1, 1, 1, 1]])
    well = dict({"cellx_loc": locs[0,:],
                "celly_loc": locs[1,:],
                "cellz_loc": locs[2,:],
                "type": types,
                "value": values,
                "phase": phases,
                "radius": radii,
                "skin": skins,
                "direction": directions})
    pymrst.model_input(model, fluid, well, bc_front,
                      bc_back, bc_left, bc_right,
                      numSteps, totTime, steps)
    # run simulation
    pymrst.run_simulation()
    # Get  $N_p$  from txt
     $N_p$  = np.loadtxt('/content/result_
oilwater_2phase/ $N_p$ .txt').item()
    return  $N_p$ 
```

Далее необходимо задать границы, в пределах которых будет поиск нового расположения скважин. После запуска симулятора в журнале, в виде таблицы, будут выводиться данные с новыми расположениями скважин и накопленной добычей нефти за установленный период моделирования.

РИСУНОК 5. Оптимизация расположения скважин



Зеленой точкой отмечена нагнетательная скважина, синими – первоначальное положение добывающих скважин, желтыми – предложенное расположение добывающих скважин

```
pymrst.optimize(objective, pbounds)
```

Новые координаты пользователю необходимо задать самому, в соответствии с теми, которые предложит симулятор. Это необходимо для визуализации нового расположения скважин.

```
import matplotlib.pyplot as plt
# Data
x = [10, 50, 10, 50]
y = [10, 10, 210, 210]
x1 = [12.92, 48.13, 19.17, 42.52]
y1 = [16.87, 11.29, 112.8, 206.2]
plt.figure(figsize=(4,4))
# Scatter plot for the first set of points
plt.scatter(x, y)

# Scatter plot for the second set of points
plt.scatter(x1, y1)
plt.scatter(30, 110)
# Annotate points for the first set
texts = ["W1", "W2", "W3", "W4"]
for i, txt in enumerate(texts):
    plt.text(x[i], y[i], txt, fontsize=12)

# Annotate points for the second set
for i, txt in enumerate(texts):
    plt.text(x1[i], y1[i], txt, fontsize=12)
# Draw arrows
for i in range(len(x)):
    plt.arrow(x[i], y[i], x1[i] - x[i], y1[i] - y[i],
              color='red', head_width=2, length_includes_
              head=True)
# Add labels
plt.xlabel('X')
plt.ylabel('Y')
plt.title('Оптимизация расположения скважин')
plt.grid()
# Show plot
plt.show()
```

Визуализируем распределение водонасыщенности при новом расположении скважин.

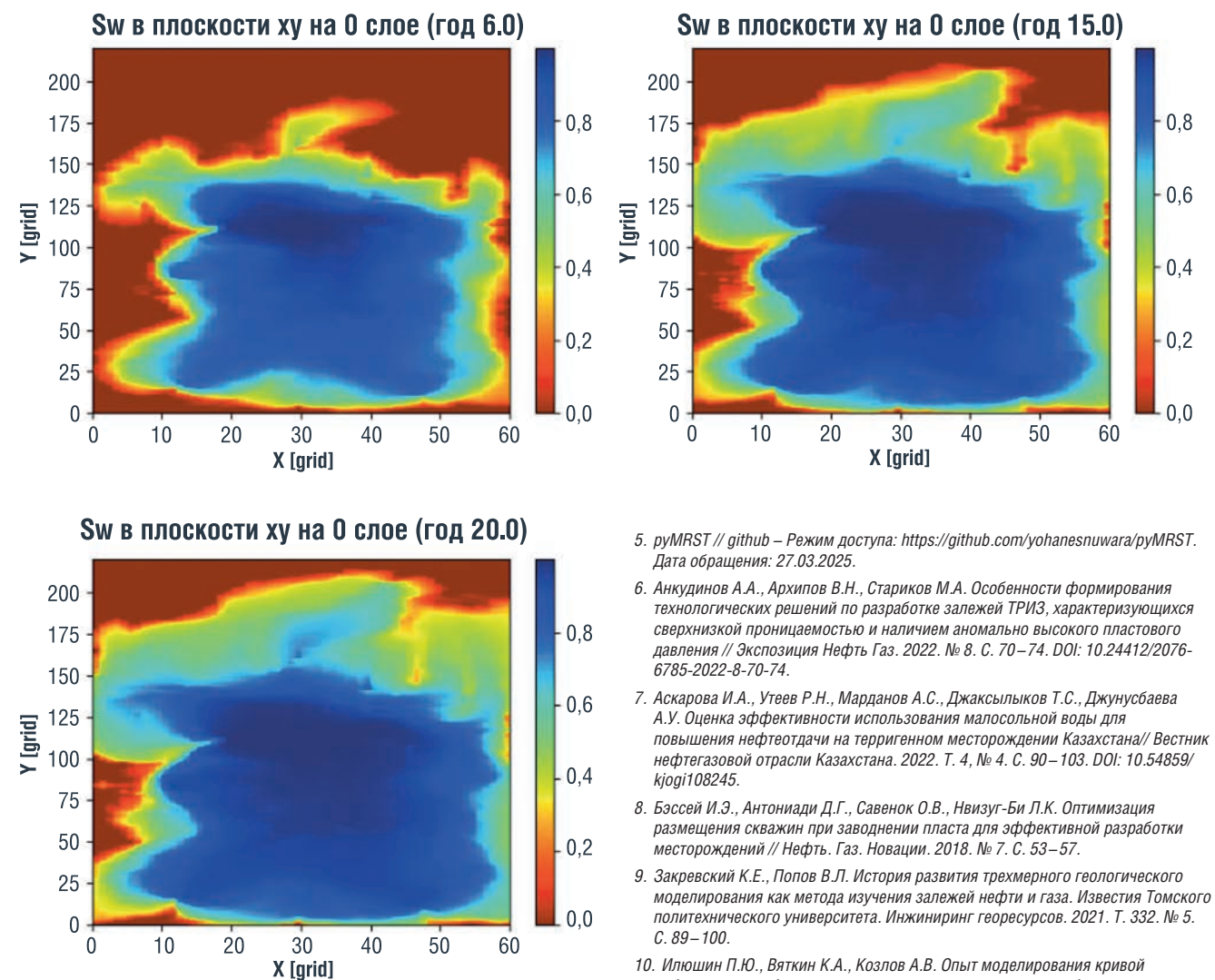
Пользователь может добавить блоки для визуализации обводненности по скважинам, дебитов нефти и воды, накопленной добычи.

Заключение

В данной работе показана эффективность использования библиотеки PyMRST для моделирования фильтрационных процессов в нефтяных коллекторах. Рассмотрены модули и алгоритмы их изменения для реализации процесса заводнения и оптимизации размещения скважин. Дополнительно были рассмотрены механизмы коррекции геологических параметров модели, учет физико-химических свойств.

В ходе работы было реализовано численное моделирование заводнения, а также проведена оптимизация размещения добывающих скважин. Применение методов оптимизации в сочетании с численным моделированием позволяет подобрать

РИСУНОК 6. Визуализация значений водонасыщенности при новой расстановке скважин



более эффективное расположение скважин, что способствует увеличению коэффициента извлечения нефти.

Использование PyMRST в среде Google Colab делает процесс моделирования доступным и гибким, позволяя проводить расчеты без необходимости установки специализированного программного обеспечения. Таким образом, применение методов численного моделирования на основе PyMRST может быть полезным как для научных исследований в области гидродинамики пласта, так и для инженерных расчетов, направленных на повышение эффективности разработки углеводородных месторождений. ●

Литература

1. Lie K.A. An Introduction to Reservoir Simulation Using MATLAB/GNU Octave: User Guide for the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST). Cambridge University Press, 2019. – Режим доступа: www.cambridge.org/9781108492430. Дата обращения: 27.03.2025.
2. Lie K.A., Møyner O. Advanced Modelling with the MATLAB Reservoir Simulation Toolbox. Cambridge University Press, September 2021, ISBN 9781009019781.
3. Møyner O., & Lie K.A. The MATLAB Reservoir Simulation Toolbox (MRST) – A Modern Software Framework for Reservoir Simulation. SPE Journal (2016).
4. Nassan T. H., Amro M. Finite Element Simulation of Multiphase Flow in Oil Reservoirs – Comsol Multiphysics as Fast Prototyping Tool in Reservoir Simulation// Mining Science and Technology (Russia). 2019. Vol. 4. No. 3. P. 220–226. DOI: 10.17073/2500-0632-2019-3-220-226.
5. pyMRST // github – Режим доступа: <https://github.com/yohanesnuwara/pyMRST>. Дата обращения: 27.03.2025.
6. Анкудинов А.А., Архипов В.Н., Стариков М.А. Особенности формирования технологических решений по разработке залежей ТРИЗ, характеризующихся сверхнизкой проницаемостью и наличием аномально высокого пластового давления // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 70–74. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-8-70-74.
7. Аскарова И.А., Утеев Р.Н., Марданов А.С., Джаксылыков Т.С., Джунусбаева А.У. Оценка эффективности использования малосольной воды для повышения нефтеотдачи на терригенном месторождении Казахстана// Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4, № 4. С. 90–103. DOI: 10.54859/kjog108245.
8. Бэссей И.Э., Антониади Д.Г., Савенок О.В., Нвизуг-Би Л.К. Оптимизация размещения скважин при заводнении пласта для эффективной разработки месторождений // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 7. С. 53–57.
9. Закревский К.Е., Попов В.Л. История развития трехмерного геологического моделирования как метода изучения залежей нефти и газа. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2021. Т. 332. № 5. С. 89–100.
10. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Опыт моделирования кривой образования асфальтенов и снижения интенсивности их образования путем оптимизации технологии добычи нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2024. – Т. 335, № 4. – С. 7–13. DOI: 10.18799/24131830/2024/4/4396.
11. Ковалев А.Л., Корчажина И.Ю., Савченко Н.В., Фомин Е.Л., Шеберстов Е.В., Кузовков А.А. Применение симулятора tNavigator для оценки влияния засоления пласта на разработку нефтегазоконденсатного месторождения // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2017. № 2 (30). С. 14–23.
12. Лушпеев В.А., Ровник Н.А., Тананыхин Д.С., Шпуров И.В. Определение эффективности технологий ограничения газопитока при моделировании разработки нефтяных оторочек с помощью пакета tNavigator // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 7. – С. 87–98.
13. Меренков М.Г., Никоноров Р.О., Рутелевская Ю.Д., Рагозина М.А. Нефтегазовая отрасль России. Проблемы и пути их решения // Актуальные проблемы авиации и космонавтики – 2017. Том 3. С. 66–68.
14. Плиткина Ю.А. Повышение эффективности системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 3. С. 66–78. DOI: 10.31660/0445-0108-2021-3-63-78.
15. Пятибратов П.В., Заммам М. Прогнозирование показателей разработки нефтяного месторождения на основе CRM и сравнение с результатами трехмерного гидродинамического моделирования // Нефтепромысловое дело. 2022. № 5 (641). С. 16–24. DOI: 10.33285/0207-2351-2022-5(641)-16-24.
16. Пятибратов П.В., Шайхлисламова Э.Р., Тимофеева В.Н., Аубакиров А.Р. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений: практические занятия с применением программного обеспечения Petrel, Eclipse Schlumberger. Учебное пособие, 2022.
17. Языков А.В., Колбиков С.В., Шаднчиев Н.А., Любимова О.В., Ибадуллаев П.Г. Геолого-технологические вызовы и опыт разработки трудноизвлекаемых запасов // Георесурсы. 2024. Т. 26. № 3. С. 7–12.

KEYWORDS: reservoir simulation, waterflooding, oil displacement, software, open-source code, optimization.

Бизнес-платформа Polymatica ERM

Автоматизация планирования и бюджетирования



ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДА

при разработке подземного хранилища газа

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ОЦЕНКЕ ПАРАМЕТРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РЕЖИМА, ИЗМЕНЕНИЯ СКОРОСТЕЙ И ДАВЛЕНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВЕЛИЧИНЫ ГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ДЛЯ МОДЕЛИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ ДОБЫЧИ. ДВИЖЕНИЕ ОТБИРАЕМОГО ИЗ ХРАНИЛИЩА ГАЗА МОЖЕТ БЫТЬ ОСЛОЖНЕНО ОБРАЗОВАНИЕМ ГИДРАТНЫХ ПРОБОК В ТРУБОПРОВОДЕ. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ ПОМОГАЕТ ДОКАЗАТЬ НАЛИЧИЕ НЕГАТИВНОГО ВЛИЯНИЯ ПОСЛЕДСТВИЙ УМЕНЬШЕНИЯ ДИАМЕТРА ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ НА НАДЕЖНОСТЬ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЪЕКТА ХРАНЕНИЯ ГАЗА

THIS ARTICLE DISCUSSES THE USE OF COMPUTER MODELING IN THE PROCESS OF CREATING A MODEL OF AN UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITY AT THE FINAL STAGE OF PRODUCTION. THE MOVEMENT OF GAS TAKEN FROM THE STORAGE FACILITY CAN BE COMPLICATED BY THE FORMATION OF HYDRATE PLUGS IN THE PIPELINE. MODELING OF HYDRATE FORMATION PROCESSES HELPS TO PROVE THE PRESENCE OF A NEGATIVE FUSION OF THE CONSEQUENCES OF A DECREASE IN THE CROSS-SECTIONAL DIAMETER ON THE RELIABILITY OF THE GAS STORAGE FACILITY

Ключевые слова: моделирование, гидраты, гидратообразование, подземное хранение газа, отложения, ламинарный и турбулентный режимы движения газа.



**Семиткина
Екатерина Владимировна**
доцент кафедры Проектирование
и эксплуатация магистральных
газонефтепроводов,
ФГБОУ ВО Ухтинский
государственный технический
университет,
доцент, к.т.н.



**Черноусов
Святослав Георгиевич**
магистрант 2 курса группы
НГД-НГГ-230-М,
ФГБОУ ВО Ухтинский
государственный технический
университет



**Шаругин
Валерий Михайлович**
профессор кафедры
Проектирование и эксплуатация
магистральных газонефтепроводов,
ФГБОУ ВО Ухтинский
государственный технический
университет,
старший научный сотрудник, д.т.н.

Проблематика создания моделей подземных хранилищ газа является актуальной в настоящее время по причине необходимости резервирования значительных объемов природного газа. Данное явление может быть обусловлено как сложностями экспортных поставок полезных ископаемых, так и технологическими особенностями работы единой газотранспортной системы. В последнем случае прежде всего стоит отметить необходимость покрытия разного рода неравномерностей в потреблении природного газа (сезонных, суточных, производственных), а также способы решения поставленной задачи.

Как правило, подземные хранилища газа (ПХГ) обустривают на базе уже известных месторождений на завершающей стадии добычи, что обусловлено наличием герметичного резервуара, минимальной инфраструктуры и геологической информации о породе-коллекторе.

Обустройство газохранилищ на базе действующих месторождений в обязательном порядке должно сопровождаться проверкой пригодности скважин, технологических трубопроводов и иного оборудования к дальнейшей эксплуатации. Согласно действующей программе подготовки наибольший интерес представляют трубопроводы и возможные осложнения их эксплуатации, поэтому далее будем рассматривать проблему образования газогидратов и их влияние на работоспособность ПХГ.

Явление наличия отложений гидратов в трубопроводах обуславливается совокупностью множества факторов:

- наличие частичек воды в отбираемом из хранилища газе;
- снижение температуры потока газовой смеси ниже температуры образования гидратов;
- значительная шероховатость внутренней стенки трубопровода (наличие благоприятных условий для фиксации молекул гидратов на стенке трубы).

Остановимся подробнее на проблематике отложения газовых гидратов при перекачке газа по трубопроводам. Как уже отмечалось выше, возникновению этого процесса способствует наличие в потоке газа частичек воды и низкая температура перекачки. В процессе отложения газогидратов в трубопроводе формируется пробка, препятствующая свободному течению газа. Препграда, возникшая на пути следования газовой смеси, оказывает существенное влияние на скорость течения газа и, как следствие, на режим течения. При рассмотрении гидратных пробок необходимо помнить о том, что величина отложений может быть различной. Данное обстоятельство необходимо учитывать при моделировании с целью обеспечения наглядности результатов моделирования и более однозначной их интерпретации. В зависимости от скорости течения вязкой текучей среды в круглом трубопроводе различают следующие режимы течения: устойчивое ламинарное, ламинарное с элементами турбулентности, устойчивое турбулентное [1].

Целью данной работы является выявление зависимости изменения параметров транспортировки, таких как скорость и давление газа, на надежность трубопровода.

Оценка влияния величины отложений на производительность перекачки проводилась при помощи компьютерного моделирования в программе Ansys Student.

Моделирование и анализ ламинарного и турбулентного однофазного течения природного газа через участок отложений гидратов различной величины

Целью моделирования является выявление и анализ зависимости между величиной отложений и эффективностью перекачки, а также безопасностью эксплуатации объекта при наличии рассматриваемой проблемы.

Построение модели проводилось путем моделирования потока среды в трубопроводе условным диаметром 1400 мм и отложений, перекрывающих определенную величину сечения потока.

Далее все модели были импортированы в Ansys. Путем выбора раздела Mesh приступаем к генерации конечно-элементной сетки. В качестве размера элементов вводим в графу Element Size размер 0,1 м для точности полученных результатов (рисунок 1).

Данный анализ представляет собой описание течения газа с учетом турбулентности, вызванной непостоянным сечением трубопровода.

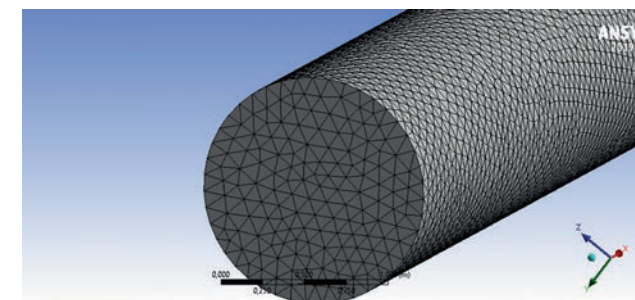
Работа начинается с выбора аналитической системы «Fluid flow (Fluent)» в дереве Ansys Workbench.

С помощью команды Named Selection присваиваем имена-назначения для трех зон модели:

- inlet – вход исследуемого потока газа;
- outlet – выход исследуемого потока газа;
- wall – граница (внутренняя стенка трубопровода и отложений гидратов).

Далее задаем граничные условия. В разделе Models выбираем модель вязкости. В разделе materials для среды fluid выбираем в качестве материала газ метан (methane). В разделе Boundary conditions для зоны inlet задаем выбранную скорость среды 1,7 м/с, задание

РИСУНОК 1. Конечно-элементная сетка модели



давления не имеет смысла, так как в результате расчета давление в начале и в конце трубопровода будет выровнено.

В качестве метода решения выбираем Coupled, что позволит дать эффективное решение для однофазного потока. Для улучшения качества и точности решения в окне Run Calculation выбираем количество итераций равным 1000.

В процессе моделирования были получены графики расчетов скоростей при различных итерациях, представленных в виде плоскости, проходящей через ось трубопровода. На данных графиках представлена динамика изменения вышеуказанных параметров при прохождении потока газа через сужение, в роли которого выступают отложения гидратов.

Результаты калькуляции трех типов моделей, представленных на рисунке 2, позволяют наглядно обнаружить влияние величины отложений на изменение скоростей в потоке газовой смеси.

РИСУНОК 2. Результаты расчета скоростей потока по направлениям X, Y, Z (масштабируемые остатки)

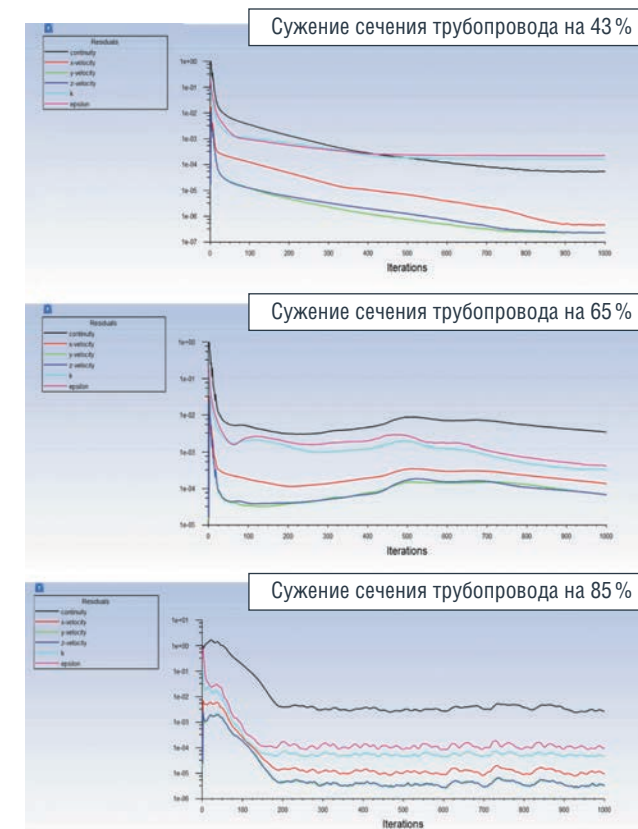


РИСУНОК 3. Контурное отображение скорости потока

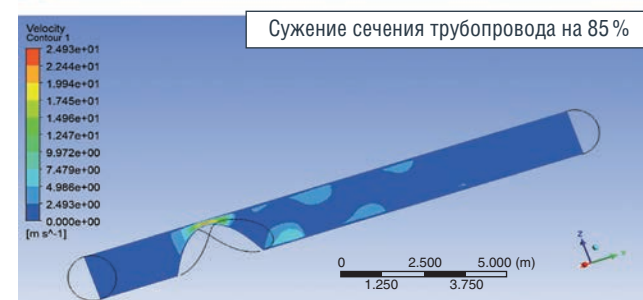
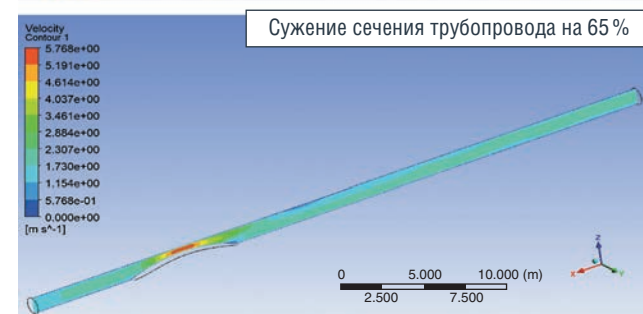
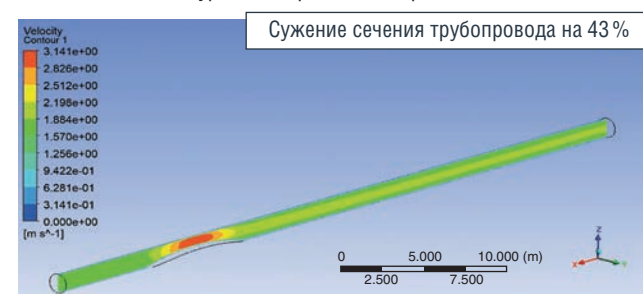


РИСУНОК 5. Объемное отображение скорости потока

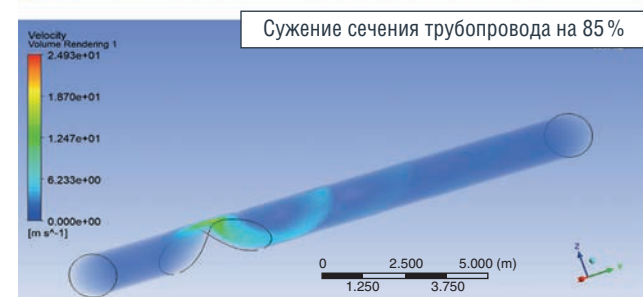
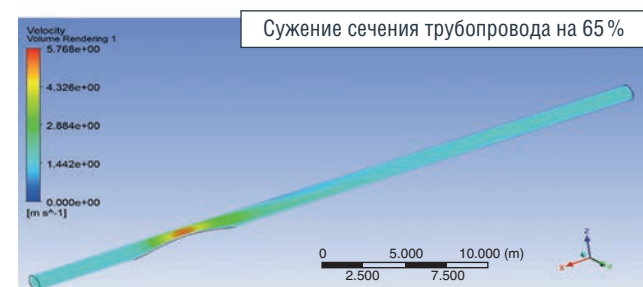
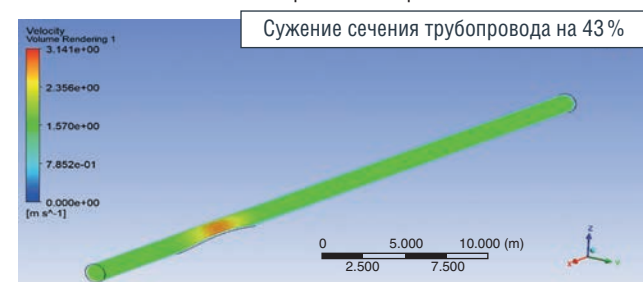
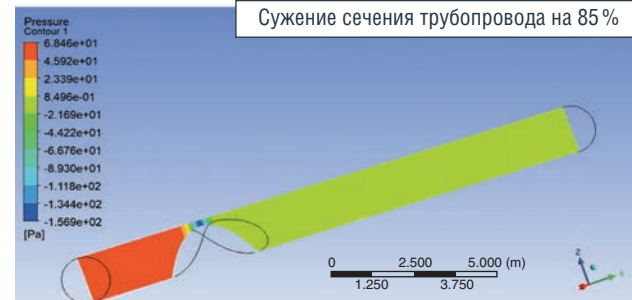
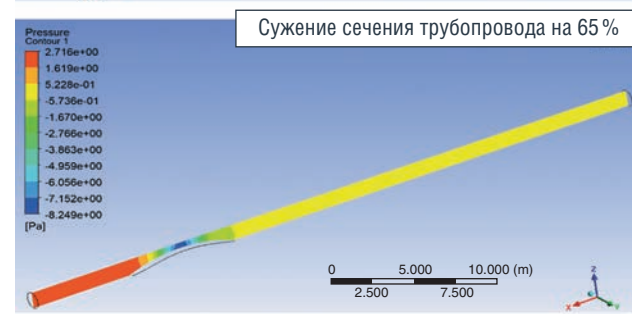
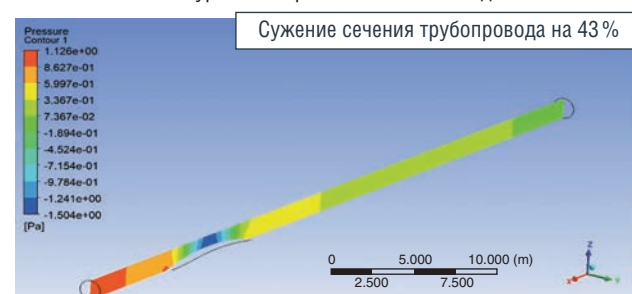


РИСУНОК 4. Контурное отображение изменения давления потока



В случае увеличения количества отложений гидратов внутри трубопровода наблюдается:

- увеличение скорости потока газа в месте уменьшения проходного сечения (согласно уравнению неразрывности);
- изменение траектории течения газовой смеси по причине турбулизации всего потока газа (исходя из поведения кривых k и ϵ , характеризующих общее описание турбулентности с помощью двух транспортных уравнений);
- уменьшение давления в зоне повышения скорости газовой смеси согласно закону Бернулли.

Вышеописанные наблюдения являются достаточно достоверными по причине выполнения большого количества итераций. Другими словами, полученные данные истинны ввиду большого количества повторений циклов расчета и, соответственно, малой погрешности при решении задачи.

К негативным последствиям такого рода явлений следует отнести тот факт, что после прохождения участка с отложениями давление газа восстанавливается не в полной мере. Данное обстоятельство отрицательно сказывается на технологических показателях, например, на дальности перекачки газа. Кроме того, на участке, предшествующем зоне скопления газогидратов, давление повышается, что может приводить к разрушению стенки трубопровода и развитию последующей аварийной ситуации.

РИСУНОК 6. Отображение направления и траектории потока

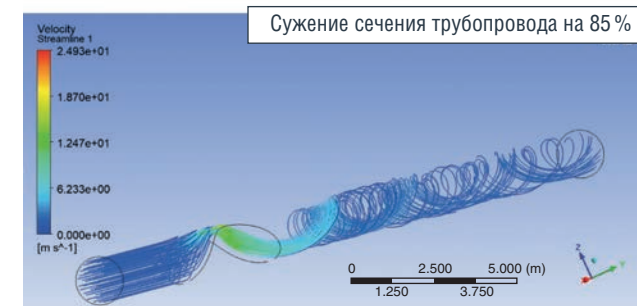
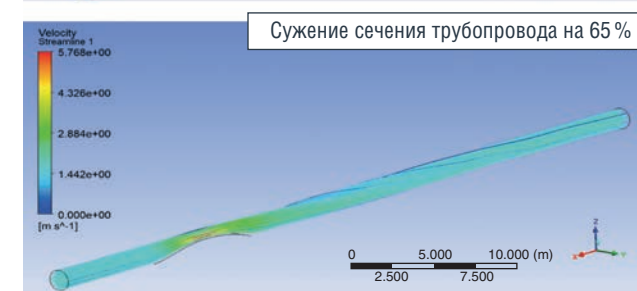
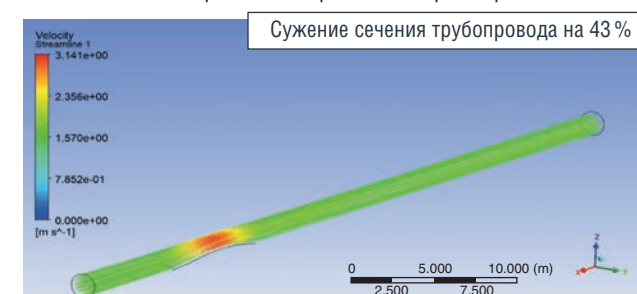


РИСУНОК 7. Задание максимальной высоты отложений гидратов 1170 мм и результаты моделирования потока

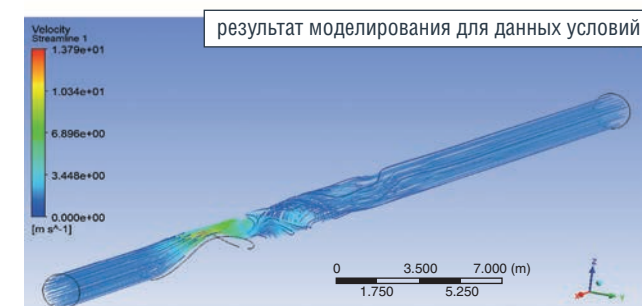
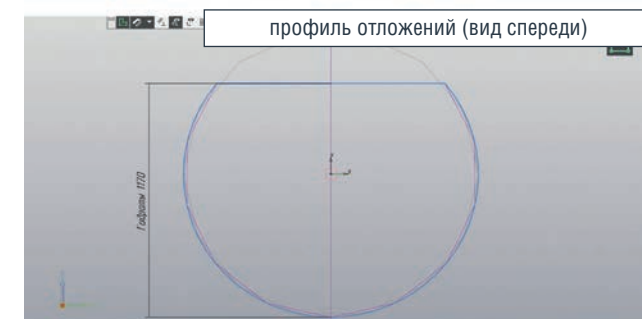
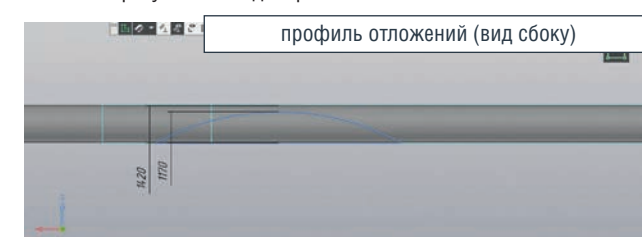
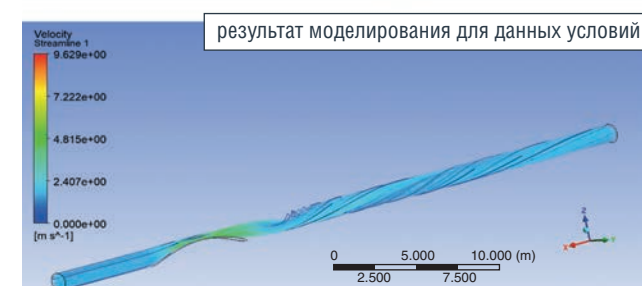
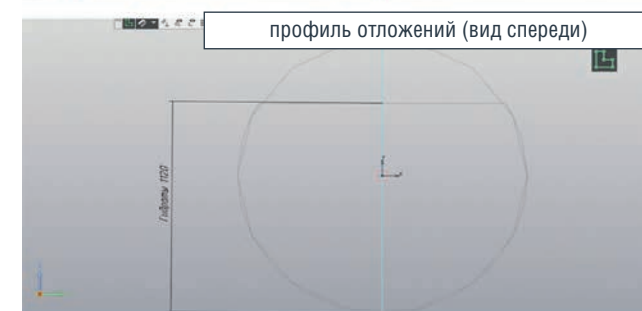
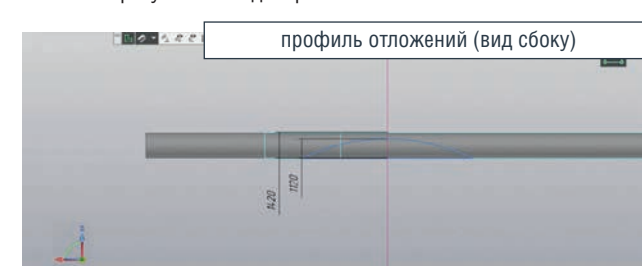


РИСУНОК 8. Задание максимальной высоты отложений гидратов 1120 мм и результаты моделирования потока



Обработка результатов решения

В данной работе были выведены результаты следующих типов:

- *контурное отображение изменения скорости и давления* (рисунки 3, 4). Отображает результаты расчета скорости и давления путем создания дополнительной поверхности в плоскости ZY. Результаты представлены для поверхности проходящей через центр вдоль оси трубопровода.
- *объемное отображение скорости потока* (рисунок 5). Отображает результаты расчета скорости путем создания многочисленных поверхностей перпендикулярно оси и по всей длине трубопровода, благодаря чему получается объемная статичная картина потока.
- *отображение направления и траектории потока с помощью линий* (рисунок 6). Отображает результаты расчета скорости, а также траектории движения потока газа, по всей длине и объему трубопровода.

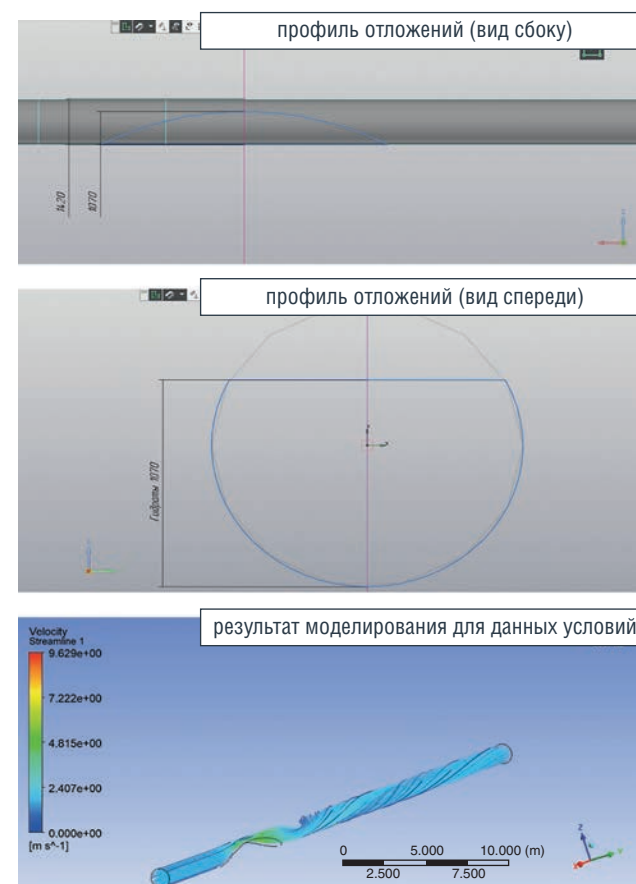
В ходе работы была определена критическая площадь сечения трубопровода, не закрытого отложениями гидратов, при превышении которой поток перейдет из ламинарного в турбулентный режим.

Порядок работы заключался в варьировании размеров закрываемого сечения трубопровода отложениями гидратов в соответствии с таблицей 1. Редактируя уже сформированную модель трубопровода с отложениями гидратов в Компас 3D (рисунки 7а, 7б, 8а, 8б, 9а, 9б, 10а, 10б) и далее задавая граничные условия в Ansys 2019 (Student)

ТАБЛИЦА 1. Соотношение размеров площадей поперечного сечения отложений гидратов в трубопроводе и режима течения природного газа

№ п/п	Максимальная площадь поперечного сечения гидратов, м ²	Площадь проходного сечения, м ²	Максимальная скорость потока, м/с	Режим течения газа после гидратов
1	1,2859	0,7305	13,8	Турбулентный
2	1,2055	0,8109	9,6	Турбулентный
3	1,1525	0,8639	9,6	Турбулентный
4	1,0886	0,9278	6,7	Формирование ламинарного режима

РИСУНОК 9. Задание максимальной высоты отложений гидратов 1070 мм и результаты моделирования потока



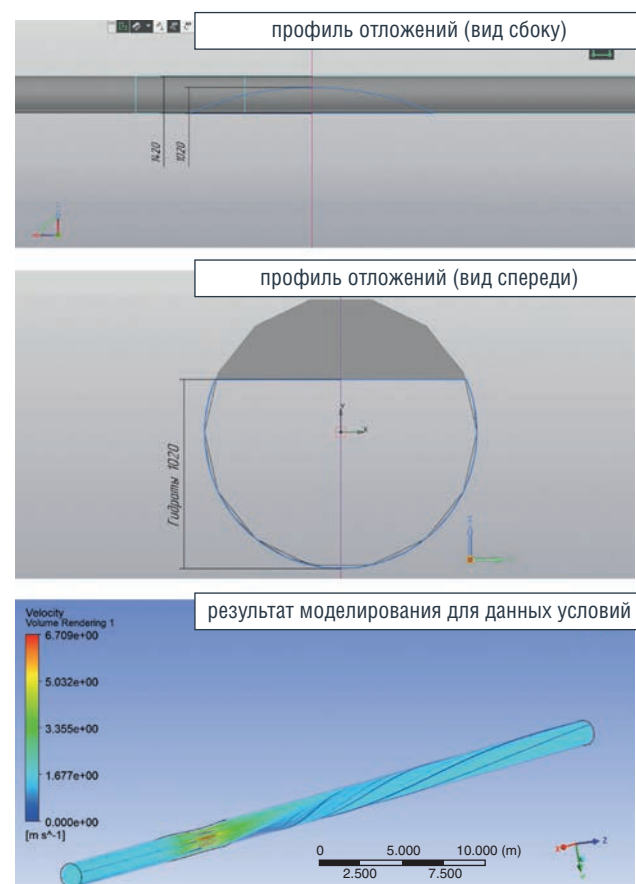
в соответствии с рис. 6, получаем следующие результаты (рисунки 7в, 8в, 9в, 10в).

Таким образом, была определена граница перехода потока природного газа в трубопроводе от ламинарного в турбулентный режим при прохождении через сечение, образовавшееся в результате формирования отложений гидратов.

Вывод

- При увеличении толщины отложений в сечении трубопровода в зоне сужения и далее по направлению потока скорость течения газа увеличивается. Как видно из графиков, представленных на рисунке 2, при значительном сужении скорости течения газа может увеличиться в десятки раз, что приводит к завихрениям потока в трубопроводе. Данный факт позволяет нам сделать вывод о том, что при наличии явления турбулизации часть энергии будет теряться, что негативно отразится на величине напора и, следовательно, на эффективности перекачки.
- Давление в зоне сужения также падает пропорционально уменьшению сечения трубопровода,

РИСУНОК 10. Задание максимальной высоты отложений гидратов 1020 мм и результаты моделирования потока



также оно снижается после прохождения места гидратообразования. Данный факт свидетельствует о снижении производительности конкретного трубопровода в частности, а также подземного хранилища в целом. Также следует принять во внимание и то, что давление газа до сужения повышается. Повышенное давление на стенке трубопровода негативно сказывается на его прочностных характеристиках и может привести к возникновению аварийных ситуаций. ●

Литература

1. ГОСТ Р 53239-2008: Хранилища природных газов подземные. Правила мониторинга при создании и эксплуатации [Электронный ресурс] // Словарь-справочник терминов нормативно-технической документации. – Режим доступа: <https://normative-reference-dictionary.academic.ru/36961>.
2. ГОСТ Р 57817-2017 Подземные хранилища газа. Нормы проектирования URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200157212>.
3. Хвалин А.Л. Моделирование турбулентного режима течения газа // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Физика. 2022. Т. 22, вып. 4. С. 320–327. <https://doi.org/10.18500/1817-3020-2022-22-4-320-327>, EDN: UVEZON.
4. An Introduction to SOLIDWORKS® Flow Simulation 2024 John E. Mattsson, Ph.D., P.E. 866 с.

KEYWORDS: modeling, hydrates, hydrate formation, underground gas storage, deposits, laminar and turbulent gas flow regimes.

ОБОРУДОВАНИЕ И РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

РАЗРАБОТКА • ИЗГОТОВЛЕНИЕ

- Центробежные, винтовые и поршневые компрессорные установки
- Насосные и компрессорные станции
- Газоперекачивающие и турбодетандерные агрегаты
- Центробежные, винтовые, шестерённые и плунжерные насосы
- Емкостное, теплообменное и колонное оборудование
- Технологические установки в блочно-модульном исполнении

ИНЖИНИРИНГ

- Проектирование объектов добычи, транспорта и переработки нефти, газа и газового конденсата
- Разработка и производство нефтегазового оборудования и технологических установок
- Управление проектами

АО «ГИДРОМАШСЕРВИС» –
объединённая торговая
компания Группы ГМС

Россия, 125252, Москва,
ул. Авиастроителя Микояна, 12

Телефон: +7 (495) 664 81 71
e-mail: hydro@hms.ru

МНОГОЦЕЛЕВАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ВЕРХНИХ СТРОЕНИЙ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ПЛАТФОРМ с применением нечеткой логики

ПРИМЕНЕНИЕ МОРСКИХ СТАЦИОНАРНЫХ ПЛАТФОРМ ЯВЛЯЕТСЯ НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННЫМ СПОСОБОМ ОБУСТРОЙСТВА ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. БОЛЬШИНСТВО ПРОЕКТОВ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ НАХОДЯТСЯ НА ПРЕДЫНВЕСТИЦИОННОЙ СТАДИИ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА. ИСХОДЯ ИЗ ЭТОГО, АКТУАЛЬНОЙ ЗАДАЧЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ И ИНСТРУМЕНТОВ, ПОЗВОЛЯЮЩИХ С УЧЕТОМ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ, ХАРАКТЕРНЫХ ДЛЯ ПРЕДЫНВЕСТИЦИОННОЙ СТАДИИ, ОПРЕДЕЛЯТЬ РАЦИОНАЛЬНЫЙ ВАРИАНТ ВЕРХНЕГО СТРОЕНИЯ МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (ВСП). В РАМКАХ ДАННОЙ РАБОТЫ БЫЛА РАЗРАБОТАНА МЕТОДИКА ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА ВСП НА ОСНОВАНИИ МЕТОДОВ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОГО РАНЖИРОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ. РАЗРАБОТАННАЯ МЕТОДИКА БЫЛА ОФОРМЛЕНА В ВИДЕ КОДА НА ЯЗЫКЕ PYTHON, НА ОСНОВЕ КОТОРОГО БЫЛО РАЗРАБОТАНО WEB-ПРИЛОЖЕНИЕ НА ФРЕЙМВОРКЕ STREAMLIT. РАБОТА ПРИЛОЖЕНИЯ БЫЛА АПРОБИРОВАНА НА ПРИМЕРЕ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ВЫБОРА РАЦИОНАЛЬНОГО ВАРИАНТА ВСП ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЕГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, РАСПОЛОЖЕННОГО НА ШЕЛЬФЕ О. САХАЛИН

THE OFFSHORE FIXED PLATFORMS ARE THE MOST COMMON METHOD OF OFFSHORE FIELD DEVELOPMENT. THE MAJORITY OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELD PROJECTS IN THE RUSSIAN FEDERATION ARE CURRENTLY AT THE PRE-INVESTMENT STAGE OF THE LIFE CYCLE. ON THIS BASIS, THE ACTUAL TASK IS TO DEVELOP ALGORITHMS AND TOOLS THAT ALLOW, TAKING INTO ACCOUNT THE UNCERTAINTIES CHARACTERISTIC OF THE PRE-INVESTMENT STAGE, TO DETERMINE A RATIONAL VARIANT OF THE OFFSHORE PLATFORM TOPSIDE STRUCTURE. WITHIN THE FRAMEWORK OF THIS WORK, A METHODOLOGY FOR SELECTING A RATIONAL OPTION OF THE TOPSIDE WAS DEVELOPED ON THE BASIS OF MULTI-CRITERIA RANKING METHODS WITH THE USE OF FUZZY LOGIC. THE DEVELOPED METHODOLOGY WAS FORMALIZED IN THE FORM OF CODE IN PYTHON LANGUAGE, BASED ON WHICH A WEB-APPLICATION ON STREAMLIT FRAMEWORK WAS DEVELOPED. THE WORK OF THE APPLICATION WAS TESTED ON THE EXAMPLE OF SOLVING THE PROBLEM OF SELECTING A RATIONAL OPTION OF THE TOPSIDE FOR THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELD, LOCATED ON THE SHELF OF SAKHALIN ISLAND

Ключевые слова: верхнее строение, морское нефтегазопромысловое сооружение, предынвестиционное проектирование, многокритериальное ранжирование, многоцелевая оптимизация, метод порядка предпочтения по сходству с идеальным решением, нечеткая логика.

Каменский Глеб Андреевич
аспирант

Богатырева Елена Викторовна
заведующий кафедрой освоения
морских нефтегазовых
месторождений, к.т.н.

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

В Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года отмечается, что освоение новых регионов и шельфа будет способствовать поддержанию добычи углеводородов на целевом уровне. Прогнозируется активное использование искусственного интеллекта, а также внедрение инновационных продуктов и передовых цифровых решений для задач отрасли [13].

Анализ данных Государственного реестра участков недр и лицензий Федерального государственного бюджетного учреждения «Российский федеральный геологический фонд» (далее – ФГБУ «Росгеолфонд») [10] показал, что на сегодняшний день подавляющее большинство проектов морской нефтегазодобычи находятся на предынвестиционных стадиях жизненного цикла.

УДК 629.563

РИСУНОК 1. Статистика лицензионных участков на шельфе Российской Федерации



Для предынвестиционной фазы морских нефтегазовых проектов характерной особенностью является наличие значительного количества неопределенностей (геологических, макроэкономических, инфраструктурных и т.п.), что существенно усложняет задачу принятия управленческих решений.

Перечисленные выше факторы определяют актуальность вопросов предынвестиционного проектирования обустройства морских нефтегазовых месторождений.

Наиболее распространенным типом обустройства морских месторождений на шельфе Российской Федерации является надводный тип [7] с применением морских стационарных платформ различного функционального назначения. Верхнее строение является ключевым элементом морской платформы, т.к. оно отвечает за выполнение функций, возложенных на сооружение в рамках работ по эксплуатации месторождения, и, как следствие, влияет на облик всего нефтегазового промысла [4].

Верхнее строение морской нефтегазопромысловой платформы (ВСП) является сложным инженерным сооружением, на конечный вид которого влияет огромное количество факторов как природного, так и искусственного характера. В связи с этим для решения задачи выбора рационального варианта верхнего строения на ранних стадиях жизненного цикла проекта характерно наличие большого количества промежуточных целей и вариантов их достижения. Определение наилучшего решения по множеству критериев в условиях неопределенности является задачей многоцелевой оптимизации, решение которой связано с применением методов многокритериального ранжирования [11].

Повышение скорости и качества принятия решений возможно за счет внедрения в проектную деятельность инструментов цифрового инжиниринга, в частности – информационных систем поддержки принятия решений. Внедрение данных систем позволяет снизить субъективность за счет формализации процедуры выбора, что в конечном счете позволяет снизить вероятность ошибок при принятии управленческих решений и позитивно сказывается на экономической эффективности проектов. В [13] отмечается, что в комплекс первоочередных мер по решению задачи цифровой трансформации топливно-энергетического

комплекса Российской Федерации входит создание условий для перехода на принцип управления и принятия решений на основе больших данных, использования цифрового мониторинга, оценки и прогнозирования состояний и процессов. Также в перечне технологий, оборудования, материалов и специализированного программного обеспечения, требующего создания или локализации на территории Российской Федерации до 2050 года [13], отмечена потребность в рекомендательных системах и инструментах интеллектуальной поддержки принятия решений.

В связи с вышесказанным была определена следующая цель исследования: разработать инструмент поддержки принятия решения по выбору рационального варианта верхнего строения морской нефтегазопромысловой платформы в условиях неопределенностей предынвестиционной стадии, основанный на методах многокритериального ранжирования.

Задачи исследования:

- определить перечень критериев для сравнения альтернатив верхних строений морских платформ;
- предложить метод многокритериального ранжирования, позволяющий учитывать неопределенности, характерные для предынвестиционных стадий;
- реализовать предложенный алгоритм в виде web-приложения;
- провести апробирование предложенного подхода и приложения на примере.

Критерии сравнения альтернатив верхних строений морских нефтегазопромысловых платформ

За выполнение возложенных на морскую платформу функций в рамках схемы освоения месторождения отвечает верхнее строение. Оно располагается на опорной части платформы и включает несущие строительные конструкции, надстройки, оборудование для бурения и (или) эксплуатации скважин, вспомогательное оборудование, системы и устройства, обеспечивающие функционирование сооружения по его назначению [1]. Важно отметить, что, по данным Rystad

Energy AS, в 78,5% оффшорных проектов стоимость ВСП превышает стоимость опорного основания [5, 15]. На стоимость ВСП напрямую влияет то, насколько тщательно анализировались возможные концепции обустройства и проводилось их технико-экономическое сравнение [4].

В [2] автором отмечается, что в процессе проектирования морское нефтегазопромысловое сооружение необходимо рассматривать как большую, динамическую, управляемую и целенаправленную систему, функционирующую в составе системы более высокого уровня – МНГМ (морское нефтегазовое месторождение), и существующую в рамках жизненного цикла месторождения [2]. Под понятием «проектирование» понимается совокупность действий по подготовке, выбору и принятию инженерных решений в пространстве жизненного цикла. Оптимальное проектирование автором определяется как целенаправленное вмешательство в систему при оптимальном расходовании ресурсов, времени, средств и т.д. [2]. В работе в явном виде сформулирован подход к принятию проектных решений в многокритериальной постановке задачи: на первом этапе формируются возможные альтернативные варианты, область вариантов сужается до множества неуплучшаемых альтернатив посредством многокритериальной оптимизации, и далее на основе правил выбора ЛПР принимает окончательное решение [2].

Исходя из этого, проектирование верхних строений морских платформ на предынвестиционной стадии можно определить как совокупность процессов рассмотрения возможных альтернативных вариантов, их технико-экономической оценки и принятия обоснованного решения по выбору наиболее рационального варианта для последующей реализации.

В вопросе сравнения альтернатив важнейшим аспектом является правильный выбор критериев. Критерии являются способом выражения различий при оценке альтернатив с точки зрения лица, принимающего решения [9]. В [9] коллективом автором сформулированы основные требования к набору критериев, наиболее важными из которых, по мнению авторов данного исследования, являются:

- **Полнота:** набор критериев должен охватывать все важнейшие аспекты проблемы. Если попытаться рассмотреть идеальную меру полноты, то набор из n критериев является полным, если, зная значение n -мерного критерия общей цели, ЛПР получает полное представление о степени достижения общей цели. Невозможно численно оценить полноту набора критериев, но группа проекта должна стремиться к максимальному учету всех факторов влияния на решаемую задачу [9].
- **Действенность:** критерии должны быть понятны группе проекта, а также должны соответствовать решаемой задаче [9].
- **Минимальная размерность:** набор критериев должен быть настолько небольшим, насколько это возможно. Увеличение количества критериев позволяет выполнить более глубокий анализ, однако значительно усложняет процедуру анализа и в конечном итоге может привести к ошибочности и несогласованности результатов [9].

Введем еще одно пожелание к набору критериев: исчислимость. По мнению коллектива авторов,

данный критерий позволяет снизить субъективность принимаемых решений при выполнении сравнительного анализа альтернатив, которая, например, свойственна для методов экспертных оценок, широко распространенных для решения задач принятия решений в условиях неопределенности. Потребность в стремлении к сравнению по численным характеристикам отмечается и в работе [2].

В работе [2] к основным параметрам, влияющим на ранжировку и выбор проектных решений по МНГС, отнесены функциональность, экономичность, прочность, безопасность, экологичность, технологичность изготовления, сейсмостойкость, учет собственных национальных интересов и эстетичность. Автором отмечается, что критерии, в зависимости от своей природы, могут иметь как естественную численную оценку (стоимость трубопровода, вес платформы), так и экспертную балльную оценку (например, эстетичность МНГС). Автор также обращает внимание на то, что любое свойство качественного характера можно перевести в разряд количественных [2].

В работе [8] коллективом авторов предложены следующие основные критерии выбора варианта конструкции морской платформы: отработанность технических решений, технологичность, оперативность строительства, сроки строительства, соблюдение требований существующих нормативных документов, разработка мероприятий по технической, пожарной и экологической безопасности, стоимость проекта. Для оценки вариантов по критериям предлагается использовать экспертные оценки.

В работе [11] применительно к задаче выбора приоритетного варианта буровой установки для поисково-разведочного бурения предложены следующие критерии сравнения: риски при выполнении морских и строительных операций (безопасность буксировки по мелководью с точки зрения негативного явления ее присоса к донному грунту, безопасность буксировки по мелководью в условиях волнения с точки зрения соударений ее корпуса с грунтом при качке, безопасность установки/снятия с точки бурения скважины), экономичность (капитальные затраты, эксплуатационные затраты), необходимость защиты сооружения от размыва грунта, живучесть установки при различных чрезвычайных ситуациях, экология, продолжительность строительства. Для оценки критериев предлагается использовать комбинацию численных и экспертных оценок.

На основании представленных выше требований с учетом анализа опубликованных работ по данной тематике коллективом авторов был сформирован перечень критериев для решения задачи выбора рационального типа ВСП, ключевым свойством которых является возможность их численной оценки:

• Экономические критерии

В качестве основного экономического критерия выбора зачастую предлагается использовать показатель стоимости альтернативы [8, 11], в то время как в случае с верхним строением морской платформы стоимость варианта не всегда отражает действительное влияние на экономическую эффективность проекта. Изменение стоимости ВСП не всегда будет сопоставлено с изменением экономических показателей, например, удешевление

конструкции за счет исключения того или иного блока может привести к удорожанию других объектов обустройства и/или появлению новых. Верхнее строение морской платформы оказывает значительное влияние на доходную часть проекта, так как от него будут зависеть основные показатели разработки и эксплуатации: фонд скважин и скорость их строительства, профиль добычи и т.п. Также очевидно влияние верхнего строения на затратную часть проекта: величина и распределение во времени капитальных и операционных затрат по всему проекту. Таким образом, критерии, входящие в данную группу, должны отражать комплексное влияние оцениваемой альтернативы на экономику проекта освоения морского нефтегазового месторождения целиком. Предлагается обратиться к классическим показателям оценки экономической эффективности и в качестве критериев данной группы принять следующие:

- **Чистый дисконтированный доход (ЧДД/NPV)** – разница между суммой вложений и будущим доходом инвестора с учетом дисконтирования. ЧДД – стандартный метод оценки эффективности инвестиционного проекта, показывает оценку эффекта от инвестиции, приведенную к настоящему моменту времени с учетом разной стоимости денег во времени;
- **Внутренняя норма доходности (ВНД/IRR)** – процентная ставка дисконтирования, при которой чистая приведенная стоимость всех денежных потоков инвестиционного проекта обнуляется, т.е. это ставка дисконтирования при $NPV = 0$. Данный показатель позволяет оценить риски и параметры окупаемости проекта.

• Техничко-технологические критерии

Группа данных критериев должна позволить выполнить сравнительный анализ технологической эффективности сооружения с точки зрения процессов строительства, эксплуатации и ликвидации. Предлагается в данную группу критериев включить следующие:

- **Масса ВСП** – ключевой технический критерий верхнего строения морской платформы, определяющий технические требования к опорной части сооружения, а также оказывающий прямое влияние на технологию строительства, в т.ч. на определение философии организации строительно-монтажных работ, выбор строительной площадки и подбор транспортно-монтажного флота. В условиях существенной нехватки в Российской Федерации высокопроизводительных крупнотоннажных площадок гражданского судостроения, а также значительных ограничений по доступности строительно-монтажного флота данный критерий может ключевым образом отразиться на реализуемости проекта.
- **Срок строительства** – данный фактор определяет технологичность строительства и сроки реализации проекта в целом, что также делает его одним из важнейших при сравнении альтернатив.
- **Мощность энергокомплекса** – фактор проектной мощности энергокомплекса морской платформы является важнейшим аспектом при оценке энергетической эффективности работы платформы (какое количество энергии затрачивается

на добычу, подготовку, хранение и реализацию продукции с применением морской платформы).

• Экологичность

Немаловажным аспектом, особенно для условий хрупкой экосистемы арктического шельфа Российской Федерации, является экологическое воздействие сооружения. Для оценки экологического воздействия в качестве критерия предлагается принять *объем выбросов CO_2* .

Важно отметить, что представленный список критериев не является исчерпывающим и может быть дополнен исчислимыми критериями, требуемыми для решения конкретных задач конкретных проектов.

Методика многокритериального ранжирования альтернатив ВСП

В отечественных и зарубежных трудах широко исследовались различные методы многокритериального принятия решений. Подробный обзор и классификация методов представлены в работе [12]. В работе отмечено, что на сегодняшний день известно более 200 ММПР и их количество продолжает расти [12]. Согласно анализу частоты упоминаний в научных работах и сведений о практическом применении, приведенному в [12], к наиболее распространенным методам относятся: простое аддитивное взвешивание (Simple additive weighting – SAW), многокритериальная теория полезности (Multi-attribute Utility Theory – MAUT), многокритериальная теория ценности (Multi-attribute value theory – MAVT), простая методика многокритериальной оценки (Simple multi-attribute rating technique – SMART), метод анализа иерархий (Analytic hierarchy process – AHP), метод анализа сетей (Analytic network process – ANP), метод лучшего-худшего (Better-worst method – BWM), метод порядка предпочтения по сходству с идеальным решением (Technique for Order Preference by Similarity to Ideal Solution – TOPSIS), компромиссный рейтинг по многим критериям (Visekriterijumska Kompromisno Rangiranje – VIKOR), на основе прецедентов (Case-based reasoning – CBR), анализ охвата данных (Data envelopment analysis – DEA), метод исключения и выбора, преобразующего реальность (Limitation Et Choix Traduisant la REalit – ELECTRE), метод организации ранжирования предпочтений для обогащения оценок (Preference Ranking Organization METHod for Enrichment of Evaluations – PROMETHEE), методы нечеткой логики (Fuzzy) и серый реляционный анализ (Grey relational model – GRA). В [12] также отмечается, что многие методы, несмотря на разнообразие их методологий, обладают схожим набором ограничений и недостатков.

По результатам рассмотрения перечисленных выше методов коллективом авторов было принято решение для разрабатываемой методики выбора рационального варианта верхнего строения морской платформы остановиться на комбинации метода порядка предпочтения по сходству с идеальным решением (TOPSIS) с методами нечеткой логики (Fuzzy).

В основе метода порядка предпочтения по сходству с идеальным решением (TOPSIS) лежит идея о том, что наиболее предпочтительная альтернатива должна иметь не только наибольшую близость к идеальному решению, но и быть дальше всех

остальных от неприемлемого решения. Наилучшее решение представляет собой вектор, содержащий максимальные значения по каждому из критериев для всех альтернатив, а наихудшее решение есть вектор, содержащий минимальные значения по каждому критерию [6].

Одним из важнейших аспектов многоцелевой оптимизации является определение относительной важности критериев сравнения альтернатив. На практике ЛПР не всегда может выразить свои предпочтения по важности критериев в четкой численной форме, ограничиваясь только высказыванием лингвистической важности (высокая важность, средняя важность и т.п.). Данная задача может быть решена различными методами оценки, в т.ч. в работе [3] предлагается использовать парные сравнения по методу анализа иерархий, однако трудоемкость такой процедуры оценивания может являться ограничивающим фактором.

Преимуществом метода TOPSIS является возможность формализации простой лингвистической оценки важности критериев лицом, принимающим решения (ЛПР), за счет внедрения треугольных нечетких чисел (triangular fuzzy numbers – TFN). Данный подход позволяет не только формализовать лингвистическую оценку, но и за счет работы с TFN (расширение/сужение границ TFN) гибко регулировать влияние неопределенности в высказываемых предпочтениях для каждой конкретной ситуации, в зависимости от уверенности ЛПР, важности принимаемого решения, изученности решаемой задачи и т.п. Оценка важности в виде TFN представляет собой замену конкретного коэффициента для каждого из критериев на диапазоны, в зависимости от высказанных лингвистических предпочтений. Ниже представлена классическая шкала треугольных чисел Чена и Хвана [14].

ТАБЛИЦА 1. Шкала треугольных чисел Чена и Хвана [14]

Лингвистическая оценка приоритета	Треугольное число (l, m, u)
Очень низкий	(0.0, 0.0, 0.1)
Низкий	(0.0, 0.1, 0.3)
Средний	(0.2, 0.5, 0.8)
Высокий	(0.7, 0.9, 1.0)
Очень высокий	(0.9, 1.0, 1.0)

Важно отметить, что классический метод TOPSIS не учитывает неопределенность в оценках критериев. В то же время наличие неопределенностей является одной из ключевых особенностей предынвестиционного проектирования верхних строений морских нефтегазопромысловых платформ и обустройства морских месторождений в целом. Связано это как с недостатком объективной геологической информации (для морских проектов характерной чертой является высокая стоимость работ по геологоразведке, что в конечном счете приводит к гораздо меньшей изученности месторождения перед началом эксплуатации по сравнению с сухопутными проектами), так и с невозможностью прогнозирования макроэкономических и инфраструктурных условий

реализации проекта (цена на углеводородное сырье, стоимость материалов/оборудования/труда, доступность и техническое состояние строительных площадок и флота и т.п.). Таким образом, в вопросах оценки критериев для альтернатив существует два основных подхода:

- принять конкретные допущения по исходным данным и выполнить прямой расчет оценок критериев по каждому из вариантов;
- ввести возможность учета неопределенностей в исходных данных и перевести ее в оценки критериев.

Для возможности учета неопределенностей в исходных данных и, как следствие, в оценках критериев, предлагается применить понятия нечеткой логики и теории нечетких множеств «Fuzzy set theory» (FST). Использование теории нечетких множеств создает возможность перехода от бинарных категорий обычной логики к множеству альтернатив среди них [12].

Таким образом, предлагается заменить скалярную оценку критериев альтернатив, характерную для метода TOPSIS, на использование нечетких треугольных чисел.

Подобная комбинация носит название нечеткий метод порядка предпочтения по сходству с идеальным решением (Fuzzy TOPSIS), на включает в себя следующие основные шаги:

- 1) Построение нечеткой матрицы оценок, где оценка каждого из критериев задана в виде треугольного числа:

$$\tilde{X} = [\tilde{x}_{ij}], x_{ij} = (l_{ij}, m_{ij}, u_{ij}),$$

где l_{ij}, m_{ij}, u_{ij} – нижняя, модальная и верхняя границы оценки критерия j для альтернативы i .

- 2) Нормализация нечеткой матрицы (приведение разнородных численных оценок к рангу от 0 до 1):

- для критериев «преимуществ» (больше – лучше), $j \in J_+$:

$$\tilde{r}_{ij} = \left(\frac{l_{ij}}{l_j^{max}}, \frac{m_{ij}}{m_j^{max}}, \frac{u_{ij}}{u_j^{max}} \right);$$

- для критериев «недостатков» (меньше – лучше), $j \in J_-$:

$$\tilde{r}_{ij} = \left(\frac{1/u_{ij}}{1/l_j^{max}}, \frac{m_{ij}}{m_j^{max}}, \frac{1/l_{ij}}{1/u_j^{max}} \right);$$

- 3) Определение нечетких весов критериев $\tilde{w}_j = (l_j, m_j, u_j)$ путем определения лингвистических оценок ЛПР и сопоставления их с шкалой треугольных чисел.

- 4) Определение матрицы значений критериев $\tilde{v}_{ij}$ с учетом нормализации и взвешивания:

$$\tilde{v}_{ij} = \tilde{r}_{ij} \times \tilde{w}_j;$$

- 5) Определение наилучшего и наихудшего решений:

- а. Наилучшее решение:

$$\tilde{v}_j^+ = \begin{cases} (l_j^{max}, m_j^{max}, u_j^{max}), & j \in J_+ \\ (l_j^{min}, m_j^{min}, u_j^{min}), & j \in J_- \end{cases}$$

- б. Наихудшее решение:

$$\tilde{v}_j^- = \begin{cases} (l_j^{min}, m_j^{min}, u_j^{min}), & j \in J_+ \\ (l_j^{max}, m_j^{max}, u_j^{max}), & j \in J_- \end{cases}$$

- 6) Расчет расстояний от каждой из альтернатив до наилучшего и наихудшего решений:

- а. Расстояние до наилучшего решения:

$$d_i^+ = \sum_{j=1}^n d(\tilde{v}_{ij}^-, \tilde{v}_j^+);$$

- б. Расстояние до наихудшего решения:

$$d_i^- = \sum_{j=1}^n d(\tilde{v}_{ij}^-, \tilde{v}_j^-);$$

Для вычисления расстояния между треугольными нечеткими числами можно использовать формулу Евклидова расстояния:

$$d(\tilde{a}, \tilde{b}) = \sqrt{\frac{1}{3} [(l_a - l_b)^2 + (m_a - m_b)^2 + (u_a - u_b)^2]}$$

- 7) Расчет коэффициента близости для каждой альтернативы:

$$CC_i = \frac{d_i^-}{d_i^+ + d_i^-}, CC_i \in [0, 1].$$

- 8) Ранжирование альтернатив по значению коэффициента близости: чем выше коэффициент, тем предпочтительнее альтернатива.

Реализация алгоритма в формате web-приложения, пример применения

Для удобства использования разработанной методики коллективом авторов было принято решение разработать web-приложение с удобным и понятным интерфейсом, что позволило бы использовать его ЛПР вне зависимости от степени владения математическим аппаратом предложенного метода.

На языке программирования Python был написан код, который был реализован в фреймворке Streamlit в виде web-приложения «Приложение для поддержки принятия решения по выбору рационального варианта верхнего строения морской нефтегазопромысловой платформы».

Алгоритм работы в приложении сводится к следующей последовательности шагов:

- Выставляется количество оцениваемых альтернатив верхних строений;
- ЛПР из выпадающего списка выбирает лингвистические оценки важности каждого из критериев;
- В таблицу заносятся результаты оценки альтернатив по критериям в виде треугольных чисел;
- По кнопке «Выполнить расчет и визуализацию» программа определяет рациональный вариант ВСП и показывает графики.

Работа разработанного алгоритма и web-приложения была апробирована на примере решения задачи выбора рационального варианта ВСП для нефтегазового месторождения X, расположенного на шельфе Охотского моря.

Исходные данные по месторождению

Нефтегазовое месторождение X относится к Сахалинской нефтегазоносной области и расположено в 50 км от берега северо-восточной

РИСУНОК 2. Схема расположения месторождения X и действующих проектов Сахалинского шельфа



части о. Сахалин, ближайший населенный пункт – п. Ноглики. Глубина моря в районе месторождения составляет от 55 до 65 м.

Продуктивные пласты месторождения X залегают на глубине 2000–2700 м и приурочены к отложениям верхне- и нижненутовского подгоризонта. Коллектор представляет собой чередование пропластков песчаных коллекторов на фоне вмещающих глин и аргиллитов с редкими маломощными плотными разностями. Геологические запасы нефти по категориям C1+C2 составляют 415,8 млн тонн, начальные извлекаемые запасы нефти около 70 млн тонн, начальные извлекаемые запасы растворенного газа 3,3 млрд м³.

Для региона характерны суровые природно-климатические условия. Температура воздуха в районе месторождения находится в диапазоне от -32 °С до +44 °С. В акватории месторождения достаточно суровые ледовые условия: средняя продолжительность ледового сезона составляет 180 сут (декабрь – май), толщина ровного льда 1,2–1,6 м. На глубинах менее 30 м возможно пропахивание дна ледовыми образованиями (до 1,5 м глубина борозд).

Характерной особенностью является также сейсмическая активность района месторождения.

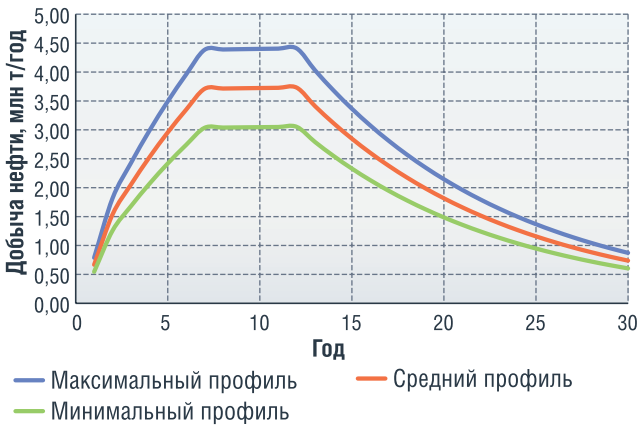
Прогноз показателей разработки

В рамках решаемой задачи в качестве ключевой неопределенности была принята неопределенность показателей разработки месторождения, которая является одной из ключевых на предынвестиционных стадиях.

Была выполнена оценка прогнозных технологических показателей разработки (для нечеткого значения пусковых дебитов, представленного тремя возможными вариантами минимум/средний/максимум) нефтегазового месторождения X с применением морской нефтегазопромысловой платформы. По результатам расчета были получены следующие значения прогнозных технологических показателей разработки месторождения X:

- Фонд скважин:
 - минимум: 20 добывающих, 11 водонагнетательных (ППД);
 - среднее: 20 добывающих, 14 водонагнетательных (ППД);
 - максимум: 20 добывающих, 16 водонагнетательных (ППД).
- Пиковый уровень добычи (по нефти):
 - минимум: 3 млн т/год;
 - среднее: 3,7 млн т/год;
 - максимум: 4,4 млн т/год.
- Накопленная добыча:
 - минимум: 55 млн т (КИН: 13,22%);
 - среднее: 67 млн т (КИН: 16,16%);
 - максимум: 79 млн т (КИН: 19,1%).

РИСУНОК 3. Прогнозная динамика годовой добычи нефти на месторождении X



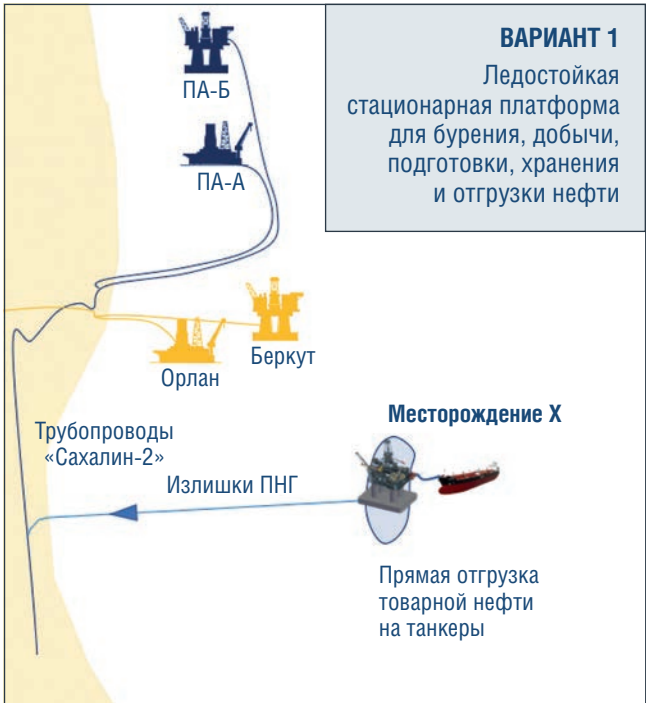
Варианты ВСП для обустройства месторождения X

В рамках исследования были сформированы три варианта освоения месторождения X, каждому из данных вариантов соответствует свой вариант верхнего строения морской платформы. Варианты отличаются друг от друга функционалом морской платформы и способами коммерческой реализации готовой продукции.

Вариант 1. Обустройство месторождения с применением ледостойкой стационарной платформы полного цикла на железобетонном основании гравитационного типа, выполняющей функции бурения, добычи, подготовки, хранения и отгрузки нефти. Отгрузка товарной нефти с платформы в танкеры с помощью комплексных устройств прямой отгрузки нефти (КУПОН), излишки попутного нефтяного газа по подводному трубопроводу протяженностью 55 км отправляются на берег, где сдаются в систему трубопроводов проекта «Сахалин-2».

Вариант 2. Обустройство месторождения с применением ледостойкой стационарной платформы на железобетонном основании гравитационного типа, выполняющей функции бурения, добычи, подготовки и транспортировки в трубопровод готовой продукции. Товарная нефть и излишки попутного нефтяного

РИСУНОК 4. Вариант 1. Принципиальная схема



газа отправляются по подводным трубопроводам протяженностью 55 км на берег, где сдаются в систему трубопроводов проекта «Сахалин-2».

Вариант 3. Обустройство месторождения с применением ледостойкой стационарной платформы на железобетонном основании гравитационного типа, выполняющей функции бурения, добычи и транспортировки в трубопровод неподготовленной

РИСУНОК 5. Вариант 2. Принципиальная схема



РИСУНОК 6. Вариант 3. Принципиальная схема



продукции. Неподготовленная многофазная продукция по подводному трубопроводу протяженностью 36 км отправляется на платформу Беркут, откуда через систему подготовки и транспортировки проекта «Сахалин-1» отправляется на коммерческую реализацию.

ТАБЛИЦА 2. Результаты оценки вариантов ВСП по критериям

Вариант	Параметр	Минимум	Среднее	Максимум
1	ЧДД, млн руб.	-39 414	-15 468	8 939
	ВНД, %	11 %	14 %	16 %
	Масса ВСП, т	34 492	38 158	41 540
	Срок строительства ВСП, мес.	54	55	56
	Пиковая мощность, МВт	25	26	28
	Выбросы CO ₂ , т	5 853	6 142	6 431
	ЧДД, млн руб.	-6 682	18 950	44 907
2	ВНД, %	14 %	17 %	19 %
	Масса ВСП, т	29 430	32 458	35 250
	Срок строительства ВСП, мес.	51	53	55
	Пиковая мощность, МВт	24	25	27
	Выбросы CO ₂ , т	5 555	5 850	6 140
3	ЧДД, млн руб.	-732	21 815	45 650
	ВНД, %	15 %	18 %	20 %
	Масса ВСП, т	19 638	21 319	22 870
	Срок строительства ВСП, мес.	41	43	45
	Пиковая мощность, МВт	12	13	14
	Выбросы CO ₂ , т	864	902	991

Для рассмотренных вариантов под каждый уровень добычи была выполнена численная оценка по перечисленным выше критериям, результаты оценки представлены в таблице ниже. Оценки критериев для минимального, среднего и максимального уровней являются в данном случае элементами треугольных чисел нечетких оценок.

Для критериев в приложении были выставлены лингвистические предпочтения согласно мнению коллектива авторов, заполнены результаты оценки по критериям и запущен расчет для определения рационального варианта ВСП.

По результатам расчета в качестве рационального варианта определен Вариант 3, на втором месте – Вариант 2, Вариант 1 занял последнее место в ранжировании. На рисунках ниже представлены фрагменты работы приложения и результаты оценки.

РИСУНОК 7. Ввод количества вариантов и лингвистических предпочтений веса критериев

Приложение для поддержки принятия решения по выбору рационального варианта верхнего строения морской нефтегазопромысловой платформы

Ввод исходных данных

Количество альтернатив

3

Выбор весов критериев (лингвистические оценки)

Вес критерия 'ЧДД (млн руб.)'

Высокая

Вес критерия 'ВНД (%)'

Очень высокая

Вес критерия 'Масса ВСП (т)'

Высокая

Вес критерия 'Срок строительства ВСП (мес.)'

Средняя

Вес критерия 'Пиковая мощность (МВт)'

Низкая

Вес критерия 'Выбросы CO2 (т)'

Очень низкая

РИСУНОК 8. Ввод оценок по критериям, настройка демонстрации, результаты расчета

Ввод оценок альтернатив

	Альтернатива	Критерий	Оценка (l, m, u)
0	Альт 1	ЧДД (млн руб.)	-39414,-15468,8939
1	Альт 1	ВНД (%)	11,14,16
2	Альт 1	Масса ВСП (т)	34492,38158,41540
3	Альт 1	Срок строительства ВСП (мес.)	54,55,56
4	Альт 1	Пиковая мощность (МВт)	25,26,28
5	Альт 2	Выбросы CO2 (т)	5853,6142,6431
6	Альт 2	ЧДД (млн руб.)	-6682,18950,44907
7	Альт 2	ВНД (%)	14,17,19
8	Альт 2	Масса ВСП (т)	29430,32458,35250
9	Альт 2	Срок строительства ВСП (мес.)	51,53,55

Выполнить расчет и визуализацию

	Альтернатива	Коэффициент близости	Ранг
0	Альт 3	0.6529	1
1	Альт 2	0.3846	2
2	Альт 1	0	3

РИСУНОК 9. Столбчатая диаграмма коэффициентов близости вариантов

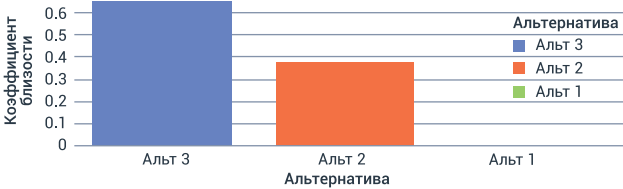
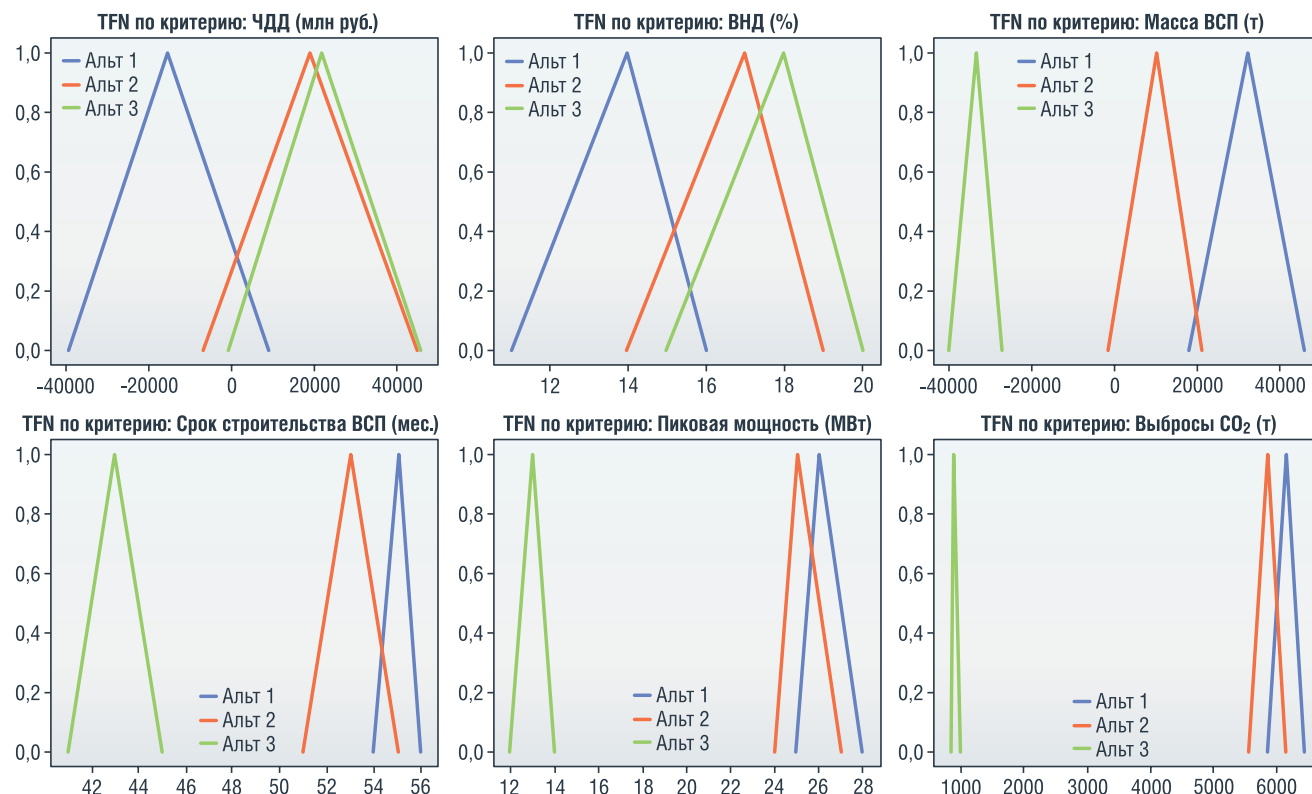


РИСУНОК 10. Графики треугольных чисел оценок по критериям



Заключение

Одной из ключевых задач предынвестиционного проектирования обустройства морских нефтегазовых месторождений является задача выбора рационального варианта среди возможных.

В рамках данного исследования был разработан алгоритм поддержки принятия решений по выбору рационального варианта верхнего строения морской нефтегазопромысловой платформы. Разработанный алгоритм был реализован в формате web-приложения в фреймворке Streamlit, код приложения был написан на языке Python. Работа приложения была протестирована на решении задачи выбора верхнего строения морской платформы для обустройства месторождения X, расположенного на шельфе о. Сахалин.

Важно отметить, что предложенная методика и инструмент являются достаточно универсальными и адаптивными, ввиду чего могут быть модернизированы и применены для решения других инженерных задач выбора. ●

Литература

1. ГОСТ Р 55311-2024 Нефтяная и газовая промышленность. Сооружения нефтегазопромысловые морские. Термины и определения [Текст] – Взамен ГОСТ Р 55311-2012; – Москва, Российский институт стандартизации, 2024. – 20 с.
2. Ермаков А.И. Оптимальное проектирование морских нефтегазовых сооружений: Дисс. ... доктора техн. наук: 05.15.12. – Москва, 2000. – 363 с.
3. Каменский Г.А. Применение методов системного анализа в решении задач выбора рационального варианта верхнего строения морской платформы / Г.А. Каменский, Е.В. Богатырева // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2025. – № 1 (318). – С. 84–96.
4. Каменский Г.А. Решение задачи разработки матрицы вариантов верхних строений морских платформ на ранних стадиях проектирования / Г.А. Каменский, Е.В. Богатырева // Газовая промышленность. – 2024. – № 12 (875). – С. 42–49.

5. Каменский К.А., Резанов К.С., Зубков С.К., Дряхлов В.С., Дадакин Н.М. Верхние строения морских платформ основные подходы к оптимизации массогабаритных характеристик. Деловой журнал NEFTEGAZ.RU 11 (143), 2023, с. 14–19.
6. Мамедова М.Г., Джабраилова З.Г. Методологический подход к многокритериальному принятию решений в задачах управления человеческими ресурсами. Информационные технологии, №6 (22), 2016, С. 467–480.
7. Мирзоев Д.А. Основы морского нефтегазопромыслового дела: Том 1: Обустройство и эксплуатация морских нефтегазовых месторождений: Учебник. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. – 272 с.
8. Никитин Б.А., Мирзоев Д.А., Е.В. Богатырева Методика выбора основного варианта конструкции морских ледостойких платформ: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа, 2005 – 21 с.
9. Трахтенгерц Э.А., Степин Ю.П., Андреев А.Ф. Компьютерные методы поддержки принятия управленческих решений в нефтегазовой промышленности. – М.: Синтег, 2005, – 582 с.
10. Федеральное государственное бюджетное учреждение «Российский федеральный геологический фонд»: офиц. сайт. URL: <https://rfgf.ru/> (дата обращения: 20.02.2024).
11. Халикова Д.Ф. Методика выбора архитектурно-конструктивного типа и общепроектных характеристик плавучей буровой установки для бурения поисково-разведочных скважин в условиях мелководья: дисс. ... канд. техн. наук: 05.08.03. – СПб., 2014. – 238 с.
12. Чечнев В.Б. Анализ и классификация многокритериальных методов принятия решений. Онтология проектирования, № 4 (14), 2024, С. 607–624.
13. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года: распоряжение правительства Российской Федерации от 12 апреля 2025 г. № 908-р. – 2025. – 107 с.
14. Chen, C.T. (2000). Extensions of the TOPSIS for group decision-making under fuzzy environment. Fuzzy Sets and Systems, № 114(1), 2000, p. 1–9.
15. Shestakov R., Kamenskiy G., Rezanov K., Zubkov S., Dryakhlov V. Topside optimization methods for offshore platform mass-size characteristics: utilizing modular drilling rigs, Journal of applied engineering science, № 2 (22), 2024, p. 351–366.

KEYWORDS: topside structure, offshore oil and gas field facility, pre-investment design, multi-criteria ranking, multi-purpose optimization, technique for order preference by similarity to ideal solution, fuzzy logic.



Сканируй
и переходи
на наш сайт

ЧЕТВЕРТЬ ВЕКА РАССКАЗЫВАЕМ
О ТЕХНОЛОГИЯХ, КОТОРЫЕ
ДВИГАЮТ ОТРАСЛЬ ВПЕРЕД

ЭКОСИСТЕМА **Neftegaz.RU**

- Информационный портал
- Печатный журнал
- Маркетплейс
- TG: @neftegazchannel
- VK: neftegaz_ru



ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ

для оценки липофильности соединений, используемых в нефтехимии



**Деулин
Никита Викторович**
специалист,
Научно-технический центр
«Газпром нефти»

ЦЕЛЬ ИССЛЕДОВАНИЯ – ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДСКАЗАНИЯ ЛИПОФИЛЬНОСТИ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТЕХИМИИ. ИСПОЛЬЗУЯ ФИНГЕРПРИНТЫ МОЛЕКУЛ (MORGAN, RDKit, TOPOLOGICAL) И ХИМИЧЕСКИЕ ДЕСКРИПТОРЫ, РАЗРАБОТАНА МОДЕЛЬ НА БАЗЕ XGBOOST ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЗНАЧЕНИЙ LOGP, ЧТО ВАЖНО ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ПРИСАДОК И КАТАЛИЗАТОРОВ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ОЦЕНКИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ВЕЩЕСТВ С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ СРЕДАМИ. ДЛЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ ЭТО ВАЖНО, ТАК КАК ЗНАНИЕ ЛИПОФИЛЬНОСТИ ПОМОГАЕТ ОПТИМИЗИРОВАТЬ РАЗРАБОТКУ НОВЫХ ХИМИЧЕСКИХ ДОБАВОК, УЛУЧШАТЬ ПРОЦЕССЫ КАТАЛИЗА, А ТАКЖЕ КОНТРОЛИРОВАТЬ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ВЕЩЕСТВ С УГЛЕВОДОРОДНЫМИ СРЕДАМИ. ЭТО УСКОРЯЕТ ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ, ПОВЫШАЕТ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И СНИЖАЕТ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РИСКИ, СВЯЗАННЫЕ С НАКОПЛЕНИЕМ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ. МЕТОДОЛОГИЯ ВКЛЮЧАЕТ ПРЕОБРАБОТКУ ДАННЫХ, ОЧИСТКУ SMILES-ФОРМУЛ И ОБЪЕДИНЕНИЕ МОЛЕКУЛЯРНЫХ ПРИЗНАКОВ. МОДЕЛЬ ПРОДЕМОНСТРИРОВАЛА ВЫСОКУЮ ТОЧНОСТЬ, С $R^2 = 0,81$, ЧТО СВИДЕТЕЛЬСТВУЕТ О ЕЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ В ЗАДАЧЕ ПРЕДСКАЗАНИЯ ЛИПОФИЛЬНОСТИ



**Туреев
Никита Романович**
студент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Санкт-Петербургский горный
университет императрицы
Екатерины II

THE AIM OF THE STUDY IS TO USE MACHINE LEARNING MODELS TO PREDICT THE LIPOPHILICITY OF ORGANIC COMPOUNDS IN PETROCHEMICALS. USING MOLECULAR FINGERPRINTS (MORGAN, RDKit, TOPOLOGICAL) AND CHEMICAL DESCRIPTORS, AN XGBOOST-BASED MODEL HAS BEEN DEVELOPED TO PREDICT LOGP VALUES, WHICH IS IMPORTANT FOR CREATING EFFECTIVE ADDITIVES AND CATALYSTS, AS WELL AS FOR EVALUATING THE INTERACTION OF SUBSTANCES WITH HYDROCARBON MEDIA. THIS IS IMPORTANT FOR THE PETROCHEMICAL INDUSTRY, AS KNOWLEDGE OF LIPOPHILICITY HELPS OPTIMIZE THE DEVELOPMENT OF NEW CHEMICAL ADDITIVES, IMPROVE CATALYSIS PROCESSES, AND CONTROL THE INTERACTION OF SUBSTANCES WITH HYDROCARBON MEDIA. THIS SPEEDS UP THE DEVELOPMENT PROCESS, INCREASES THE EFFICIENCY OF OIL REFINING AND REDUCES THE ENVIRONMENTAL RISKS ASSOCIATED WITH THE ACCUMULATION OF HARMFUL SUBSTANCES. THE METHODOLOGY INCLUDES DATA PREPROCESSING, PURIFICATION OF SMILES FORMULAS, AND COMBINING MOLECULAR FEATURES. THE MODEL DEMONSTRATED HIGH ACCURACY, WITH $R^2 = 0,81$, WHICH INDICATES ITS EFFECTIVENESS IN PREDICTING LIPOPHILICITY

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: липофильность, машинное обучение, нефтехимия, фингерпринты молекул, химические дескрипторы, присадки, катализаторы, углеводородные среды.

УДК 665.6, 004.8

Липофильность — это химическое понятие, которое обозначает способность вещества растворяться в неполярных средах. Этот показатель является одним из важных в разработке новых химических веществ, например, присадки и катализаторы, которые влияют на эффективность процессов переработки нефти — улучшение качества конечного продукта. В нефтехимии липофильность определяет взаимодействие молекул с углеводородными средами, что необходимо для оптимизации различных технологических процессов, включая крекинг, гидроочистку и синтез новых химических соединений [1]. Однако традиционные методы определения липофильности требуют больших временных затрат и ресурсов. Это ограничивает возможности быстрого выбора и разработки новых эффективных материалов, предназначенных для применения в нефтехимической сфере. Рассмотрим наиболее частые применимые методы оценки.

Одним из основных подходов для оценки липофильности веществ является метод «встряхивания в колбе» (Shake-flask). Этот метод основан на распределении вещества между двумя несмешивающимися растворителями [1]. В качестве липофильной фазы обычно используют н-октанол, а для гидрофильной фазы — бидистиллированную воду [10]. Процесс заключается в том, что исследуемое вещество добавляется в смесь этих растворителей, после чего смесь встряхивается, что позволяет веществу перераспределиться между фазами в зависимости от его растворимости в каждой из них. Липофильность вещества определяется как логарифм

коэффициента распределения между н-октанолом и водой, который позволяет оценить степень его растворимости в углеводородных средах. Этот метод эффективен для веществ, логарифм их коэффициента распределения (logP) не превышающий 4, что делает его особенно полезным для анализа маломолекулярных органических соединений с умеренной липофильностью (рис. 1) [1].

Следующим важным методом является спектрофотометрический метод, который представляет собой физико-химическую технику исследования веществ через изучение их спектров поглощения в ультрафиолетовой, видимой и инфракрасной областях спектра. Спектрофотометрия позволяет экспериментально определять логарифм коэффициента распределения вещества между органическим растворителем и водой [2]. Этот метод основывается на различии в поглощении света молекулами веществ в разных областях спектра, что связано с их структурой и полярностью. Для определения logP используют так называемые растворимые в органических растворителях вещества, которые характеризуются определенными спектральными особенностями, позволяющими точно измерить их коэффициент распределения.

Последний, наиболее применяемый в лабораториях — это метод высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ) представляет собой ускоренную альтернативу вышеописанным методам. ВЭЖХ позволяет быстро и точно определить коэффициент распределения вещества, сравнив его время удерживания с таковыми для веществ, значение logP которых уже известно. В процессе хроматографического

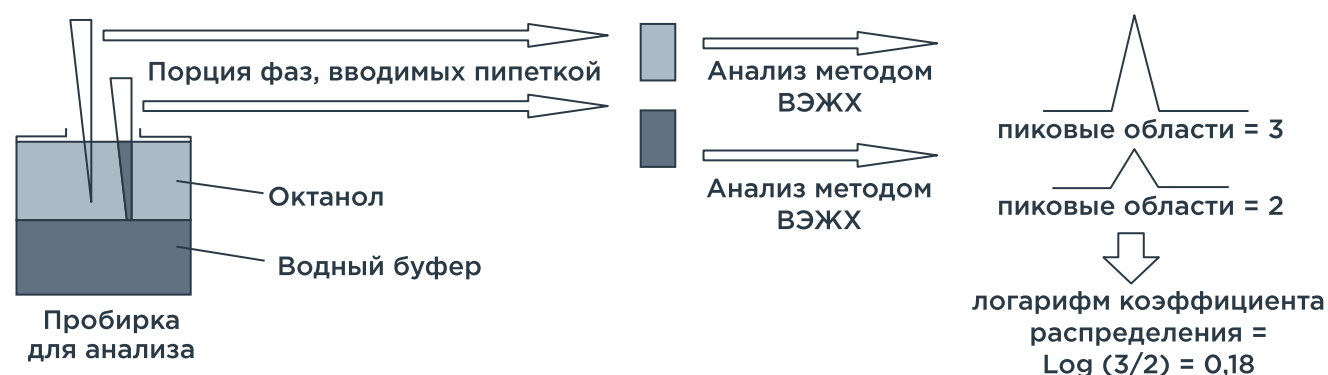
анализа исследуемое вещество проходит через колонку с неподвижной фазой, а время его удерживания зависит от его взаимодействия с ней. В результате, сопоставив время удерживания исследуемого вещества с аналогичными значениями для других веществ с известным коэффициентом распределения, можно рассчитать значение logP для неизвестного вещества [2]. Этот метод высокочастотен, поскольку позволяет проводить анализ в ускоренном режиме и с высокой точностью, что делает его полезным для анализа широкого спектра веществ, включая те, которые имеют сложные или неочевидные химические свойства. Принципиальная схема применения данного метода представлена на рис. 2.

Влияние рассматриваемого параметра на процессы переработки нефти является важным аспектом, поскольку она напрямую определяет способность углеводородных соединений взаимодействовать с различными фазами в процессе переработки и создания нефтехимической продукции. Напомним, липофильность — это свойство вещества растворяться в неполярных растворителях (углеводороды), что влияет на его поведение в различных технологических процессах переработки нефти. Одним из наиболее важных процессов, где ее определение имеет актуальность, является процесс крекинга. Крекинг — это процесс разложения сложных углеводородных молекул нефти на более простые. Липофильные соединения проявляют лучшие свойства в крекинге, поскольку они легко растворяются в углеводородной среде и участвуют в реакции с катализаторами, что способствует эффективному получению низкомолекулярных

РИСУНОК 1. Метод «встряхивания в колбе» (Shake-flask)



РИСУНОК 2. Метод высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ)



продуктов. Напротив, полярные соединения, например, сероорганические вещества, имеют менее выраженную липофильность и могут снижать эффективность крекинга, так как они хуже растворяются в углеводородной фазе и не взаимодействуют с катализатором так эффективно, как липофильные молекулы [3].

Липофильность также оказывает влияние на гидроочистку нефти, которая используется для удаления серы, азота и других нежелательных примесей. В процессе гидроочистки углеводороды взаимодействуют с водородом в присутствии катализатора, что позволяет удалить сероорганические соединения, при этом липофильность вещества определяет его способность участвовать в реакции. Данные соединения, как правило, легче реагируют с водородом, образуя более легкие углеводороды, что способствует эффективному удалению серы и других примесей, однако полярные вещества, например, кислородсодержащие соединения, могут мешать реакции и уменьшать эффективность процесса гидроочистки [2].

С другой стороны, каталитический риформинг, который используется для улучшения качества бензина, также зависит от липофильности углеводородов. В этом процессе длинные углеводородные цепочки с высокой липофильностью подвергаются переработке на катализаторе, что позволяет получать более ценные и качественные компоненты для бензина. Липофильные углеводороды взаимодействуют с катализатором более эффективно, чем полярные, что делает процесс более

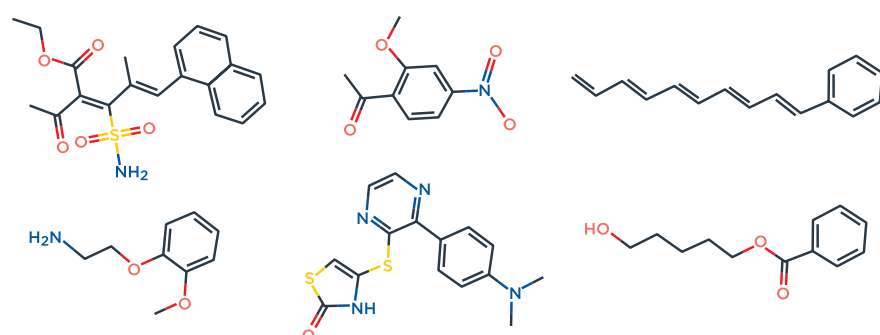
продуктивным и экономически выгодным. При этом, если в нефти присутствуют полярные компоненты, это может снизить эффективность риформинга, так как они не участвуют в реакции с катализатором на должном уровне. Важное влияние липофильность оказывает и на создание добавок и присадок для улучшения эксплуатационных характеристик нефтепродуктов. Например, в нефтехимии часто разрабатываются присадки, которые помогают улучшить текучесть нефти, предотвратить образование парафинов или повысить октановое число бензина [2]. Эти присадки должны обладать высокой липофильностью, чтобы эффективно растворяться в углеводородной среде, что способствует их равномерному распределению в топливе или других продуктах переработки нефти. Низкая липофильность может привести к образованию осадков или неравномерному распределению добавок, что снижает эффективность их воздействия.

Изучив области применения, можно сказать, что определение липофильности непосредственно влияет на эффективность

всех этапов переработки нефти: крекинг, гидроочистку, риформинг, разработку присадок. Определение липофильности соединений, участвующих в переработке, позволяет более точно контролировать технологические процессы, повышать их эффективность и снижать затраты на переработку [5]. В условиях современного производства нефтехимии, где важно минимизировать экологические риски и повысить выход качественной продукции, знание липофильности становится необходимым инструментом для оптимизации всех этапов переработки нефти. Современные подходы, основанные на применении машинного обучения, открывают новые горизонты в предсказании липофильности веществ, что ускоряет процесс разработки и выбора материалов, особенно при создании новых химических соединений и сорбентов [9].

В данном исследовании для предсказания липофильности органических соединений использовались данные, состоящие из молекулярных структур и значений коэффициента распределения (LogP) для ряда

РИСУНОК 3. Примеры молекул Smiles

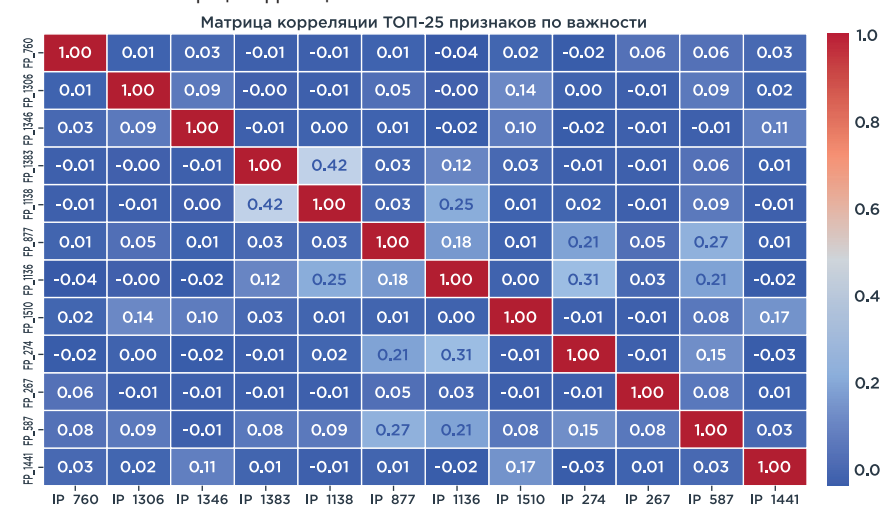


химических соединений. Эти данные представляют собой набор молекул, каждая из которых описана в виде SMILES (Simplified Molecular Input Line Entry System) – строки, представляющей собой текстовую запись структуры молекулы (рис. 3) [4].

Значения LogP, которые служат целевыми переменными в задачах машинного обучения, характеризуют степень растворимости вещества в неполярных растворителях, таких как н-октанол, относительно растворимости в воде [10]. Это важный параметр, определяющий поведение вещества в углеводородных средах, таких как нефть и нефтепродукты. Эти данные были предварительно собраны и структурированы в таблицы, где для каждого химического соединения был указан его SMILES-код и соответствующее значение LogP.

Предобработка данных является важным этапом, поскольку качественные и чистые данные являются залогом успеха любой модели машинного обучения. Процесс предобработки данных в данном исследовании включал несколько этапов, направленных на очистку и преобразование данных в формат, пригодный для анализа и обучения модели. Первоначальные данные содержат SMILES-строки, которые могут быть представлены в разных форматах или с ошибками [8]. Одной из важнейших задач является приведение этих строк к каноническому виду, что позволяет избежать неоднозначности в представлении молекул. Канонизация SMILES заключается в преобразовании их в стандартную форму, что исключает возможность нескольких представлений одной и той же молекулы [6]. В случае если SMILES-код молекулы не может быть интерпретирован или является некорректным, такие молекулы исключаются из дальнейшего анализа. Для этого был реализован метод, который использует функцию Chem.MolFromSmiles из библиотеки RDKit для обработки строк SMILES и их последующей канонизации с помощью функции Chem.MolToSmiles. Если молекула невалидна, она исключается из набора данных. В ходе предобработки были удалены дубликаты молекул с одинаковыми SMILES-кодами, поскольку

РИСУНОК 4. Матрица корреляций



наличие одинаковых молекул в наборе данных может привести к избыточной информации, которая не даст дополнительного вклада в обучение модели. Дубликаты выявляются на основе идентичных SMILES-строк, и после их удаления сохраняются только уникальные молекулы.

Для каждой молекулы в наборе данных генерируются молекулярные отпечатки, которые являются числовыми представлениями структуры молекулы. Фingerprint служат важным входным признаком для машинных моделей и позволяют алгоритмам эффективно работать с молекулярной информацией.

В рамках данной работы были использованы три типа fingerprintов:

- Morgan-фingerprintы (или ECFP) – наиболее распространенный тип fingerprintов, который строится на основе информации о соседних атомах и связях. Он позволяет эффективно «захватывать» топологические особенности молекул [7].
- RDKit-фingerprintы, которые учитывают более широкие топологические характеристики молекул и их взаимодействие с растворителями.
- Топологические fingerprintы, которые оценивают молекулярные структуры с точки зрения их геометрии и конформации [11].

Генерация fingerprintов для каждой молекулы выполняется с помощью методов из библиотеки RDKit. Эти fingerprintы затем

используются как признаки для обучения модели машинного обучения.

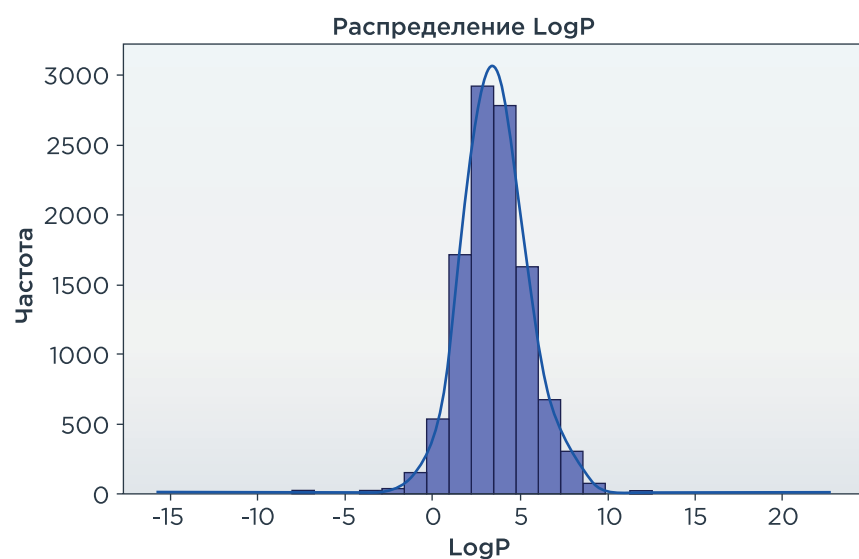
Помимо fingerprintов, для каждой молекулы также вычисляются химические дескрипторы, которые представляют собой числовые характеристики молекул, такие как молекулярный вес, индекс рефракции, количество атомов углерода, водорода и другие структурные характеристики. Эти дескрипторы предоставляют дополнительную информацию о молекуле, которая может быть полезна для предсказания ее липофильности [7]. В рамках предобработки для каждого SMILES-кода молекулы вычисляются более 100 различных химических дескрипторов. Полученные значения дескрипторов затем используются в качестве дополнительных признаков для модели. После генерации fingerprintов и вычисления дескрипторов важно отобрать только те признаки, которые наиболее сильно влияют на целевую переменную, в данном случае – значение LogP. Для этого используется метод отбора признаков на основе важности (например, с использованием XGBoost или других методов отбора). Это позволяет исключить из модели неинформативные или коррелированные признаки, улучшая ее точность и эффективность (рис. 4).

На рисунке 4 представлена матрица корреляции топ-25 признаков по важности, отобранных на основе вкладов в модель машинного

РИСУНОК 5. Корреляция с целевой переменной



РИСУНОК 6. Распределение LogP до удаления выбросов



обучения для предсказания липофильности (LogP). Каждый элемент матрицы отражает степень линейной зависимости между двумя признаками, вычисленную по коэффициенту Пирсона. Значения корреляции варьируются от -1 (полная отрицательная связь) до +1 (полная положительная связь), что визуализировано с помощью цветовой шкалы: от синего (отрицательная или слабая связь) до красного (сильная положительная связь). Анализ матрицы показывает, что подавляющее большинство признаков слабо коррелируют между собой, что свидетельствует об их взаимной независимости и обоснованности включения в модель как самостоятельных

источников информации [11]. Наибольшая корреляция наблюдается между признаками FP_1383 и FP_1138 (коэффициент 0,42), что может свидетельствовать о частичном дублировании структурной информации между этими фингерпринтами. Остальные корреляционные связи находятся в диапазоне от -0,04 до 0,31, что говорит об отсутствии мультиколлинеарности и, следовательно, о стабильности модели при обучении. Таким образом, визуализация подтверждает, что отобранные признаки являются статистически информативными и не избыточными, что положительно влияет на обобщающую способность модели и ее

интерпретируемость в контексте оценки липофильности веществ. Помимо этого, проводилась проверка корреляции ключевых признаков с целевой переменной LogP, установлено, что удаление сильнокоррелирующих признаков (например MolLog) только ухудшают точность модели, поэтому их исключать нельзя. Также перед проведением обучения было установлено, что многие молекулы были неадекватно соотношены с их фактическим LogP, чтобы этого избежать, на тренировочных данных экспериментальным путем были подобраны оптимальные границы целевого параметра, установлено, что он должен находиться в диапазоне от -1,9 до 9 при тестировании на независимом тестовом наборе данных, который программа еще не видела (рис. 5, 6).

После предобработки данные были разделены на обучающую и тестовую выборки. Обычно выборка делится в пропорции 70 % на 30 %, где 70 % данных используется для обучения модели, а оставшиеся 30 % – для ее тестирования. Такое разделение позволяет оценить эффективность модели на независимом наборе данных, не использованном в процессе обучения [9].

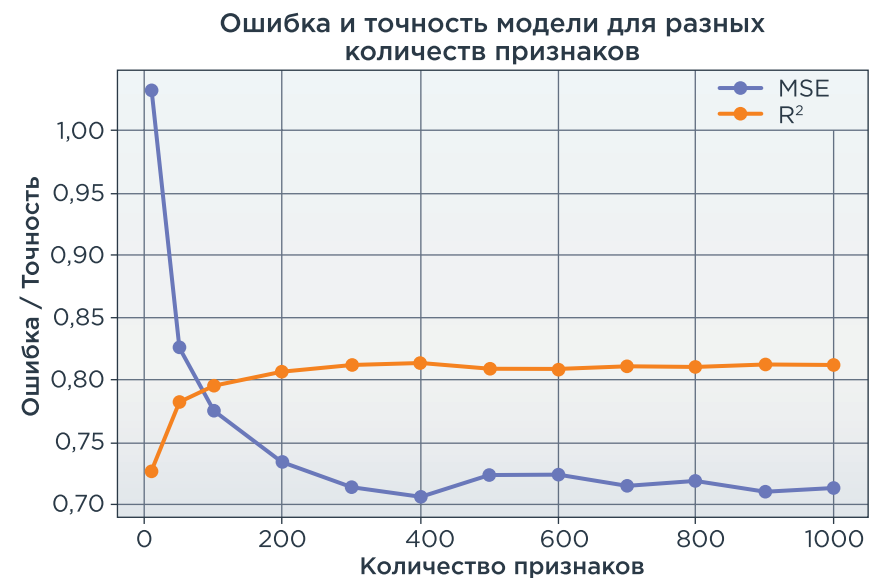
Оценка эффективности разработанной модели проводилась на валидационной выборке, составляющей 30 % от всего объема исходных данных. Для построения модели использовался градиентный бустинг на деревьях решений (алгоритм XGBoost), обученный на расширенном наборе признаков, включающем молекулярные фингерпринты и химические дескрипторы, извлеченные из структуры молекул. Было проведено 50 испытаний через фреймворк Optuna, где были подобраны идеальные для модели гиперпараметры, для того чтобы точность была наибольшей.

Результаты оценки показали, что модель обладает высокой предсказательной способностью:

1. Среднеквадратичная ошибка (MSE): 0,715.
2. Коэффициент детерминации (R^2): 0,811.

Значение $R^2 = 0,81$ свидетельствует о том, что более 81 % дисперсии значений липофильности (LogP) объясняется моделью.

РИСУНОК 7. Ошибка и точность модели машинного обучения



Это указывает на высокую точность предсказания и хорошее соответствие между реальными и прогнозируемыми значениями. При этом относительно низкое значение MSE подтверждает, что отклонения предсказаний от фактических значений невелики и находятся в допустимых пределах. На представленном графике (рис. 5) визуализирована динамика изменения метрик качества в зависимости от числа используемых признаков. По оси X отложено количество признаков (от 10 до 1000), а по оси Y – соответствующие значения ошибки (MSE) и точности (R^2).

Анализ графика позволяет сделать несколько важных наблюдений. При использовании менее 100 признаков модель демонстрирует пониженные значения R^2 и завышенные значения ошибки – это связано с недостаточной полнотой входных данных.

В диапазоне от 100 до 400 признаков наблюдается улучшение метрик: ошибка стремительно снижается, а точность – растет, достигая плато. После 400 признаков кривые метрик стабилизируются: R^2 стабилизируется в районе 0,81, а MSE удерживается в интервале от 0,70 до 0,72, что говорит об оптимальном насыщении признакового пространства. Добавление дополнительных признаков свыше 500 практически не дает прироста точности, что свидетельствует о достижении

«точки насыщения» модели и позволяет избежать избыточности.

В ходе данного исследования был разработан метод для предсказания липофильности органических соединений с применением машинного обучения, применяемых в нефтехимической промышленности. Для этого использовались молекулярные фингерпринты и химические дескрипторы, которые были преобразованы в числовые признаки для последующего обучения модели. Основой модели стал алгоритм градиентного бустинга XGBoost, который продемонстрировал высокую эффективность при решении задачи предсказания значений LogP. Результаты моделирования показали, что модель достигает высоких значений коэффициента детерминации ($R^2 = 0,81$), что свидетельствует о хорошем соответствии предсказанных и реальных значений липофильности. На графике, демонстрирующем зависимость точности и ошибки от количества признаков, наблюдается, что использование более 400 признаков не приводит к значимому улучшению, что подтверждает правильность выбора оптимального набора признаков для обучения модели. Предсказание липофильности с помощью машинного обучения представляет собой эффективный инструмент для разработки и оптимизации химических

веществ, используемых в нефтехимии: катализаторы, присадки и сорбенты. Результаты исследования подтверждают, что такие методы позволяют ускорить процесс разработки новых материалов и улучшить качество продукции, одновременно снижая затраты на экспериментальные исследования. ●

Литература

1. Андреева Е.П. Липофильность органических соединений, рассчитанная с использованием структурного сходства и молекулярных физико-химических дескрипторов / Е.П. Андреева, О.А. Раевский // Химико-фармацевтический журнал. 2009. Т. 43, № 5. С. 28–32.
2. Кировская И.А., Нор П.Е., Ратушный А.А. Оценка параметров липофильности для определения физико-химических свойств биологически активных молекул // ОмГТУ. 2014. № 3. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/otsenka-parametrov-lipofilnosti-dlya-opredeleniya-fiziko-himicheskikh-svoystv-biologicheskii-aktivnyh-molekul> (data обращения: 05.04.2025).
3. Пякилла Б.И. Оценка липофильности с помощью байесовских нейронных сетей / Б.И. Пякилла, В.И. Гончаров // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2022. № 9. С. 288–292.
4. Пякилла Б.И. Особенности разработки полносвязных нейросетей для решения задачи оценивания липофильности органических соединений / Б.И. Пякилла, В.И. Гончаров // Доклады ТУСУР. 2024. Т. 27, № 1. С. 86–94.
5. Chen, H.-F. In silico log P prediction for a large data set with support vector machines, radial basis neural networks and multiple linear regression / H.-F. Chen // Chemical Biology & Drug Design. 2009. Vol. 74, № 2. P. 142–147.
6. Chen, Y.-K. MRlogP: Transfer Learning Enables Accurate logP Prediction Using Small Experimental Training Datasets / Y.-K. Chen, S. Shave, M. Auer // Processes. 2021. Vol. 9, № 11. С. 2029.
7. Datta, R. Efficient lipophilicity prediction of molecules employing deep-learning models / R. Datta, D. Das, S. Das // Chemometrics and Intelligent Laboratory Systems. 2021. Vol. 213. P. 104309.
8. Isert, C. Machine Learning for Fast, Quantum Mechanics-Based Approximation of Drug Lipophilicity / C. Isert, J. C. Kromann, N. Stieff, G. Schneider, R. A. Lewis // ACS Omega. 2023. Vol. 8, № 2. С. 2046–2056.
9. Lu, G.-N. Estimation of n-octanol/water partition coefficients of polycyclic aromatic hydrocarbons by quantum chemical descriptors / G.-N. Lu, X.-Q. Tao, Z. Dang, X.-Y. Yi, C.-L. Yang // Open Chemistry. 2008. Vol. 6, № 2. P. 310–318.
10. Tetko, I.V. Prediction of n-octanol/water partition coefficients from PHYSPROP database using artificial neural networks and E-state indices / I.V. Tetko, V.Yu. Tanchuk, A.E.P. Villa // Journal of Chemical Information and Computer Sciences. 2001. Vol. 41, № 5. P. 1407–1421.
11. Yao, X.-J. Comparative study of QSAR/QSPR correlations using support vector machines, radial basis function neural networks, and multiple linear regression / X.-J. Yao, A. Panaye, J.-P. Doucet и др. // Journal of Chemical Information and Computer Sciences. 2004. Vol. 44, № 4. P. 1257–1266.

KEYWORDS: *lipophilicity, machine learning, petrochemistry, fingerprints of molecules, chemical descriptors, additives, catalysts, hydrocarbon media.*

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СКВАЖИНЫ

для эффективной разработки нефтяной оторочки при помощи многовариантного гидродинамического моделирования

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНА ПРОБЛЕМА РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С ТОНКИМИ НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ И АКТИВНЫМ ВОДОНОСНЫМ ГОРИЗОНТОМ, КОТОРЫЕ ХАРАКТЕРНЫ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ. ОСНОВНОЙ СЛОЖНОСТЬЮ ЯВЛЯЕТСЯ КОНУСООБРАЗОВАНИЕ ГАЗА И ВОДЫ, ЧТО ПРИВОДИТ К СНИЖЕНИЮ КОЭФФИЦИЕНТА ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТИ, ПОВЫШЕНИЮ ОБВОДНЕННОСТИ, УВЕЛИЧЕНИЮ ГАЗОВОГО ФАКТОРА, А ТАКЖЕ К УСЛОЖНЕНИЮ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ. НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТА ПОКУРСКОЙ СВИТЫ ВЕРХНЕМЕЛОВОГО ВОЗРАСТА ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПРОВЕДЕННЫ РАСЧЕТЫ ДЛЯ АНАЛИЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НА СЕКТОРНЫХ И ПОЛНОМАСШТАБНЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ С ВАРИАЦИЕЙ ПАРАМЕТРОВ: ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ, ДОЛИ КОМПЕНСАЦИИ ОТБОРОВ, ОТСТУПОВ СКВАЖИН ОТ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА И ДЛИТЕЛЬНОСТИ РАБОТЫ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЬ. ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕННЫХ РАСЧЕТОВ, УДЕЛЕНО ВНИМАНИЕ ВЛИЯНИЮ ГАЗА, КОТОРЫЙ МОЖЕТ ИЗМЕНИТЬ ДИНАМИКУ ДОБЫЧИ ЖИДКОСТИ

THE PUBLICATION CONSIDERS THE PROBLEM OF MINING OF OIL AND GAS DEPOSITS WITH THIN OIL FRINGES AND ACTIVE AQUIFER, WHICH ARE TYPICAL FOR THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA. THE MAIN DIFFICULTY IS CONE FORMATION OF GAS AND WATER, WHICH LEADS TO A DECREASE IN OIL RECOVERY FACTOR, INCREASED WATER CUT, INCREASED GAS FACTOR, AS WELL AS TO THE COMPLICATION OF MINING MANAGEMENT. ON THE EXAMPLE OF THE POKUR SUITE OF THE UPPER CRETACEOUS AGE OF ONE OF THE ACCUMULATIONS IN WESTERN SIBERIA, CALCULATIONS HAVE BEEN MADE TO ANALYZE THE DEVELOPMENT EFFICIENCY ON SECTORAL AND FULL-SCALE HYDRODYNAMIC MODELS WITH VARIATION OF PARAMETERS. IT SHOWS THAT BOTTOMHOLE PRESSURE, SHARE OF COMPENSATION OF WITHDRAWALS, WELL SPACING FROM THE WATER-OIL CONTACT AND DURATION OF INJECTION WELLS WORKING FOR OIL. THE RESULTS OF THE CALCULATIONS ARE ANALYZED; ATTENTION TO THE INFLUENCE OF GAS, WHICH CAN CHANGE THE DYNAMICS OF LIQUID PRODUCTION IS PAID

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: нефтегазовые залежи, попутный нефтяной газ, газовый фактор, гидродинамическая модель, коэффициент извлечения нефти, коэффициент извлечения газа, отступ скважины.

Нурисламов Алмаз Флюорович
техник отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Онегов Никита Андреевич
специалист отдела развития технологий исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть», ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Булавенкова Антонина Сергеевна
главный менеджер проектов, Подразделение ЗГД по геологии и разработке ООО «РН-БашНИПИнефть»

Одним из классов активно разрабатываемых трудноизвлекаемых запасов нефти являются нефтегазовые залежи с тонкими (относительно толщины газо- и водонасыщенной части) оторочками нефти и активным водоносным горизонтом (Чутырско-Киенгопское, Северо-Комсомольское, Западно-Мессояхское, Среднеботуобинское, Губкинское, Коробковское, Бахметовско-Жирновское, Анастасиевско-Троицкое, Самотлорское, Варьеганское, Чаяндинское месторождения, месторождения Тролль в Норвегии, Прадхо Бей на Аляске в США, им. Ю. Корчагина и др.). Основной проблемой разработки таких запасов являются процессы конусообразования газа из газовой шапки и воды из аквифера [1]. Вследствие прорывов воды и газа, как более подвижных фаз, к забою

добывающих скважин происходит снижение фазовой проницаемости по нефти, что приводит к не достижению проектных уровней добычи, итоговому снижению коэффициента извлечения нефти (КИН), низкой рентабельности разработки и к необходимости утилизации добываемого газа и воды.

Для решения данной проблемы можно выделить три основных метода:

- методы борьбы с прорывами воды и газа за счет ограничения режимов работы скважин (использование предельных дебитов или устройств контроля притока, периодическая эксплуатация скважин) [2];
- подбор систем разработки и способов закачивания с целью уменьшения конусообразования, бурение горизонтальных

скважин (ГС) и многозабойных горизонтальных скважин (МЗГС) [3, 4];

- создание барьеров на уровне газо- и водонефтяного контакта (ГНК и ВНК) [5].

В данной работе рассматривается рядная система ГС как наиболее эффективный метод борьбы с высоким газовым фактором среди вышеперечисленных, согласно предыдущим исследованиям [1]. Однако в условиях конкретного объекта открытым остается вопрос подбора оптимальных параметров работы горизонтальных скважин, а именно:

- целевое забойное давление добывающих и нагнетательных скважин;
- расположение скважины относительно ГНК и ВНК;
- длительность отработки на нефть нагнетательных скважин;
- целевая компенсация;
- критическое значение газового фактора (ГФ), после которого скважина останавливается для релаксации пласта и расформирования конуса газа.

Объектом изучения данной работы является пласт покурской свиты верхнемелового возраста нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири. Пласт характеризуется сложным тектоническим строением с наличием ряда блоков с различными положениями ВНК и ГНК, обширной газовой шапкой (отношение объема газовой шапки к объему нефтяной оторочки (m-фактор) > 1,5), тонкой оторочкой высоковязкой нефти (9–12 м). Данные осложняющие факторы приводят к снижению дебитов скважин, опережающему обводнению, увеличению ГФ.

ТАБЛИЦА 1. Параметры расчетов

Параметры моделей	Серия расчетов № 1		Серия расчетов № 2
	без ППД	с ППД	с ППД
Размер секторной модели, м	2300 x 600		
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	12		
Минимальный дебит нефти, м³/сут	0,9		
Максимальная обводненность, %	98,5		
Максимальный ГФ добывающей скважины, м³/м³	2500		
Время остановки скважины для расформирования конуса газа, сут	120		
Максимальный дебит жидкости добывающей скважины, м³/сут	1000*		
Максимальное забойное давление нагнетательной скважины относительно пластового, %	150 %		
Доля компенсации, %	–	90, 100, 110	110, 120
Длительность отработки нагнетательной скважины в добыче, мес.	–	0, 3, 6, 9	6, 9, 12
Отступ добывающей скважины от ВНК, % от толщины нефтяной оторочки	25, 50, 75		25, 30, 35, 40, 45, 50
Отступ нагнетательной скважины от ВНК, % от толщины нефтяной оторочки	–	25, 50, 75	40, 50, 60
Забойное давление добывающей скважины, МПа	5, 7,5, 10		5, 6,25, 7,5
Газонасыщенная толщина пласта, м	0, 6, 12		
Моделей, шт.	27	972	648
* Ограничения по добыче жидкости обусловлены пропускной способностью сформированной системы подготовки продукции			

Оценка параметров на секторной модели

С целью экспресс-оценки влияния параметров разработки на выработку запасов нефти, выполнен ряд расчетов на секторной гидродинамической модели (ГДМ) без учета перетоков между крайними ячейками элемента разработки с широким шагом выбора параметров. Для последующего анализа и выбора оптимальных параметров осуществляется сопоставление

величин КИН и НЧДД (накопленного чистого дисконтируемого дохода) по каждому рассчитанному варианту. Для расчетов использовались типовые геолого-физические характеристики пласта покурской свиты, залегающего на опорной глубине 1100 м.

Для анализа было составлено 999 моделей с вариацией параметров для расчетов с широким шагом выбора параметров, указанных в таблице 1. Длина ГС и расстояние между рядами скважин были приняты равными 2000 и 300 м соответственно, данные параметры считаются оптимальными для рассматриваемого пласта и его аналогов [6].

По результатам проведенных расчетов максимальную эффективность показала система

ТАБЛИЦА 2. Оптимальные параметры по результатам расчетов

Свойства участка		Параметры добывающей скважины		Параметры нагнетательной скважины		Показатели разработки	
ГНТ, м	Отступ от ВНК, %	Забойное давление, МПа	Отступ от ВНК, %	Доля компенсации, %	Длительность отработки, мес.	КИН, д. ед.	НЧДД нормированный, %
Серия расчетов № 1							
0	75	5	75	110	9	0,103	100
6	50	5	50	110	6	0,048	49
12	50	7,5	50	110	9	0,047	42,4
Серия расчетов № 2							
0	75	5	75	110	9	0,103	100
6	50	5	40	120	12	0,050	56,9
12	40	5	40	120	12	0,051	56

разработки с поддержанием пластового давления (ППД), выявлена тенденция выбора оптимальных параметров для различных значений газонасыщенной толщины пласта (ГНТ) (таблица 1.2):

- отступ от ВНК добывающей скважины – 50 %, нагнетательной – 50 %;
- целевое забойное давление 5–7,5МПа;
- компенсация отборов порядка 110 %;
- длительность отработки нагнетательных скважин от 6 до 9 месяцев.

По результатам анализа расчетов серии 1 были определены параметры, оказывающие наибольшее влияние на разработку объекта. С целью повышения точности расчетов дополнительно была сформирована вторая серия расчетов 648 моделей с параметрами, указанными в таблице 1. Параметры, характеризующие лучший вариант системы разработки, представлены в таблице 2.

После уточнения параметров удалось добиться прироста КИН и НЧДД для ГНТ = 6 м на 5% и 16,1%; для ГНТ = 12 м на 8,4% и 31,9% соответственно.

По результатам расчета и анализа 1647 гидродинамических моделей были получены оптимальные, с точки зрения получения максимального НЧДД параметры разработки объекта (таблица 3).

Полученные результаты использовались в дальнейшем для оценки параметров на полномасштабной модели.

Оценка параметров на полномасштабной модели

Для расчета использовалась модель со средневзвешенными параметрами пласта покурской свиты – без учета геологической макронеоднородности. В расчетах учитывался факт отсутствия инфраструктуры для транспортировки и реализации газа. Предполагается, что приоритетом при выборе систем разработки для данного объекта является максимизация КИН при минимизации значения ГФ в связи с необходимостью сжигания газа и выплаты соответствующих штрафов [7].

Объектом моделирования является антиклинальная эллипсоидообразная залежь, полностью подстилаемая водой. Длина залежи – 7500 м, ширина – 14 100 м, диапазон ГНТ – от 0 до 12 м, нефтенасыщенная толщина

(ННТ) – 12 м. Залежь разбурена рядной системой ГС с ППД в соотношении 1:1. Схематичная сетка скважин представлена на рисунке 1.

Результаты моделирования сектора полномасштабной залежи показали, что для эффективной выработки нефтяной оторочки с максимальным получением НЧДД однозначно определяются оптимальные параметры работы системы ППД и забойное давление добывающей скважины (таблица 3).

Для определения оптимальной проводки скважин, в случае наличия различных зон (ГНТ – 0 м и 12 м) ввиду строения залежи, дополнительно рассмотрен вариант с различным расположением скважин в разных зонах. С целью учета таких эффектов, как перетоки между элементами разработки и влияние разработки подгазовой зоны на краевую зону, была проведена серия расчетов в полномасштабной модели для вариантов с разными параметрами

ТАБЛИЦА 3. Оптимальные параметры по результатам расчетов

Параметр	Оптимальные значения	
	Зона с газовой шапкой	Зона без газовой шапки
Отступ добывающей скважины от ВНК, % от толщины нефтяной оторочки	40	75
Отступ нагнетательной скважины от ВНК, % от толщины нефтяной оторочки	40	75
Забойное давление добывающей скважины, МПа	5	5
Доля компенсации, %	120	110
Длительность отработки нагнетательной скважины в добыче, мес.	12	12

РИСУНОК 1. Схематичная сетка скважин

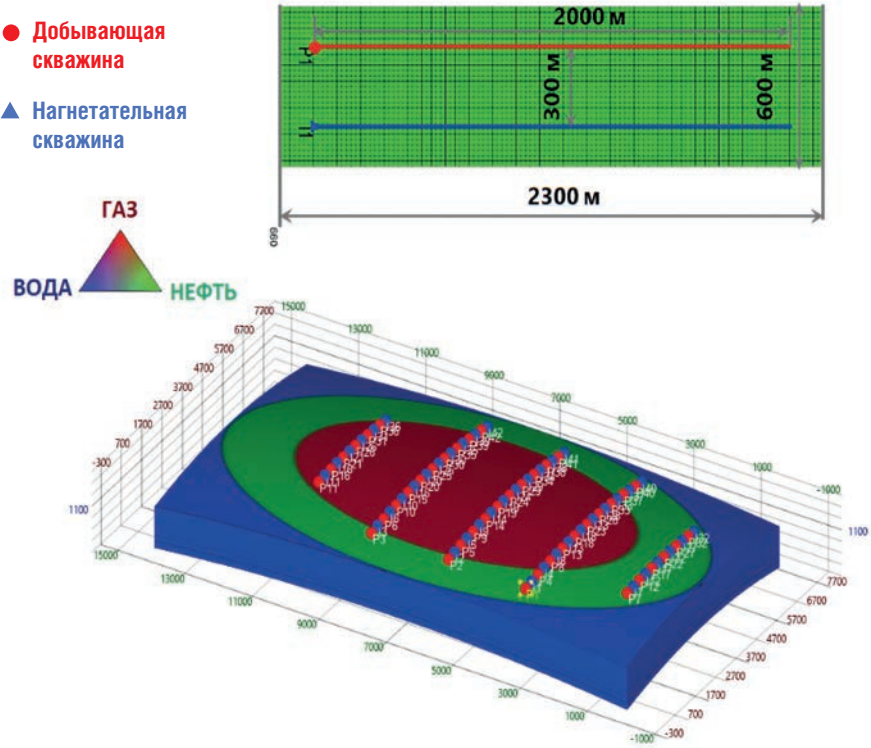


ТАБЛИЦА 4. Варианты расположения горизонтального участка скважин относительно ВНК

Параметры модели	Значение, %	Номер модели
Отступ от ВНК для нефтяных и нагнетательных скважин (отступ в переходной зоне)	25	Модель № 1
	40	Модель № 2
	40 (75%)	Модель № 3
	50	Модель № 4
	50 (75%)	Модель № 5
	75	Модель № 6

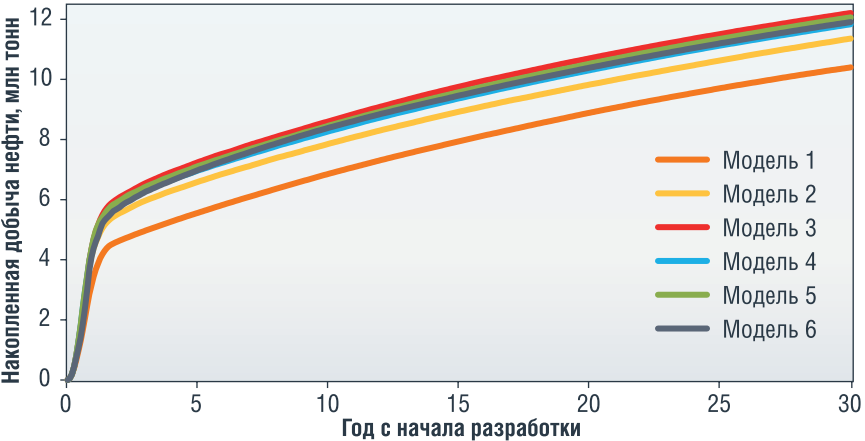
разработки. Таким образом, было сформировано 6 полномасштабных ГДМ объекта.

Модели № 3 и 5 – модели с параметрами системы разработки, полученными в результате расчетов на секторных моделях. Основным изменением является разное расположение проводки в переходной зоне. Поскольку залежь представляет собой антиклиналь в виде эллипсоида с газовой шапкой, по краям расположены зоны с малой ГНТ. В таких зонах, по результатам расчетов на секторных моделях, оптимально располагать перфорации ближе к кровле – с отступом 75 % от ВНК. Для зон с большими ГНТ перфорации оптимально расположить, отступив 40 % от ВНК для модели № 3 и 50 % от ВНК для модели № 5.

В прочих моделях выбирается одинаковый отступ для всех скважин вне зависимости от зоны.

В качестве опорной базовой модели для сравнения эффективности выбрана модель № 1. Следует отметить, что модель № 4 соответствует фактическим проводкам скважин на рассматриваемом объекте.

РИСУНОК 2. Накопленная добыча нефти за 30 лет



В результате расчетов шести моделей были получены следующие результаты:

- Наибольшая добыча нефти получена в модели № 3. Объяснением этому является то, что краевые зоны с оптимизированным расположением скважин вырабатываются более эффективно за счет сниженного влияния подстилающей воды. Скважины в краевой зоне пласта, которые были расположены ближе к кровле пласта, обладают большим временем безостановочной работы.
- В зонах с газовой шапкой выбранное соотношение отступа скважин (40% от ВНК и 70 % от ГНК) позволяет оптимально обеспечивать работу без преждевременного прорыва конуса газа или воды.

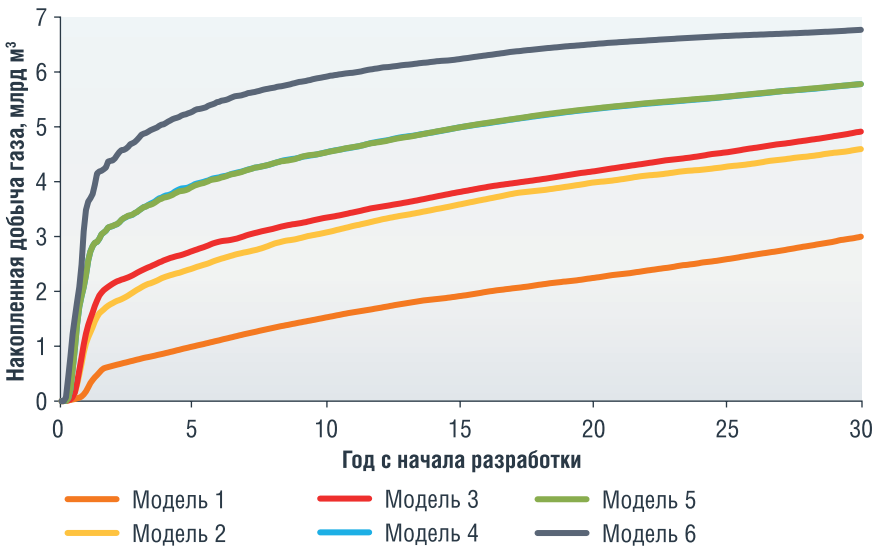
Показатели разработки через 30 лет представлены в таблице 4 и на рисунках 2 и 3.

Модель № 3 имеет наибольший КИН и НЧДД за 30 лет разработки и, соответственно, обладает максимальным критерием оптимальности, учитывающим экономическую эффективность разработки и выработку запасов с условием минимальной добычи газа из газовой шапки, рассчитываемый по формуле:

Коптi = НЧДДi / НЧДДmax + КИНi / КИНmax + (1 - КИГi) / (1 - КИГmin), (1)

где *Топтi* – интегральный показатель *i*-й модели; *НЧДДi* – накопленный чистый дисконтируемый доход; *НЧДДmax* – максимальный накопленный чистый дисконтируемый доход среди всех моделей; *КИНi* – коэффициент извлечения нефти *i*-й

РИСУНОК 3. Накопленная добыча газа за 30 лет



модели; $K_{ИНmax}$ — максимальный коэффициент нефти извлечения среди всех моделей; $K_{ИГ_i}$ — коэффициент извлечения газа i -й модели; $K_{ИГmax}$ — максимальный коэффициент газа извлечения среди всех моделей.

Следует отметить динамику изменения КИГ. Несмотря на то, что в модели № 3 КИГ находится на уровне 60 %, меньший КИГ был получен только у двух моделей (модель № 1 и модель № 2), несмотря на то что параметры этих моделей хоть и обеспечивают меньший КИГ, потери в добыче нефти и необходимость выплаты штрафов снижают значение $K_{ОПТ}$.

Таким образом, стремясь минимизировать добычу газа, можно потерять от 10 до 20 %

накопленной добычи нефти и от 15 до 30 % НЧДД. Для определения оптимальных параметров системы разработки необходим комплексный подход с многофакторной оптимизацией.

Влияние газонефтяного фактора

Поскольку модель № 3 показала наилучшие итоговые значения КИН и НЧДД, то в целях уменьшения КИГ и оптимизации параметров скважин дополнительно были рассмотрены ограничения по ГФ: 1000 м³/м³, 2500 м³/м³, 5000 м³/м³ и 10000 м³/м³.

При превышении установленного газонефтяного фактора скважина останавливается

до расформирования конуса газа на 120 суток. Показатели разработки представлены в таблице 5 и на рисунках 4, 5.

В случае когда скважины работают длительное время с прорывом газа, основной проблемой является большая добыча газа из газовой шапки ввиду его высокой подвижности и, как следствие, снижение коэффициента извлечения нефти. Стремительное снижение давления в газовой шапке с одновременной работой сформированной системой ППД может привести к появлению значительных вертикальных градиентов давления между ВНК и ГНК. Таким образом, часть подвижной нефти оттесняется в зону газовой шапки, где в последующем она «защемляется». Анализ гидродинамических расчетов показал, что из-за высокого газонефтяного фактора можно потерять до 15 % извлекаемых запасов нефти.

Таким образом, с помощью контролируемой добычи газа можно добиться увеличения накопленной добычи нефти на 5 % при одновременном снижении накопленной добычи газа на 50 %.

Заключение

Одним из способов выбора оптимальных параметров системы разработки является многовариантное гидродинамическое моделирование. Для конкретных условий на секторной модели были выбраны наилучшие параметры скважин,

РИСУНОК 4. Накопленная добыча нефти за 30 лет

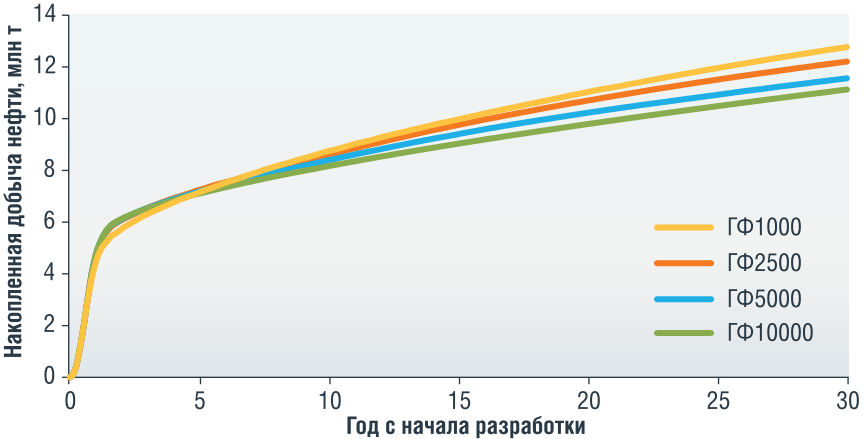
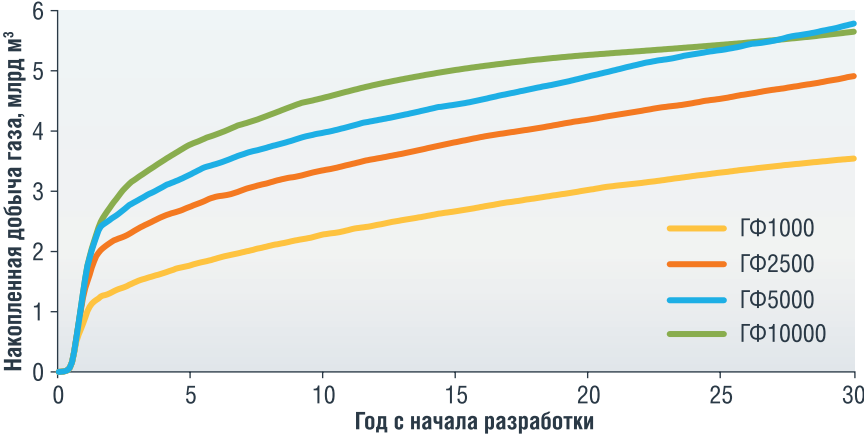


РИСУНОК 5. Накопленная добыча газа за 30 лет



такие как: отступ скважин от ВНК, время отработки, а также ограничение по ГФ, которые в дальнейшем были использованы как начальные приближения для расчетов на полномасштабной модели объекта.

По результатам анализа многовариантного гидродинамического моделирования были выявлены параметры системы разработки, влияющие на эффективность выработки запасов наибольшим образом – газонефтяной фактор, отступ от ВНК и срок отработки. В различных зонах (с наличием и отсутствием газовой шапки) необходимо выбирать различные параметры работы скважин.

Оптимизация параметров работы скважин позволяет увеличить КИН относительно варианта с фактической проводкой скважин на 8,6 %, а НЧДД – на 9,6 %. При этом значительно снижаются объемы добычи газа. С помощью представленного подхода выработан алгоритм подбора оптимальных параметров

работы скважин. Данный алгоритм можно использовать на других месторождениях со схожими геологическими условиями.

По результатам работы сформированы рекомендации для эффективной выработки подгазовой зоны с помощью гидродинамического моделирования для объектов-аналогов:

- секторное гидродинамическое моделирование зон с наличием и отсутствием газовой шапки для определения:
 - оптимальной системы расстановки скважин;
 - параметров эффективной работы скважин с помощью моделирования различных режимов работы и расположения горизонтального ствола скважины внутри нефтяной оторочки относительно ВНК;
 - критического ГФ, который способствует эффективной выработке запасов без преждевременных прорывов конуса газа;

- перенос полученных по результатам моделирования параметров на полномасштабную модель объекта для проведения анализа чувствительности и уточнения:

- критического газового фактора;
- отступа от ВНК;

- при наличии значительных расхождений результатов расчетов на полномасштабной и секторной модели переходить к детальному моделированию на ней.

Также необходимо проводить расчеты в адаптированной постоянно действующей геолого-гидродинамической модели, поскольку важно учитывать геологическую неоднородность. Предложенный порядок действий позволяет определить оптимальные параметры разработки залежи, тем самым минимизировать число расчетов на полномасштабной модели, что приводит к снижению времени расчетов и повышению эффективности разработки месторождения. ●

Литература

1. Савенков О.В., Кусов Г.В. Оценка технологической и экономической эффективности разработки газонефтяного месторождения с применением горизонтальных скважин // INNOVATION-2018. – 2018. – С. 102–103.
2. Ялаев А.В., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Кулеш В.А. Обзор мирового опыта ограничения режимов работы скважин в контексте борьбы с прорывами воды и газа в подгазовых зонах // Экспозиция Нефть Газ. – 2024. – № 2. – С. 24–31.
3. Аптулин Д.В., Маслов В.Н. Метод обоснования плотности сеток скважин и способов заканчивания скважин в случае совместной разработки нефтяных оторочек и газовых шапок // Экспозиция Нефть Газ. – 2013. – № 6 (31). – С. 79–80.
4. Патент RU 2692369 C1. Способ выбора системы разработки месторождения: опубл. 24.06.2019, бюл. № 18 / Якасов А.В., Кондаков Д.Е., Рощеттаев А.П.; ПАО «Газпром нефть». – 39 с.
5. Буракова С.В., Изюмченко Д.В., Минаков И.И. и др. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири (на примере ботуобинской залежи Чаяндинского НГКМ) // Вести газовой науки. – 2013. – № 5 (16). – С. 124–133.
6. Валеев Р.Ф., Исламов Р.Р., Лысенков И.Е. Выбор стратегии ППД для разработки нефтегазовых залежей // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22. – № 4. – С. 83–95.
7. Кулеш В.А., Исламов Р.Р. Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. – 2023. – № 5. – С. 58–62.

KEYWORDS: oil and gas deposits, associated petroleum gas, gas factor, hydrodynamic model, oil recovery coefficient, gas recovery coefficient, well indentation.

ТАБЛИЦА 4. Показатели разработки за 30 лет

Номер модели	Отступ скважин от ВНК, %	КИН, д.ед.	НЧДД, норм.	КИГ, д. ед.	$K_{ОПТ}$ (без КИГ)	$K_{ОПТ}$
Модель № 1	25	0,062	0,751	0,355	1,60	2,60
Модель № 2	40	0,068	0,856	0,564	1,79	2,46
Модель № 3	40 (70)	0,073	1	0,603	2	2,62
Модель № 4	55	0,070	0,921	0,721	1,88	2,31
Модель № 5	55 (70)	0,072	0,944	0,731	1,93	2,35
Модель № 6	70	0,071	0,896	0,854	1,87	2,09

ТАБЛИЦА 5. Показатели разработки за 30 лет в зависимости от ГФ

№	Газонефтяной фактор, м³/м³	КИН, д. ед.	НЧДД, норм.	КИГ, д. ед.	$K_{ОПТ}$
1	1000	0,076	1	0,419	3
2	2500	0,073	0,991	0,603	2,63
3	5000	0,069	0,956	0,722	2,34
4	10000	0,066	0,920	0,706	2,29

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ АВАРИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ с использованием VR-технологий

**Трифонов
Денис Игоревич**

кафедра
недропользования
и нефтегазового дела

**Демин
Аким Дмитриевич**

кафедра
недропользования
и нефтегазового дела

Момени Мани

кафедра
недропользования
и нефтегазового дела,
ассистент преподавателя,
Инжиниринговая академия

Российский университет
дружбы народов

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ВАЖНЕЙШИХ АСПЕКТОВ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ. К СОЖАЛЕНИЮ, МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ НЕ ВСЕГДА МОГУТ ПОЛНОСТЬЮ ЗАЩИТИТЬ ДОБЫВАЮЩИЕ ОБЪЕКТЫ. СИМУЛЯЦИЯ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ В ВИРТУАЛЬНОЙ РЕАЛЬНОСТИ (VR) ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ К НЕШТАТНЫМ СИТУАЦИЯМ МОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ НАДЕЖНЫЕ РЕШЕНИЯ В СЛОЖНЫХ СИТУАЦИЯХ

DEVELOPING MEASURES TO ELIMINATE OIL SPILLS IN DIFFICULT CONDITIONS IS ONE OF THE MOST IMPORTANT ASPECTS OF ACTIVITIES IN THE OIL AND GAS SECTOR. UNFORTUNATELY, SAFETY MEASURES CANNOT ALWAYS FULLY PROTECT PRODUCTION FACILITIES. SIMULATING EMERGENCY EVENTS IN VIRTUAL REALITY (VR) TO PREPARE SPECIALISTS FOR EMERGENCY SITUATIONS CAN PROVIDE RELIABLE SOLUTIONS IN DIFFICULT SITUATIONS

Ключевые слова: разливы нефти, ликвидация аварий, цифровые технологии, моделирование аварийных ситуаций, нефтяные месторождения.

За последние десятилетия нефтяная отрасль столкнулась со множеством вызовов, связанных с безопасностью труда и предотвращением аварийных ситуаций на месторождениях. Нефтедобыча, как одна из ключевых отраслей экономики, требует особого внимания к

вопросам безопасности, поскольку работа в сложных географических и климатических условиях может иметь негативные последствия как для персонала, так и для окружающей среды. В связи с этим актуальность разработки мероприятий по предотвращению аварийных ситуаций на нефтяных

месторождениях становится все более очевидной. Внедрение современных технологий, таких как виртуальная реальность (VR), открывает новые горизонты для повышения уровня безопасности и эффективной работы на нефтегазовых промыслах.

Обеспечение безопасности на нефтяных месторождениях в современных условиях требует комплексного подхода, который учитывает специфику отрасли. Важность внедрения автоматизированных систем безопасности (SIS) подтверждается многочисленными исследованиями [1]. Эти системы способны автоматически контролировать, фиксировать и минимизировать риски, обеспечивая надежную защиту операций и окружающей среды.

Существуют серьезные проблемы, касающиеся условий работы на сложных месторождениях. Важно учитывать различные экологические аспекты, которые могут влиять на процесс добычи углеводородов. Для морских месторождений это становится особенно актуальным. Разработка рекомендаций по повышению безопасности должна учитывать инновационные подходы, основываться на успешных кейсах международной практики [2].

Необходимо подчеркнуть, что успешное внедрение новых технологий способно не только улучшить безопасность, но и оптимизировать производственные процессы. В связи с этим применение виртуальной реальности VR может быть одним из ключевых направлений в обучении работников, повышении их квалификации и подготовки к действиям в экстренных ситуациях. Виртуальная реальность позволяет моделировать различные сценарии, что помогает работникам лучше понимать возможные риски и способы их минимизации.

VR-технологии в обучении персонала

Разработка комплекса мероприятий по предотвращению аварий

VR-технологии позволяют создавать симуляции реальных рабочих условий, что дает возможность

обучать персонал в безопасной среде, уменьшая риски при обучении и практических занятиях [7]. Это позволяет не только оптимизировать процесс обучения, но и улучшить понимание оперативных процедур, что в конечном итоге может привести к уменьшению числа аварий [4].

В 2023 году ущерб от аварий в нефтяной отрасли значительно возрос, составив более четырехсот миллионов рублей [8].

В рамках мероприятий по предотвращению аварий в первую очередь следует использовать автоматизированные системы управления рисками, которые могут интегрироваться с технологиями VR и искусственным интеллектом. Эти системы способны осуществлять постоянный мониторинг параметров безопасности и автоматически реагировать на изменения, которые могут привести к аварийным ситуациям [10].

Например, «АСУ ТП» (автоматизированная система управления технологическими процессами), разработанная в 2019–2020 годах, направлена на предотвращение сложных и аварийных ситуаций в процессе строительства скважин и сочетает в себе высокую степень автоматизации с возможностью оперативного вмешательства в случае возникновения непредвиденных обстоятельств [9].

Технические особенности работы системы «АСУ ТП» включают мониторинг параметров безопасности, автоматическое реагирование на изменения, интеграцию с другими системами и возможность оперативного вмешательства.

С использованием VR-технологий можно реализовать сценарии, моделирующие различные ситуации, в которых работники смогут отрабатывать навыки и вовремя реагировать на потенциальные угрозы [7].

Также необходимо постоянно обновлять учебные программы. Сценарии могут быть адаптированы под особенности конкретного месторождения, учитывая его уникальные риски и возможность возникновения чрезвычайных ситуаций.

Примеры успешного применения VR в нефтегазовой отрасли

Одним из распространенных примеров использования VR является создание инновационных тренажеров, которые обеспечивают обучение без рисков для сотрудников и позволяют им накапливать необходимый опыт.

Образовательные решения, основанные на VR, обеспечивают высокий уровень реалистичности благодаря возможности моделирования различных аварийных ситуаций. С их помощью можно лучше подготовить персонал к оперативным действиям в условиях стресса, что, согласно исследованиям, способствует более быстрому реагированию на внезапные изменения в рабочей среде [3]. Многие компании, такие как ПАО «ЛУКОЙЛ», уже применяют такие тренажеры для подготовки работников к экстренным ситуациям, что существенно снижает количество аварий на производстве. Применяются виртуальные симуляторы, аналогичные тем, что используются другими компаниями. Например, VR-программы для обучения на опасных производственных объектах, таких как нефтяные вышки, нефтеперерабатывающие заводы или нефтебазы. В частности, «Газпром нефть» использует VR для подготовки персонала партнерских и дистрибьюторских компаний, создавая цифровые модели производственных объектов. Таким образом, ПАО «ЛУКОЙЛ», вероятно, применяет программы типа «VR-тренажер для аварийного реагирования» или «Виртуальный симулятор для операций на нефтяной вышке».

В дополнение к обучению VR активно используется для оптимизации проектирования и моделирования новых устройств и систем. Виртуальные платформы позволяют создавать реалистичные модели, на которых можно проверять различные конструкции, избегая при этом значительных затрат на физическое моделирование. Например, такие процессы, как проектирование высокотехнологичных скважин или текущих резервуаров, значительно упрощаются и ускоряются [7]. Использование VR и дополненной

реальности (AR) в промышленном проектировании может сократить время проектирования на 30–50 % и уменьшить время на согласование и строительство объектов на 7–30 %. Эти данные основаны на внедрении платформ, таких как MASTER SCADA, которая используется для визуализации промышленных и судостроительных заводов. В нефтегазовой отрасли подобные технологии апробированы на объектах, таких как нефтеперерабатывающие заводы, нефтяные вышки и трубопроводы.

- Tyson Foods. Использование VR-тренировок позволило снизить производственные травмы на 20 % по сравнению с предыдущим годом.
- «Газпром нефть». Компания планирует применять VR для 80 % новых объектов и перевести две трети производственного оборудования на обслуживание с использованием AR, что снизит сложность технических работ и минимизирует риски ошибок из-за человеческого фактора.

VR и AR-технологии в промышленном проектировании позволяют сократить время проектирования на 30–50 % и уменьшить время на согласование и строительство объектов на 7–30 %

Это также помогает улучшить качество проектных работ, сводя к минимуму риски ошибок, которые могут произойти при традиционных методах.

Безопасность на морских платформах – это еще одно ключевое направление применения VR. Операции в сложных природных условиях, таких как ледовые айсберги или подводные течения, требуют высокой степени подготовки и осведомленности. Использование виртуальной реальности здесь позволяет смоделировать реальные сценарии взаимодействия работников в сложных условиях, избегая при этом потенциальных угроз жизни и здоровью [8]. Такой подход не только повышает уровень безопасности, но и создает более доверительную атмосферу работы, где сотрудники чувствуют себя более уверенно.

Исследования подчеркивают важность формирования профессиональных компетенций у работников, включая знание лучших практик и использование новых технологий для предотвращения аварий. Практика показывает, что VR позволяет развивать эти навыки быстрее и эффективнее [10].

Внедрение VR-технологий направлено на снижение операционных рисков, особенно в экстренных ситуациях, связанных с локализацией и устранением аварий.

Виртуальные тренажеры помогают командам отработать действия в различных сценариях, заранее продумать и усовершенствовать стратегии, а также минимизировать затраты на устранение последствий аварий [4, 15].

Авторы считают необходимым обратить внимание на исследования, которые ставят акцент на важности формирования профессиональных компетенций у работников, что включает в себя знание лучших практик и использование новых технологий для предотвращения аварий. Как показывает практика, применение VR позволяет развивать эти знания гораздо быстрее и эффективнее [10].

Использование VR-тренировок позволило снизить производственные травмы на 20 %

Внедрение VR-технологий также направлено на снижение операционных рисков, связанных с локализацией и устранением аварийных ситуаций. Виртуальные тренажеры помогают командам отработать действия при различных сценариях заранее продумать и усовершенствовать свои стратегии. Использование VR-технологий позволяет рассчитывать и минимизировать

затраты на устранение последствий аварий [4].

Таким образом, VR становится не просто инструментом обучения, но и важной составляющей всей системы управления безопасностью в нефтегазовой отрасли. Возрастающая потребность в высококвалифицированном персонале и эффективных технологиях ведет к расширению применения VR, что, в свою очередь, открывает новые горизонты для отрасли в целом. Применение виртуальной реальности в обучении, обеспечении безопасности и оптимизации процессов демонстрирует свои преимущества и значимость для устойчивого развития этой сферы [7].

Оценка эффективности внедрения VR-технологий

Внедрение VR-технологий открывает новые горизонты для повышения безопасности и эффективности производственных процессов, для мониторинга состояния объектов в режиме реального времени, что позволяет создавать точные визуализации состояния трубопроводов и оборудования и способствует более быстрой диагностике потенциальных проблем [3].

AR/VR-технологии также оптимизируют бизнес-процессы и повышают безопасность разработки месторождений. Моделирование различных сценариев в виртуальной среде является экономически целесообразным и позволяет избежать реальных угроз [8].

Это повышает доверие к системе управления безопасностью и способствует разработке эффективных стратегий управления производственными рисками. Например, в компании Газпром нефть разработали VR-тренажеры для обучения персонала работе с оборудованием на месторождениях и тренировок для предупреждения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

РИСУНОК 1. Использование VR-технологий в обучении и управлении проектами на нефтяных месторождениях



Эти симуляторы позволяют отрабатывать процедуры безопасности, такие как эвакуация при авариях, что снижает вероятность ошибок и повышает безопасность труда. Кроме того, VR используется для проектирования инфраструктуры, что ускоряет принятие решений и оптимизирует бизнес-процессы с повышением точности и скорости для Организации.

Разработка комплекса мероприятий по предотвращению аварий

Организационные аспекты внедрения VR

Внедрение технологий виртуальной реальности VR в нефтегазовой отрасли открывает новые горизонты не только для повышения безопасности, но и для оптимизации производственных процессов. Организационные аспекты этой интеграции требуют тщательного анализа и разработки системного подхода.

Первым шагом является обучение и подготовка персонала. Это позволяет создавать инновационные платформы для дистанционного обучения. Виртуальные лаборатории и учебные классы могут эффективно использоваться для создания интерактивной среды обучения, способствующей более глубокому

реальными и адаптированными к специфике работы на конкретном месторождении.

Но следует учитывать и потенциальные ограничения возможностей этой технологии, а именно, необходимость в современных устройствах и программном обеспечении, а также психологические аспекты, связанные с привыканием сотрудников к использованию VR, требуют внимательного подхода. Возможно, понадобится последовательное внедрение VR в обучающие программы, чтобы не вызвать у персонала излишнего стресса, связанного с переходом на новые форматы обучения. При этом качество обучения должно оставаться на высоком уровне, независимо от используемых технологий [9].

VR-системы позволяют детализировать потенциальные опасности и прорабатывать сценарии. Эффективные меры по обучению сотрудников, реализуемые при помощи VR, повышают общий уровень безопасности на предприятии и производительность

усвоению знаний. Также следует отметить, что VR позволяет симулировать взаимодействие с реальными системами, что придает обучению практическую направленность и делает его более захватывающим для учащихся [3].

Снижение затрат на традиционные тренинги и курсы, а также возможность многократного использования одних и тех же учебных модулей делает проектирование учебных программ относительно выгодным с финансовой точки зрения. Необходимость в минимальных материальных затратах на реальное оборудование, которое может быть дорогим и сложным в обслуживании, также играет значительную роль в обосновании внедрения VR [7].

Ключевым аспектом успешного внедрения VR-технологий является информационная поддержка и обратная связь от работников. Их опыт помогает оптимизировать учебные курсы, сделать их более

Влияние современных технологий на будущее нефтегазовой отрасли

Быстро развиваясь, VR-технологии способны существенно изменить подходы к обучению персонала, моделированию аварийных ситуаций и анализу рисков. Внедрение VR в процессы обучения позволяет проводить тренировки в безопасной среде, не подвергая работников реальной опасности. Например, сотрудники могут отрабатывать действия в случае различных аварийных ситуаций, таких как утечки или взрывы. Интерактивные обучающие программы помогают сотрудникам лучше подготовиться к экстренным ситуациям, что напрямую сказывается на их безопасности и снижении вероятности ЧП на производстве. Обучение с помощью VR-технологий формирует у работников более четкие представления о действиях

в непредсказуемых ситуациях, тем самым уменьшая вероятность ошибок в реальных условиях. Применение VR также позволяет проводить симуляции работы оборудования и процессов, что применяется для оптимизации операционных процессов и улучшает стратегии управления рисками. Использование виртуальных моделей месторождений позволяет проводить анализ различных параметров без необходимости физического вмешательства в производство.

Сложные условия работы в нефтегазовой отрасли, включая высокие температуры, давление и наличие токсичных веществ, ставят перед компаниями новые вызовы. Апробирование VR-систем позволяет детализировать потенциальные опасности и прорабатывать сценарии. Эффективные меры по обучению сотрудников, реализуемые при помощи VR, могут значительно повысить общий уровень безопасности на предприятии, что, в свою очередь снижает вероятность аварий и повышает производительность.

Заключение

Внедрение технологий виртуальной реальности в нефтяную отрасль представляет собой важный шаг к повышению безопасности и эффективности работы на месторождениях, особенно в условиях, когда традиционные методы обучения и управления рисками могут оказаться недостаточно эффективными. В ходе исследования были рассмотрены существующие меры по безопасности на нефтяных месторождениях, что позволило выявить их недостатки и области, требующие улучшения. Анализ показал, что многие из традиционных подходов к обучению и подготовке персонала не всегда способны адекватно подготовить работников к реальным условиям, с которыми они могут столкнуться в процессе эксплуатации месторождений.

Использование виртуальной реальности позволяет создать иммерсивные обучающие среды, в которых сотрудники могут безопасно отрабатывать навыки и реагировать на аварийные ситуации без риска

для жизни и здоровья. Влияние современных технологий на будущее нефтегазовой отрасли невозможно переоценить. С учетом глобальных тенденций к цифровизации и автоматизации процессов VR-технологии могут стать неотъемлемой частью стратегий компаний, направленных на повышение безопасности, эффективности и устойчивости. Перспективы дальнейших исследований в этой области открывают новые горизонты для разработки инновационных решений, которые могут значительно улучшить условия труда и снизить риски, связанные с эксплуатацией нефтяных месторождений.

Внедрение VR-технологий в нефтяной отрасли необходимо для повышения уровня безопасности и оптимизации процессов. Это требует комплексного подхода, включающего как технические, так и организационные меры, что позволит создать более безопасную и эффективную рабочую среду для всех участников процесса. В дальнейшем продолжение исследований в этой области может привести к новым открытиям и улучшениям, которые будут способствовать развитию нефтегазовой отрасли в условиях современного мира. ●

Литература

1. Кравцов А.С. Подходы к обеспечению безопасности на нефтегазовых предприятиях / А.С. Кравцов, В.А. Седелникова, К.А. Чижов, А.Э. Князева, И. В. Волков // Московский экономический журнал. 2021. № 9. (11.12.2024).
2. Абдрахимов Ю.Р. Повышение безопасности опасных производственных объектов Нефтегазодобывающих производств / Ю.Р. Абдрахимов, Н.Р. Габделхакова // Вестник науки. 2020. № 5 (26). (11.12.2024).
3. Дитковская Л.А. Меры по улучшению состояния промышленной безопасности предприятий нефтяной отрасли / Л.А. Дитковская // Вестник науки. 2024. № 9 (78). (14.03.2025).
4. Вагайцев С.Н. Международный опыт обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов месторождений нефти и газа / С.Н. Вагайцев, И.С. Сивоконь // Территория Нефтегаз. 2014. № 11. (26.01.2025).
5. Матвиенко Н.Г. Особенности обеспечения безопасности подземной разработки нефтегазоносных месторождений твердых полезных ископаемых / Н.Г. Матвиенко, Б.М. Зимиков, Б.М. Ерыгин, Н.П. Крамсков, Н.С. Свердлова // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2000. № 2. (14.03.2025).
6. Крылов Д.Е. Виртуальная реальность в нефтегазовой отрасли / Д.Е. Крылов // Вестник науки и творчества. 2024. № 1 (92). (14.03.2025).

7. Вейс Ю.В. Влияние VR-технологий на эффективность производства в нефтегазовом комплексе / Ю.В. Вейс, Г.Д. Алфимов // Экономика и бизнес: теория и практика. 2023. № 5-1 (99). (19.12.2024).
8. Кузьмин К.И. Роль виртуальной реальности в оптимизации производственных процессов и обеспечении безопасности персонала на примере нефтегазовой отрасли / К.И. Кузьмин // Прогрессивная экономика. 2023. № 6. (25.12.2024).
9. Вежновец В.К. Тренажеростроение С Использованием Технологий Виртуальной Реальности В Нефтегазовом Комплексе / В.К. Вежновец // Вестник магистратуры. 2019. № 7-2 (94). (14.03.2025).
10. Богаткина Ю.Г., Сарданашвили О.Н., Насекин К.К. Техничко-экономическая оценка эффективности инновационных цифровых технологий предупреждения осложнений и аварий при строительстве нефтяных и газовых скважин на примере Мускуршорского месторождения / Ю.Г. Богаткина, О.Н. Сарданашвили, К.К. Насекин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 4 (31). (11.12.2024).
13. Снигирь Д.Н. Внедрение искусственного интеллекта и vr в систему мониторинга НДС на магистральных трубопроводах / Д.Н. Снигирь // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2024. № 12-3 (99). (13.03.2025).
14. Мани Момени. Энергия Персидского залива: экологическое состояние акватории в контексте обеспечения пресной водой и производства электроэнергии [Текст] / Мани Момени // Neftegaz.RU. – 2024. – № 1. – С. 94 – 101.
15. «Газпром ЦПС» внедряет VR-технологии для обучения // ГАЗПРОМ ЦПС URL: <https://gazpromcps.ru/press-center/news/gazprom-tsps-vnedryaet-vr-tehnologii-dlya-obucheniya#close> (дата обращения: 24.04.2025).
16. PwC. Эффективность обучения мягким навыкам с использованием виртуальной реальности в корпоративной среде // PwC, 2020. URL: <https://www.pwc.com/us/en/tech-effect/emerging-tech/virtual-reality-study.html> (дата обращения: 24.04.2025).
17. «Газпром нефть шельф» внедрил виртуальную реальность в обучение сотрудников // ComNews, 2023. URL: <https://www.comnews.ru/content/225606/2023-03-24/2023-w12/gazprom-neft-shelf-vnedril-virtualnyu-realnost-obuchenie-sotrudnikov> (дата обращения: 24.04.2025).
18. Экономическая эффективность виртуальной реальности в обучении // promvr. URL: <https://promvr.net/articles> (дата обращения: 25.04.2025).
19. Роль VR в создании безопасных условий для тренировки сотрудников: от логистики до производства // Workspace. URL: <https://workspace.ru/blog/rol-vr-v-sozdani-bezopasnyh-usloviy-dlya-trenirovki-sotrudnikov-ot-logistiki-do-proizvodstva/> (дата обращения: 25.04.2025).
20. От инвестиций к прибыли: как тематические парки виртуальной реальности могут принести вам устойчивую прибыль // Skyfunvr. URL: <https://www.skyfunvr.com/ru/from-investment-to-return-how-vr-theme-parks-can-bring-you-sustained-profits> (дата обращения: 25.04.2025).
21. VR-тренинги производство // Apptask. URL: <https://apptask.ru/blog/vr-treningi-proizvodstvo> (дата обращения: 25.04.2025).
22. Как минимизировать затраты при внедрении VR и AR в бизнес // YAGLA. URL: <https://yagla.ru/blog/drugoe-o-marketinge/kak-minimizirovat-zatrati-pri-vnedrenii-vr-i-ar-v-biznes--2502u115038/> (дата обращения: 25.04.2025).

KEYWORDS: *oil spills, disaster management, digital technologies, emergency simulation, oil fields.*

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

Осенью 2015 г. Росатом начнет строительство двух энергоблоков для атомного проекта в Иране Бушер-2

1 июня 2015 г. гендиректор Росатома С. Кириенко сообщил, что осенью возьмут старт работы по сооружению второго и третьего блоков АЭС проекта Бушер-2.



Россия и Иран подписали ряд документов, открывающих Росатому возможность строительства в Иране восьми блоков АЭС по российской технологии.

• Комментарий Neftegaz.RU

В сентябре 2016 г. прошла церемония закладки первого камня, в ноябре 2019 г. началось строительство блока № 2. В 2021 г. стало известно, что Россия выделит Ирану 5 млрд долл. в качестве кредита на развитие электростанций Бушер и Рамин.

К началу 2025 года готовность второго и третьего энергоблоков на АЭС Бушер составляла почти 17 %, ожидается, что они будут введены в эксплуатацию в 2025 г. и 2027 г. соответственно. За время работы на станции было выработано 70 млрд кВт·ч электроэнергии. Суммарная мощность двух блоков составит 2,1 тыс. МВт.



Роснефть и Exxonmobil пока считают порт Де-Кастри более удобным местом для Дальневосточного СПГ

Роснефть окончательно разочаровалась в выбранной ранее площадке из-за невозможности получить доступ к газопроводу Сахалин-2 и считает порт Де-Кастри лучшим местом для размещения производства Дальневосточного СПГ, решение о возможном переносе площадки было принято совместно с ExxonMobil.

• Комментарий Neftegaz.RU

Запуск Дальневосточного СПГ в порту Де-Кастри был запланирован на 2027–2028 гг. По данным Роснефти, дополнительные линии сжижения в Де-Кастри вряд ли будут введены в строй раньше 2035 г.



В соответствии с долгосрочной программой развития производства СПГ в России, проект расширения завода Дальневосточный СПГ может быть реализован на базе ресурсов газа «Роснефти». В 2022 г. Exxon Neftegas Limited заморозила проект,

но в апреле 2025 г. замглавы Российского энергетического агентства Минэнерго С. Романов заявил, что страна рассматривает возможность возрождения масштабных проектов по строительству заводов СПГ, в том числе проекта Дальневосточный СПГ.

Газпром сократил поставки газа в Европу

«Газпром» сократил объемы экспорта в страны дальнего зарубежья с начала 2015 г. на 7,1 млрд м³ газа. Таким образом, объем упал до 61,6 млрд м³. Компания также снизила план добычи на 2015 г. во второй раз в течение года – до 450 млрд м³ газа в год.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2023 году компания «Газпром» реализовала на внутреннем и внешних рынках 342 млрд м³ газа. В первом полугодии 2024 года объем поставок в Европу составил 14,6 млрд м³ (против 11,6 млрд м³ годом ранее). Продажи в Китай составили 15,2 млрд м³ (против 11,1 млрд м³ годом ранее). В 2025 году «Газпром» рассчитывает поставить в Европу и Турцию 47 млрд м³ газа. Но, как утверждают эксперты, даже такой результат приведет к отрицательному денежному потоку, то есть расходы компании превысят доходы. «Газпром» второй год подряд сообщает о рекордном убытке. Причиной стала потеря европейского рынка, сложности с производством СПГ, а также низкие цены на топливо внутри страны. ●

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ

и развитие спасательных технологий в Арктике

С КАЖДЫМ ДНЕМ ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ВСЕ АКТИВНЕЕ ПРОНИКАЕТ В РАЗНЫЕ СФЕРЫ ЖИЗНИ. НОВЫМ ПЛАЦДАРМОМ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА, НАПРАВЛЕННЫХ НА ВЫПОЛНЕНИЕ ЗАДАЧ ПО ЛИКВИДАЦИИ ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ И СПАСЕНИЯ ЛЮДЕЙ, СТАНОВИТСЯ ТЕРРИТОРИЯ АРКТИКИ. КРОМЕ ЭТОГО, ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ ПОМОГАЕТ СДЕЛАТЬ ЖИЗНЬ ЛЮДЕЙ НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ КОМФОРТНЕЙ И БЕЗОПАСНЕЙ

EVERY DAY, ARTIFICIAL INTELLIGENCE IS INCREASINGLY PENETRATING INTO VARIOUS SPHERES OF LIFE. THE ARCTIC TERRITORY IS BECOMING A NEW TESTING GROUND FOR ARTIFICIAL INTELLIGENCE TECHNOLOGIES AIMED AT PERFORMING TASKS TO ELIMINATE EMERGENCIES AND RESCUE PEOPLE. IN ADDITION, ARTIFICIAL INTELLIGENCE HELPS MAKE PEOPLE'S LIVES MORE COMFORTABLE AND SAFER IN THE FAR NORTH

Ключевые слова: Арктика, искусственный интеллект, новые технологии, спасатели, беспилотные летательные аппараты, робототехника.

**Митько
Арсений Валерьевич**

президент, Арктическая общественная академия наук, Всероссийский научно-исследовательский институт метрологии имени Д.И. Менделеева, Северо-Западный институт управления РАНХ и ГС, Санкт-Петербургский государственный университет, доцент, к.т.н.

Исследования в сфере искусственного интеллекта вошли в число приоритетов государственной политики, и именно поэтому в центре внимания оказались отечественные или совместные с зарубежными учеными или практиками разработки интеллектуальных систем. Со страниц средств массовой информации можно узнать о самых передовых зарубежных достижениях, однако

и в России существует достаточное количество проектов и уже готовых решений по внедрению искусственного интеллекта в практическое хозяйствование. Количество определений того, что же такое искусственный интеллект, приближается к нескольким десяткам. Предлагается считать, что искусственный интеллект – это научная дисциплина, занимающаяся моделированием разумного поведения.

В России, как и в мировой практике, применение искусственного интеллекта за полярным кругом до настоящего времени весьма ограничено. Это относится в полной мере к США, Канаде, Норвегии. Также практически отсутствуют системные аналитические работы по возможностям разработки и применения систем искусственного интеллекта для потребностей в Арктике с учетом особых климатических условий и ведения хозяйственной деятельности.

Группа небольших БПЛА должна определять координаты терпящих бедствие. Эти дроны будут вести навигационную разведку маршрута и в режиме реального времени создавать электронную карту местности. Наземный отряд в виде роботизированных платформ амфибийного типа займется поиском и транспортировкой терпящих бедствие. Планируется, что один дрон будет способен эвакуировать до двадцати человек. Сейчас разработчики определяют,

Вдоль акватории Северного морского пути планируется построить места базирования БПЛА и сопутствующей инфраструктуры

Международные эксперты сходятся во мнении, что к 2030 г. масштабные системы искусственного интеллекта, начиная от умных машин, беспилотного транспорта и роботизированных заводов до умных городских систем и устойчивых производственных комплексов, станут массовым явлением в мировой практике.

Практически все эксперты, участвующие в опросе, указали большой потенциал искусственного интеллекта в поиске и спасении людей в Арктике и субарктических регионах. Отрадно, что в России полным ходом идет разработка таких уникальных по мировым стандартам систем.

Предполагается, что в самое ближайшее время спасательными работами в Арктике займутся группы роботов. Они смогут оказывать помощь отрезанным от внешнего мира и терпящим бедствие нефтяникам, газовикам и полярным экспедициям. Воздушные и наземные дроны, объединенные с помощью искусственного интеллекта, смогут при минимальном вмешательстве операторов найти и эвакуировать пострадавших.

Такая необычная служба спасения, основанная на роботах, дронах и искусственном интеллекте, – совместная разработка МЧС России и Центрального научно-исследовательского и опытно-конструкторского института робототехники и технической кибернетики. Предполагается использовать два типа роботов – воздушных и наземных.

какими должны быть эти аппараты: на гусеничном или шнекороторном ходу. На дальние расстояния дроны-спасатели будут перемещать самолетами, а поскольку на судне нет пилота, робот сможет выдержать даже «жесткое» десантирование с воздушного транспорта.

В настоящее время ученые создают сложный алгоритм, чтобы научить дроны действовать в группе.

На сегодняшний день РФ является единственным государством, беспилотники которого могут совершать полеты с палубы судна в суровых арктических условиях

При этом электроника сможет корректировать полученные задания. Искусственный интеллект системы будет формироваться со строгой иерархией уровней управления. На самом верхнем из них находится человек-оператор, в исключительной ситуации управление на себя может взять один из роботов с большими вычислительными мощностями. Проект является уникальным и полезным с практической и с научной точки зрения. Технология группового управления дронами считается одной из самых перспективных в робототехнике.

Еще одна разработка российских ученых – дрон «Сигма». В отличие от аналогов, этот аппарат умеет вертикально взлетать и обладает искусственным интеллектом.

На базе студенческого конструкторского бюро Сибирского федерального университета группой студентов и преподавателей были созданы первые беспилотные аппараты, с их помощью разработчики стали оказывать услуги по аэрофотосъемке. В 2012 г. молодые специалисты и педагоги создали компанию, разработавшую линейку беспилотных летательных аппаратов. Первым серийным аппаратом была «Дельта», применяемая преимущественно для нужд геологии, затем – «Гамма», ставшая летающей лабораторией массой 50 кг. В комплекс управления беспилотниками внедрена нейросеть. Планируется, что система будет применяться и как поисково-спасательная, т.к. особенно актуальна «Сигма» именно для Арктики. Аппарат может находиться в воздухе шесть часов, является симбиозом самолета и квадрокоптера.

АО «Вертолеты России» в 2019 г. провело летные испытания беспилотного вертолета VRT-300 Arctic Supervision с радаром бокового обзора для ведения ледовой разведки и эксплуатации в условиях Арктики. А в 2021 г. начато его серийное производство.

Вертолет VRT-300 также предназначен для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, выполнения спасательных работ, мониторинга экологической обстановки и др. работ в Арктической зоне Российской Федерации. Предполагается, что широкое использование беспилотных летательных аппаратов для ледовой разведки, поиска пропавших людей и других целей в Арктике может начаться уже в самое ближайшее время. В настоящее время вертолет VRT-300 активно используется «Почтой России» для доставки почтовых грузов на территории Чукотского автономного округа. ●

KEYWORDS: Arctic, artificial intelligence, new technologies, rescuers, unmanned aerial vehicles, robotics.

УДК 004

МЕЖКОЛОННЫЕ ДАВЛЕНИЯ:

причины возникновения, методы ликвидации

Иманов Руслан Радмирович

студент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

Федькин Иван Александрович

студент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

Пименов Даниил Алексеевич

студент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

Кириллов Андрей Николаевич

студент кафедры «Разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений»

Джемилёв Энвер Русланович

ассистент кафедры «Транспорт и хранение нефти и газа»

Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II

Юртаев Сергей Леонидович

заместитель исполнительного директора по реализации научно-инновационных проектов «Аппарата управления центра компетенций в области техники и технологий освоения месторождений в Арктических условиях»

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕН ОБЗОР СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ ПЕРЕТОКОВ ФЛЮИДОВ В ЗАКОЛОННОМ И МЕЖКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ. АНАЛИЗ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНОВ ДЕМОНИСТРИРУЕТ РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕТОКОВ И МЕЖКОЛОННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЧТО МОЖЕТ ПОСЛУЖИТЬ ПРИЧИНОЙ НЕКОНТРОЛИРУЕМОГО ПЕРЕТОКА ФЛЮИДА В МЕЖКОЛОННОЕ ПРОСТРАНСТВО И ВЫБРОСА НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ, ЧТО МОЖЕТ ПРИВЕСТИ К ГРИФОНООБРАЗОВАНИЮ. АВТОРЫ РАССМАТРИВАЮТ ПРИЧИНЫ И ПРЕДЛАГАЮТ МЕТОДЫ ЛИКВИДАЦИИ МЕЖКОЛОННОГО ДАВЛЕНИЯ

THE ARTICLE PROVIDES AN OVERVIEW OF METHODS FOR ELIMINATING FLUID FLOWS IN THE CASING STRING ANNULUS AND INTERCASING STRING ANNULUS OF A PRODUCTION GAS WELL. ANALYSIS OF FIELD DATA FROM OIL AND GAS PRODUCING REGIONS DEMONSTRATES THE PREVALENCE OF THE PROBLEM OF FLOWS AND INTERCASING PRESSURES, WHICH CAN CAUSE UNCONTROLLED FLUID FLOW INTO THE INTERCASING STRING ANNULUS AND DISCHARGE AT THE WELLHEAD, WHICH CAN LEAD TO GRYPHON FORMATION. THE AUTHORS CONSIDER THE CAUSES AND PROPOSE METHODS FOR ELIMINATING INTERCASING PRESSURE

Ключевые слова: межколонное давление, флюидопроявления, газопроявления, методы ликвидации, причины возникновения, методы обнаружения, осложнения скважины, КРС, эксплуатация скважин.

УДК 622.24

Межколонное давление (МКД) возникает на всех этапах существования скважины. Причинами проявления МКД могут быть: загазованность и загрязнение территории из-за утечки флюида через запорную арматуру. Вследствие утечек образуется газозудное облако, которое может воспламениться и привести к серьезным экологическим последствиям. Поэтому необходимо решать данную проблему, знать причины возникновения МКД, устанавливать местонахождения источника, применять имеющиеся решения и создавать новые.

Причины возникновения МКД

На рисунке 1 представлена скважина, осложненная межколонным давлением. Газ или жидкость может перемещаться из пласта по каналам в цементном камне в межколонном и заколонном пространстве, как показано на рисунке 1 в пункте а, или же флюид может проникать ввиду негерметичности оборудования скважины (рис. 1, б).

Источниками возникновения МКД могут выступать как нефтяные и газовые пласты,

так и флюидонасыщенные, не представляющие интереса для промышленной разработки и перекрытые обсадными колоннами. В качестве причин, из-за которых возможно движение газа и появление давления в межколонном и заколонном пространстве, могут быть: негерметичность элементов скважины и цементного камня [14]. Цементирование скважины представляет собой процесс заполнения пространства между обсадными колоннами и обсадной колонной и стенкой скважины (рис. 2). Оно необходимо для качественного крепления скважины, для создания герметичного заколонного и межколонного пространства с целью повышения безопасности эксплуатации, предупреждения перетоков жидкости и газа в межколонном и заколонном пространстве.

Ниже приведены основные дефекты цементного камня и оборудования, способствующие возникновению МКД [19].

- Образование каналов фильтрации флюидов вследствие нарушения целостности цементного кольца.

- Негерметичность элементов оборудования, таких как резьбовые соединения, обсадные колонны и уплотнительные элементы наземного и подземного оборудования.

Причины же возникновения дефектов цементного кольца и каналов фильтрации обоснованы следующими факторами:

1. Седиментационное оседание частиц цемента во время его твердения, что характерно в особенности для наклонных скважин. Оседание происходит по нижней образующей, в то время как по верхней образуется поток жидкости затворения, направленный в обратном направлении [19].
2. Ниже приведены факторы, которые могут быть причиной образования каналов фильтрации или зазоров между цементным камнем, обсадной колонной и скважиной [19]:
 - Воздействие на цементный камень различных нагрузок, таких как: перфорация, опрессовка, разбуривание цементного стакана и др.;
 - Неполное вытеснение бурового раствора цементным в затрубном пространстве.

РИСУНОК 1. Скважина осложненная МКД [14]

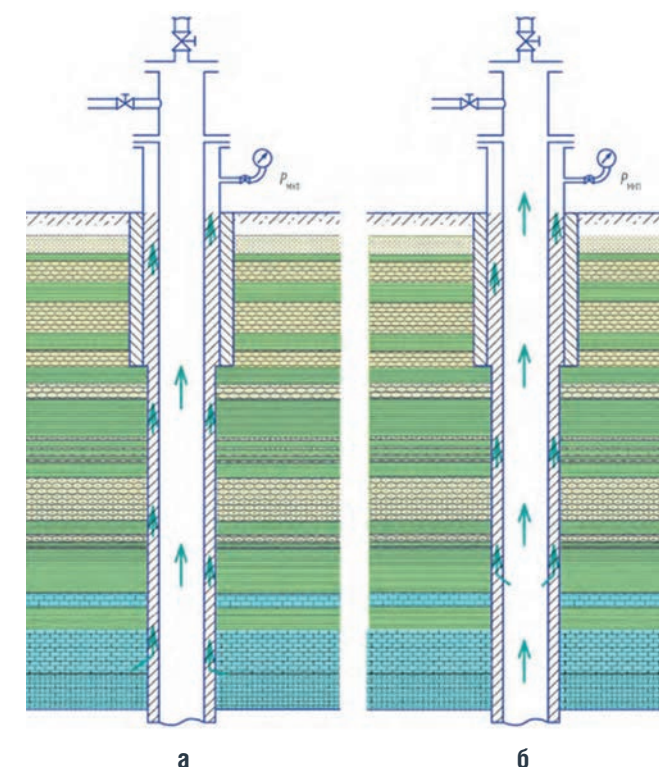
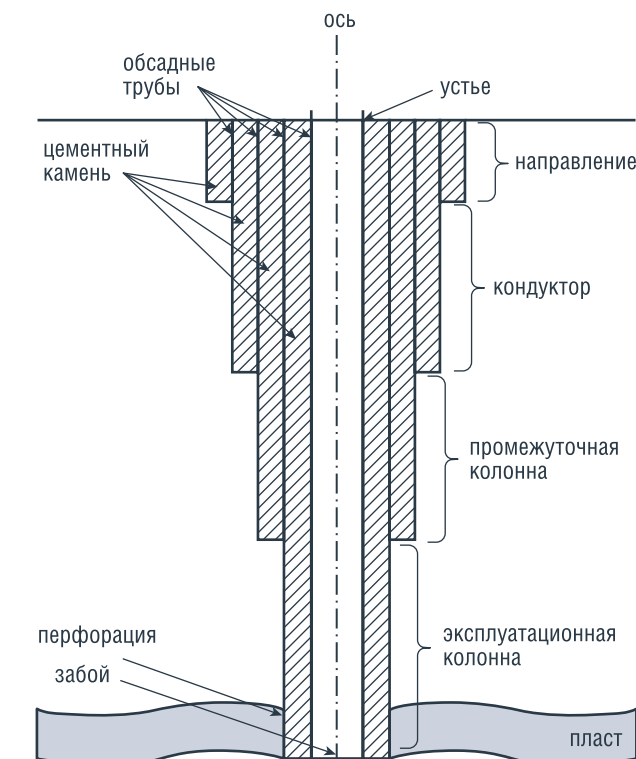


РИСУНОК 2. Конструкция зацементированной скважины [10]



Методы ликвидации МКД

Определение источника

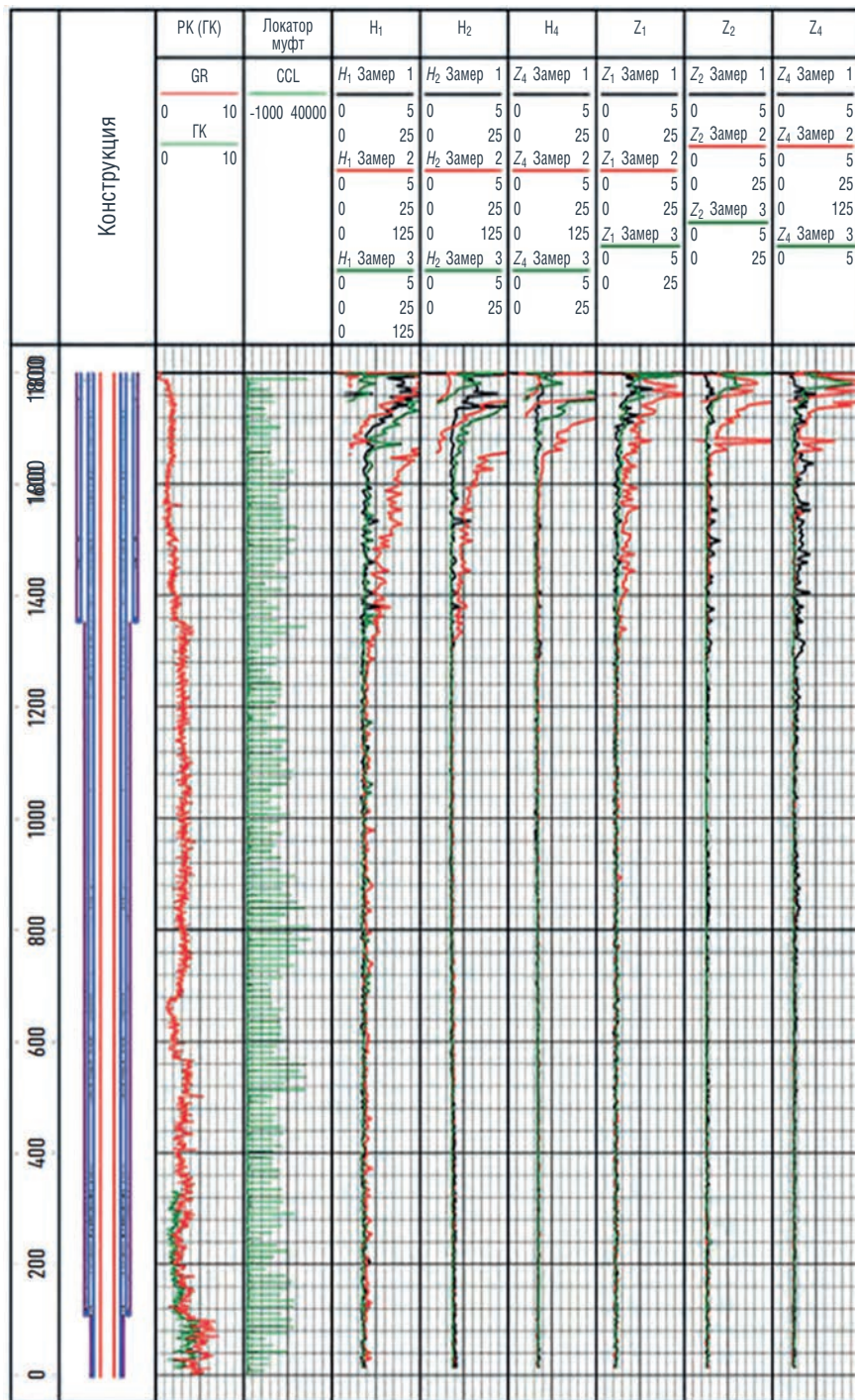
Перед началом ремонта необходимо точно определить место флюидопроявлений, как источника МКД с помощью геофизических исследований, а именно метода трехкомпонентного геоакустического каротажа [6, 3].

Этот способ определения места флюидопроявления основан на измерении амплитуды геоакустической эмиссии. Находящиеся в приборе датчики позволяют фиксировать упругие волны в скважине, образованные вследствие технологических и геодинамических процессов. Наиболее высокой интенсивностью упругих волн обладает газ, движущийся по отверстию малого диаметра с переменной траекторией и высоким градиенте давления. Потоки нефти, воды и газа при равных условиях имеют различные спектры шумов, причем для газа характерен высокочастотный спектр, для нефти и воды – более низкочастотный. На примере представлена конструкция скважин, геофизические исследования (гамма-каротаж – ГК) вскрытого разреза скважин, локатор муфт (CCL) эксплуатационной колонны, параметры ТК ГАК (Н₁, Н₂, Н₄, Z₁, Z₂, Z₄). Пример, отображенный на рис. 3, показывает результат трех замеров: 1 – фоновый; 2 – при стравливании МКД из межколонного пространства; 3 – при восстановлении давления в МКП. Опираясь на знания спектров шумов для определенного флюида, можно сделать вывод о том, что наблюдается переток газожидкостной смеси из затрубного пространства в межколонное.

Распространение же упругих волн в скважине обуславливается движением флюида. Интенсивность шумов зависит от множества факторов, таких как: упругие свойства породы, элементы скважины и оборудования, реологические свойства флюидов, формы и размеров каналов движения флюида, а также давление и его градиент.

Основываясь на принципе работы прибора, можно определить

РИСУНОК 3. Пример идентификации источника МКД методом ТК ГАК на газоконденсатном месторождении Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [10]



интервалы проявлений, интенсивность шумов которых видна на общем виброакустическом поле в виде больших значений амплитуды волнового поля по сравнению с фоновым.

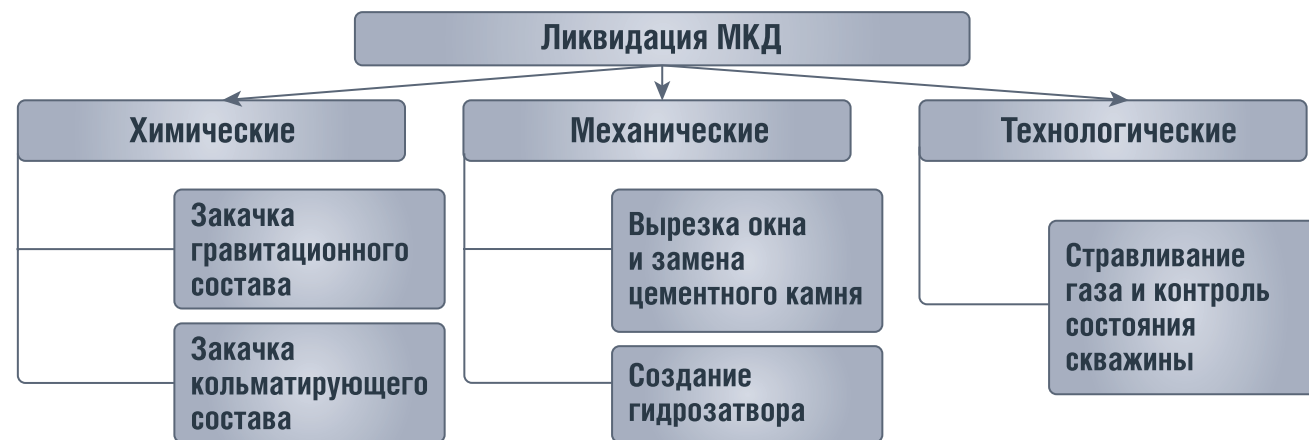
Принципы ликвидации МКД

Очень часто причинами МКД служат дефекты, образованные на стадии строительства скважины, поэтому наименее энергозатратным

и наиболее безопасным является обеспечение качества цементирования и герметичности резьбовых соединений обсадных колонн на этапе строительства скважины [7].

В большинстве случаев для ликвидации перетоков газа по межколонному пространству и пространству между обсадной колонной и породой необходимо решить следующие задачи:

РИСУНОК 4. Классификация методов борьбы с МКД [составлено авторами]



- Восстановить герметичность цементного камня над интервалом поступления флюида. Именно этот цементный камень и может служить каналом связи источника флюидопроявления и устья.
- Перекрыть каналы между цементным камнем и породой. Зачастую это пространство, являющееся каналом для движения газа, образуется вследствие недостаточного вытеснения бурового раствора буферным или в результате продолжительной эксплуатации скважины, из-за чего вследствие колебаний обсадной колонны и образуются эти каналы перетока газа.

Существующие на данный момент способы ликвидации МКД можно разделить на следующие:

- **Химические:** закачка различного рода изолирующих и гравитационных составов.
- **Механические:** вырезка окна над зоной газопроявления и установка гидрозатвора или замена цементного камня на данном участке.
- **Технологические:** эксплуатация скважины с МКД с постоянным отслеживанием состояния скважины и периодическим стравливанием газа.

Для решения данной проблемы существует множество технологий, основные из которых представлены ниже.

- **Закачка кольматирующего состава**
В данном случае производится закачка с последующим продавливанием в межколонное

пространство облегченного тампонажного состава, кольматирующего состава на органической и неорганической основе. Результатом данного вида ремонта является восстановление герметичности цементного камня путем заполнения его трещин.

- **Закачка гравитационного состава**
Этот способ подразумевает замену пластовой жидкости, образовавшейся в межколонном пространстве в области незаполненной цементом, на раствор высокой плотности в виде суспензии микробарита в растворе ПАВ и растворителей. Этот раствор, имея высокую подвижность, способен проникать в дефекты цементного камня, сдерживая поступление флюида, также он замещает пластовый флюид над крепью скважины. Его совокупное воздействие на крепь скважины способно ограничить поступление газа [23].
- **Вырезка участка колонны и установление новой крепи**
Этот способ борьбы с МКД основан на вырезке участка обсадной колонны в крышке продуктивного пласта над источником газопроявлений и закачке в указанное пространство тампонажного раствора [16].
- **Создание гидрозатвора**
В этом способе вырезается участок в обсадной колонне над зоной газопоявления, тем самым формируется расширенный кольцевой канал, связанный с внутрискважинной жидкостью. Тем самым обеспечивается превышение гидростатического

давления над давлением проникающего по межколонному или заколонному пространству газа. Добыча же флюида из нижележащих горизонтов может осуществляться с помощью установки НКТ и установки пакера, отделяющего жидкость гидрозатвора от добываемого флюида [16].

- **Стравливание газа и контроль состояния скважины**
Данный метод является скорее временным и не считается ремонтом. Он заключается в стравливании газа при превышении допустимого значения МКД и отслеживании динамики величин МКД. На некоторых месторождениях уже используют этот метод борьбы с МКД, например, на месторождениях Ю. Корчагина и В. Филановского есть регламент по стравливанию МКД для отслеживания состояния межколонного пространства и динамики изменения МКД [7, 15].

На рисунке 4 представлена схема с технологиями по ликвидации МКД.

Примеры месторождений с МКД

Шельф севера Каспийского моря (месторождения имени Ю. Корчагина и В. Филановского)

С наличием межколонного давления борются на севере шельфа Каспийского моря, а именно – на месторождениях имени Ю. Корчагина и В. Филановского. Метод определения интервалов дефекта основан на спектральной

шумометрии и проводился на аппаратуре SNL. Для борьбы с МКД на данных месторождениях применяются два метода [6, 18, 2, 23]:

- *Первый метод* основан на закачке специального герметизирующего состава на масляной основе в МКП скважин, зацементированных до устья. Закачка производится через задвижку, и состав продавливается в межколонное пространство, а именно – в трещины и микроаверыны в кровле цементного [24].
- *Второй метод* основан на гравитационном замещении пластового флюида на утяжеленный раствор. Он применяется для скважин, зацементированных не до устья, в качестве замещающего состава используется щебеночно-песчаная смесь или утяжеленный тампонажный состав WARP. Ремонт данным методом схож с первым способом: назначение замещающего состава – заполнить дефекты цементного камня с максимальным охватом по его длине. При закачке утяжеленного состава происходит последующее стравливание пластового флюида до давления 0,4 Мпа или до 1 Мпа при высоких первоначальных давлениях в МКП. Данный процесс длителен и может длиться больше года [24].

Полное снижение МКД при использовании WARP наблюдаются в 71 % случаев от общего числа ремонтов, однако все ремонты с применением данного агента дали результат в виде снижения МКД минимум в 1,86 раза. Применение же ЦВПС оказалось менее эффективным и дало весомый результат лишь в одном случае из четырех

Основываясь на данных источника [18], проведен анализ по использованию агента для ликвидации МКД вторым способом. По количеству применения агента в ремонте по ликвидации МКД преобладает агент WARP с процентом использования 77 % по сравнению с ЦВПС – 22 %.

Также проанализирована успешность работ с применением специализированного тампонажного состава WARP

и ЦВПС. Так, полное снижение МКД при использовании WARP наблюдаются в 71 % случаев от общего числа ремонтов, однако все ремонты с применением данного агента дали результат в виде снижения МКД минимум в 1,86 раза. Примененение же ЦВПС оказалось менее эффективным и дало весомый результат лишь в одном случае из четырех.

Сравнивая два агента, применяемых на месторождениях шельфа северной части Каспийского моря, можно сделать вывод о том, что применение WARP эффективнее, однако требует больших объемов закачки.

Астраханское газоконденсатное месторождение

Проблема МКД наблюдается и на Астраханском газоконденсатном месторождении, на котором в 70 скважинах обнаружена проблема МКД после бурения, а в 59 скважинах – во время их эксплуатации [9].

Борьба с межколонными давлениями на этом месторождении ведется с помощью гравитационного метода. В данном случае применяется закачка раствора с плотностью 2100–2300 кг/м³ на основе микробарита, также данный состав содержит ПАВ и растворители.

Данная суспензия, описанная выше, сдерживает поступление газа на устье за счет своей высокой плотности [9].

Шельф Вьетнама (месторождение Белый Тигр)

Еще одним месторождением с явной проблемой межколонных давлений является Белый Тигр, расположенное на шельфе Вьетнама. На данном месторождении по состоянию

на 2002 год из 210 скважин 116 были с МКД, причем величина МКД достигает 10 МПа [21].

Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение

В России большое количество месторождений с МКД, одним из которых является Уренгойское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ). На данном НГКМ 380 газоконденсатных скважин нуждаются в восстановлении герметичности, в 11 газоконденсатных и 26 газовых скважинах обнаружено МКД с давлениями выше 0,5 Мпа [21]. На данном месторождении существует множество причин нарушения герметичности: разгерметизация обсадных колонн, термодеструктивные процессы, каналообразование на ранней стадии твердения цементной суспензии, повышенная водотдача и усадка, а также неполное вытеснение бурового раствора [21–23].

На Уренгойском НГКМ применялись следующие методы ликвидации МКД [21]:

- *Механические методы*, связанные с применением пакеров, установкой пластырей, цементированием дополнительных колонн (установка цементного моста), а также ремонт тампонируванием.
- *Химические*, основанные на использовании гелеобразующих составов и растворов синтетических смол. Стоит отметить, что данный метод ликвидации не был эффективен на данном месторождении, а эффект длился около 6 месяцев.

МКД сильно влияет на работу месторождения и скважины, снижая ее добычу и являясь опасным для эксплуатации объекта. Применяемые методы малоэффективны на рассматриваемом месторождении ввиду проблем с определением причин перетоков флюида из-за того, что известные методы определения интервалов источников МКД зачастую подходят под определенные условия конкретных месторождений и не учитывают специфику месторождений, находящихся в других регионах.

Поэтому необходимо создать универсальные технологии по ликвидации МКД для успешного решения данной проблемы.

Стоит отметить, что в направлении ликвидации перетоков нужно особое внимание уделять подбору тампонажного раствора, который сможет восстановить интервал и удержат перепад давлений, который не смог бы разрушить восстановленный цементный камень. На сегодняшний день эта проблема охватывает множество месторождений, к которым нужен разный подход для ее решения. В связи с этим данная проблема является актуальной в нефтегазовой отрасли.

Выводы

В данной статье представлен обзор проблемы межколонных давлений (МКД) в эксплуатационных скважинах, описаны их последствия, методы диагностики и решения проблемы. Анализ показывает, что МКД представляет собой широко распространенную угрозу, независимо от месторождения, и может приводить к серьезным аварийным ситуациям, включая разгерметизацию устьевого оборудования и экологические риски.

Авторами рассматриваются различные методы борьбы с МКД, включая химические, механические и технологические, также рассмотрены достоинства и недостатки описанных методов и составлена классификация. Стоит отметить важность выбора качественных материалов и технологий для предотвращения и ликвидации перетоков. Примеры из практики на месторождениях Каспийского моря, Астраханского газоконденсатного месторождения и шельфа Вьетнама подтверждают сложность и актуальность проблемы.

В качестве подведения итогов можно сказать, что, несмотря на существование различных методов и технологий, до сих пор не найден оптимальный способ решения проблемы. Это обуславливает необходимость дальнейших исследований и разработок для обеспечения безопасной эксплуатации как нефтяных, так и газовых скважин и минимизации экологических рисков. ●

Литература

1. Абилтаева А.З., Баймаханов Е.А. Исследование, диагностика причин возникновения и технологии ликвидации межколонных давлений на нефтяных и газовых скважинах // Булатовские чтения. Сборник статей – 2020. – URL: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2020/3/PDF/2020-3-358-360.pdf>.
2. Андреев О.П., Арабский А.К., Минигулов Р.М., Райкевич М.И., Райкевич С.И. Способ восстановления герметичности заколонного пространства скважины: патент RU2272890C1. 2006. URL: <https://patents.google.com/patent/RU2272890C1/ru>.
3. Арутюнян А.С., Ганга И.А.Т., Петрушин Е.О., Сезар Л.А. АНАЛИЗ гидродинамических исследований скважин на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении // Сборник статей «Булатовские чтения». – 2017. – № 1. – С. 51–76. – URL: <http://id-yug.com/images/id-yug/SET/2017/1/2017-1-51-76.pdf>.
4. Беляев С.Н., Лобачиов Г.У., Родиононская Т.С. Опыт создания флюидоупорных изоляционных экранов и покрышек при ликвидации скважин Астраханского ГКМ // Research Journal of Applied Sciences. – 2015. – № 8 (39). – URL: <https://research-journal.org/archive/8-39-2015-september/opyt-sozdaniya-flyuidoupornyy-izolyatsionnyh-ekranov-i-pokryshek-pri-likvidatsii-skvazhin-astrahanskogo-gkm>.
5. Булатов А.И., Минеев А.В., Тойб Р.Р., Юровский А.А. Исследование причин межколонных проявлений в нефтегазовых скважинах // Булатовские чтения. Сборник статей – 2018. – URL: <http://id-yug.com/images/id-yug/Bulatov/2018/3/PDF/V3-50-55.pdf>.
6. В.С. Мерчева, О.В. Красильникова, Л.Ф. Ушищева, О.А. Шарова. Экологически безопасные технологии эксплуатации и ликвидации скважин с межколонными давлениями // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=17774356>.
7. Гайбулатов М.М., Жумаев П.Я., Паршуков С.Е. Ликвидация межколонных давлений на скважинах Вынгапуровского месторождения. – 2024. – Режим доступа: <https://apni.ru/article/3019-likvidatsiya-mezhkolonnykh-davleniy-na-skvazh>.
8. Горбачева О.А., Егорова Е.В., Журавлев Г.И., Минченко Ю.С. АНАЛИЗ эфффективности использования современных методов диагностики межколонных давлений на нефтяных и газовых месторождениях // География и глобальная энергия. – 2018. – № 4 (71). – С. 66–73. – URL: <https://geo.asu-edu.ru/?articleId=1192>.
9. Демахин С.А., Меркулов А.П., Туфанов И.А., Малайко С.В., Ключков А.В. Ликвидация межколонных давлений – основа безопасной эксплуатации нефтяных и газовых скважин // Petroleum Journal. 2018. № 4 (112). URL: <https://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=article&aid1=101&aid2=522&id=1211&outlang=1>.
10. Демин Е.В., Хуснутдинов А.Р., Соловьев П.С. Работа с фондом скважин, осложненных межколонными давлениями: эволюция нормативного регулирования и подходы нефтегазодобывающих компаний. РРНЕФТЬ. 2022;7(2):60-75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-2-60-75>.
11. Егорова Е.В., Нурмакова Ж.И., Силкина Т.С. Опыт применения технологий по ликвидации межколонных давлений в добывающих скважинах месторождений Северного Каспия // Вестник Астраханского государственного технического университета. – 2024. – № 1. – URL: <https://vestnik.astu.org/ru/nauka/article/84319/view>.
12. Еришев К.Т., Ахметов Д.А., Айткулов Е.К., Колдей М., Наукунов А.Ж., Таскимбаев М.Ж., Кушербаев Р.Б., Төлегенов И.А., Бек А.Е., Бекмагамбетов Д. Обобщение опыта применения гравитационного способа ликвидации межколонного давления // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2021. № 3 (8). С. 43. URL: <https://vestnik-ngo.kz/2707-4226#/>.
13. Зунт Ф.Т. Борьба с межколонными давлениями в нефтяных скважинах: дисс. канд. техн. наук. Уфа, 2006. URL: <https://www.dissercat.com/content/borba-s-mezhkolonnyimi-davleniyami-v-neftnyanykh-skvazhinakh/read>.

14. Кашкаев С.В., Новиков С.С. Особенности образования межколонных давлений в скважине и комплекс исследований для их диагностики // Газовая промышленность. 2018. № 8 (772). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-obrazovaniya-mezhkolonnyh-davleniy-v-skvazhine-i-kompleks-issledovaniy-dlya-ih-dagnostiki/viewer>.
15. Козлов В.В. Разработка методов предупреждения, исследования и контроля межколонных проявлений на скважинах Астраханского ГКМ: автореф. дисс. ... канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 24 с. – URL: <https://earthpapers.net/razrabotka-metodov-preduprezhdeniya-issledovaniya-i-kontrolya-mezhkolonnyh-proyavleniy-na-skvazhinah-astrahanskogo-gkm>.
16. Лихущин А.М., Рубан Г.А., Селиванов А.И., Тарасов В.Н., Халыпин В.П., Шевченко В.И., Яковлев Ю.А. Способ восстановления герметичности заколонного пространства скважины газовой залежи: патент RU2431033C1. 2011. URL: https://yandex.ru/patents/doc/RU2431033C1_20111010.
17. Милосердов Е.Е., Минеев А.В., Тойб Р.Р., Юровский А.А. Рассмотрение проблемы возникновения межколонных давлений в скважинах Ванкорского месторождения // Приволжский научный вестник. – 2013. – № 9 (25). – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/rassmotrenie-problemy-vozniknoveniya-mezhkolonnyh-davleniy-v-skvazhinah-vankorskogo-mestorozhdeniya/viewer>.
18. Нурмакова Ж.И., Егорова Е.В., Силкина Т.С. Опыт применения технологий по ликвидации межколонных давлений в добывающих скважинах месторождений Северного Каспия // Oil and gas technologies and environmental safety. – 2024. – № 2. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/opyt-primeneniya-tehnologii-po-likvidatsii-mezhkolonnyh-davleniy-v-dobyvayuschih-skvazhinah-mestorozhdeniy-severnogo-kaspiya/viewer>.
19. Саломатин С.С. Комплексный подход к борьбе с межколонными давлениями на месторождениях Западной Сибири: выпускная квалификационная работа. – Томск: Национальный исследовательский Томский политехнический университет, 2022. – 82 с. – URL: <https://earchive.tpu.ru/bitstream/11683/71673/1/TPU1367792.pdf>.
20. Семикин Д.А., Жаковщиков А.В. Разработка и внедрение методики диагностики источников флюидопроявлений в межколонном пространстве (на примере месторождения им. Ю. Корчагина) // Сборник статей «Геленджик-2011». – URL: https://www.oil-industry.net/SD_PDF/2011/09/Tezisy_Gelendzhik%202011_Part60.pdf (21).
21. Хадиев Д.Н. Технология диагностики и ликвидации межколонных газопроявлений в скважинах Уренгойского месторождения: автореф. дисс. канд. техн. наук. Уфа, 2002. URL: https://oil-info.ru/ngd/bur/Hadiev_1.pdf.
22. Геофизические методы контроля технического состояния скважины [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://studopedia.net/18_29789_geofizicheskie-metodi-kontrolya-tehnicheskogo-sostoyaniya-skvazhini.html.
23. ТехноГубкинский: технология устранения негерметичности межколонного пространства газовой скважины [Электронный ресурс]. 2024. URL: <https://noyabrsk-dobycha.gazprom.ru/press/news/2024/05/1145/?from=rss>.
24. Ibukun M., Elyan E., Amish M., Njuguna J., Oluyemi G. F. A Review of Well Life Cycle Integrity Challenges in the Oil and Gas Industry and Its Implications for Sustained Casing Pressure (SCP) // Energies. 2024. Vol. 17, № 22. Article 5562. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/22/5562>.
25. Yang S., Fu J., Zhao N., Xu C., Han L., Wang J., Liu H., Zhang Y., Liu J. Comprehensive Analysis of the Annulus Pressure Buildup in Wells with Sustained Gas Leakage Below the Liquid Level // Processes. 2024. Vol. 12, № 12. Article 2631. URL: <https://www.mdpi.com/2227-9717/12/12/2631>.

KEYWORDS: *annular pressure, fluid shows, gas shows, remedial techniques, root causes, detection methods, wellbore complications, well workover operations, well operations.*

ИССЛЕДОВАНИЕ МЕЖСКВАЖИННОЙ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ в нефтегазовых коллекторах

ПОЛЕВЫЕ НАБЛЮДЕНИЯ ЗА МЕЖСКВАЖИННОЙ ИНТЕРФЕРЕНЦИЕЙ И ЕЕ НЕГАТИВНЫМ ЭФФЕКТОМ НАЧАЛИСЬ ОКОЛО ДЕСЯТИ ЛЕТ НАЗАД. С РОСТОМ ЧИСЛА УПЛОТНЯЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ДОБЫЧЕ СЛАНЦЕВОЙ И ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ МЕЖСКВАЖИННАЯ ИНТЕРФЕРЕНЦИЯ ТАКЖЕ ВОЗРОСЛА. НА СЕГОДНЯШНИЙ ДЕНЬ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ ВЛИЯЕТ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ КАК В СОСЕДНИХ, ТАК И В УПЛОТНЯЮЩИХ РАЗРАБОТКАХ, ЧТО СНИЖАЕТ ПРЕДПОЛАГАЕМУЮ КОНЕЧНУЮ ДОБЫЧУ. АВТОРЫ СТАТЬИ РАССМАТРИВАЮТ ВОПРОСЫ, КАСАЮЩИЕСЯ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЖСКВАЖИННОЙ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ, А ТАКЖЕ МАТРИЧНУЮ МОДЕЛЬ И МОДЕЛЬ ПРОСАЧИВАНИЯ. ОСОБЫЙ АКЦЕНТ СДЕЛАН НА 3D-МОДЕЛИРОВАНИИ ИНТЕРФЕРЕНЦИИ ДЛЯ ОЦЕНКИ СЕТИ ТРЕЩИН

FIELD OBSERVATIONS OF INTERWELL INTERFERENCE AND ITS UNFAVOURABLE EFFECT STARTED ABOUT TEN YEARS AGO. WITH THE INCREASING NUMBER OF COMPACTION WELLS IN VARIOUS SHALE FORMATIONS, OIL AND GAS RESERVOIRS ESPECIALLY, TIGHT FIELDS, INTERWELL INTERFERENCE HAS ALSO INCREASED. TO DATE, IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT INTER-WELL INTERFERENCE AFFECTS PERFORMANCE IN BOTH NEIGHBOURING AND SEALING WELLS, WHICH REDUCES THE ESTIMATED ULTIMATE PRODUCTION. WITH THIS IN MIND, THIS ARTICLE CONSIDERS ISSUES RELATED TO THE STUDY OF INTERWELL INTERFERENCE IN OIL AND GAS RESERVOIRS. THE MATRIX MODEL AND THE SEEPAGE MODEL ARE CONSIDERED SEPARATELY. PARTICULAR EMPHASIS IS PLACED ON 3D MODELLING OF INTERFERENCE TO EVALUATE THE CREATED FRACTURE NETWORK

Ключевые слова: скважина, интерференция, модель, матрица, разрыв.

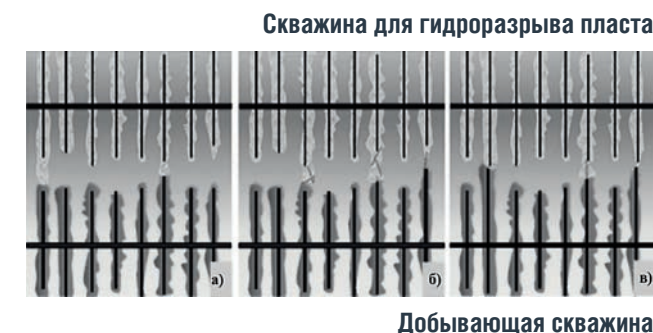
Карим Мохаммед Расул Карим
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

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

Решения о горизонтальном и вертикальном расположении скважин имеют решающее значение для оптимизации нефтегазовых коллекторов. Для достижения более высокой расчетной конечной добычи сокращение расстояния между скважинами, укорачивание стволов горизонтальных скважин и увеличение масштабов гидроразрывов пласта позволяют добиться эффективной добычи и снизить затраты на бурение, что, в свою очередь, обеспечивает стабильную разработку месторождений. Однако при интенсивном размещении скважин и масштабном ГРП неизбежно возникает межскважинная интерференция, которая становится серьезным препятствием для наращивания добычи [2].

В настоящее время межскважинная интерференция является одной из наиболее распространенных проблем в основных районах разработки нефтегазовых коллекторов. Как только добывающая скважина подвергается воздействию гидроразрыва соседнего пласта, ее добыча в определенной степени снижается. Основные причины, приводящие к межскважинной интерференции, представлены на рисунке 1.

РИСУНОК 1. Схема ударного взаимодействия двух тел [3]



В данном контексте актуализируется задача определения оптимальной стадии и расстояния между скважинами в выбранной области бурения с учетом межскважинной интерференции. Однако определение оптимальной частоты бурения скважин является сложной задачей, поскольку требует учета широкого спектра факторов, вызывающих межскважинные помехи, таких как добыча из скважин, исчерпавших свой ресурс, конструкция колонны, вертикальное расстояние, направление смещения между родительской и дочерней скважинами, а также коллекторские и геомеханические свойства.

Высоко оценивая имеющиеся на сегодняшний день труды и наработки, следует отметить, что некоторые вопросы требуют более углубленного изучения. Так, в дальнейшем развитии и обосновании нуждается метод диагностики для определения характеристик устьевого давления при взаимодействии межскважинных трещин. Кроме того, существующие математические модели для изучения многоскважинной интерференции в нефтегазовых резервуарах, как правило, очень сложны, что еще больше сдерживает прогресс исследований в этой области. Отдельного внимания заслуживают методы восстановления добычи в скважинах, подвергшихся воздействию, в зависимости от остаточной энергии пласта. Открытой остается проблема, касающаяся того, что аналитические модели не могут явно представить систему сетей гидравлических трещин, вызванную взаимодействием между основными и вторичными гидравлическими трещинами.

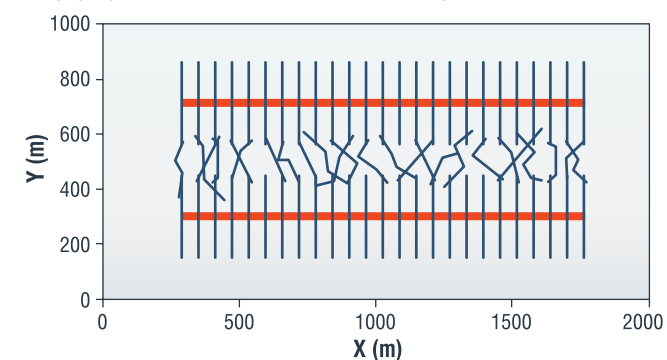
Цель настоящей статьи заключается в изучении подходов к исследованию межскважинной интерференции в нефтегазовых коллекторах.

Межскважинная интерференция находится в центре внимания динамического анализа нефтегазовых коллекторов, который в основном изучается в двух аспектах – статическом и динамическом. Статический метод включает корреляцию межскважинных горизонтов, а динамический метод идентификации – анализ данных скважинных испытаний [3].

По сравнению с традиционными газовыми или нефтяными месторождениями, для добычи нефти из которых достаточным является гидравлический разрыв пласта, в коллекторах тяжелой нефти применяется многостадийный разрыв, в результате чего обычно образуются сложные сети трещин. Это предопределяет тот факт, что использование традиционных подходов, приемлемых для обычных коллекторов в процессе анализа межскважинной интерференции, сталкивается с рядом трудностей, когда речь идет о нефтегазовых коллекторах. Например, сложности возникают с анализом передачи давления в гетерогенных сетях трещин. Промысловые данные показывают, что для изучения межскважинной интерференции при многостадийном ГРП коллекторов с тяжелой нефтью больше подходит модель power-law, включающая неравномерную передачу давления в гетерогенных системах [4]. Таким образом, на основе модели силового закона создается метод диагностики в режиме реального времени для каждой стадии ГРП.

Рассмотрим особенности исследования межскважинной интерференции в нефтегазовых коллекторах на конкретном примере. Для этого используем физическую модель, которая представлена на рисунке 2.

РИСУНОК 2. Распределение горизонтальных скважин, гидроразрыва пласта, а также естественных трещин



Источник: составлено автором на основе [5]

На рисунке 2 показано, что две горизонтальные скважины соединены посредством гидравлических и естественных трещин. Интерференция скважин вызвана интерференцией трещин и интерференцией давления через гидравлические, естественные трещины и матрицы.

В сложных геологических условиях мгновенная передача давления в гетерогенных системах трещин не очень хорошо подчиняется закону Дарси, в то время как модель закона мощности может лучше описать характеристики изменения давления во времени и пространстве [5]. Выражение закона потока выглядит следующим образом:

$$v(x, t) = -\lambda_{\alpha, \beta} \frac{\partial^{1-\alpha}}{\partial t^{1-\alpha}} \left[\frac{\partial^\beta}{\partial x^\beta} \rho(x, t) \right], \quad (1)$$

где x – расстояние, t – время, $\rho(x, t)$ – давление.

Все $\lambda_{\alpha, \beta} = k_{\alpha, \beta} / \mu$, α и β меньше.

Пример расчета: При параметрах $\lambda_{\alpha, \beta} = 0,05 \text{ м}^2/\text{с}$, $\lambda_{\alpha, \beta} = 0,05 \text{ м}^2/\text{с}$, $\alpha = 0,7$, $\alpha = 0,7$, $\beta = 0,8$, $\beta = 0,8$, $\rho(x, t) = 1000 \text{ кг/м}^3$, $\rho(x, t) = 1000 \text{ кг/м}^3$, $x = 50 \text{ м}$, $x = 50 \text{ м}$, $t = 10 \text{ ч}$, $t = 10 \text{ ч}$: $v(50, 10) \approx 0,12 \text{ м/с}$, $v(50, 10) \approx 0,12 \text{ м/с}$.

1. $\frac{\partial^\alpha(f)}{\partial t^\alpha}$ – дробная производная по времени, $\frac{\partial^\beta(f)}{\partial x^\beta}$ – пространственная дробная производная, которые, соответственно, могут быть выражены следующим образом:

$$\frac{\partial^\alpha}{\partial t^\alpha} f(t) = \frac{1}{\Gamma(1-\alpha)} \int_0^t dt' (t-t')^{-\alpha} \frac{\partial}{\partial t} f(t'), \quad (2)$$

$$\frac{\partial^\beta}{\partial x^\beta} f(x) = \frac{1}{\Gamma(1-\beta)} \int_0^x dx' (x-x')^{-\beta} \frac{\partial}{\partial x'} f(x'). \quad (3)$$

При постоянном темпе производства общее решение уравнения (1) получается из уравнений (2) и (3):

$$P_D(x_D, s) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{\eta\%}{L^{\beta+1}} \right)^{\frac{1-\alpha}{\alpha}} \cdot \frac{1}{s^{2-\alpha}} \left[\frac{1}{u^{\frac{\beta}{\beta+1}}} E_{\beta+1}(ux_D^{\beta+1}) - x_D^\beta E_{\beta+1, \beta+1}(ux_D^{\beta+1}) \right], \quad (4)$$

где $E_{\alpha\beta}(x)$ – двухпараметрическая функция Миттаг-Леффлера, а при $x_D = 0$ решение уравнения (4) имеет следующий вид:

$$P_D = (x_D = 0, t_D) = \frac{\pi}{2} \frac{t_D^{\frac{\alpha(\beta+1)}{2}}}{\Gamma(2-\frac{\alpha}{\beta+1})}. \quad (5)$$

При индексе $\alpha = \beta + 1 - \alpha/(\beta + 1)$ можно получить $\Delta p \approx \Delta t$. При $\beta = 1$ решение $P_D(x_D, t_D)$ находится таким образом:

$$P_D = (x_D, t_D) = \frac{\pi}{2} t_D^{\frac{2-\alpha}{2\alpha}} H_{1,0}^{1,1} \left[\frac{x_D}{\sqrt{t_D}} \middle|_{(0,1)}^{(2-\frac{\alpha}{2})\alpha} \right], \quad (6)$$

где функция $H_{p,q}^{m,n} \left[x \middle| \begin{matrix} (a_1, A_1), \dots, (a_p, A_p) \\ (b_1, B_1), \dots, (b_q, B_q) \end{matrix} \right]$,

а показатель перепада давления в интерферирующих скважинах соответствует показателю в интерферирующих скважинах.

На основе выбранной физической модели нефтегазового коллектора для характеристики процесса просачивания с межскважинными интерференциями целесообразно использовать традиционную трехлинейную модель просачивания с замкнутыми внешними граничными условиями в зоне течения матрицы пласта. Затем с помощью преобразования Лапласа [6] может быть получено решение безразмерного псевдозабойного давления, соответствующего постоянному дебиту с учетом скин-эффекта.

$$\tilde{m}_{wD} = \frac{k_I x_F}{2k_F W_F S \sqrt{\alpha_F} \tanh(\sqrt{\alpha_F})} + \frac{k_I h}{k_F W_F S} \left[\ln \left(\frac{h}{2r_F} \right) - \frac{\pi}{2} \right], \quad (7)$$

где m_{wD} – безразмерное решение по псевдозабойному давлению, соответствующее постоянному расходу;

~ представлено в пространстве Лапласа;

k_I – проницаемость межразломной зоны течения;

x_F – полудлина основной трещины;

k_F – проницаемость зоны потока основного разлома;

W_F – ширина основного разлома;

S – параметр преобразования Лапласа;

r_F – радиус ствола скважины;

α_F – параметр гидравлического разлома в модели трилинейного потока.

Пример: для $k_I = 0,1$ мД $k_I = 0,1$ мД, $x_F = 100$ м $x_F = 100$ м, $k_F = 10$ мД $k_F = 10$ мД, $W_F = 0,01$ м $W_F = 0,01$ м, $h = 30$ м $h = 30$ м, $r_F = 0,1$ м $r_F = 0,1$ м, $\alpha_F = 0,5$ $\alpha_F = 0,5$: $m_{wD} \approx 15,7$ $m_{wD} \approx 15,7$.

Параметр гидравлического разрыва определяется следующим образом:

$$\alpha_F = \frac{s}{\eta_{FD}} + \frac{2}{C_{FD}} \left(\sqrt{\frac{\beta_O}{y_{ED} C_{RD}}} + s \cdot \tanh \left[\sqrt{\frac{\beta_O}{y_{ED} C_{RD}}} + s \left(y_{ED} - \frac{W_D}{2} \right) \right] \right) \quad (8)$$

$$S_F = \frac{s}{\eta_{FD}} + \frac{2}{C_{FD}} \left(\sqrt{\frac{\delta_O}{y_{ED} C_{RD}}} + s \cdot \tanh \left[\sqrt{\frac{\delta_O}{y_{ED} C_{RD}}} + s \left(y_{ED} - \frac{W_D}{2} \right) \right] \right) \quad (9)$$

$$\delta_O = \sqrt{\frac{s}{\eta_{OD}}} \quad (10)$$

Матрица в основном играет роль накопителя, трещина является каналом просачивания, матрица дополняет флюид до трещины, учитывая изменение давления в матрице [7].

По мере того, как газ в матрице поступает в трещину и ствол скважины, адсорбированный газ в матрице десорбируется. Поскольку поровая вода в сланцевой матрице мала и в основном находится в виде водяной пленки, ей трудно участвовать в потоке, а канализирование водной фазы в твердой матрице не учитывается. Если взять в качестве примера газовое уравнение, то уравнение неразрывности имеет следующий вид:

Пример расчета

Для примера рассмотрим параметры:

• Масса подвижного элемента: $m = 5$ кг;

• Начальная скорость: $v = 10$ м/с.

Тогда начальная кинетическая энергия по формуле (1) составит:

$$E_k = (1/2) * m * v^2 = (1/2) * 5 * 10^2 = 250 \text{ Дж}$$

Предположим, что после удара скорость уменьшилась до 4 м/с:

$$E_k' = (1/2) * 5 * 4^2 = 40 \text{ Дж}$$

Потери энергии составят:

$$\Delta E = E_k - E_k' = 250 - 40 = 210 \text{ Дж}$$

Таким образом, эффективность ударного взаимодействия может быть оценена как:

$$\eta = E_k' / E_k = 40 / 250 = 0.16 \text{ (или 16\%)}$$

$$-\nabla(p_g v_{gm}) + p_g q_r - p_g q_g = \frac{\partial(\phi_m \rho_g S_{gm})}{\partial t}, \quad (11)$$

где q_r представляет собой член десорбции в матрице, свободный объем воздуха при десорбции в порах матрицы на единицу объема, м³/(с·м³);

ρ_g – плотность газовой фазы;

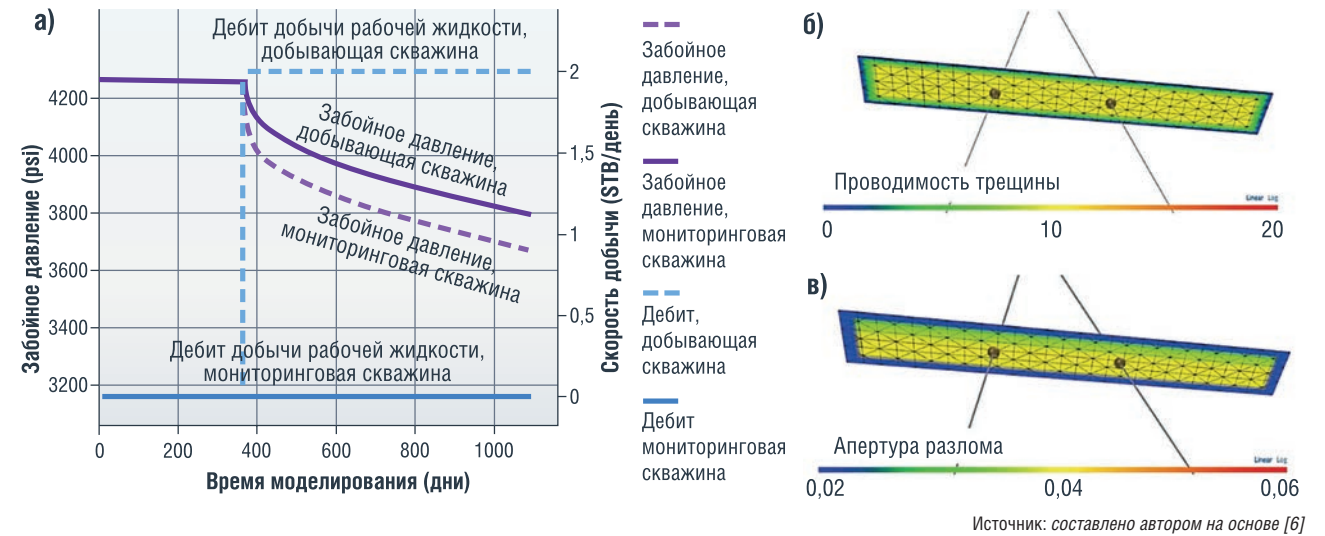
ϕ_m – пористость трещины;

q_g – переток газа между трещиной и матрицей;

v_{gm} – объемный вес, который представляет собой произведение плотности и гравитационного ускорения;

S_{gm} – это двухфазное насыщение, безразмерное.

РИСУНОК 3. Модель имитаций интерференции между скважинами с гидроразрывом пласта [6]



Согласно изотермической адсорбции Ленгмюра, с течением времени давление в матричной системе уменьшается и происходит десорбция газа [8, 9]. Расчетное выражение выглядит следующим образом:

$$q_r = -B \frac{\partial V_m}{\partial p_m} \cdot \frac{\partial p_m}{\partial t} = B_g V_L \frac{p_L}{(p_L + p)^2} \frac{\partial p_m}{\partial t}, \quad (12)$$

где B представляет собой объемный коэффициент;

V_m – количество газа, адсорбированного на единицу объема сланцевой матрицы;

$V_m = \frac{V_L p_L}{p_L + p}$, единица измерения м³/м³;

p_L – давление в трещине;

V_L – объем трещины,

p_m – давление адсорбированного газа.

Пример расчета десорбции газа: $B = 1,2$ $B = 1,2$, $V_L = 0,5$ м³/м³ $V_L = 0,5$ м³/м³, $p_L = 10$ МПа $p_L = 10$ МПа, $p = 8$ МПа $p = 8$ МПа, $\partial p_m / \partial t = 0,01$ МПа/ч $\partial p_m / \partial t = 0,01$ МПа/ч:

$$q_r \approx 0,003 \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{м}^3) \quad q_r \approx 0,003 \text{ м}^3/(\text{с} \cdot \text{м}^3).$$

Геомеханические параметры (напряжение и деформация), рассчитанные по модели Бартон-Бандиса [10], связаны только с блоками матрицы, однако можно определить проницаемость трещин по нормальному эффективному напряжению трещины.

Проницаемость закрытия трещины k_{rcf} (мД) описывается следующим уравнением:

$$k_f = k_{ccf} \times \left(\frac{e}{e_0} \right)^4 \geq k_{rcf}, \quad (13)$$

где k_{ccf} – проницаемость трещины при нулевом напряжении (мД); k_f – проницаемость трещины; e – определяется как текущая апертура трещины; e_0 – начальная апертура трещины, т.е.

$$e = e_0 - V_j, \quad (14)$$

где V_j представляет собой отношение жесткости напряжения к жесткости разрушения.

Используя полностью связанный трехмерный симулятор ГРП, геомеханики и пласта – Multi-Frac-3D с композиционными, геомеханическими и термическими опциями, можно провести серию симуляций

интерференции между скважинами с гидравлическим разрывом пласта. В базовом моделировании использовалась максимально простая постановка задачи, чтобы выделить основные свойства системы.

На рисунке 3 показана схема модели. Она состоит из двух скважин – добывающей и контрольной, соединенных прямоугольным разломом с постоянной проводимостью (рис. 3б, 3в).

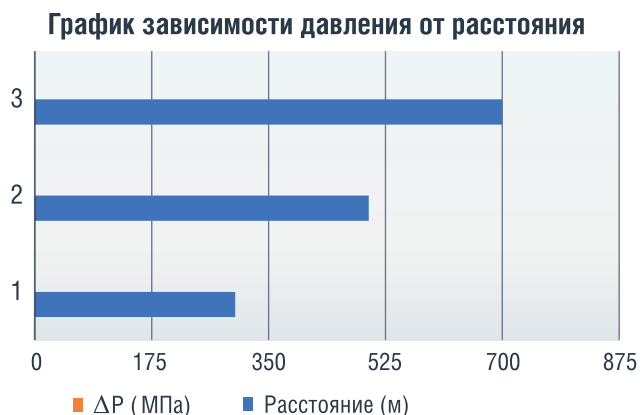
На рисунке 3 а) установка для простых случаев с одним интерференционным тестом; 3 б) трещина с постоянной проводимостью, соединяющая две скважины; 3 в) почти однородная апертура трещины.

На рисунке 4 показаны графики зависимости давления от расстояния на основании приведенным расчетам.

Для простоты расчетов процесс гидроразрыва и размещения проппанта не моделируется, а принимается в их стандартной формализации. В свою очередь, трещина задается как уже существующая с известными свойствами. Начальная апертура трещины формализуется в общих значениях. Апертура трещины рассчитывается как функция эффективного нормального напряжения с помощью уравнения Бартон-Бандиса. Параметры уравнения Бартон-Бандиса выбираются таким образом, чтобы сжимаемость трещины была практически постоянной в диапазоне условий моделирования и разумной для проводимости пачки проппанта (~ 0,01 МПа⁻¹). В каждом моделировании проводимость трещины устанавливается на постоянное, равномерное значение.

В базовом моделировании используется однофазная слабосжимаемая жидкость. Проницаемость однородна, а поровое давление гидростатично. Вязкость воды составляет 0,31 сП, а сжимаемость флюида – 0,000435 МПа⁻¹. В начале моделирования обе скважины заглушены. Добывающая скважина вводится в эксплуатацию с граничным условием постоянного дебита жидкости 2 барреля в сутки, как показано пунктирной синей линией на рисунке 3а. После запуска скважины в эксплуатацию забойное давление мониторинговой скважины начинает снижаться. Первоначальное базовое моделирование проводилось при проводимости трещин 0,1, 1, 10 и 100 миллиардс-футов.

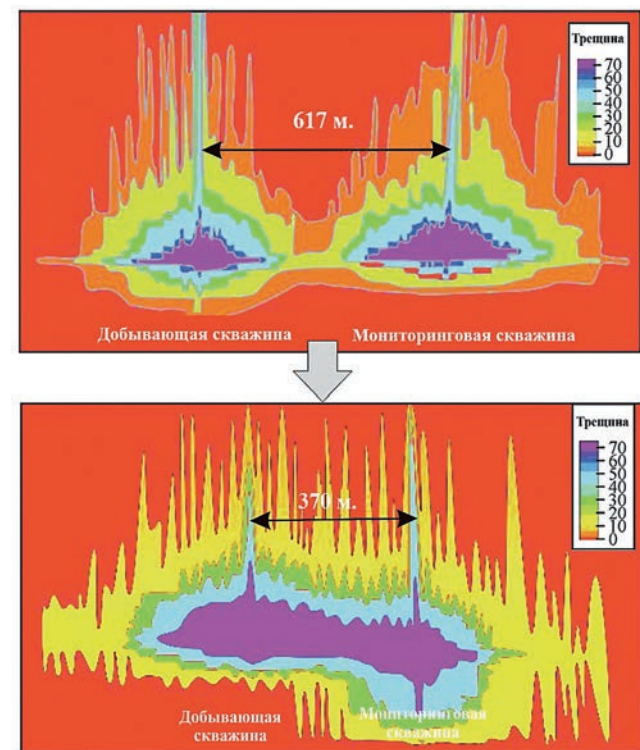
РИСУНОК 4. Зависимости давления от расстояния



Проникновение трещин при различных расстояниях между скважинами изучалось при условии одинакового масштаба гидроразрыва, результаты испытаний показаны на рис. 4. Тепловизионное изображение трещин с расстоянием между скважинами 370 м показывает очевидное проникновение трещин и большое перекрытие. Когда расстояние между скважинами составляет 617 м, тепловизионное изображение трещин демонстрирует, что область перекрытия трещин мала.

Таким образом, расстояние между скважинами в оптимизированной зоне составляет 370–617 м. Для горизонтальных скважин с расстоянием между ними менее 300 м, хотя масштаб гидроразрыва строго контролируется, межскважинная интерференция все равно будет иметь место.

РИСУНОК 5. Связь трещин при различных расстояниях между скважинами [7]



Источник: составлено авторами на основе [7]

Для горизонтальных скважин с расстоянием между скважинами более 700 м существует вероятность того, что пласт не будет освоен из-за недостаточного масштаба ГРП. Таким образом, рекомендуемое расстояние между скважинами на моделируемом нефтегазовом месторождении составляет 500–700 м. Одновременно следует учитывать тот факт, что даже если в процессе гидроразрыва не происходит каналирования давления, в процессе добычи из-за продолжительной выработки давление будет распространяться вдоль матрицы, что приведет к увеличению интерференции между скважинами.

Для изучения степени интерференции между скважинами после заполнения существующей схемы скважин средняя площадь контроля скважины в блоке заполнения приводится к моделируемой скважине с помощью технологии численного моделирования.

Таким образом, подводя итоги проведенного исследования, можно сделать вывод о том, что межскважинная интерференция является серьезной проблемой, препятствующей оптимальному извлечению углеводородов из нефтегазовых месторождений.

Изучение данных вопросов началось сравнительно недавно, поэтому важно понять основные причины и методы, которые приводят к ее возникновению, что позволит разработать оптимальные стратегии управления добычей, а непрерывный поверхностный и скважинный микросейсмический мониторинг предоставляет уникальную возможность оценить связь и помехи давления между скважинами. ●

Литература

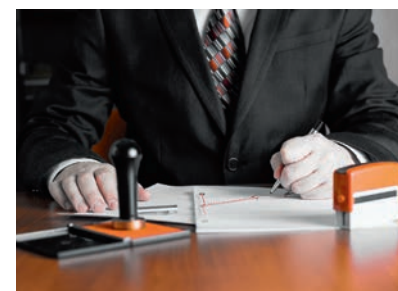
1. Волошин Г.В. Эффекты интерференции различных каналов импульсного возбуждения резонансов когерентного пленения населенностей в ячейках с парами щелочного металла и буферным газом / Г.В. Волошин // Журнал экспериментальной и теоретической физики. – 2024. – Т. 165. – № 5. С. 607–617.
2. Гималтдинов И.К. Детонация газожидкостной смеси при интерференции волн на наклонной границе / И.К. Гималтдинов, А.С. Родионов, Е.Ю. Кочанова // Физика горения и взрыва. – 2023. – Т. 59. – № 3. – С. 36–43.
3. Кааров Ж.З. Разработка методов оптимизации размещения горизонтальных скважин в газовых и газоконденсатных залежах / Ж.З. Кааров // Инновации. Наука. Образование. – 2022. – № 49. – С. 1326–1331.
4. Левитина Е.Е. Оценка динамики пластового давления и дренируемых запасов газа по данным исследований скважин эксплуатационного фонда / Е.Е. Левитина, Е.И. Инякина, Н.М. Паклинов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5 (161). – С. 67–76.
5. Zhuang, HuiNong et al. Dynamic Well Testing in Petroleum Exploration and Development. Second edition / Huinong Zhuang, Yongxin Han, Hedong Sun, Xiaohua Liu. Amsterdam: Elsevier, 2020. 198 p.
6. Almasoodi, M., Andrews, T., Johnston, C. A new method for interpreting well-to-well interference tests and quantifying the magnitude of production impact: theory and applications in a multi-basin case study / M. Almasoodi, T. Andrews, C. Johnston // Geomech. Geophys. Geo-energ. Geo-resour. – 2023. – № 9. – P. 95–97.
7. Zhou, Y. Multiple Hydraulic Fractures Growth from a Highly Deviated Well / Y. Zhou, D. Yang. Mechanics of Hydraulic Fracturing. 2022. 129 p.
8. Qing Zhang Well Interference Analysis of Shale Gas Wells Based on Embedded Discrete Fracture Model // Geofluids. 2022. Volume 2022, Issue 1. P. 105–113.
9. Wei Liang Opportunities and challenges for gas coproduction from coal measure gas reservoirs with coal-shale-tight sandstone layers: A review / Liang Wei, Wang Jianguo // Deep Underground Science and Engineering. – 2024. – Volume 4. – Issue 1. – P. 20–29.
10. Weilin Ye Research on temperature and pressure interference in photoacoustic spectroscopy gas detection / Ye Weilin, Luo Wenxuan // Microwave and Optical Technology Letters. – 2023. – Volume 66. – Issue 1. – P. 109–118.

KEYWORDS: well, interference, model, matrix, fracture.

ЕСЛИ США ОТМЕНЯТ САНКЦИИ ПРОТИВ РОССИИ, БУДЕТ ЛИ РОССИЯ ПРИВЕТСТВОВАТЬ ВОЗВРАЩЕНИЕ АМЕРИКАНСКОГО БИЗНЕСА?

THE CHRISTIAN SCIENCE
MONITOR

Перспектива украинско-российских переговоров вызвала дебаты о будущем санкций. Некоторые могут предположить, что Россия жаждет облегчения от беспрецедентного потока санкций. Но для некоторых россиян это не совсем желанная перспектива. Огромные суммы государственных расходов переориентировали



российские промышленные приоритеты, и появились новые экономические группы, которые полагаются на эти денежные потоки. Министр иностранных дел РФ предположил, что Россия не будет добиваться масштабного смягчения санкций, потому что возврат к прежней торговой зависимости от Запада подорвет экономическую самодостаточность страны. Некоторые секторы российской экономики сильно пострадали от санкций, особенно высокотехнологичные отрасли, такие как авиация и энергетика. Но другие получили выгоду от ухода иностранных конкурентов. Последние представляют собой грозное лобби, которое может противостоять массовому возвращению иностранных фирм на российский рынок. Хотя четкой политики пока нет, любые запросы на возвращение будут рассматриваться в индивидуальном порядке, одним из критериев будет то, насколько сильно российская экономика в них нуждается.

НИЗКИЕ ЗАПАСЫ, ТРУДНОСТИ С ПОСТАВКАМИ... МИРОВЫЕ ЦЕНЫ НА ГАЗ МОГУТ СНОВА ВЫРАСТИ В 2025 ГОДУ

LE FIGARO

В 2025 году средние цены на природный газ в Европе могут вырасти на 23 %, а в США – взлететь на 55 %. Европейский рынок находится в состоянии «хрупкого равновесия», поскольку после сокращения поставок российского газа он стал более зависимым от СПГ. Закрытие месторождения Гронинген и истощение британских месторождений в Северном море оказывают давление на объемы поставок. Дополнительным фактором стало увеличение импорта СПГ Индией и Китаем в прошлом году, что привело к сокращению поставок в ЕС и Великобританию и уменьшило уровень заполнения европейских газохранилищ. Европа, попавшая в зависимость от СПГ, становится заложницей геополитических угроз, ключевым риском остается возможное закрытие Ормузского пролива, через который проходит около 20 % мировых поставок СПГ. В отличие от азиатских государств, у ЕС практически отсутствуют реальные альтернативы газоснабжения. К 2030 году мировые мощности по производству СПГ вырастут до 850 млрд м³ в год.



Однако, в отличие от трубопроводного газа, СПГ можно легко перенаправить на более выгодные рынки, что позволяет странам-экспортерам ограничивать возможности Европы по обеспечению себя газом. Некоторые эксперты, опасаясь, что растущие потребности

американской промышленности заставят США в первую очередь удовлетворять собственные энергетические потребности, предлагают возобновить закупки российского газа.

ПОЧТИ ВСЕ КОЗЫРИ ПРОТИВ РОССИИ РАЗЫГРАНЫ

Frankfurter Allgemeine
ZEITUNG FÜR DEUTSCHLAND

С 2022 г. ЕС ввел 17 пакетов санкций против России. Наряду с другими структурными проблемами, это привело к перегрузке производственных



мощностей, удорожанию импорта и стало причиной роста инфляции, с которой приходится бороться с помощью высокой базовой процентной ставки, являющейся признаком того, что экономика, ориентированная на военные нужды, не работает так слаженно, как утверждает президент. Экономические показатели России впервые с 2022 года немного снизились. Тем не менее три года назад многие на Западе надеялись, что санкции подействуют быстрее и более радикально. Так, отключение российских банков от SWIFT, названное «ядерным вариантом», практически не имело последствий. То же самое можно сказать и о замораживании валютных резервов Центрального банка России, которые хранятся на Западе, с 2014 года Россия накопила резервы в других фондах. Особенно болезненной для России является отказ ЕС от импорта газа. В отличие от нефти, которая теперь продается в Азию, «Газпром» не может перенаправить поставки трубопроводного газа. Российская экономика на удивление быстро адаптировалась ко многим другим мерам. ●

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПУБЛИЧНЫХ СЕРВИТУТОВ В РОССИИ: адаптация зарубежного опыта для нефтегазовой отрасли

В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ ДАННЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОБЛЕМЫ УСТАНОВЛЕНИЯ ПУБЛИЧНЫХ СЕРВИТУТОВ В РОССИИ, ВКЛЮЧАЯ НЕДОСТАТОЧНУЮ ИНФОРМИРОВАННОСТЬ ПРАВООБЛАДАТЕЛЕЙ, СЛАБОЕ МЕЖВЕДОМСТВЕННОЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ, ОТСУТСТВИЕ ОБЯЗАТЕЛЬНЫХ ОБЩЕСТВЕННЫХ СЛУШАНИЙ И НЕЭФФЕКТИВНЫЕ МЕХАНИЗМЫ ДОСУДЕБНОГО УРЕГУЛИРОВАНИЯ СПОРОВ. ОСОБУЮ ОСТРОТУ ЭТИ ВОПРОСЫ ПРИОБРЕТАЮТ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОВОДОВ, ГДЕ МАСШТАБ ПРОЕКТОВ И ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ОБРЕМЕНЕНИЙ ТРЕБУЮТ ОСОБЫХ ПРАВОВЫХ ГАРАНТИЙ ДЛЯ СОБСТВЕННИКОВ. ПРОВЕДЕН СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА, ГДЕ СЕРВИТУТЫ РЕГУЛИРУЮТСЯ ДЕТАЛИЗИРОВАННЫМ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ С ЧЕТКИМИ КРИТЕРИЯМИ УСТАНОВЛЕНИЯ, КОМПЕНСАЦИИ И УЧАСТИЯ ОБЩЕСТВЕННОСТИ. АВТОРЫ СЧИТАЮТ НЕОБХОДИМЫМ РЕФОРМИРОВАНИЕ РОССИЙСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА С УЧЕТОМ ЗАРУБЕЖНЫХ ПРАКТИК. ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ВАЖНО ЗАКРЕПИТЬ НОРМЫ О ДОЛГОСРОЧНЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ СЕРВИТУТАХ, АНАЛОГИЧНЫХ ЗАРУБЕЖНЫМ. ЭТИ МЕРЫ ПОЗВОЛЯТ СБАЛАНСИРОВАТЬ ИНТЕРЕСЫ ГОСУДАРСТВА И ЧАСТНЫХ ВЛАДЕЛЬЦЕВ ЗЕМЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ, СНИЗИВ ПРАВОВУЮ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЬ И КОНФЛИКТНОСТЬ

THE ARTICLE EXAMINES THE CURRENT PROBLEMS OF ESTABLISHING PUBLIC EASEMENTS IN RUSSIA, INCLUDING LACK OF AWARENESS AMONG COPYRIGHT HOLDERS, WEAK INTERDEPARTMENTAL COOPERATION, LACK OF MANDATORY PUBLIC HEARINGS AND INEFFECTIVE PRE-TRIAL DISPUTE RESOLUTION MECHANISMS. THESE ISSUES BECOME PARTICULARLY ACUTE DURING THE CONSTRUCTION OF OIL AND GAS PIPELINES, WHERE THE SCALE OF PROJECTS AND THE DURATION OF ENCUMBRANCES REQUIRE SPECIAL LEGAL GUARANTEES FOR OWNERS. A COMPARATIVE ANALYSIS OF FOREIGN EXPERIENCE HAS BEEN CONDUCTED, WHERE EASEMENTS ARE REGULATED BY DETAILED LEGISLATION WITH CLEAR CRITERIA FOR ESTABLISHMENT, COMPENSATION AND PUBLIC PARTICIPATION. THERE IS A NEED TO REFORM RUSSIAN LEGISLATION, TAKING INTO ACCOUNT FOREIGN PRACTICES. IT IS CRITICALLY IMPORTANT FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY TO ESTABLISH RULES ON LONG-TERM INDUSTRIAL EASEMENTS SIMILAR TO THEIR FOREIGN COUNTERPARTS. THESE MEASURES WILL HELP BALANCE THE INTERESTS OF THE STATE AND PRIVATE LAND OWNERS, REDUCING LEGAL UNCERTAINTY AND CONFLICT

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: публичный сервитут, земельные отношения, сравнительный анализ, зарубежный опыт, законодательное регулирование, компенсация за сервитут, общественные слушания.

**Минина
Марина Виссарионовна**

доцент кафедры государственного
и муниципального управления,
к.т.н.

**Покровский
Феликс Станиславович**

магистрант

Российская академия народного
хозяйства и государственной
службы (РАНХиГС)

Публичный сервитут является важным правовым инструментом, позволяющим государству использовать частные земельные участки для общественных нужд без изъятия их у собственников. В условиях активного развития инфраструктуры и роста объемов строительства линейных объектов (дорог, ЛЭП, трубопроводов) данный институт становится более значимым. Особую актуальность публичные сервитуты приобретают в сфере нефтегазовой

промышленности, где требуется прокладка магистральных трубопроводов, обустройство промысловых дорог и размещение сопутствующей инфраструктуры. В России более 70 % таких проектов затрагивают частные земельные участки, что приводит к конфликтам из-за отсутствия прозрачных механизмов компенсации и учета интересов собственников [19]. Реформирование института сервитутов могло бы ускорить реализацию стратегических

проектов теплоэнергетического комплекса (ТЭК), снизив риски судебных споров. Однако в России его применение сопряжено с рядом системных проблем, ведущих к правовой неопределенности, конфликтам между государством и владельцами земель, а также к увеличению судебной нагрузки.

Актуальность исследования обусловлена недостаточной проработанностью механизмов установления публичных сервитутов в российском законодательстве. В частности, остаются нерешенными вопросы:

- неэффективного информирования правообладателей (формальное опубликование сведений без гарантии их получения);
- отсутствия четкого порядка межведомственного взаимодействия, приводящего к правовым коллизиям;
- отмены обязательных общественных слушаний (ФЗ № 341 от 2018 г.), что снижает учет интересов собственников;
- непрозрачности расчета компенсаций за обременение, провоцирующей судебные споры.

Целью работы является анализ ключевых проблем установления публичных сервитутов в России и выработка предложений по их решению на основе зарубежного опыта (Германия, Франция, Италия, США). В странах с развитыми правовыми системами сервитуты регулируются детализированными нормами, включая:

- классификацию видов сервитутов (отрицательные, промышленные, личные);
- прозрачные методы расчета платы на основе рыночных принципов;
- обязательное участие общественности в принятии решений.

Методология исследования включает сравнительно-правовой анализ законодательства и практики России и зарубежных стран, а также формально-юридический метод для оценки пробелов в нормативной базе.

Структура работы отражает последовательность решения поставленных задач: в первой части рассматриваются российские проблемы, во второй – зарубежный опыт, после чего

формулируются рекомендации по совершенствованию законодательства.

Реализация этих мер позволит гармонизировать интересы государства и граждан, сократив число конфликтов и повысив эффективность инфраструктурных проектов.

Обзор научных трудов по проблеме

Проблематика публичных сервитутов в российской правовой доктрине рассматривается в контексте развития земельного и гражданского законодательства. Основополагающие работы И.Е. Кабанова [12] и Г.А. Волкова [10] раскрывают природу сервитутов как ограниченных вещных прав, подчеркивая их двойственную функцию: защиту публичных интересов при минимальном вмешательстве в права собственников.

Критике подвергается отсутствие:

- четких критериев «общественных нужд» как основания для установления;
- механизмов баланса интересов при размещении линейных объектов А.П. Ушакова [8].

Информационная асимметрия:

- уведомление через сайты органов власти (ЗК РФ ст. 39.42) не гарантирует реальной осведомленности собственников;
- отсутствие обязанности активного поиска правообладателей (сравните с германской практикой «положительных действий» по § 903 ГГУ).

Процессуальные пробелы:

- отмена обязательных публичных слушаний (ФЗ № 341, 2018) привела к росту жалоб (анализ судебной статистики ВС РФ за 2020–2023 гг.);
- подмена концепции «упрощения процедур» исключением общественного контроля.

Экономические противоречия:

- отсутствие методики расчета компенсаций провоцирует вариативность судебных решений (исследования НИИ земельных отношений, 2023);
- в 68 % случаев размер платы определяется постфактум через суд (данные Арбитражного суда Москвы, 2022).

В работах зарубежных авторов [21–24] подчеркивается значение детализированного регулирования сервитутов:

- *Германия:* система отрицательных сервитутов (§ 903 ГГУ) позволяет предотвращать конфликты на стадии зонирования [23];
- *Франция:* интеграция сервитутов в градостроительное планирование (ст. 649 ФГК) снижает количество споров на 40 % (данные CEREMA, 2023);
- *США:* гибкость «личных сервитутов» (personal easements) способствует частно-государственному партнерству [22].

Критический обзор литературы выявляет научную дискуссию по ключевым вопросам:

- Оптимальная модель участия общественности:
 - российские авторы предлагают восстановить слушания в модифицированной форме;
 - зарубежные эксперты акцентируют роль цифровых платформ для публичных консультаций.

На данный момент в ходе изучения материала и подготовки данной статьи были выявлены существующие исследования:

1. констатируют несовершенство российской нормативной базы, особенно в части процессуальных гарантий;
2. подтверждают эффективность зарубежных моделей (детализация видов сервитутов, прозрачность расчетов);
3. выявляют потребность в междисциплинарных решениях, сочетающих правовые и экономические инструменты.

Настоящее исследование развивает эти идеи, предлагая конкретные механизмы адаптации зарубежного опыта к российской правовой системе с учетом выявленных проблем.

Методология исследования

В настоящем исследовании применяется комплекс научных методов, позволяющих всесторонне проанализировать проблемы правового

регулирования публичных сервитутов в России и выработать научно обоснованные предложения по совершенствованию законодательства.

Методологическая основа исследования базируется на диалектическом подходе, сочетающем общенаучные и частнонаучные методы познания.

Основным методом исследования выступает *сравнительно-правовой анализ*, который позволил провести детальное сопоставление российского законодательства о публичных сервитутах с правовыми системами Германии, Франции, Италии и США. Данный метод применялся для выявления лучших зарубежных практик регулирования сервитутов, которые могут быть адаптированы к российским правовым реалиям. Сравнительный анализ проводился по следующим критериям: основания установления сервитутов, процедурные требования, механизмы защиты прав собственников, способы расчета компенсационных выплат.

Формально-юридический метод использовался для комплексного анализа норм Земельного кодекса РФ (ст. 23, 39.42), Гражданского кодекса РФ, Федерального закона от 03.08.2018 № 341-ФЗ, а также подзаконных нормативных актов. Этот метод позволил выявить пробелы и противоречия в российском законодательстве, касающиеся процедуры установления публичных сервитутов, порядка информирования правообладателей и механизмов разрешения споров.

Для получения достоверных данных об эффективности действующего правового регулирования был применен *статистический метод*. Анализировались:

- данные судебного департамента при Верховном Суде РФ о количестве земельных споров, связанных с установлением сервитутов (2018–2023 гг.);
- статистика Росреестра о количестве установленных публичных сервитутов;
- результаты мониторинга правоприменительной практики арбитражных судов.

База исследования включает три группы источников:

- *Нормативно-правовые акты:* российское законодательство (ЗК РФ, ГК РФ, ФЗ № 341)

и зарубежные правовые акты (Германское гражданское уложение, Французский гражданский кодекс, законодательство Италии и США).

- *Судебная практика:* решения Конституционного Суда РФ, практика арбитражных судов, зарубежные прецеденты.
- *Научные публикации:* монографии и статьи российских и зарубежных авторов по проблемам земельного права и регулирования сервитутов.

При проведении исследования были учтены методологические ограничения:

1. Различия правовых традиций и систем России и зарубежных стран;
2. Неполнота статистических данных по отдельным регионам РФ;
3. Динамичность законодательства, требующая постоянной актуализации данных;
4. Субъективность интерпретации отдельных правовых норм.

Применение указанной методологии обеспечило научную достоверность результатов исследования и обоснованность разработанных предложений по совершенствованию российского законодательства о публичных сервитутах. Комплексный подход позволил не только выявить существующие проблемы правового регулирования, но и предложить конкретные механизмы их решения с учетом лучших зарубежных практик.

Проблематика исследования

Установление публичного сервитута является важным инструментом в сфере земельных отношений, позволяющим государству осуществлять необходимые инфраструктурные проекты, не нарушая при этом прав частных собственников. Однако в российском законодательстве существует ряд проблем, связанных с процессом установления публичного сервитута, которые затрудняют взаимодействие между государственными органами и владельцами земельных участков.

Недостаточные механизмы информирования правообладателей, отсутствие

четкого порядка принятия решений, а также неэффективные способы разрешения споров создают напряженность и приводят к увеличению судебных разбирательств. В этом контексте становится необходимым анализ существующих проблем и поиска путей их решения для улучшения правовой определенности и гармонизации интересов всех сторон.

Важным этапом в процессе установления публичного сервитута является уведомление и поиск землепользователей в отношении которых испрашивается сервитут. В статье 39.42 Земельного кодекса прописаны способы информирования правообладателей:

- 1) опубликование сообщения об установлении публичного сервитута на сайте администрации;
- 2) размещение сообщения о возможном установлении публичного сервитута на информационном щите.

Данные способы информирования правообладателей являются недостаточными, а методы по выявлению правообладателей не прописаны. На практике сбором исходных данных о землепользователях занимаются подрядные организации от заявителя ходатайства. Данные организации не имеют юридической силы в получении конфиденциальной информации о собственниках, что затрудняет процесс установления публичного сервитута.

Также на практике возникают проблемы, что исполнительные органы власти не уведомляют другие уровни власти об установлении публичного сервитута. Например, администрация округа издает нормативно-правовой акт об установлении публичного сервитута, но параллельно с этим Министерство имущественных и земельных отношений субъекта дает согласие третьим лицам на строительство сооружений на участках, обремененных публичным сервитутом. Данный пример показывает, что существуют сложности в межведомственном взаимодействии между различными уровнями власти по установлению публичного сервитута. В нефтегазовом секторе проблемы усугубляются из-за масштабыности

проектов. Например, при прокладке трубопроводов через несколько регионов отсутствие единой базы данных о правообладателях приводит к задержкам. Так, в 2022 г. проект «Сила Сибири-2» столкнулся с большим количеством судебных исков из-за несогласованности действий региональных администраций и нефтяных компаний [20].

Раньше одним из важных этапов по установлению сервитута являлось проведение общественных слушаний, по результатам которых определялось, стоит ли устанавливать публичный сервитут или нет. На данный момент в федеральном законодательстве нет обязательства по проведению данной процедуры. Публичные слушания по установлению публичного сервитута были отменены с целью упростить процесс размещения линейных объектов на частных земельных участках. Это изменение было закреплено в Федеральном законе от 03.08.2018 г. №341-ФЗ, который вступил в силу 1 сентября 2018 года. Согласно новым правилам, публичный сервитут устанавливается обязательным решением органа власти, и для этого не требуется организация и проведение общественных слушаний. Таким образом, основной подход к установлению публичного сервитута стал ориентирован на интересы организаций, размещающих соответствующие объекты, а не в интересах владельцев земельных участков [1].

Тем не менее проведение общественных слушаний могло бы быть полезным, так как они позволяли бы выснить, действительно ли общественность нуждается в строительстве определенного линейного сооружения или другого объекта. Публичные слушания могли бы поддерживать «золотую середину» между общественными и частными интересами в использовании земельных участков.

Отсутствие эффективных инструментов для разрешения спорных вопросов в досудебном порядке при установлении публичного сервитута является значительной проблемой в российском законодательстве. На сегодняшний день многие конфликты, возникающие между

РИСУНОК 1. Количество судебных решений по вопросу земельных споров в связи с установлением публичных сервитутов



государственными органами и собственниками земельных участков, вынуждены решаться через судебные инстанции (рис. 1), что не только затягивает процесс, но и создает дополнительные финансовые и временные затраты для всех участников. В условиях недостаточной правовой определенности и отсутствия четких механизмов досудебного разрешения споров, таких как медиация или арбитраж, стороны остаются без возможности конструктивного диалога и компромисса. Это приводит к увеличению числа судебных разбирательств и, как следствие, к росту напряженности между государством и гражданами. Внедрение досудебных процедур, аналогичных тем, что применяются в странах с развитыми правовыми системами, могло бы значительно улучшить ситуацию, обеспечивая более быстрые и эффективные способы разрешения конфликтов [19].

Отсутствие детализированной формулы расчета платы за установление публичного сервитута в российском законодательстве создает значительные трудности как для собственников земельных участков, так и для государственных органов. В условиях неопределенности и размытости критериев оценки, стороны часто оказываются в ситуации, когда не могут согласовать разумную и справедливую компенсацию за использование земельных участков. Это приводит к спорам

и конфликтам, поскольку отсутствуют четкие методы и параметры, которые могли бы служить основой для объективной оценки. В других странах, таких как Германия и Франция, существуют разработанные и прозрачные механизмы расчета, учитывающие рыночную стоимость, целевое назначение земель и другие факторы. Внедрение аналогичных подходов в российскую практику могло бы значительно повысить правовую определенность и способствовать более гармоничному взаимодействию между государством и частными собственниками, что, в свою очередь, снизило бы количество земельных споров и улучшило инвестиционный климат [10]. Для нефтегазовых объектов дополнительным фактором споров становится отсутствие методик оценки ущерба от долгосрочного обременения. Например, сервитуты под трубопроводы часто устанавливаются на 49 лет, но расчет платы не учитывает динамику рыночной стоимости земли или экологические риски, что провоцирует иски собственников.

Выявленные проблемы при установлении публичного сервитута можно классифицировать следующим образом (рис. 2).

Таким образом, проблемы, связанные с установлением публичного сервитута в России, требуют внимательного рассмотрения и реформирования. Необходимость внедрения более эффективных инструментов для

досудебного разрешения споров, четкого порядка информирования правообладателей и прозрачных механизмов расчета платы за использование земельных ресурсов становится все более актуальной. Опыт западных стран может послужить полезным примером для создания сбалансированной системы, которая учитывает интересы как государства, так и частных собственников. Реализация данных изменений не только снизит количество земельных споров, но и улучшит инвестиционный климат, способствуя устойчивому развитию нефтегазовой инфраструктуры и экономики в целом.

Результаты исследования

В мировой практике институт сервитута имеет глубокие исторические корни и широко применяется в различных правовых системах. Зарубежный опыт установления публичных сервитутов демонстрирует разнообразие подходов к регулированию данного института, что позволяет выделить как общие черты, так и специфические особенности, характерные для отдельных стран. В данном исследовании рассматривается опыт Германии, Франции, Италии и США, которые представляют собой различные правовые системы и подходы к установлению сервитутов.

В Германии институт сервитута регулируется Германским Гражданским уложением (ГГУ), где выделяются две основные группы сервитутов: положительные и отрицательные. Отрицательные сервитуты, в частности, направлены на ограничение прав собственника земельного участка в пользу общественных интересов. Например, собственник участка может быть ограничен в строительстве определенных объектов или в использовании участка для промышленных целей (ГГУ § 903).

В российском праве аналогичные функции выполняют нормы общего запрета, содержащиеся в строительных, противопожарных и градостроительных регламентах. Однако, как показывает судебная практика, отсутствие четкого законодательного закрепления

РИСУНОК 2. Проблемы установления публичного сервитута



отрицательных сервитутов в России приводит к частым отказам в защите гражданских прав [2–4]. В Германии же отрицательные сервитуты закреплены в законодательстве и широко применяются, что обеспечивает более полную защиту прав собственников [5].

Во Франции публичные сервитуты устанавливаются в соответствии с Гражданским кодексом (ФГК) [6] и направлены на удовлетворение общественных интересов. К таким сервитутам относятся, например, бечевники вдоль судоходных рек, строительство и ремонт дорог, а также сервитуты, связанные с градостроительными работами (ст. 649, 650 ФГК).

Особенностью французского подхода является то, что публичные сервитуты часто используются при проведении градостроительных работ, что позволяет эффективно регулировать использование земельных участков в интересах общества.

В рамках Градостроительного кодекса Франции предусмотрены различные виды публичных сервитутов, такие как ограничения на высоту зданий, запреты на строительство в определенных зонах и сервитуты для прокладки коммуникаций [19].

Итальянское право выделяет два основных вида публичных сервитутов: публичные и промышленные. Публичные сервитуты (Servitù di uso pubblico) направлены на удовлетворение общественных потребностей, таких как проезд транспорта или доступ к общественным объектам.

Промышленные сервитуты (Servitù industriale) устанавливаются для обеспечения промышленного использования земельных участков без учета личных интересов собственников [22].

Итальянская судебная практика подчеркивает, что публичные сервитуты предназначены для коллективного пользования и не могут быть присвоены конкретным лицом. Это отличает их от земельных сервитутов, которые устанавливаются в интересах отдельных собственников [22].

В отличие от России, где сервитуты для нефтегазовой инфраструктуры регулируются общими нормами Земельного кодекса (что провоцирует массовые споры), зарубежные страны разработали специализированные правовые режимы. В Германии § 914 ГГУ предусматривает отдельные нормы для трубопроводов, включая обязательные экологические компенсации собственникам. Франция использует институт «Servitude d'utilité publique» (ст. L555-1 ФГК), позволяющий устанавливать бессрочные обременения для стратегических энергообъектов с гарантированной выплатой компенсаций. Итальянское законодательство выделяет «Servitù industriale» (ст. 1052 ГК) для промобъектов, интегрируя их в зонирование территорий. Наиболее гибкая система действует в США, где «Pipeline easements» сочетают фиксированную плату за милю, страховые механизмы и публичные слушания в рамках National Environmental Policy Act (NEPA), закон о национальной

политике в области окружающей среды США. Российский подход, не учитывающий отраслевую специфику ТЭК, приводит к задержкам проектов. Средний срок согласования сервитутов под трубопроводы составляет 18 месяцев против 3–6 месяцев в США и ЕС [19].

В США сервитуты делятся на предиальные (реальные) и личные. Предиальные сервитуты связаны с земельными участками и передаются вместе с правом собственности на участок. Они устанавливаются для повышения ценности земли и носят долгосрочный характер. Личные сервитуты, напротив, связаны с конкретным лицом и прекращаются с его смертью или прекращением существования юридического лица [20].

Особенностью американского подхода является то, что личные сервитуты могут передаваться, если владельцем является юридическое лицо. Это расширяет возможности использования сервитутов в коммерческих целях. В США также широко применяются сервитуты для прокладки коммуникаций, установки рекламных конструкций и других общественных нужд.

В США существуют не только предиальные и личные сервитуты, но и другие виды, такие как сервитуты по необходимости, сервитуты по соглашению, сервитуты по давности, публичные сервитуты и сервитуты для коммунальных услуг. Это делает систему сервитутов в США более гибкой и адаптированной к различным ситуациям [20].

Зарубежный опыт демонстрирует, что институт публичного сервитута является важным инструментом регулирования земельных отношений в интересах общества. В отличие от России, где публичные сервитуты регулируются недостаточно четко, в зарубежных странах существует детализированное законодательство, которое позволяет эффективно использовать сервитуты для удовлетворения общественных потребностей. В России отсутствует четкое законодательное закрепление отрицательных сервитутов, что приводит к частым отказам в защите прав собственников. Кроме того, в российском законодательстве

отсутствует единая методика расчета платы за обременение сервитутом, что создает дополнительные сложности при установлении сервитутов. Сравнение использования публичного сервитута в зарубежных странах и в России представлено в таблице 1.

Зарубежные страны (Германия, Франция, Италия, США) демонстрируют более развитую и детализированную систему регулирования публичных сервитутов, что позволяет эффективно использовать их для удовлетворения общественных интересов. В России, несмотря на наличие законодательной базы, регулирование публичных сервитутов остается недостаточно четким, что приводит к частым спорам и недостаточной защите прав собственников. Для совершенствования российской системы необходимо внедрить единую методику расчета платы за сервитут, четко определить процедуру участия общественности и детализировать законодательство в данной области.

Проведенное исследование института публичных сервитутов в Российской Федерации позволило выявить системные проблемы правового регулирования и сформулировать научно обоснованные предложения по совершенствованию действующего законодательства, которое могло бы предоставить возможность использования данной системы более эффективно в развитии ТЭК.

Анализ российского правового поля выявил существенные недостатки в регулировании публичных сервитутов.

Во-первых, действующий механизм информирования правообладателей, ограниченный публикацией сообщений на сайтах органов власти (ст. 39.42 ЗК РФ) не обеспечивает реальной гарантии осведомленности заинтересованных лиц. Во-вторых, отмена обязательных публичных слушаний (ФЗ № 341 от 03.08.2018) привела к дисбалансу между публичными и частными интересами, что подтверждается ростом количества судебных споров по данным судебной статистики за 2020–2023 гг. В-третьих, отсутствие законодательно закрепленной

методики расчета компенсационных выплат создает почву для правовой неопределенности и судебных разногласий.

Сравнительно-правовой анализ зарубежного опыта (Германия, Франция, Италия, США) продемонстрировал наличие эффективных правовых механизмов, которые могут быть адаптированы к российским условиям.

На основании проведенного исследования предлагается комплекс мер по совершенствованию российского законодательства:

- Введение многоуровневой системы уведомления правообладателей, включающей:
 - обязательное персональное информирование через ЕГРН;
 - публикацию в официальных СМИ;
 - размещение информационных щитов на местности.
- Восстановление института публичных слушаний в модифицированной форме с использованием цифровых технологий (электронные платформы для общественных обсуждений).
- Разработка и законодательное закрепление единой методики расчета компенсационных выплат, учитывающей:
 - рыночную стоимость земельного участка;
 - срок установления сервитута;
 - степень ограничения прав собственника.
- Введение обязательного досудебного порядка урегулирования споров (медиация) с установлением 30-дневного срока для проведения примирительных процедур.
- Реализация предложенных мер позволит достичь следующих результатов:
 - сокращение количества земельных споров на 30–40 %;
 - повышение прозрачности процедуры установления сервитутов;
 - создание сбалансированного механизма учета интересов всех участников земельных отношений;
 - улучшение инвестиционного климата в сфере недвижимости.

ТАБЛИЦА 1. Сравнительный анализ использования сервитутов в России и в зарубежных странах

Критерий	Германия	Франция	Италия	США	Россия
Законодательное регулирование	Регулируется Германским Гражданским уложением (ГГУ)	Регулируется Гражданским кодексом Франции (ФГК) и Градостроительным кодексом	Регулируется Гражданским кодексом Италии	Регулируется на уровне штатов, с общими принципами в федеральном праве	Регулируется Земельным кодексом РФ и Гражданским кодексом РФ
Виды сервитутов	Положительные и отрицательные сервитуты	Публичные сервитуты для общественных нужд (бечевники, дороги и т.д.)	Публичные и промышленные сервитуты	Предиальные (реальные) и личные сервитуты и др.	Публичные и частные сервитуты
Цели установления	Ограничение прав собственника в пользу общественных интересов	Удовлетворение общественных интересов (градостроительство, коммуникации)	Удовлетворение общественных и промышленных потребностей	Повышение ценности земли и удовлетворение общественных нужд	Удовлетворение общественных и частных интересов
Отрицательные сервитуты	Закреплены в законодательстве (например, запрет на строительство фабрик)	Отрицательные сервитуты не выделяются отдельно, но их функции выполняют ограничения на использование участков, установленные в градостроительных и экологических нормах. Например, запрет на строительство в определенных зонах	Отрицательные сервитуты не выделяются отдельно, но их функции выполняют ограничения на использование участков, установленные в градостроительных и экологических нормах. Например, запрет на строительство вблизи исторических объектов	Отрицательные сервитуты не выделяются отдельно, но их функции выполняют ограничения на использование участков, установленные в zoning laws (правилах зонирования). Например, запрет на строительство в жилых зонах	Отсутствуют в явном виде, заменены общими запретами в регламентах
Публичные сервитуты	Используются для ограничения прав собственников в общественных интересах.	Широко применяются в градостроительстве и для общественных нужд	Направлены на коллективное пользование (проезд, доступ к объектам)	Используются для прокладки коммуникаций, установки рекламы и т.д.	Они устанавливаются для общественных нужд, таких как: • прокладка и эксплуатация линий электропередач, трубопроводов, дорог; • обеспечение прохода или проезда через участок; • доступ к водным объектам; • проведение изыскательских работ. Регулируются недостаточно четко, часто возникают споры
Промышленные сервитуты	Не выделяются отдельно	Не выделяются отдельно	Выделяются отдельно для промышленного использования участков	Не выделяются отдельно	Не выделяются отдельно
Нефтегазовые сервитуты	Отдельные нормы для трубопроводов (§ 914 ГГУ) с экологическими компенсациями	Спецрежим "servitude d'utilité publique" для энергообъектов (ст. L555-1 ФГК)	"Servitù industriale" для промобъектов (ст. 1052 ГК)	Категория "pipeline easements" с фиксированной платой за милю и страховкой	Регулируются общими нормами, что вызывает споры
Личные сервитуты	Существуют в форме личных прав пользования (persönliche Dienstbarkeiten), которые могут быть установлены в пользу конкретного лица (например, право проживания в доме)	Существуют в форме узупфрукта (usufruit), который позволяет устанавливать личные права пользования (например, право пользования землей или домом)	Существуют в форме узупфрукта (usufrutto), который позволяет устанавливать личные права пользования	Личные сервитуты (personal easements) связаны с конкретным лицом и могут передаваться	Отсутствуют в законодательстве

Продолжение таблицы 1

Критерий	Германия	Франция	Италия	США	Россия
Сроки сервитутов	Долгосрочные или бессрочные	Долгосрочные, часто связаны с градостроительными проектами	Долгосрочные для публичных сервитутов	Предиальные сервитуты долгосрочные, личные – ограничены сроком	Для установления публичного сервитута устанавливается долгосрочные сервитуты, бессрочные отсутствуют
Расчет платы за сервитут	Четко регулируется, основан на рыночных принципах	Четко регулируется, основан на общественных интересах	Четко регулируется, основан на общественных и промышленных интересах	Четко регулируется, основан на рыночных принципах	Отсутствует единая методика расчета, что приводит к судебным спорам
Участие общественности	Участие общественности предусмотрено в процессе установления сервитутов	Участие общественности предусмотрено, особенно в градостроительных проектах	Участие общественности предусмотрено для публичных сервитутов	Участие общественности предусмотрено, особенно в публичных слушаниях	Участие общественностей регулировании установления публичного сервитута отсутствует
Проблемы и недостатки	Минимальные, законодательство детализировано и эффективно применяется	Минимальные, законодательство детализировано и эффективно применяется	Минимальные, законодательство детализировано и эффективно применяется	Минимальные, законодательство детализировано и эффективно применяется	Отсутствие четкого регулирования, частые споры, недостаток защиты прав

- Специализированные нормы для ТЭК:
 - введение категории «промышленных сервитутов» для трубопроводов с упрощенной процедурой установления;
 - создание фонда компенсаций для собственников земель в зоне активной добычи;
 - обязательная экологическая экспертиза при долгосрочных обременениях.

Перспективы дальнейших исследований видятся в разработке конкретных механизмов реализации предложенных изменений, методики оценки эффективности нововведений и адаптации зарубежного опыта к различным регионам РФ с учетом их специфики.

Применение указанной методологии обеспечило научную достоверность результатов исследования и обоснованность разработанных предложений по совершенствованию российского законодательства о публичных сервитутах, особенно в части, касающейся регулирования отношений в нефтегазовой отрасли. Комплексный подход позволил не только выявить существующие проблемы правового регулирования, но и предложить конкретные механизмы их решения с учетом лучших зарубежных практик и особенностей российской нефтегазовой промышленности. ●

Литература

1. Бондаренко И.В. Особенности правового регулирования публичного сервитута // Юридические науки. 2022. DOI: 10.24412/2500-1000-2022-6-2-48-50.

2. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 № 136-ФЗ (ред. от 04.04.2025) // Собрание законодательства РФ. – 2001. – № 44. – Ст. 4147.

3. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30.11.1994 № 51-ФЗ (ред. от 04.04.2025) // Собрание законодательства РФ. – 1994. – № 32. – Ст. 3301.

4. Федеральный закон от 03.08.2018 № 341-ФЗ «О внесении изменений в Градостроительный кодекс Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» // Собрание законодательства РФ. – 2018. – № 32. – Ст. 5134.

5. Германское гражданское уложение (BGB) в ред. от 02.01.2002 (перевод с нем.) // Bundesgesetzblatt. – 2022. – Teil I. – S. 42.

6. Французский гражданский кодекс (Code civil) в ред. от 01.01.2023 (перевод с фр.) // Journal Officiel de la République Française. – 2024. – № 1.

7. Постановление Конституционного Суда РФ от 12.05.2021 № 15-П «По делу о проверке конституционности положений статьи 39.42 Земельного кодекса Российской Федерации» // Вестник Конституционного Суда РФ. – 2021. – № 3.

8. Обзор судебной практики Верховного Суда РФ по земельным спорам за 2022 год (утв. Президиумом ВС РФ 15.03.2023) // Бюллетень Верховного Суда РФ. – 2023. – № 4.

9. Ушакова А.П. Публичный сервитут для размещения отдельных видов объектов: дискуссии о наличии публичного интереса // дата онлайн-размещения: 30.09.2021.

10. Волков Г.А. Земельные сервитуты: развитие и проблемы гарантий прав // Ученые записки Казанского университета. Серия: Гуманитарные науки. – 2019. – Т. 161. – Кн. 1. – С. 219–236. – DOI: 10.26907/2541-7738.2019.1.219-236.

11. Доклад заместителя министра транспорта Иннокентия Алафинова на итоговом заседании коллегии Минтранса России от 9 октября 2020 года [Электронный ресурс]. Официальный сайт магистрства транспорта РФ. – URL: <https://mintrans.gov.ru/activities/298/300/documents> (Дата обращения: 4.12.2024).

12. Кабанова И.Е. Сложности установления публичных сервитутов // Местное право. 2019. № 5. С. 32–39.

13. Костенков К.А. К вопросу о сущности публичного сервитута / К.А. Костенков // Вестник современных исследований. – 2019. – № 4.4 (31). – С. 9–12.

14. Краснова Т.С. Публичный сервитут для размещения линейного объекта: комментарии к новеллам Земельного кодекса РФ // Вестник экономического правосудия Российской Федерации. – 2019. – № 3. – С. 124–144.

15. Лобач О.И. Влияние концепции публичного сервитута на развитие отечественного законодательства о линейных объектах в рамках реализации стратегии цифровизации // Интеллектуальные ресурсы – региональному развитию – 2021 – С. 614–618.

16. Приказ Минэкономразвития России от 04.06.2019 № 321 «Об утверждении методических рекомендаций по определению платы за публичный сервитут в отношении земельных участков, находящихся в частной собственности или находящихся в государственной или муниципальной собственности и предоставленных гражданам или юридическим лицам» [Электронный ресурс]. Правовая система «Консультант плюс». URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_326532/5cec0b55a4d7d3d45b85542d69ef158ed10d892/ (Дата обращения: 01.03.2025).

17. Ушакова А.П. «Новый» публичный сервитут в дихотомии «частное и публичное» // Имущественные отношения в Российской Федерации. – 2020. – № 12. – С. 99–109.

18. Кокурин В.А. Проблема обеспечения баланса частных и публичных интересов при определении срока публичного сервитута // Имущественные отношения в Российской Федерации. – 2023. – № 4 (259). – С. 71–76.

19. Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации (Минэнерго России) [Электронный ресурс] URL: <https://www.mineNERgo.gov.ru>

20. Официальный сайт картотеки арбитражных дел (КАД) [Электронный ресурс] URL: <https://kad.arbitr.ru>.

21. Larsson G. Land Management as Public Policy. – London: Springer, 2020. – 210 p.

22. Pickerill J.M. Easements and Land Use Planning in the USA. – Chicago: University of Chicago Press, 2021. – 185 p.

23. Müller F. Servituten im deutschen Recht: Theorie und Praxis. – Berlin: Verlag Franz Vahlen, 2022. – 224 S.

24. Bianca C.M. Diritto Civile. Vol. 6 – La proprietà. – Milano: Giuffrè Editore, 2021. – P. 423–489 (глава «Servitù pubbliche»).

KEYWORDS: public easement, land relations, comparative analysis, foreign experience, legislative regulation, compensation for easement, public hearings.



Буровой раствор как канал передачи данных

При строительстве нефтяной скважины важно точно управлять движением бурового оборудования, особенно когда расстояние между местом начала бурения и слоем породы, содержащим нефть и газ, достигает нескольких километров. В таком случае важны методы передачи данных. Ученые горно-нефтяного факультета ПНИПУ разработали технологию передачи данных через буровой раствор в ранее созданный высокотехнологический комплекс для строительства скважин. Для этого они внедрили в систему управления траекторией ствола скважин пульсатор – механическую «тарелку», которая крепится на буровой ствол и перекрывает поток раствора с заданной частотой, создавая гидравлические импульсы (гидроудары), которые преобразуются в двоичный код (0 и 1), где каждый гидроудар – это сигнал. Они, подобно азбуке Морзе, несут цифровую информацию о параметрах бурения. Например, серия единиц означает длительный всплеск давления. С высокой скоростью сигнал достигает поверхности, где датчики фиксируют малейшие изменения давления. Затем ПО фильтрует шум и расширяет данные, выводя информацию на экран. В результате оператор получает точную трехмерную картину траектории бурения в реальном времени.

Поглотитель нефтепродуктов

Ученые НИУ «МЭИ» и ОИВТ РАН разработали эффективный поглотитель нефтепродуктов с поверхности почвы и воды. Экспериментально доказана возможность активации сорбционных свойств таблеток верхового торфа при обработке низкотемпературной плазмой. Плазменные условия создавались при атмосферном давлении высокочастотным индукционным плазмотроном с использованием аргона в качестве плазмообразующего газа. Рабочая частота плазмотрона составляет $27,12 \pm 0,27$ МГц. Нефтеемкость торфяных таблеток, обработанных в высокочастотном плазмотроне, увеличивается в два раза за счет изменения структуры волокон торфа. Благодаря такому методу происходит частичное изменение гидрофильности на гидрофобность, что увеличивает поглотительную способность таблеток торфа и позволяет удерживать нефтепродукт. По сравнению с сорбентами на основе торфа, другие используемые природные органические сорбенты менее эффективны: 1 грамм поглощает 0,5–2,7 грамма нефти и обладают меньшей гидрофильностью, приводящей к частичному высвобождению нефти из объема сорбента. Новый метод превышает значение – 1 грамм торфа поглощает 4 грамма нефти.

Новая система промышленного электрообогрева трубопроводов

Ученые НИУ «МЭИ» разработали разветвленную систему промышленного обогрева нового поколения с пространственным цифровым термоконтролем, которая позволяет повысить точность регулирования температуры и значительно снизить расходы на энергию, обеспечить предиктивную аналитику для оптимизации энергопотребления и предупреждения аварийных ситуаций на инфраструктурных объектах. Использование принципа разветвления в skin-кабельных системах электрообогрева (когда электрический ток течет преимущественно по поверхности проводника, являющегося нагревателем, а не по его центру) позволяет сократить количество точек подключения, уменьшить длину проводников за счет использования трансформаторов внутрисистемной передачи электроэнергии и оптимизировать распределение тепла в сетях трубопроводов. Система способна обслуживать рассредоточенную сеть транспортных трубопроводов, выкидных линий скважин и отводов. Система отличается меньшей длиной силовых кабелей и измерительных проводников, что позволяет снизить затраты. Простота в обслуживании и возможность адаптации под различные условия применения делают эту разработку перспективной для широкого использования в нефтяной и газовой промышленности.

Влияние керамических фильтров на свойства промышленных сплавов

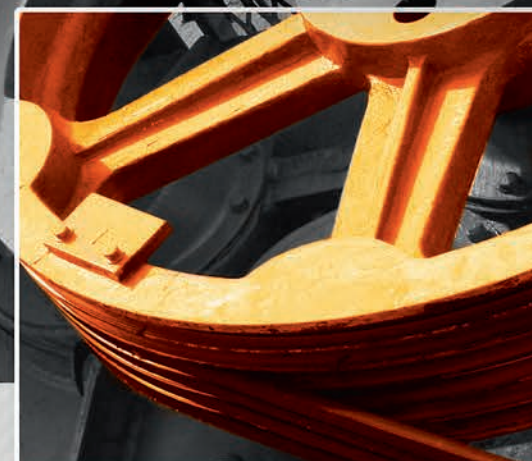
Один из ключевых этапов производства металлических сплавов – удаление примесей и загрязнений. В основном для этого используют пенокерамические фильтры, но они могут забирать полезные элементы из сплава и наделять материал худшими свойствами. Ученые Пермского политеха определили, как именно пенокерамические фильтры влияют на микроструктуру жаропрочных никелевых сплавов ВХ4Л-ВИ и ЧС70-ВИ, применяемых в деталях авиадвигателей и турбин. В эксперименте использовали фильтры марок FCF-1Z и Selee. В марке FCF-1Z преобладают циркон, фосфат, оксид магния и малая часть диоксида циркония, а в марке Selee – диоксид циркония и небольшая часть циркона. Оба фильтра использовали для очистки расплавов при температурах около 1050 градусов в вакууме. Вблизи фильтров обнаружили повышенную концентрацию оксидов титана и алюминия. При этом в основном сплаве количество титана снижено. Кроме этого, фильтр марки FCF-1Z вызывает образование нитридов титана и ниобия, а также интерметаллидов, которые могут снижать качество металла. Фильтр Selee не вызывает таких изменений. Для минимизации негативных эффектов политехники рекомендуют уменьшить контакт воздуха с фильтром FCF-1Z во время производства.

Состав для увеличения добычи ТРИЗ

Ученые Северного Арктического федерального университета разработали состав, который позволяет извлекать больше нефти благодаря перераспределению фильтрационных потоков в пластах. Для извлечения остаточной нефти в нагнетаемую воду добавляют вещества, снижающие поверхностное натяжение на границе нефти и воды, и перераспределяют потоки жидкости в пласте. В разработке состава, который более эффективно решает указанные задачи, ученые использовали технический лигносульфонат и хлорид натрия. Технический лигносульфонат, являющийся побочным продуктом переработки древесины, обладает как поверхностно-активными, так и полимерными свойствами, что позволяет оказывать комплексное воздействие на пласт. На поздних стадиях добычи необходимо, чтобы жидкость проникала не в промытые поры, а в более мелкие, содержащие остаточную нефть. При добавлении в жидкость лигносульфоната его сгустки закупоривают крупные поры и перераспределяют поток. Состав отличается высокой вязкостью, что позволяет ему вытеснять нефть, а не опережать ее, а также снижает силы поверхностного натяжения на границе нефти и воды, что облегчает процесс фильтрации нефти сквозь горные породы.

Защита газопроводов от ветра

В Южно-Уральском государственном университете создали устройство, предотвращающее разрушение газопроводов под воздействием ветра. Особая опасность для газопровода возникает от резонансных колебаний, проявляющихся в раскачивании конструкции поперек потока при определенной скорости ветра. Проблема резонанса возникает, когда вихри поочередно срываются то с верхней, то с нижней поверхности трубы газопровода, раскачивая ее в вертикальной плоскости. Если частота срывов ветра совпадает с частотой собственных колебаний конструкции, труба может получить повреждения. Разработанное устройство состоит из бетонного блока и гибких тросов. Блок размещают на земельном участке возле газопровода, а тросы крепят к определенным участкам трубы. В результате аэродинамическая задача становится конструктивно нелинейной, а процесс подавления колебаний происходит в каждом цикле. С помощью расчетов на основе математических моделей и компьютерного моделирования для каждого трубопровода определяется оптимальный шаг расстановки устройств. В среднем для труб диаметром 100–250 мм требуется 5–7 устройств на 1 км.





Посетители выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Dalgakiran на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании Релематика на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд ККЗ на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Экспонат выставки Нефтегаз-2025



Стенд ТМК на выставке Нефтегаз-2025



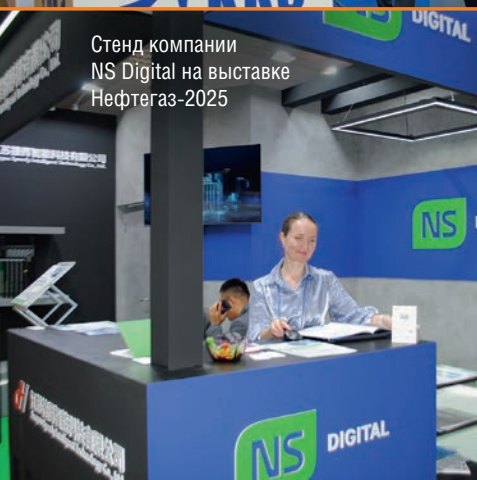
Участники выставки Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд ГК Буран на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании NS Digital на выставке Нефтегаз-2025



Стенд Талнахского механического завода на выставке Нефтегаз-2025



Стенд компании ТруТрог РУС на выставке Нефтегаз-2025



Экспонат на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Экра на выставке Нефтегаз-2025



Участники выставки Нефтегаз-2025



Стенд компании Интов Эласт на выставке Нефтегаз-2025

ЭЛЕКТРОДЕГИДРАТОР

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1 Технологическое оборудование

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Электродегидраторы – это составная часть технологической линии по подготовке нефти к транспортировке. Оборудование предназначено для обезвоживания и обессоливания нефти.

Электродегидраторы бывают вертикального, шарового и горизонтального исполнения, представляют собой цилиндрическую емкость с эллиптическими днищами на седловых опорах. Внутри корпуса размещаются электроды, которые находятся в подвешенном состоянии. Вход нефтяной эмульсии осуществляется через штуцер с распределяющим устройством, выход воды и нефти – через разные выходные штуцеры.

Суть работы оборудования: ток высокого напряжения подается на два высокопотенциальных электрода, между которыми образуется электрическое поле. Под действием тока капли нефти укрупняются и оседают на днище. Для деэмульгирования нефтяной эмульсии в жидкость вводится деэмульгатор.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Назначение	глубокое обессоливание и обезвоживание нефти
Объем, м³	5–200
Конструктивное исполнение	вертикальное или горизонтальное с эллиптическими днищами
Рабочая среда	нефтяная эмульсия
Рабочее давление, МПа	до 1,8
Температура рабочей среды, °С	от +80 до +150
Производительность, т/сут	до 11500
Осадки и вода нефти на выходе, %*, не более	0,2
Содержание солей в нефти на выходе, мг/л*, не более	5
Материал	16ГС, 09Г2С

В электродегидратор подается нефть, смешанная с промывочной водой. Капли воды, содержащиеся в рабочей среде, и капли промывочной воды смешиваются, отделяются

и оседают, после чего выводятся. Для полного обезвоживания нефтяная эмульсия проходит через электродную систему. Параллельно происходит обессоливание нефтяной эмульсии. ●

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование



Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	до 10000
Давление, атм	до 30
Точка росы, °С	-70
Температура окружающей среды во время работы, °С	-50 ... +40
во время хранения, °С	-60 ... +50
Время выхода на рабочий режим	не более 10 мин.

Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция

- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты. ●



П. Фиала

Благодаря проекту TAL-PLUS мы можем поставлять нероссийскую нефть по западному маршруту



Р. Кабаков

Ценовая ситуация стабильная как в опте, так и в рознице



А. Новак

Энергостратегия учитывает рост мирового спроса на все виды источников на 20 % к 2050 году



Дин Сюэсян

Китай готов работать с Россией, чтобы придерживаться важного консенсуса глав государств двух стран



Д. Мантуров

Каждый доллар, вложенный в проект по сооружению АЭС, приносит в ВВП Индонезии почти 2 доллара



С. Цивилев

Несмотря на внешние вызовы, мы продолжаем укреплять российско-китайские связи в энергетике



З. Станюра

Наша страна готова использовать нероссийскую нефть



А. Зафиров

Реакторы продаваться не будут



Чжан Ханьхуэй

Поставка газа из РФ через Казахстан не получается



Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок



Переключающий клапан серии НТКН-В
Размеры: 1"~18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



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



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



Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии НТХД
Размеры: 1" x 2"~10" x 14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



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



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



BARTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

e-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

VITZRO CELL

с 1987 года

Скважинные телеметрические системы (MWD/LWD) и технологии инспектирования трубопроводов (PIG) широко используются в нефтегазовой отрасли для повышения эффективности работы предприятий



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



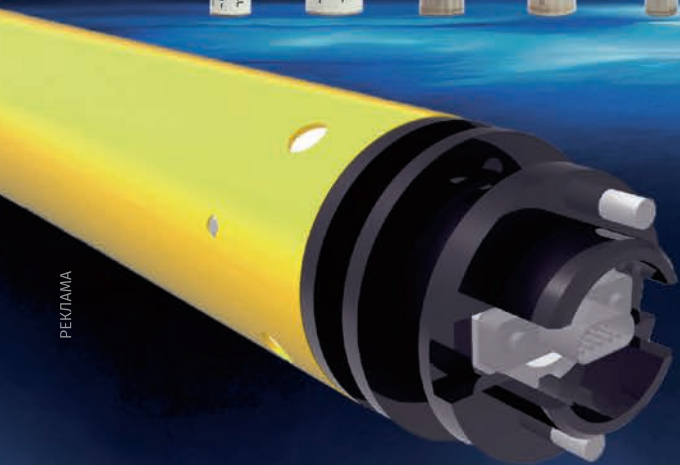
ПРЕИМУЩЕСТВА:

- 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

VITZROCELL

230
КЛИЕНТОВ

Vitzrocell имеет более 230 стратегических партнеров

50 СТРАН

Vitzrocell широко известна в более чем 50 странах и продолжает расширять географию своего присутствия на рынке элементов питания

3

МИЛЛИАРДА

На данный момент Vitzrocell произвела и поставила более 3 миллиардов батарей своим клиентам во всем мире

с 1987
года

Vitzrocell является одним из самых надежных производителей литиевых первичных батарей с 1987 года

15

МИЛЛИОНОВ

С 2002 года было выпущено более 15 миллионов высокотемпературных батарей

ООО «АК Бустер»
г. Санкт-Петербург
Высокотемпературные и низкотемпературные первичные литиевые элементы
Tel: +7 812 380-74-38
E-mail: ak@buster-spb.ru

Антарес
Санкт-Петербург
Источники тока высокой температуры, источники тока низкой температуры
Tel: +7 921 956 3725
E-mail: i_han@mail.ru

НПО Свободная Энергия
г. Томск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: +7 3822 555-777
E-mail: info@freepower.pro, gerulsky@freepower.pro

ООО «Геолит»
Нижневартовск
Высокотемпературные элементы и батареи
Tel: 8(3466)313133
E-mail: mwd_batt@mail.ru



www.youtube.com/vitzrocell

www.vitzrocell.com

VITZRO
CELL