



НОВЫЕ
КАТАЛИЗАТОРЫ
В ГАЗОХИМИИ

ПОЛИМЕРНОЕ
ЗАВОДНЕНИЕ

РЕКУПЕРАЦИЯ
ПАРОВ
НЕФТЕПРОДУКТОВ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

1 [145] 2024

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ В НОВЫХ УСЛОВИЯХ

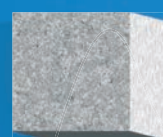


Входит в перечень ВАК (К1)

МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ



Мультимедийный проект о насыщенной истории «Газстройпрома», стройках века и современном этапе развития компании, которая сегодня реализует ключевые для нашей страны проекты в сфере нефтегазового строительства.



Решение задач в области подземного хранения газа: импортозамещение, безопасность и эффективность



Установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов: анализ и особенности применения



Новые катализаторы в газохимии



Применение тепловизоров на нефтегазоперерабатывающих предприятиях



Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Абсолютный ноль. Участники COP28 договорились о углеродной нейтральности к 2050 году 6

Глава Минэнерго подвел итоги 2023 года в ТЭК 8

События 10

Первой строчкой 12

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Решение задач в области подземного хранения газа: импортозамещение, безопасность и эффективность 14

Проседание подземных переходов через автомобильную дорогу промышленного трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов 18

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Анализ прочности стенок труб магистральных трубопроводов с расслоениями металла 22

Календарь событий 27

Установки рекуперации паров нефти и нефтепродуктов: анализ и особенности применения 28

ПЕРЕРАБОТКА

Новые катализаторы в газохимии 36

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Применение тепловизоров на нефтегазоперерабатывающих предприятиях 44

НЕФТЕСЕРВИС

Нано-цеолиты как добавка в скважинный цемент класса G 46

Полимерное заводнение: лабораторные исследования образцов частично-гидролизированных полимеров в свободных объемах при проектировании внедрения технологии



Методика определения глубины образования газовых гидратов и АСПО в нефтедобывающей скважине



Нефтегазовый комплекс России в новых технологических и экономических условиях: приоритетные направления государственной политики



Энергия Персидского залива



НЕФТЕСЕРВИС

Анализ технико-технологических решений заканчивания горизонтальных скважин путем проведения МГРП 52

Полимерное заводнение: лабораторные исследования образцов частично-гидролизированных полимеров в свободных объемах при проектировании внедрения технологии 60

Методика определения глубины образования газовых гидратов и АСПО в нефтедобывающей скважине 67

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Нефтегазовый комплекс России в новых технологических и экономических условиях: приоритетные направления государственной политики 74

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА

Нефтегазоносность Чукотского микроконтинента 82

Россия в заголовках 89

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Цифровая радиография. Подходы к повышению эффективности неразрушающего контроля сварных соединений магистральных газопроводов 90

Хронограф 93

ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЕ

Энергия Персидского залива 94

Новости науки 102

Нефтегаз *Life* 104

Классификатор 106

Цитаты 112

306 лет назад

В 1718 году создано первое промышленное предприятие купцов Савелова и Томилиных – завод по производству химических продуктов, выпускавший азотную кислоту, купоросное масло (серная кислота), краску, канифоль, гарпиус и скипидар.

304 года назад

В 1720 году в России создана первая химическая лаборатория, она находилась в ведении Берг-коллегии и была прообразом современного Ростехнадзора.

284 года назад

В 1880 году в Великобритании, в г. Ричмонд построен первый в мире завод по производству серной кислоты, в 1766 году такой же завод построен во Франции, в 1805 году – в России.

221 год назад

В 1803 году учреждена кафедра химической технологии Российской академии наук.

199 лет назад

В 1825 году возле Екатеринбурга построено первое производство хромовых солей.

182 года назад

В 1840 году в Великобритании построен первый в мире завод по производству искусственных удобрений, в 1867 году такой завод появился в Германии, в 1892 году – в России.

159 лет назад

В 1865 году в Бельгии разработан способ получения соды по методу Сольве.

140 лет назад

В 1884 году на Тентелевском заводе в Петербурге получили олеум путем термического разложения серной кислоты на сернистый ангидрид и кислород. В 1917 году по этой схеме работали 20 заводов в России, 18 во Франции, 8 в Англии, 3 в США и 2 в Японии.

111 лет назад

В 1913 году в Германии был осуществлен синтез аммиака по способу Гобера и Боша.

107 лет назад

В 1917 году по проекту И.И. Андреева в Юзовке (Донецк) построен завод мощностью 10 тыс. т азотной кислоты в год, которую получали из аммиака.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижовский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
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



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

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Служба технической поддержки
Сергей Прибытков

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

Передача 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



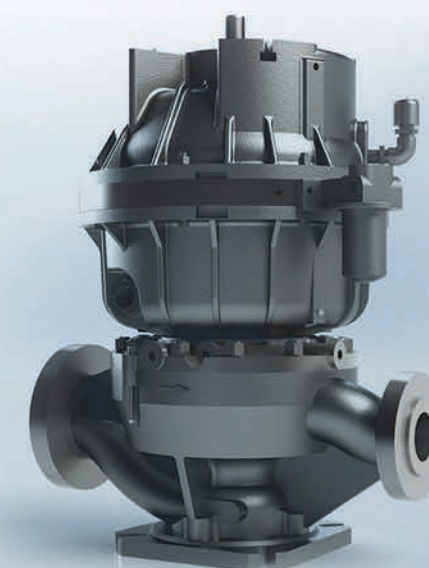
9 772410 383004



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



Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)



Вертикальный насос (OH6)



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, Tecnimont, Toyo
- ▶ **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP, Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- ▶ **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Руссоко и 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

199 стран

договорились о поэтапном
снижении доли ископаемого
топлива

27 лет

нужно миру,
чтобы достичь углеродной
нейтральности

\$83 млрд

собрал Фонд возмещения
ущерба развивающимся странам,
созданный по решению COP28

В 2023 году Европа
снизила потребление
угля

на 31 %

АБСОЛЮТНЫЙ НОЛЬ

Участники COP28
договорились
об углеродной
нейтральности
к 2050 году

Анна Павлихина

В декабре прошлого года представители 199 стран впервые за тридцатилетнюю историю договорились о поэтапном снижении доли ископаемого топлива в мировом энергетическом балансе и наращивании объемов энергии, производимой посредством альтернативных источников. Подписанный участниками COP28 документ содержит ряд мер, направленных на сокращения выбросов парниковых газов. Среди них – увеличение в три раза мощностей ВИЭ, сокращение потребление угля и развитие технологий с нулевым уровнем выбросов. Выполнение этих предписаний в течение 27 лет должно привести к достижению углеродной нейтральности.

Такое решение можно считать чрезвычайно компромиссным: путь к нему проложен чередой долгих и жарких дебатов. Документ не содержит пункта, в котором говорилось бы об отказе от использования нефти и газа (соглашение с такой формулировкой не подписала бы Саудовская Аравия), но есть пункт об углеродной нейтральности к 2050 году, что как минимум подразумевает повсеместное использование ВИЭ, отказ от двигателя внутреннего сгорания и внедрение технологий улавливания парниковых газов. При этом, учитывая амбициозность конечной цели, самых современных, именно такими технологиями инициаторы идеи должны будут снабдить производства развивающихся стран.



При всей очевидности проблемы, ставшей причиной обсуждения, экологическая повестка выглядит неоднозначной, если смотреть на нее глазами представителей стран, обладающих большими нефтегазовыми запасами. Базируя свое благополучие на экспорте углеводородов, они не хотят смещать энергетическую парадигму в сторону возобновляемых источников. В качестве аргументов используется беспокойство за развивающиеся страны, которые не имеют других возможностей для развития экономики, кроме добычи углеводородов, и забота о странах-потребителях, которые «не понимают, насколько опасен для них самих» отказ от нефти и газа. На наш взгляд, оба утверждения справедливы, если апеллировать к ним при обсуждении социально-экономических вопросов.

Конференция сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата все же призвана обсуждать вопросы климата. Международное научное сообщество сходит в мнении: чтобы избежать природных катаклизмов, которые ставят под угрозу благополучие

и жизнь половины населения планеты, температура на планете не должна повыситься более чем на 1,5 градуса, а причиной повышения становятся парниковые газы – прямое следствие антропогенного воздействия. Если участники конференции признают этот факт, то справедливо будет предположить, что и принимать решение стоит исходя из этих соображений. Кому-то это удобно, кому-то нет. Страны, оказавшиеся в более выигрышной позиции, имеют больше возможностей поддерживать тех, кто зависим от производства ископаемого топлива – кому больше дано, с того больше и спросится.

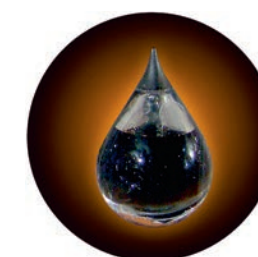
В целом по этому принципу был сформирован Фонд возмещения ущерба развивающимся странам – одно из решений COP28. Фонд уже собрал 83 млрд долл., свое намерение выделить средства анонсировали 18 стран. Любопытно, что к ним не присоединились Индия и Китай. Экономика последнего уступает только экономике США, но свой отказ они аргументировали тем, что сами являются развивающимися странами и должны не вкладывать средства в Фонд, а получить их

из него. Россия, как известно, щедрая страна. проявила нетривиальный подход – рассмотреть возможность финансирования Фонда за счет замороженных национальных резервов.

Пожалуй, решение о создании Фонда – лучшее и наиболее реалистичное из всех принятых COP28. Реальная помощь государствам, пострадавшим от стихийных бедствий, пока единственное, что работает на практике и приносит пользу.

Дело в том, что коммунике подобное тому, что подписывают участники COP, не возлагает юридической ответственности на подписавшие его государства. Так, в 2021 году 77 стран договорились о сокращении использования угля. В следующем году его добыча в ЕС выросла на 7,3 %. Это не значит, что страны, инициировавшие отказ от угля, неправильно оценили свои возможности и не готовы к энергетическому переходу. Это свидетельствует о возникновении обстоятельств непреодолимой силы, потому что уже в 2023 году Европа снизила потребление на 31 %. Нацеленность на уход от ископаемого топлива не просто декларируется, это цель, к которой европейские страны, не наделенные богатыми запасами нефти и газа, будут продвигаться, чем бы это не было обосновано: заботой о благополучии планеты или экономической выгодой. Но если самые технологически развитые и социально благополучные страны мира под влиянием сложно прогнозируемых факторов отступают от намеченных планов, то что говорить о странах третьего мира?

В течение двух лет каждая страна должна будет предоставить свой план по снижению выбросов в атмосферу до 2035 года. Очевидно, в разных странах меры и их эффективность будут сильно отличаться и всем для энергоперехода потребуются традиционные энергоносители. Но не менее очевидно и то, что каждое подобное соглашение – это очередной шаг к миру, в котором место нефти и газа займут возобновляемые источники энергии. ●



ГЛАВА МИНЭНЕРГО ПОДВЕЛ ИТОГИ 2023 ГОДА В ТЭК

Анастасия Никитина

Министр энергетики РФ Н. Шульгинов подвел итоги 2023 года в топливно-энергетическом комплексе, акцентировав внимание на том, что нефтегазовая отрасль выдержала санкционное давление, смогла обеспечить потребителей энергоресурсами и переориентировала энергопоставки на другие рынки.

Помимо санкционного давления, российскому ТЭК пришлось работать в условиях мирового энергетического кризиса, эту работу министр охарактеризовал фразой: «Думаю, что мы справились, хоть были отдельные моменты». По оценке Минэкономразвития, добыча газа в России по итогам 2023 г. снизилась на 5%, до 642 млрд м³, а в 2024 г. вырастет на 3,8%, до 666,7 млрд м³. Экспорт трубопроводного газа снизился на 26%, до 97 млрд м³, а в следующем году вырастет на 11,3%, до 108 млрд м³. Это наращивание, как ожидается, будет обеспечено в том числе плановым увеличением поставок в Китай по МГП Сила Сибири-1, а также поставками в Узбекистан по газотранспортной системе Средняя Азия – Центр. Экспорт СПГ из России по итогам года на 1,2% превысил уровень 2022 года.

Н. Шульгинов также сообщил, что не видит проблем с топливообеспечением на российском рынке, запасы выросли от 10 до 25%, однако в будущем считает нужным в кризисных ситуациях принимать решения более оперативно. По итогам года уровень газификации в России увеличился на 0,9%. В 2024 году Россия планирует сохранить объем добычи и экспорта угля на уровне 2023 г. Рост потребления электроэнергии в РФ сейчас 1,3%, в дальнейшем планируется удерживать его в пределах 2%, сообщил Н. Шульгинов.

В начале декабря министерство энергетики РФ утвердило схему и программу развития электроэнергетики на 2024–2029 гг. В соответствии с документом прогнозируется рост потребления электроэнергии в Единой энергосистеме до 1274,5 млрд кВт·ч к 2029 г. при среднегодовом темпе роста потребления электрической энергии в 2,04%. По программе намечен ввод в эксплуатацию генерирующего оборудования объемом 15,7 ГВт.

Объем экспорта электроэнергии из России в 2023 г. снизился до 10 млрд кВт·ч против 13 млрд кВт·ч в 2022 г.: вырос экспорт в Казахстан, но упали объемы поставок в Китай, которые Россия рассчитывает восстановить в 2024 г. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Палестино-израильский конфликт создает угрозу транспортировке грузов через Суэцкий канал. С октября 2023 года грузовой трафик между Азией и Европой по маршруту, пролегающему через Красное и Средиземное море, упал почти на треть. Выглядит ли в свете этого Северный морской путь более привлекательным, чем Суэцкий канал?

Заменит ли СМП Суэцкий канал?

15%

Нет, проход по СМП еще долго будет возможен только при сопровождении ледокольного флота

11%

Да, в связи с изменением климата путь открыт на достаточно длительное время

8%

Нет, так как надо развивать портовую инфраструктуру

17%

Да, напряженная ситуация на Ближнем Востоке делает СМП более безопасным маршрутом

19%

Нет, прохождение иностранных судов может быть затруднено из-за геополитической ситуации

14%

Да, транспортировка грузов по СМП сокращает сроки доставки почти вдвое

16%

СМП станет основным маршрутом для торгового сообщения между Россией и Азией

С наступлением нового года все ждут нововведений и изменений, притом обязательно хороших. Neftegaz.RU поинтересовался у своих читателей, что могло бы стать лучшим подарком для нефтегазовой отрасли в 2024 году

Что стало бы лучшим подарком для нефтегазовой отрасли России в 2024 г.?

23%

100 долл. за барр.

18%

Отмена ценового потолка

14%

Снятие запрета на экспорт нефтепродуктов

21%

Возвращение иностранных компаний

1%

Уход оставшихся иностранных компаний

4%

Абсолютное импортозамещение

19%

Свободный доступ ко всем рынкам

kaspersky

Регуляторный хаб знаний

Отраслевой навигатор по законодательству
и требованиям ИБ



regulhub.kaspersky.ru



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

ОПЕК минус один

Правительство Анголы направило в ОПЕК документ, который формализует добровольный выход страны из организации с 1 января 2024 г. В декабре 2023 года министр минеральных ресурсов, нефти и газа Д. де Азеведо заявил, что страна решила выйти из ОПЕК, потому что ее роль в организации не была значимой и не отвечала интересам государства. Ангола выходит из ОПЕК после 16 лет членства на фоне острого спора о квотах на добычу. Добыча нефти в Анголе держится на уровне ниже ее квот в течение продолжительного времени. На Министерской встрече ОПЕК+ 4 июня 2023 г. было принято решение о согласовании квот для стран-участниц на 2024 г. Для стран, не способных довести добычу до разрешенного уровня, а именно для Нигерии, Конго и Анголы, квоты были снижены с оговоркой о пересмотре в конце 2023 г. На встрече 30 ноября квоты для Нигерии и Конго были повышены, в отношении Анголы квота была снижена до 1,11 млн барр. в сутки. Правительство Анголы настаивало на сохранении добычи в объеме 1,180 млн барр. в сутки нефти в 2024 году, то есть цена вопроса была лишь 70 тыс. барр. в сутки.

ОПЕК плюс один

С января 2024 г. Бразилия присоединяется к Хартии сотрудничества ОПЕК+. При этом страна пока не собирается поддерживать усилия альянса

С 10 января 2024 г. отменены экспортные пошлины на вывоз нефтепродуктов и газа из России в Южную Осетию. Также на 2024 г. отменяются пошлины на поставки пластмассы, черных металлов, алюминия и изделий из них, нулевая пошлина действует только для согласованных странами объемов поставок

СПбМТСБ планирует запустить новую информационно-аналитическую платформу SPX во второй половине 2024 г. Она станет единым окном для распространения ценовой и статистической информации для участников товарно-сырьевых и финансовых рынков в России и других странах. Планируется расширить информационное покрытие на рынках стран ЕАЭС, БРИКС, ОПЕК и АТР. Платформа является собственной разработкой СПбМТСБ

по сокращению добычи нефти. Вице-премьер РФ А. Новак по итогам министерской встречи в ноябре 2023 года отмечал, что эти намерения подтвердил министр горнодобывающей промышленности и энергетики Бразилии А. Силвейра де Оливейра, однако представители бразильской нефтяной отрасли заявляли, что Бразилия пока не планирует становиться полноценным членом ОПЕК+ и присоединяться к сделке по сокращению добычи нефти, а президент страны Луис Инасиу Лула да Силва говорил, что страна стремится участвовать в ОПЕК+ только в качестве наблюдателя и никогда не присоединится к альянсу в качестве полноправного члена. Гендиректор Petrobras Ж.-П. Пратес в свою очередь отмечал, что Бразилия все же присоединится к ОПЕК+, но не будет сокращать объемы добычи нефти. Согласно данным ОПЕК, в 2022 г. Бразилия занимала седьмое место по объему добычи нефти в мире с производством на уровне 3,022 млн барр. в сутки.

Санкции 2024

Управление по контролю за иностранными активами Минфина США обновило руководство по соблюдению потолка цен на поставляемые морем российские нефть и нефтепродукты. Мера введена совместно с другими странами Коалиции по ограничению цен. Согласно заявлению коалиции спустя год после введения потолка цен, этот подход оказался успешным в продвижении целей по поддержанию стабильности на энергетических рынках при сокращении доходов России.

С 2024 года в режим соблюдения предельных цен вносятся изменения: поставщики услуг должны получать сертификаты от контрагентов каждый раз при загрузке российской нефти, от участников цепочки поставок, имеющих доступ к детализированным дополнительным расходам, потребуют по запросу делиться данными с организациями, расположенными дальше по цепочке поставок. Также введены новые меры для более тщательного контроля за продажей танкеров третьим странам и предотвращения их использования для транспортировки нефти по ценам выше предельных. Кроме того, санкции распространили на теневых трейдеров российской нефти, использовавших подсанкционные суда.

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

Новые правила для госзакупок

ФАС России разработала единые правила определения цены контракта на топливо для государственных закупок, согласно которым начальная максимальная цена контракта будет определяться на основании биржевых и внебиржевых индикаторов. Госзаказчики смогут определять оптовую цену топлива по территориальным индексам, размещаемым на сайте СПбМТСБ. Проект документа определяет расчет стоимости для трех составляющих: начальной максимальной цены контракта, цены контракта с единственным поставщиком и начальной единицы товара. В случае если вид топлива не торгуется на бирже, его цена для государственных и муниципальных нужд будет формироваться на основании данных Росстата. Сформированная на бирже цена топлива является рыночной. Это позволит госзаказчикам избежать завышенных цен при формировании НМЦК и повысит конкуренцию и прозрачность ценообразования.

Компенсация за счет добавки к цене

На энергорынке появится надбавка к цене АЭС, расположенных в одной ценовой зоне. Речь идет о компенсации через эту надбавку недополученных доходов поставщика электроэнергии в новые регионы, которым является

Компания ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть получила лицензии на два участка недр федерального значения на шельфе Каспийского моря: НГКМ им. Р.У. Маганова (запасы нефти – 8,4 млн т, природного газа – 136 млрд м³, газового конденсата – 24,4 млн т) и газовое месторождение Хазри (начальные извлекаемые запасы природного газа – 48 млрд м³, газового конденсата – 8,2 млн т). Право разведки и добычи углеводородов на этих объектах действует до 31 декабря 2043 г.

структура Атомэнергосбыта – Единый поставщик. Средства будут включаться в цену мощности АЭС. Гарантирующими поставщиками электроэнергии в ДНР, ЛНР, Запорожской и Херсонской областях являются структуры Атомэнергосбыта, исполняющие функцию гарантирующих поставщиков электроэнергии в этих регионах. Единый закупщик, в свою очередь, будет покупать электроэнергию и продавать ее гарантирующим поставщикам. Правительство России распорядилось выделить субсидию в размере 6,36 млрд руб. для возмещения недополученных доходов или затрат закупщика электроэнергии для новых регионов в 2023 г. Спецнадбавку предлагается установить к цене АЭС, чтобы получателем средств был Росатом, а заплатят за это потребители европейской части России и Урала. Предполагается, что постепенно тарифы в новых регионах будут повышаться и достигнут экономически обоснованного уровня в течение 10 лет.

Новая российская низкоуглеродная технология

НОВАТЭК получил российские патенты на крупнотоннажные технологии производства низкоуглеродного аммиака и крекинга аммиака с получением чистого водорода. Технология основана на методе парового риформинга природного газа и позволяет обеспечить производительность технологической линии более 1 млн т низкоуглеродного аммиака в год. Она предусматривает улавливание более 90 % углекислого газа с последующим подземным хранением. Производство аммиака НОВАТЭК планировал запустить в 2026 г. Мощность Обского ГХК должна была составить 2,2 млн т аммиака и 0,13 млн т водорода. Также проект предполагал улавливание и закачку в пласт до 4 млн т CO₂ в год. В 2022 г. глава компании Л. Михельсон сообщал, что НОВАТЭК приостановил рассмотрение проекта, но в феврале 2023 г. компания подписала необязывающий меморандум о взаимопонимании в сфере поставок СПГ и низкоуглеродного аммиака с индийской DFPCL, а в июле вышел закон о введении нулевой ставки на НДС для новых проектов добычи природного газа на Ямале, необходимых для производства аммиака и водорода, под который подал только один проект – Обский ГХК НОВАТЭКа. ●

Комплекс по сжижению природного газа из шести технологических линий за 7 млрд руб. построят в Кемеровской области до 2032 г. Строительство начнется в этом году. Производимый СПГ будет использоваться как ГМТ, топливо планируется поставлять в регионы Сибири, а также в Монголию

12 млрд руб.

направит Сибирская генерирующая компания в 2024 г. на ремонт и модернизацию ТЭЦ в Новосибирской области и Алтайском крае



Правительство Азербайджана прогнозирует добычу нефти в стране в 2024 г. на уровне

29 млн **492,3** тыс. тонн



До **4,16** млн барр./сутки выросла добыча нефти в Китае в 2023 г., добыча природного газа достигла **230** млрд м³



На **3,1** %, до **216** млн тонн снизилась добыча нефти в ХМАО в 2023 г.



На **2** % снизилось производство СПГ в России в 2023 г. по сравнению с 2022 г.



На **7,2** % снизилась средняя цена на нефть сорта Urals в 2023 г. по сравнению с 2022 г.



На **5** % снизилось потребление газа в Германии в 2023 г., импорт сократился на 1/3



с **60** до **40** % Франция намерена снизить зависимость от невозобновляемых источников энергии в ближайшее десятилетие



Более **380** млн долл. вложит Великобритания в производство уранового топлива, это поможет получить до **24** ГВт атомной энергии к 2050 г.



22,7 млрд м³ составил экспорт газа в Китай по МГП Сила Сибири-1 в 2023 г.



На **7,2** % Транснефть повысила тарифы на прокачку нефти в 2024 г., в 2023 г. рост тарифов составил **5,994** %



3,2 трлн м³ составляют балансовые запасы природного газа в Якутии, нефти – более **700** млн тонн



На **6,4** % вырос объем торгов топливом на СПБМТСБ в 2023 г., достигнув рекордных показателей



На **2,4** % сократился грузопоток по Северо-Кавказской железной дороге в 2023 г.



Более **500** млрд руб. инвестируют в строительство Смоленской АЭС-2



На **1,21** млн барр. до **103,67** млн барр./сутки, вырастет спрос на нефть и жидкие углеводороды в мире в 2025 г., согласно прогнозам EIA



На **6,5** % снизился экспорт нефти по системе Транснефти в 2023 г.



На **29,3** % выросли поставки нефтепродуктов в страны ЕАЭС в 2023 г.



На **60** % упали поставки нефти в Европу по трубопроводу «Дружба» в 2023 г.



36,254 млн тонн составил объем грузоперевозок по СМП в 2023 г.



РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ В ОБЛАСТИ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА:

импортозамещение, безопасность и эффективность

**Беленко
Сергей Васильевич**

начальник
Управления ПХГ и КС
ООО «Газпром ПХГ»

**Доможиров
Вадим Александрович**

главный инженер филиала
ООО «Газпром ПХГ»,
«Карашурское УПХГ»

**Кошелев
Дмитрий Александрович**

начальник
Управления геологии
ООО «Газпром ПХГ»

**Сергеев
Андрей Сергеевич**

заместитель начальника
Управления ПХГ и КС,
начальник производственного
отдела по эксплуатации ПХГ
ООО «Газпром ПХГ»

ВЫСТУПАЯ НА ПЛЕНАРНОМ ЗАСЕДАНИИ XII ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА, ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРАВЛЕНИЯ «ГАЗПРОМА» АЛЕКСЕЙ МИЛЛЕР ВЫРАЗИЛ УВЕРЕННОСТЬ, ЧТО «ПОЛНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ СУВЕРЕНИТЕТ – НАШЕ БЛИЖАЙШЕЕ, САМОЕ БЛИЖАЙШЕЕ БУДУЩЕЕ». В ВЫСТАВОЧНЫХ ПАВИЛЬОНАХ ПМГФ-2023 БЫЛИ ПРЕДСТАВЛЕНЫ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ РАЗРАБОТКИ БОЛЕЕ 600 КОМПАНИЙ. НЕМАЛЫЙ ИНТЕРЕС ГОСТЕЙ ФОРУМА ВЫЗВАЛИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, СВЯЗАННЫЕ С ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕМ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, В ЧАСТНОСТИ, В ОДНОМ ИЗ ЕЕ СТРАТЕГИЧЕСКИХ НАПРАВЛЕНИЙ – ПОДЗЕМНОМ ХРАНЕНИИ ГАЗА

SPEAKING AT THE PLENARY SESSION OF THE XII ST. PETERSBURG INTERNATIONAL GAS FORUM, CHAIRMAN OF THE GAZPROM MANAGEMENT BOARD ALEXEY MILLER EXPRESSED CONFIDENCE THAT «FULL TECHNOLOGICAL SOVEREIGNTY IS OUR IMMEDIATE, VERY NEAR FUTURE» THE WORDS OF THE HEAD OF THE CORPORATION WERE CONFIRMED BY THE SCIENTIFIC AND TECHNICAL DEVELOPMENTS OF MORE THAN 600 COMPANIES REPRESENTED IN THE EXHIBITION PAVILIONS OF ST. PETERSBURG INTERNATIONAL GAS FORUM 2023. TECHNOLOGICAL SOLUTIONS RELATED TO IMPORT SUBSTITUTION IN THE GAS INDUSTRY, AND IN PARTICULAR, IN ONE OF ITS STRATEGIC AREAS – UNDERGROUND GAS STORAGE, AROUSED CONSIDERABLE INTEREST AMONG THE FORUM GUESTS

Ключевые слова: подземное хранение газа, импортозамещение, научно-технические разработки, регулятор потока газа, энергетическая безопасность.

Технический вектор

В рамках экспозиции «Газпром подземное хранение газа» был презентован регулятор потока газа РК 200-16 отечественного производства. В 2020 году разработку включили

в Реестр инновационной продукции для внедрения в ПАО «Газпром». Устройство относится к типу регулирующих клапанов. Регулирование потока рабочей среды осуществляется за счет изменения



Регулятор потока газа РК 200-16 с улучшенными гидравлическими характеристиками



Карашурское ПХГ в Удмуртской Республике, где проходят опытно-промышленные испытания регулятора

площади проходного сечения тремя подвижными клиньями, перемещение которых при закрытии происходит в перпендикулярной к оси клапана плоскости по направлению от периферии к центру проточной части. Клапан проходной, реверсный. Оснащен электроприводом во взрывозащищенном исполнении. Конструкция обеспечивает изменение проходного сечения проточной части в диапазоне от 0 до 100 % открытия за установленное техническим заданием время.

В результате применения осевой схемы регулирования удалось добиться значительного снижения гидравлического сопротивления.

В полностью открытом положении условная пропускная способность проточной части РК 200-16 превосходит все известные типы регулирующей арматуры и близка к характеристике «гладкой трубы».

Конструкция обеспечивает конкурентные, в сравнении с зарубежными аналогами, характеристики по времени срабатывания и точности регулирования параметров потока газа, при этом обладая оптимизированными массогабаритными характеристиками. Осенью 2022 года на стенде испытательного полигона АО «Газпром диагностика»

в городе Саратове проведены квалификационные испытания изделия, которые подтвердили работоспособность клапана под рабочей нагрузкой, соответствие фактических характеристик заявленным и его готовность к этапу опытно-промышленной эксплуатации.

В данный момент регулятор смонтирован на технологической нитке установки комплексной подготовки газа Карашурского ПХГ и проходит опытно-промышленные испытания в период отбора газа 2023/2024 года. «Клапан данной конструкции и с заявленными характеристиками представляется очень перспективной разработкой. И я думаю, что устройство полностью пройдет все этапы испытания в течение сезона отбора», – выразил мнение генеральный директор ООО «Газпром ПХГ» Игорь Сафонов.

Научный подход

Подземное хранение различных газов требует новых законодательных инициатив, научных исследований и инвестиций. Этому была посвящена научно-практическая конференция «Подземное хранение газа: надежность и эффективность», которая также прошла на площадке газового форума. Организаторами мероприятия выступили ПАО «Газпром» и ООО «Газпром ПХГ».



Заместитель председателя правления ПАО «Газпром» Виталий Маркелов и генеральный директор ООО «Газпром ПХГ» Игорь Сафонов осматривают экспозицию «Газпром подземное хранение газа»



Выступление Сергея Хана на научно-практической конференции «Подземное хранение газа: надежность и эффективность»

С докладами, касающимися развития подземного хранения газа как одного из ключевых направлений газовой отрасли, выступили руководители и специалисты Министерства энергетики РФ, компаний Группы «Газпром», Института проблем нефти и газа РАН, представители научного сообщества, эксперты и аналитики. Также в работе конференции приняли участие представители Китайской национальной трубопроводной корпорации (PipeChina) и Геологической службы при Министерстве природных ресурсов Китайской Народной Республики.

В ходе дискуссий удалось обсудить подходы к обеспечению энергетической безопасности в странах БРИКС и роль подземных хранилищ газа в этом процессе. Много говорили и о вызовах для отрасли ПХГ в условиях развития рынка возобновляемых газов. Так, по словам доцента Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина Марии Хайдиной, совместная транспортировка природного метана и метана, полученного из производимого биогаза, увеличивает риски ухудшения качества газа, отбираемого впоследствии из ПХГ. Это было подтверждено результатами научных наблюдений и исследований.

В свою очередь Никита Барсук, начальник отдела ПАО «Газпром», поднял вопрос о проблемах производства водорода как источника энергии. «Существующая инфраструктура транспортировки и хранения природного газа не может быть использована для транспортировки и хранения водорода. Для безопасных поставок водорода потребителям потребуются специализированные трубопроводы и хранилища. Однако при этом следует учитывать, что производство зеленого водорода для замены только 25% мировой энергетической корзины потребует больше электроэнергии, чем мир производит сегодня из всех источников вместе взятых. А инвестиции в создание специализированной инфраструктуры для транспортировки и хранения водорода могут составить десятки триллионов долларов», – констатировал спикер.

Ключевыми вопросами конференции стали результаты геологических, технологических и технических решений при создании и эксплуатации ПХГ ПАО «Газпром». Зарубежные участники проявили интерес к накопленному опыту «Газпрома», который является крупнейшей в мире компанией по подземному хранению газа.

«Газпром» обладает набором уникальных компетенций по созданию ПХГ всех типов. При этом удельный расход капитальных вложений является наиболее конкурентным. И наш наработанный опыт по строительству подземных хранилищ газа, в частности, в отложениях каменной соли, можно использовать по созданию ПХГ стратегического резерва для нефти и нефтепродуктов», – отметил заместитель начальника Департамента – начальник Управления ПАО «Газпром» Сергей Хан. ●

Литература

1. Миллер А.Б. Выступление на пленарном заседании ПМГФ-2023 «Трансформация мирового рынка природного газа: вызовы и пути развития» // Интернет-ресурс [gazprom.ru](https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2023/089485/) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2023/089485/> (Дата обращения: 21.11.2023).
2. Сафонов И.А. Энергия до востребования / И.А. Сафонов // Корпоративный журнал «Газпром». – 2023. – № 10. – С. 23–29.
3. Хан С.А. Система пикового реагирования / С.А. Хан // Деловой журнал *Neftgaz.RU*. – 2022. – № 12 (132). – С. 32–34.
4. Интернет-ресурс gas-forum.ru [Электронный ресурс]. (Дата обращения: 21.11.2023).

KEYWORDS: *underground gas storage, import substitution, scientific and technical developments, gas flow regulator, energy security.*

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛОЩАДКА
ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО
ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЛИДЕРОВ ТЭК

24–26 АПРЕЛЯ 2024

РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ
РМЭФ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2024 ПРОЙДУТ ОТРАСЛЕВЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ:
ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ»
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»



@ENERGYFORUMSPB

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU
rief@expoforum.ru
+7 (812) 240 40 40, доб. 2626

EXPOFORUM

18+



ПРОСЕДАНИЕ ПОДЗЕМНЫХ ПЕРЕХОДОВ ЧЕРЕЗ АВТОМОБИЛЬНУЮ ДОРОГУ

промыслового трубопровода в условиях многолетнемерзлых грунтов

ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВЫСОКИХ ШИРОТАХ ОТ МЕСТ ДОБЫЧИ ДО ПОТРЕБИТЕЛЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ ПРЕДПОЧТЕНИЕ ОТДАЕТСЯ НАДЗЕМНОМУ СПОСОБУ. ОДНАКО ПРИ ПЕРЕСЕЧЕНИИ С АВТОМОБИЛЬНЫМИ И ЖЕЛЕЗНЫМИ ДОРОГАМИ ПРОКЛАДКА ТРУБОПРОВОДА МОЖЕТ ОСУЩЕСТВЛЯЕТСЯ ТОЛЬКО ПОДЗЕМНЫМ СПОСОБОМ. ОСНОВНОЕ УСИЛИЕ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА ЛОЖИТСЯ НА ГРУНТ, НАХОДЯЩИЙСЯ ПОД ТРУБОЙ. ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРОИСХОДИТ ПРИ ПОЛОЖИТЕЛЬНЫХ И ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ ТЕМПЕРАТУРАХ, ЧТО ПРИВОДИТ К НЕГАТИВНЫМ ВОЗДЕЙСТВИЯМ НА ПОДЗЕМНЫЕ ПЕРЕХОДЫ. АВТОРЫ СТАТЬИ ПРЕДЛАГАЮТ ВАРИАНТЫ МЕР ЗАЩИТЫ ММГ ОТ НАРУШЕНИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА И ПОСЛЕДУЮЩИХ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ

TO TRANSPORT HYDROCARBONS IN HIGH LATITUDES FROM PRODUCTION SITES TO CONSUMERS DURING THE CONSTRUCTION OF PIPELINES, PRIORITY IS GIVEN TO THE ABOVE-GROUND METHOD. HOWEVER, WHEN CROSSING ROADS AND RAILWAYS, THE PIPELINE CAN ONLY BE LAID UNDERGROUND. THE MAIN FORCE OF AN UNDERGROUND PIPELINE FALLS ON THE SOIL LOCATED UNDER THE PIPE. TRANSPORTATION OF OIL AND NATURAL GAS OCCURS AT POSITIVE AND NEGATIVE TEMPERATURES, WHICH LEADS TO NEGATIVE IMPACTS ON UNDERGROUND PASSAGES. THE AUTHORS OF THE ARTICLE PROPOSE OPTIONS FOR PERMAFROST PROTECTIVE MEASURES FROM DISTURBANCES OF THE NATURAL TEMPERATURE REGIME AND SUBSEQUENT GEOCRYOLOGICAL PROCESSES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: многолетнемерзлый грунт, подземный переход, автомобильная дорога, промысловый трубопровод, геокриологические процессы.

Волков Александр Эдуардович

ФГАОУ ВО НИ ТПУ, аспирант

Елисеев Кирилл Олегович

мастер участка по эксплуатации и ремонту газопроводов Кемеровского ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Томск», ФГАОУ ВО НИ ТПУ, магистрант

Бурков Петр Владимирович

ФГАОУ ВО НИ ТПУ, д.т.н., профессор

Территория Крайнего Севера составляет более 44 % от всей территории Российской Федерации. Социально-экономическое развитие этих территорий связано с освоением минерально-сырьевых ресурсов.

Так на Российском Севере по состоянию на 2022 г. запасы нефти и конденсата оцениваются в 22,7 млрд т, что составляет более 70 % общероссийских, а запасы природного газа составляют около 59 трлн м³ – это 83 % общероссийских запасов [1]. Однако суровые климатические условия регионов Крайнего Севера не останавливают крупнейшие

нефтегазовые компании в освоении его территорий. Совместно с научно-проектными институтами, при поддержке правительства РФ нефтегазовые компании помогают в разработке новых нормативно-технических документов, которые учитывают особенности территорий с вечномерзлыми грунтами и аномально низкими температурами для строительства необходимой инфраструктуры при разработке месторождений. Несмотря на появление новых технологических решений, остаются нерешенные проблемы.

Нормативно-технические особенности строительства и эксплуатации переходов

При строительстве и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса нарушение теплового режима многолетнемерзлых грунтов вызывает активацию различных процессов, характерных для данной территории. Воздействие этих процессов зависит от особенностей состава грунтов, их физико-химических свойств, характера техногенного влияния и его продолжительности, а также от характеристик природного ландшафта.

Организации, занимающиеся проектированием и эксплуатацией объектов нефтегазового комплекса, сталкиваются с различными неблагоприятными природными явлениями. Основными геокриологическими процессами, которые представляют наибольшую опасность для зданий и сооружений, являются морозные пучения грунта и осадки талых вод, вызванные образованием ореолов оттаивания.

В соответствии с требованиями СП 25.13330.2020, при проектировании зданий и сооружений на территории, где распространяются многолетнемерзлые грунты (ММГ), необходимо использовать данные инженерно-геологических изысканий, проводимых на основании СП 47.13330.2016. Эти изыскания включают специальные геокриологические и гидрогеологические исследования, которые учитывают особенности конструкции и технологии проектируемых сооружений,

их тепловое и механическое взаимодействие с ММГ, а также возможные изменения геокриологических условий. Принцип использования ММГ как основания выбирается на основании теплотехнического расчета с учетом мерзлотно-грунтовых условий, способа и конструктивного решения прокладки трубопровода, режима его эксплуатации, прогноза локальных и общих изменений инженерно-геокриологических условий и свойств грунтов основания и мероприятий по охране окружающей среды. Помимо этого, выбранный принцип должен обеспечивать работоспособность и ремонтпригодность трубопровода в течение всего периода эксплуатации [2, 3].

Также согласно ВСН 014-89 и СП 36.13330.2012 требованиями при проектировании трассы трубопровода являются условия выбора будущей трассы и площадки под сооружение с отсутствием широкого распространения бугров пучения и бугристых торфяников и избегание участков с буграми пучения, а обходить бугры пучения следует с низовой стороны [3, 4].

При прокладке подземных трубопроводов через автомобильные дороги необходимо учитывать возможность пересечения этих дорог в местах поворотов. Однако при этом необходимо соблюдать определенные требования, установленные в СП 25.13330.2020, СП 284.1325800.2016 и ГОСТ Р 55990-2014 [2, 6, 7].

При проектировании подземных переходов трубопроводов через автомобильные дороги необходимо учитывать возможность их пересечения в местах поворотов. Однако для таких переходов необходимо предусмотреть специальные защитные футляры из стальных труб, которые должны быть больше номинального диаметра трубопровода как минимум на 200 мм, а также определяемый исходя из условий производства работ и конструкции перехода. Толщину стенки стального футляра следует принимать не менее 1/70 его номинального диаметра, но не менее 10 мм.

Положение трубопровода в футляре фиксируется опорно-центрирующими устройствами

с диэлектрическим покрытием, а концы футляра укрываются защитной резиновой манжетой. Также концы футляра должны выводиться на расстояние:

- при прокладке через железные дороги – 50 м от подошвы откоса насыпи или бровки откоса, выемки;
- при прокладке через автомобильную дорогу – 25 м от бровки земляного полотна, но не менее 2 м от подошвы насыпи.

Угол пересечения трубопровода с железными или автомобильными дорогами должен быть 90°, но не менее 60°.

Если температура транспортируемого продукта является положительной, то необходимо предусмотреть мероприятия, исключающие растепление грунта, – теплоизоляцию футляра, устройство двух вытяжных свечей, термостабилизаторы и т.д. Высота вытяжной свечи должна быть не менее 5 м от уровня земли.

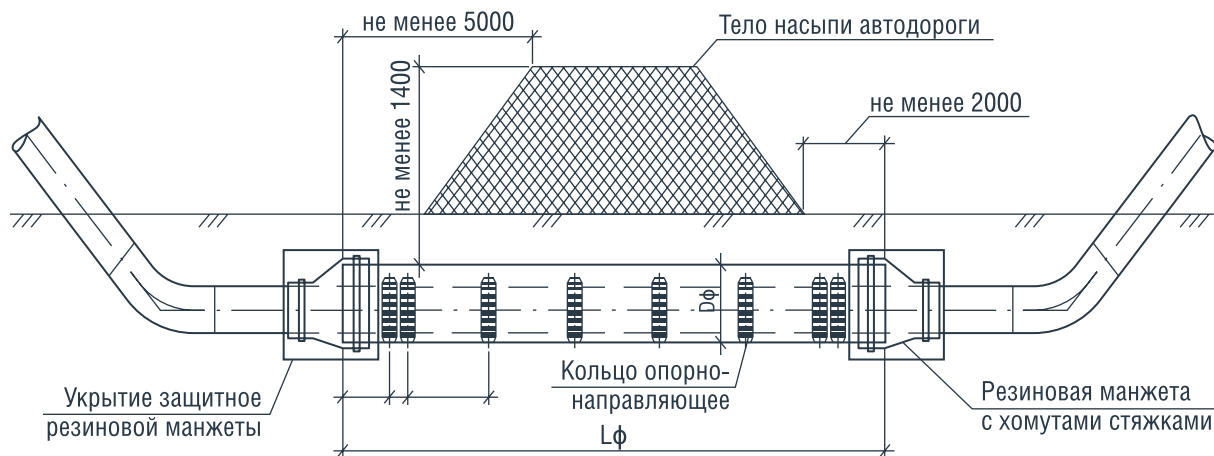
Глубина залегания трубопровода, прокладываемого под автомобильной дорогой, должна быть не менее 1,4 м от верха покрытия дороги до верхней образующей защитного футляра [2–7].

Несмотря на соблюдение всех нормативно-технических требований, документы, разработанные для проведения инженерно-геологических изысканий, не содержат ряд моментов, связанных с взаимодействием трубопровода и вмещающих его грунтов, поскольку являются до конца неизученными. Поэтому изыскателям, проектировщикам, строителям и эксплуатирующим организациям приходится сталкиваться с разнообразными условиями, которые иногда могут неоднозначно оцениваться с позиции нормативных документов или вовсе подобные моменты не регламентированы.

Геокриологические процессы при эксплуатации

При рассмотрении геокриологических процессов стоит обращать внимание на то, в какой зоне проложен трубопровод.

РИСУНОК 1. Проектный профиль перехода под автодорогой



Так, имеются районы, северные криолитозоны, в которых вечная мерзлота распространена по всей территории, в то время как южные криолитозоны характеризуются редкоостровными и спорадическими зонами распространения ММГ. Такие зоны являются источником образования массивных бугров пучения, что еще больше осложняет как проектировку, так и эксплуатацию трубопровода, поскольку смещения относительно проектной оси на данных территориях могут достигать нескольких метров как в сторону, так и по вертикали [8, 9].

В качестве объекта рассматривается подземный переход в северной криолитозоне через автодорогу (рисунок 1), спроектированный с привлечением научно-технического центра компании ПАО «НК «Роснефть» и использующийся повсеместно в компании с 2023 г.

На стальной футляре действуют следующие внешние нагрузки: вертикальное и боковое давление грунта, давление насыпи дороги и давление от проходящего транспорта (рисунок 2). При этом нагрузка от транспорта оценивается как переменная от единичного транспорта.

В процессе эксплуатации подземный переход под автодорогой проседает.

Срок эксплуатации перехода составляет четверть срока службы трубопровода. Как видно из рисунка 1, на футляр давит толща дорожной отсыпки, что является дополнительным видом нагрузок, помимо воздействия грунта (рисунок 2). Воздействие отсыпки

на футляр приводит с смещению проектной оси трубопровода вниз, что вызывает напряженно-деформированное состояние.

Однако для относительно больших смещений от проектной оси трубопровода должно сложиться воздействие нескольких факторов одновременно, таких как:

- снижение плотности основания;
- вибрации, создаваемые проезжающим автотранспортом;
- массовые характеристики давления на футляр.

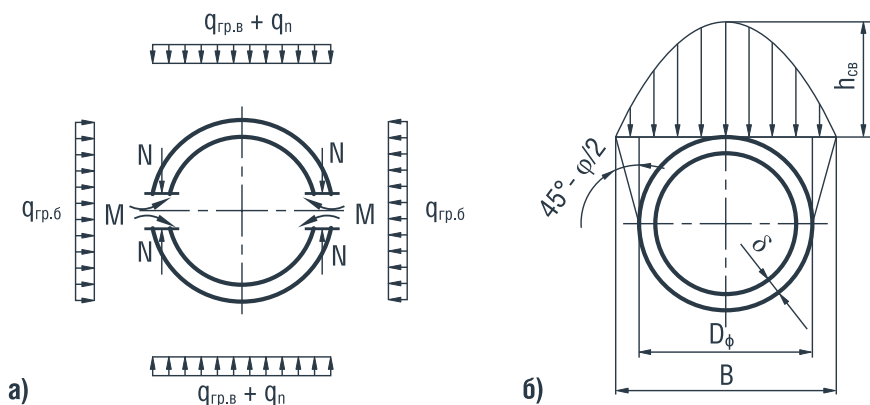
Снижения плотности основания обусловлено потерей целостности сложной системы ММГ. В процессе строительства и эксплуатации у объекта исследования был нарушен верхний теплоизолирующий слой в виде различной растительности и плодородного слоя почвы.

В свою очередь, положительная температура транспортируемого продукта по трубопроводу приводит к нарушению термодинамического равновесия системы «ММГ – футляр – трубопровод». Дополнительный объем тепла приводит к образованию ореола оттаивания.

Также в процессе эксплуатации автодороги возникает тепловое загрязнение от автотранспорта и от дорожного полотна, которое имеет высокий коэффициент поглощения солнечной радиации наружной поверхностью (от 0,8 до 0,9), что тоже вызывает растепление грунта и потерю его целостности. Суммарные тепловые воздействия от перечисленных факторов формируют ореол оттаивания ММГ под автодорогой, наглядно прослеживающийся на рисунке 3.

Образовавшийся ореол оттаивания при периодической смене сезонов

РИСУНОК 2. Схема действующих нагрузок на переход



а) нагрузка, действующая на футляр, где N – поперечное сжимающее усилие, M – изгибающий момент; б) свод естественного обрушения, где δ – толщина стенки кожуха

РИСУНОК 3. Расчет ореола температуры автодороги на ММГ

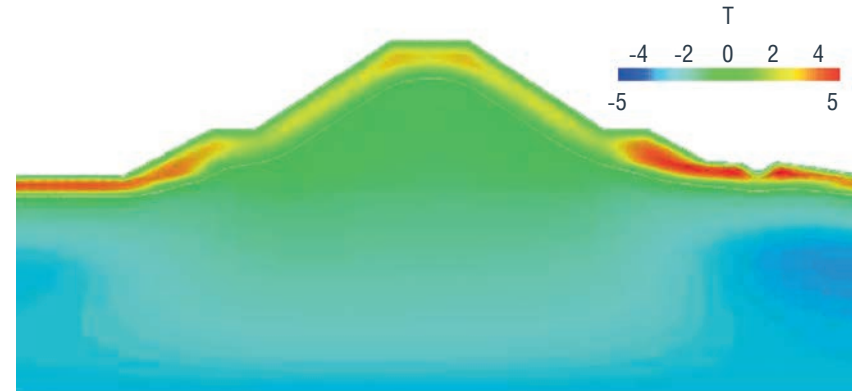
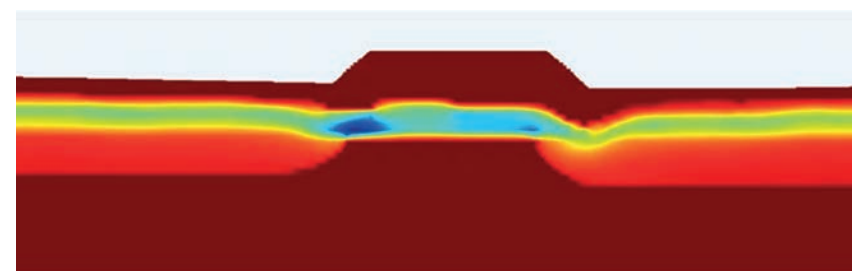


РИСУНОК 4. Фильтрации оттаявшей воды в грунте под автодорогой на многолетнемерзлом грунте



«лето – зима» является причиной множества геокриологических процессов.

Оттаявшая вода, проникающая в верхние слои почвы, приводит к морозному пучению, что, в свою очередь, является опасным фактором, поскольку такие бугры оказывают выталкивающее воздействие на трубопровод и вызывают напряженно-деформированное состояние.

Наступление лета вновь приводит к оттаиванию ММГ, и рельеф вновь изменяется, что вызывает просадку автодороги и трубопровода. Также оттаявшая вода проникает в поры горных пород, что вызывает криогенное выветривание, что тоже приводит к снижению плотности основания.

Повышение температурного поля вокруг подземного перехода приводит к морозобойному растрескиванию, что, в свою очередь, вызывает деформации мерзлых пород.

Вибрации, создаваемые проезжающим автотранспортом, улучшают миграцию оттаявшей воды в грунте (рисунок 4). Миграция воды вызывает термоэрозию – разрушение и вынос пород водными потоками, что тоже приводит к дестабилизации

основания. Также вибрации вызывают микроколебания футляра, что приводит к погружению его в глубину, нарушая проектное положение системы «футляр – трубопровод».

Изменение массовых характеристик, вызванных давлением на футляр от проезжающего автотранспорта и вибрацией, позволило динамически изменять массовые характеристики верхнеобразующего свода над футляром. Под действием массы и вибраций футляр проседал все глубже, что привело к изменению проектной оси трубопровода.

Выводы

Резюмируя вышесказанное, можно сделать вывод, что в условиях Крайнего Севера строительство подземных переходов через автомобильные и железные дороги является сложной геолого-технической задачей. При проектировании в условиях данной местности необходимо тщательно проводить инженерно-геологические изыскания, которые будут использоваться для будущих проектов. Однако на практике при соблюдении всех

требований проекта возникают непредвиденные факторы, оказывающие негативное влияние на прокладываемый трубопровод, поскольку грунты в условиях Крайнего Севера становятся нестабильными после даже малейшего антропогенного вмешательства. В связи с чем необходимо усиливать контроль за уже эксплуатирующимися трубопроводами и при выявлении отклонений от проекта разрабатывать мероприятия по нивелированию рисков.

В качестве мер по защите ММГ от нарушения естественного температурного режима и последующих геокриологических процессов следует рассматривать методы замораживания и температурной стабилизации грунтов, например системы «ГЕТ» и «БЕТ», или же использовать сезонно-охлаждающие устройства «СОУ». Выбор метода зависит от индивидуальных особенностей проекта прокладки трубопровода и местности прокладки. ●

Литература

1. Кузнецов С.К., Бурцев И.Н., Тимонина Н.Н., Кузнецов Д.С. Минерально-сырьевые ресурсы российского Севера // Известия Коми научного центра Уральского отделения Российской академии наук № 2 (54), 2022, с. 72–82.
2. СП 25.13330.2020 «Свод правил. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах».
3. СП 47.13330.2016 «Свод правил. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения».
4. ВСН 014-89 «Ведомственные строительные нормы. Строительство магистральных и промышленных трубопроводов. Охрана окружающей среды».
5. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы».
6. СП 284.1325800.2016 «Свод правил. Трубопроводы промышленные для нефти и газа. Правила проектирования и производства работ».
7. ГОСТ Р 55990-2014 «Национальный стандарт Российской Федерации. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Промысловые трубопроводы. Нормы проектирования».
8. Васильчук А.К., Васильчук Ю.К. Особенности инженерных изысканий для строительства трубопроводов в пределах бугристых ландшафтов зоны спорадического распространения многолетнемерзлых пород [Электронный ресурс]. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_22768272_18545663.pdf.
9. Бельский С.Г., Чижевская Е.Л., Голик В.В., Халин А.Н., Халин А.Н., Земенкова М.Ю. Предиктивное управление параметрами устойчивости подземных нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях [Электронный ресурс]. URL: https://elibrary.ru/download/elibrary_50454199_16598336.pdf.

KEYWORDS: permafrost soil, underground crossing, automobile road, field pipeline, geocryological processes.

АНАЛИЗ ПРОЧНОСТИ СТЕНОК ТРУБ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ с расслоениями металла

**Рафиков
Салават Кашфиевич**

доцент факультета
трубопроводного транспорта,
ФГБОУ ВО Уфимский
государственный нефтяной
технический университет,
К.Т.Н.

**Шарнина
Гульнара Салаватовна**

доцент факультета
трубопроводного транспорта,
ФГБОУ ВО Уфимский
государственный нефтяной
технический университет,
К.Т.Н.

**Аскаров
Роман Германович**

инженер службы диагностики
оборудования ИТЦ
ООО «Газпром трансгаз Уфа»

ВЫПОЛНЕН АНАЛИЗ НАПРЯЖЕНИЙ В СТЕНКАХ ТРУБ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА С ДЕФЕКТАМИ ТИПА «РАССЛОЕНИЕ МЕТАЛЛА» МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS. РАСЧЕТ ВЫПОЛНЕН ДЛЯ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА С ТРЕМЯ ТИПАМИ РАССЛОЕНИЯ МЕТАЛЛА: ВНУТРИ СТЕНКИ ТРУБЫ, С ВЫХОДОМ НА ВНУТРЕНнюю ПОВЕРХНОСТЬ СТЕНКИ ТРУБЫ И С ВЫХОДОМ НА НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТЕНКИ ТРУБЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ. ДЛЯ ВЫЯВЛЕНИЯ ТИПОВ РАССЛОЕНИЙ, СОЗДАЮЩИХ НАИБОЛЬШУЮ КОНЦЕНТРАЦИЮ НАПРЯЖЕНИЙ, ВЫПОЛНЕН РАСЧЕТ МАКСИМАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В СЕЧЕНИЯХ ТРУБОПРОВОДА С РАССЛОЕНИЯМИ, ИМЕЮЩИМИ ВЫХОД НА ВНУТРЕНнюю И НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТЕНКИ ТРУБЫ, БЕЗ ВЫХОДА НА ПОВЕРХНОСТЬ, И МАКСИМАЛЬНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ СТЕНКИ ТРУБЫ НА БЕЗДЕФЕКТНОМ УЧАСТКЕ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ВНУТРЕННЕГО РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ. ВЫПОЛНЕНО СРАВНЕНИЕ РАСЧЕТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ МЕТАЛЛА СТЕНКИ ТРУБЫ ПО ПРЕДЕЛУ ТЕКУЧЕСТИ С МАКСИМАЛЬНЫМИ ЗНАЧЕНИЯМИ НАПРЯЖЕНИЙ В ЗОНАХ КОНЦЕНТРАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ В МЕСТАХ ВЫХОДА РАССЛОЕНИЙ НА ВНУТРЕНнюю И НАРУЖНУЮ ПОВЕРХНОСТЬ СТЕНКИ ТРУБЫ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЯХ ВНУТРЕННЕГО РАБОЧЕГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ КАТЕГОРИЙ ТРУБОПРОВОДОВ И ИХ УЧАСТКОВ ДЛЯ ПРОВЕРКИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЗАПАСА ПРОЧНОСТИ

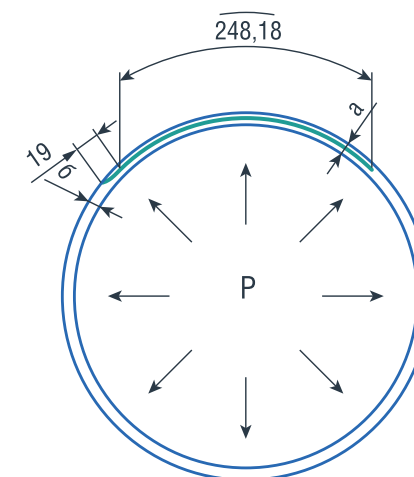
AN ANALYSIS OF STRESSES IN THE MAIN PIPELINE PIPE WALLS WITH DEFECTS SUCH AS "METAL DELAMINATION" WAS PERFORMED USING THE FINITE ELEMENT METHOD USING THE ANSYS SOFTWARE PACKAGE. THE CALCULATION WAS PERFORMED FOR PIPELINE SECTIONS WITH THREE TYPES OF METAL DELAMINATION: INSIDE THE PIPE WALL, WITH EXIT TO THE INNER SURFACE OF THE PIPE WALL AND WITH EXIT TO THE OUTER SURFACE OF THE PIPE WALL AT DIFFERENT OPERATING PRESSURES. TO IDENTIFY THE TYPES OF DELAMINATIONS THAT CREATE THE HIGHEST CONCENTRATION OF STRESSES, WE CALCULATED THE MAXIMUM STRESSES IN THE PIPELINE SECTIONS WITH DELAMINATIONS THAT HAVE ACCESS TO THE INNER AND OUTER SURFACES OF THE PIPE WALL, WITHOUT EXITING TO THE SURFACE, AND THE MAXIMUM STRESSES ON THE INNER SURFACE OF THE PIPE WALL IN A DEFECT-FREE SECTION AT DIFFERENT VALUES OF THE INTERNAL WORKING PRESSURE. WE MADE A COMPARISON OF THE PIPE WALL METAL DESIGN RESISTANCE ACCORDING TO THE YIELD POINT WITH THE MAXIMUM STRESS VALUES IN ZONES OF STRESS CONCENTRATION IN PLACES WHERE DELAMINATIONS EMERGE ON THE INNER AND OUTER SURFACES OF THE PIPE WALL AT DIFFERENT INTERNAL OPERATING PRESSURE VALUES FOR DIFFERENT CATEGORIES OF PIPELINES AND THEIR SECTIONS TO CHECK THE DEGREE OF SAFETY

Ключевые слова: магистральный трубопровод, дефект, расслоение металла, напряжения, метод конечных элементов, программный комплекс ANSYS.

Обзор исследований расслоений металла в стенках труб магистральных трубопроводов показывает, что для расслоений, находящихся внутри стенок труб, недостаточно полно рассмотрено влияние форм расслоений и расстояний от их границ до внутренней и наружной поверхности

стенок труб, а также недостаточно изучено влияние типа расслоения, места его расположения и величины внутреннего давления на концентрацию напряжений вблизи расслоений. Расслоения металла с выходом на внутреннюю и наружную поверхность стенок труб ранее не исследовались.

РИСУНОК 1. Модель расслоения металла с выходом на наружную поверхность исследуемого трубопровода



$P = 3,4; 5,4; 8,1$ МПа – внутреннее давление, действующее на стенку трубы; $\delta = 9$ мм – толщина стенки трубопровода; $a = 4,45$ мм – расстояние от дефекта до внутренней стенки трубы, длина дефекта в продольном направлении – 11,5 м

Анализ подходов к оценке напряженного состояния труб с расслоениями металла при строительстве, эксплуатации и ремонте трубопроводов в нефтегазовом комплексе позволяет сделать вывод о том, что недостаточно проработаны вопросы влияния расположения, формы, размеров и мест выхода расслоений на концентрацию напряжений вблизи расслоений, что не позволяет эксплуатирующим организациям выработать четкую позицию относительно данного вида дефекта. В данной работе для выявления типов расслоений, создающих наибольшую концентрацию напряжений, выполнен расчет максимальных и средних напряжений в сечениях трубопровода с расслоениями, имеющими выход на внутреннюю и наружную поверхность стенки трубы, без выхода на поверхность, и максимальных напряжений на внутренней поверхности стенки трубы на бездефектном участке при различных значениях внутреннего рабочего давления. Для проверки обеспечения запаса прочности выполнено сравнение расчетного сопротивления металла стенки трубы по пределу текучести с максимальными значениями напряжений в зонах концентрации напряжений в местах выхода расслоений на внутреннюю и наружную поверхности стенки

трубы при различных значениях внутреннего рабочего давления для различных категорий трубопроводов и их участков.

Для исследования выбран трубопровод со следующими характеристиками: диаметр 325 мм, толщина стенки 9 мм, длина труб 11,5 м, марка стали – Ст4, класс прочности – К42. Механические характеристики стали: временное сопротивление разрыву – 412 МПа; предел текучести – 245 МПа; относительное удлинение – 21 %. Рабочее давление в трубопроводе: первое значение – 3,4 МПа, соответствующее текущему режиму работы трубопровода, второе значение – 5,4 МПа, соответствующее проектному давлению, третье значение – 8,1 МПа, соответствующее испытательному давлению $1,5P_{\text{раб}}$. Имеется дефект типа «расслоение металла», длина дефекта в продольном направлении – 11,5 м, расстояние от дефекта до внутренней стенки трубы $a = 4,45$ мм.

Авторами данной работы разработаны три модели дефекта типа «расслоение металла»:

1. Расслоение металла без выхода на поверхность (внутри стенки трубы).
2. Расслоение металла с выходом на внутреннюю поверхность трубы.
3. Расслоение металла с выходом на наружную поверхность трубы.

Пример модели расслоения металла с выходом на наружную поверхность трубы показан на рисунке 1.

Цель расчета: определить максимальные и средние значения напряжений на бездефектном участке трубопровода и на участках с расслоениями металла без выхода на поверхность (внутри стенки трубы), с выходом на внутреннюю поверхность трубы и с выходом на наружную поверхность трубы; сравнить их для выявления типов расслоений металла, создающих наибольшую концентрацию напряжений. Принята следующая схема нагружения: отрезок трубы зажат с двух концов опорами, на него действует внутреннее давление, вызывающее в стенке трубы кольцевые, продольные и радиальные напряжения. Так как поперечные и продольные перемещения отсутствуют, продольные напряжения равны 30 % от кольцевых, а радиальные

напряжения оказывают минимальное воздействие и их можно не учитывать, то рассчитывались только кольцевые напряжения. Поскольку длина дефекта принимается равной длине трубы, решается плоская задача, поэтому длина дефекта в продольном направлении не учитывается при обосновании значений напряжений, рассчитываемых аналитическим методом. Однако когда длина дефекта в продольном направлении соизмерима с толщиной стенки трубы (короткий дефект), задача решается в трехмерной постановке.

Для проверки адекватности построенной модели выполнены расчеты максимальных и средних значений кольцевых напряжений на бездефектном участке трубопровода аналитическим методом с использованием классической формулы для кольцевых напряжений и в программном комплексе ANSYS при трех значениях внутреннего рабочего давления. Чтобы определить максимальное и среднее значения напряжений на внутренней стенке трубопровода, на ней выбраны 36 точек: по 12 точек на внутренней стенке в начале, в середине и конце трубы, и для них рассчитаны напряжения. Установлено, что максимальное напряжение на смоделированном участке трубопровода находится на концах трубы, так как труба закреплена с двух сторон. Это вызывает жесткое защемление, и такие участки создают повышенное напряжение на концах защемления (рисунок 2).

Результаты расчетов максимальных напряжений на бездефектном участке трубопровода аналитическим методом и в программном комплексе ANSYS при различных значениях внутреннего давления представлены в таблице 1.

Из полученных данных видно, что модель участка трубопровода без дефекта, построенная в программном комплексе ANSYS, является адекватной.

Выполнено моделирование в программном комплексе ANSYS участка трубопровода с тремя рассматриваемыми типами дефекта в виде расслоения металла. Каждая модель разбивалась на конечные элементы сеткой классического вида «гексаэдр», размеры сетки конечных элементов в области дефекта были уменьшены, края дефекта были скруглены для

РИСУНОК 2. Значения напряжений на внутренней стенке трубопровода по точкам

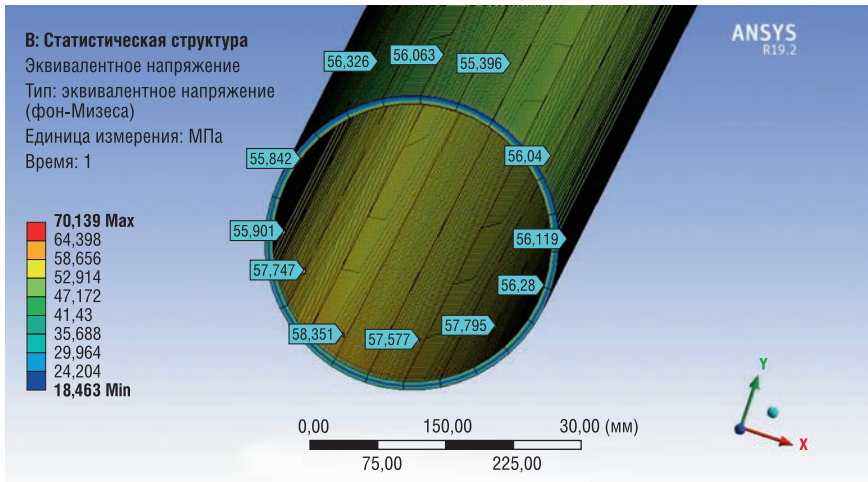


ТАБЛИЦА 1. Результаты расчетов максимальных напряжений на бездефектном участке трубопровода при различных значениях внутреннего давления

Метод расчета	Давление в трубопроводе, МПа		
	3,4	5,4	8,1
	Максимальное напряжение, МПа		
Аналитический	57,98	92,1	138,15
ANSYS	58,35	92,02	136,82
Отклонение, %	0,64	0,09	0,96

РИСУНОК 3. Моделирование в ANSYS участка трубопровода с дефектом типа «расслоение металла» без выхода на поверхность (внутри стенки трубы)

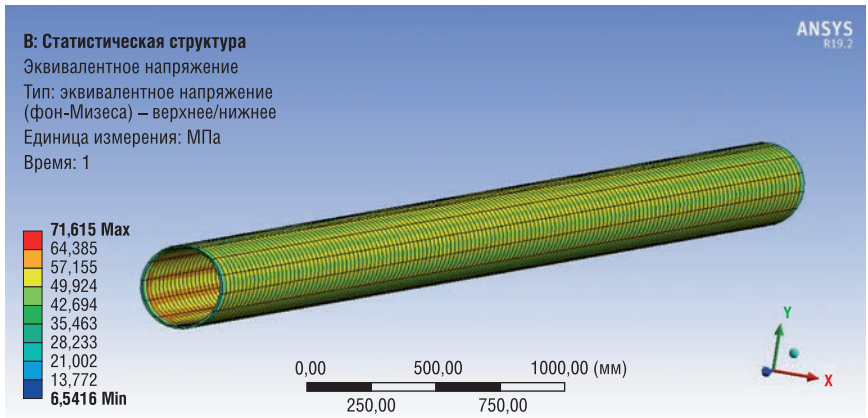


ТАБЛИЦА 2. Результаты расчета напряжений на внутренней поверхности стенки трубы на участке без дефекта и с дефектом типа «расслоение металла» без выхода на поверхность при рабочем давлении, равном 3,4, 5,4 и 8,1 МПа

Давление, МПа	Напряжения на внутренней стенке трубы			Отклонение, %
	Вид напряжения	На участке без дефекта, МПа	На участке с расслоением без выхода на поверхность, МПа	
3,4	Максимальное	58,35	61,72	5,78
	Среднее	56,36	59,49	5,55
5,4	Максимальное	92,02	98,76	7,32
	Среднее	90,5	95,23	5,23
8,1	Максимальное	136,82	145,42	6,29
	Среднее	134,42	141,65	5,38

минимизации сингулярности напряжений. Задавались граничные условия по схеме нагружения, и моделировался режим работы участка трубопровода при внутреннем давлении, равном 3,4, 5,4 и 8,1 МПа. Пример результата моделирования в программном комплексе ANSYS участка трубопровода с дефектом типа «расслоение металла» без выхода на поверхность (внутри стенки трубы) при внутреннем давлении, равном 3,4 МПа, представлен на рисунке 3.

В таблице 2 представлены результаты расчета напряжений на внутренней поверхности стенки трубы на участке без дефекта и с дефектом типа «расслоение металла» без выхода на поверхность при рабочем давлении, равном 3,4, 5,4 и 8,1 МПа.

Установлено, что для участка трубопровода с дефектом типа «расслоение металла» без выхода на поверхность максимальные значения напряжений при разных значениях давления на 5,78–7,32 % превышают максимальные значения напряжений бездефектного участка трубопровода, средние значения напряжений – на 5,23–5,55 %.

Аналогичные расчеты проведены для участка трубопровода, имеющего дефект в виде расслоения металла с выходом на внутреннюю поверхность трубы и с выходом на наружную поверхность трубы.

Результаты расчета представлены в таблицах 3 и 4.

Установлено, что для участка трубопровода с дефектом типа «расслоение металла» с выходом на внутреннюю поверхность трубы максимальные значения напряжений при разных значениях давления на 5,4–6,43 % превышают максимальные значения напряжений бездефектного участка трубопровода, средние значения напряжений – на 4,49–5,66 %.

Установлено, что для участка трубопровода с дефектом типа «расслоение металла» с выходом на наружную поверхность трубы максимальные значения напряжений при разных значениях давления на 5,32–6,37 % превышают максимальные значения напряжений бездефектного участка трубопровода, а средние значения напряжений – на 4,76–5,82 %.

На расслоениях металла с выходом на внутреннюю поверхность стенки

ТАБЛИЦА 3. Результаты расчета напряжений на внутренней поверхности стенки трубы на участке без дефекта и с дефектом типа «расслоение металла» с выходом на внутреннюю поверхность трубы при рабочем давлении, равном 3,4, 5,4 и 8,1 МПа

Давление, МПа	Напряжения на внутренней стенке трубы			Отклонение, %
	Вид напряжения	На участке без дефекта, МПа	На участке с расслоением с выходом на внутреннюю поверхность, МПа	
3,4	Максимальное	58,35	61,56	5,5
	Среднее	56,36	58,89	4,49
5,4	Максимальное	92,02	96,99	5,4
	Среднее	90,5	94,72	4,66
8,1	Максимальное	136,82	145,62	6,43
	Среднее	134,42	142,03	5,66

ТАБЛИЦА 4. Результаты расчета напряжений на внутренней стенке трубы на участке без дефекта и с дефектом типа «расслоение металла» с выходом на наружную поверхность трубы при рабочем давлении, равном 3,4, 5,4 и 8,1 МПа

Давление, МПа	Напряжения на внутренней стенке трубы			Отклонение, %
	Вид напряжения	На участке без дефекта, МПа	На участке с расслоением с выходом на наружную поверхность, МПа	
3,4	Максимальное	58,35	61,56	5,5
	Среднее	56,36	59,64	5,82
5,4	Максимальное	92,02	96,92	5,32
	Среднее	90,5	94,81	4,76
8,1	Максимальное	136,82	145,54	6,37
	Среднее	134,42	142,07	5,69

трубы концентрация напряжений создается в определенных точках А и Б (рисунок 4), результаты расчета максимальных напряжений в этих точках при внутреннем давлении, равном 3,4, 5,4 и 8,1 МПа, приведены в таблице 5.

При давлении 3,4 МПа максимальные напряжения в точках А и Б в месте выхода расслоения на внутреннюю поверхность трубы соответственно на 23,7–31,4 % превышают напряжения в стенке трубы без расслоения, что очень существенно.

Расчеты, согласно [1], показывают, что для данной стали расчетные сопротивления для участков разных категорий составляют:

- по пределу прочности – от 159,48 МПа до 239,23 МПа;
- по пределу текучести – от 133,64 МПа до 200,46 МПа.

Из сравнения расчетных сопротивлений с вычисленными ранее действующими напряжениями на расслоениях металла можно сделать вывод, что напряжения с учетом их концентрации в местах

РИСУНОК 4. Схема концентрации напряжений на участке трубопровода с расслоением металла с выходом на внутреннюю поверхность



выхода расслоений на внутреннюю поверхность не превышают расчетные сопротивления стали данного трубопровода при рабочем давлении 3,4 МПа.

При давлении 5,4 МПа максимальные напряжения в точках А и Б в месте выхода расслоения на внутреннюю поверхность трубопровода превышают максимальные напряжения на бездефектном участке соответственно на 22,88–31,99%, при давлении 8,1 МПа – соответственно на 24,76–34,66%.

Чтобы оценить опасность напряжений в этих точках, проведем их сравнение с расчетными сопротивлениями по пределу текучести согласно [1] для разных категорий трубопроводов. Результаты сравнения приведены в таблице 6.

Прочность по расчетному сопротивлению по пределу текучести в точках А и Б выхода расслоения на внутреннюю поверхность для давлений 3,4 и 5,4 МПа обеспечивается, но не обеспечивается для давления 8,1 МПа, за исключением участков III и IV категории, где запас прочности имеется [2].

ТАБЛИЦА 5. Результаты расчета максимальных напряжений в точках А и Б в месте выхода расслоения на внутреннюю поверхность трубы и максимальных напряжений на бездефектном участке при внутреннем давлении, равном 3,4, 5,4 и 8,1 МПа

Значение давления, МПа	Точки измерений	Максимальное напряжение в точках А и Б, МПа	Максимальное напряжение на бездефектном участке, МПа	Отклонение, %
3,4	А	72,18	58,35	23,7
	Б	76,67	58,35	31,4
5,4	А	113,07	92,02	22,88
	Б	121,46	92,02	31,99
8,1	А	170,69	136,82	24,76
	Б	184,24	136,82	34,66

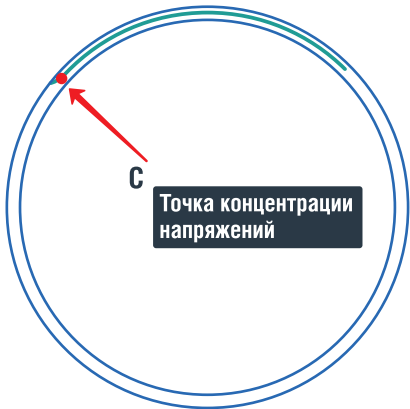
ТАБЛИЦА 6. Результаты сравнения расчетного сопротивления по пределу текучести с максимальными значениями напряжений в точках концентрации напряжений А и Б при давлении 5,4 и 8,1 МПа для разных категорий трубопроводов

Давление, МПа	Параметры	Категория В	Категории I и II	Категории III и IV
	Расчетное сопротивление по пределу текучести, МПа	133,64	167,05	200,46
5,4	Максимальные напряжения в точке А, МПа	113,07	113,07	113,07
	Превышение расчетными сопротивлениями по пределу текучести максимальных напряжений, %	15,39	32,31	43,59
	Максимальные напряжения в точке Б, МПа	121,46	121,46	121,46
	Превышение расчетными сопротивлениями по пределу текучести максимальных напряжений, %	9,11	27,29	39,41
8,1	Максимальные напряжения в точке А, МПа	170,69	170,69	170,69
	Отклонение максимальных напряжений от расчетного сопротивления по пределу текучести, %	27,72 Запаса прочности нет	2,17 Запаса прочности нет	14,85 Запас прочности есть
	Максимальные напряжения в точке Б, МПа	184,24	184,24	184,24
	Отклонение максимальных напряжений от расчетного сопротивления по пределу текучести, %	37,86 Запаса прочности нет	12,08 Запаса прочности нет	8,09 Запас прочности есть

ТАБЛИЦА 7. Результаты сравнения расчетного сопротивления по пределу текучести с максимальными значениями напряжений в точке С при давлении 3,4, 5,4 и 8,1 МПа для разных категорий трубопроводов

Давление, МПа	Параметры	Категория В	Категории I и II	Категории III и IV
	Расчетное сопротивление по пределу текучести, МПа	133,64	167,05	200,46
3,4	Максимальные напряжения в точке С, МПа	74,76	74,76	74,76
	Превышение расчетными сопротивлениями по пределу текучести максимальных напряжений, %	44,05	55,24	62,71
5,4	Максимальные напряжения в точке С, МПа	118,25	118,25	118,25
	Превышение расчетными сопротивлениями по пределу текучести максимальных напряжений, %	11,51	29,21	41,01
8,1	Максимальные напряжения в точке С, МПа	177,81	177,81	177,81
	Отклонение максимальных напряжений от расчетного сопротивления по пределу текучести, %	33,05 Запаса прочности нет	6,44 Запаса прочности нет	11,29 Запас прочности есть

РИСУНОК 4. Схема концентрации напряжений на участке трубопровода с расслоением металла с выходом на внутреннюю поверхность



На расслоениях с выходом на наружную поверхность трубы концентрация напряжений образуется в точке С (рисунок 5), максимальные значения напряжений в этой точке при давлении 3,4, 5,4 и 8,1 МПа для разных категорий трубопроводов представлены в таблице 7.

Выводы

- 1. Расслоения металла стенки трубы магистрального трубопровода без выхода на поверхность увеличивают максимальные напряжения от внутреннего давления на 5,78 – 7,32% по сравнению со стенкой без расслоения металла.
- 2. Расслоения металла с выходом на внутреннюю поверхность стенки трубы увеличивают напряжения

в зоне, прилегающей к точке выхода расслоения металла на поверхность, на 22,88–24,76% вблизи внутренней поверхности и на 31,4–34,66% вблизи средней окружности сечения стенки. Для данного конкретного трубопровода запас прочности при максимальном рабочем давлении на участках категории I, II и В с выходом расслоений на поверхность не обеспечивается.

Литература

1. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – М.: Госстрой, 2013. – 97 с.

2. Рафиков С.К., Шарнина Г.С., Аскаров Р.Г. Оценка прочности стенок труб магистральных трубопроводов с расслоениями металла. – Нефтяное хозяйство, № 3, 2023. – С. 95–99.

KEYWORDS: main pipeline, defect, metal stratification, stresses, finite element method, ANSYS software package.

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

6–9 февраля

Международная выставка оборудования, технологий и услуг для вентиляции, кондиционирования и холодоснабжения

AIRVent 2024

Россия, Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

7–9 февраля

Выставка и саммит нефтегазовой промышленности

NAPE Week Winter 2024

США, Хьюстон, George R. Brown Convention Center

12–14 февраля

Международная выставка и конференция нефтегазовой отрасли

EGYPS 2024

Египет, Каир

ФЕВРАЛЬ

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

13–15 февраля

ТБ Форум 2024
Международный форум Технологии безопасности

Россия, Москва, МВЦ «Крокус Экспо»

27–29 февраля

Выставка технологий вторичной переработки, утилизации и вторсырья
Moscow International Recycling Expo (MIR) 2024

Россия, Москва, Центр международной торговли

27.02–1.03

Международная специализированная выставка

Интерлакокраска 2024

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

27.02–1.03

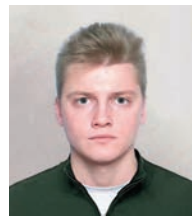
Международная специализированная выставка и конгресс по климатической технике

Мир Климата Expo 2024

Россия, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

УСТАНОВКИ РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ:

анализ и особенности применения



Комягин Андрей Александрович
студент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения



Дяченко Игорь Федорович
профессор кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, к.т.н.



Шестаков Роман Алексеевич
доцент кафедры нефтепродуктообеспечения и газоснабжения, к.т.н.

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

ПРИ МАКСИМАЛЬНЫХ ОБЪЕМАХ СЛИВО-НАЛИВНЫХ ОПЕРАЦИЙ НА НЕФТЕБАЗАХ, В РЕЗУЛЬТАТЕ БОЛЬШИХ И МАЛЫХ ДЫХАНИЙ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В АТМОСФЕРУ ВЫБРАСЫВАЕТСЯ ОГРОМНОЕ КОЛИЧЕСТВО ПАРОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ, ПО РАЗЛИЧНЫМ ОЦЕНКАМ, ЕЖЕГОДНО В МИРЕ В АТМОСФЕРУ ВЫБРАСЫВАЕТСЯ ПОРЯДКА 50–90 МЛН Т УГЛЕВОДОРОДОВ. ЛЕГКИЕ ЛЕТУЧИЕ СОЕДИНЕНИЯ ОТНОСЯТСЯ К ПАРНИКОВЫМ ГАЗАМ, КОТОРЫЕ ЯВЛЯЮТСЯ ОДНОЙ ИЗ ПРИЧИН ИЗМЕНЕНИЯ КЛИМАТА НА ЗЕМЛЕ И НАНОСЯТ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ УЩЕРБ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ. КРОМЕ ТОГО, ВЫБРОСЫ ПРИВОДЯТ К ФАКТИЧЕСКОЙ ПОТЕРЕ ПРОДУКТОВ, А ТАКЖЕ МОГУТ ПРИВЕСТИ К ПОВЫШЕННОМУ УРОВНЮ ЗАГАЗОВАННОСТИ НА ПЛОЩАДКАХ СЛИВА-НАЛИВА, ЧТО ВЕДЕТ К ОСТАНОВКЕ ОПЕРАЦИЙ И ПРОСТОЯМ АВТОЦИСТЕРН, ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ СОСТАВОВ И ТАНКЕРОВ, ТО ЕСТЬ К ЭКОНОМИЧЕСКИМ УБЫТКАМ. ОДНИМ ИЗ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ОТ ИСПАРЕНИЯ ПРИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОПЕРАЦИЯХ И ХРАНЕНИИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ЯВЛЯЮТСЯ УСТАНОВКИ РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ (УРП). В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ТЕХНОЛОГИИ РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ, РЕАЛИЗОВАННОЙ В УРП, ИХ РАЗДЕЛЯЮТ НА АДсорбЦИОННЫЕ, абсорбЦИОННЫЕ КОНденСАЦИОННЫЕ, мембРАННЫЕ И КОМБИНИРОВАННЫЕ. ЦЕЛЬЮ СТАТЬИ ЯВЛЯЕТСЯ РАССМОТРЕНИЕ И ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УРП НА ОСНОВЕ ОПРЕДЕЛЕННЫХ КРИТЕРИЕВ ОБОСНОВАНИЯ

WITH MAXIMUM VOLUMES OF UNLOADING AND LOADING OPERATIONS AT OIL DEPOTS, AS A RESULT OF LARGE AND SMALL BREATHS DURING THE STORAGE OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS, A HUGE AMOUNT OF STEAM-AIR MIXTURE IS RELEASED INTO THE ATMOSPHERE; ACCORDING TO VARIOUS ESTIMATES, ABOUT 50–90 MILLION TONS OF HYDROCARBONS ARE RELEASED INTO THE ATMOSPHERE ANNUALLY IN THE WORLD. LIGHT VOLATILE COMPOUNDS ARE GREENHOUSE GASES, WHICH ARE ONE OF THE CAUSES OF CLIMATE CHANGE ON EARTH AND CAUSE ENVIRONMENTAL DAMAGE TO THE ENVIRONMENT. IN ADDITION, EMISSIONS LEAD TO ACTUAL LOSS OF PRODUCTS, AND CAN ALSO LEAD TO INCREASED LEVELS OF GAS POLLUTION AT LOADING AND UNLOADING SITES, WHICH LEADS TO THE SHUTDOWN OF OPERATIONS AND DOWNTIME OF TANK TRUCKS, TRAINS AND TANKERS, THAT IS, TO ECONOMIC LOSSES. ONE OF THE EFFECTIVE TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR REDUCING EVAPORATION LOSSES DURING TECHNOLOGICAL OPERATIONS AND STORAGE OF OIL AND PETROLEUM PRODUCTS IS VAPOR RECOVERY UNITS (VRU). DEPENDING ON THE VAPOR RECOVERY TECHNOLOGY IMPLEMENTED IN THE VRU, THEY ARE DIVIDED INTO ADSORPTION, ABSORPTION CONDENSATION, MEMBRANE AND COMBINED. THE PURPOSE OF THE ARTICLE IS TO CONSIDER AND EVALUATE THE POSSIBILITY OF USING VRU BASED ON CERTAIN JUSTIFICATION CRITERIA

Ключевые слова: нефть, нефтепродукты, потери, испарение, рекуперация, адсорбция, абсорбция.

УДК 621.642.86



При максимальных объемах сливо-наливных операций на нефтебазах (железнодорожных, морских, трубопроводных и получающих нефтепродукты автотранспортом) возникает необходимость стравливания паровоздушной смеси (ПВС) в атмосферу, по различным оценкам ежегодно в мире в атмосферу выбрасывается порядка 50–90 млн т углеводородов [1, 2]. В результате стравливания ПВС возникает повышенный уровень загазованности на площадках слива-налива, что может привести к превышению верхнего концентрационного предела распространения пламени и автоматической остановке операций по сливу-наливу. Это, в свою очередь, приводит к простоям, экономическим убыткам и экологическому вреду окружающей среде [3, 4].

При хранении нефти и нефтепродуктов в ходе больших (результат опорожнения и заполнения резервуаров) и малых (результат температурного перепада) дыханий, особенно это касается бензина, интенсивность испарения которого повышается летом, происходят выбросы углеводородов через дыхательные клапаны, что приводит к потере продукта и увеличению риска возникновения пожароопасной ситуации [5, 6].

Также летучие органические соединения (ЛОС), которые относятся к парниковым газам, являются одной из основных причин резкого изменения климата. Эта проблема является очень актуальной не только в нашей стране [7], но и по всему миру. В таблице 1 приведены данные, показывающие объемы отгружаемой нефти в странах Европейского союза (ЕС) и эмиссии легкой фракции углеводородов (ЛФУ) [3].

ТАБЛИЦА 1. Выбросы ЛФУ в странах ЕС [3]

Страна	Количество погрузки-разгрузки (т)	Выбросы (т)
Норвегия (на суше)	55 726 372	55 700
Норвегия (море)	73 551 853	73 500
Великобритания (на суше)	81 978 488	81 900
Великобритания (море)	19 351 958	19 400
Голландия	4 322 997	4 320
Дания	4 165 103	4 170
Бельгия	2 454 804	2 460
Германия	957 566	958
Франция	264 560	265
Швеция	123 963	124
Италия	50 000	50
ВСЕГО	242 947 664	243 000

Установки рекуперации паров (УРП) являются эффективным техническим средством для снижения потерь от испарения при технологических операциях и хранении углеводородных жидкостей и в настоящее время получают все большее распространение

в условиях производства. В зависимости от технологии рекуперации, реализованной в УРП, их разделяют на адсорбционные, абсорбционные, конденсационные, мембранные и комбинированные [8, 9].

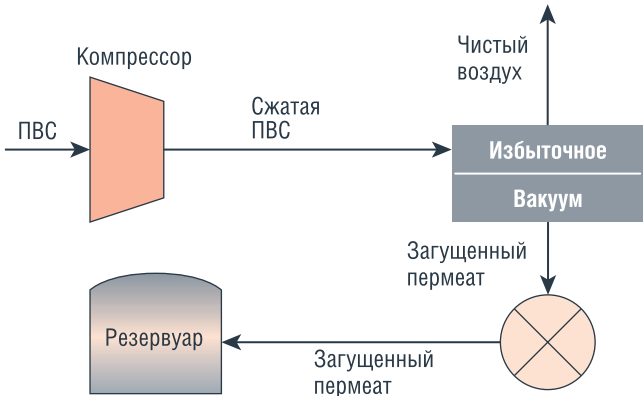
Критериями обоснования выбора наиболее рационального вида УРП является совокупность экономических показателей (капитальные и эксплуатационные затраты) и технологических параметров (степень улавливания и очистки, производительность, сложность конструкции, величина спектра и диапазон изменения гомологического ряда углеводородов, улавливаемого установкой данной конфигурации) [10].

Анализ существующих видов установок рекуперации паров

Мембранная установка рекуперации паров

Принцип работы мембранной установки заключается в улавливании и селекции определенных видов углеводородов путем создания перепада давления за стенкой мембраны (вакуум) и перед ней (избыточное). Перед подачей в мембранный блок происходит повышение давления за счет компрессоров.

РИСУНОК 1. Технологическая схема мембранной УРП



Разделение неорганических и органических соединений обуславливается проницаемостью мембраны только для углеводородов путем подбора степени фильтрации [11].

На рисунке 1 приведена технологическая схема мембранной установки.

Паровоздушная смесь поступает в компрессор, где происходит повышение давления. Далее сжатая паровоздушная смесь направляется в мембранный блок, где под воздействием вакуума, создаваемого насосом, происходит селективное разделение паровоздушной смеси на загущенный пермеат и очищенный воздух. Затем очищенный воздух выбрасывается в атмосферу, а загущенный пермеат поступает в резервуар [12].

Достоинства и недостатки УРП мембранного типа

Основными преимуществами установки данного вида являются:

- высокая безопасность;
- высокая степень очистки паровоздушной смеси при определенном составе углеводородов.

К недостаткам установки данного вида относятся:

- малая пропускная способность: до 700 м³/ч [3];
- низкие степени очистки и улавливания ввиду селективного отбора органических соединений;
- мембраны очень чувствительны к условиям эксплуатации;
- медленный процесс восстановления (очистки) мембран [13];
- мембраны – редко доступный и дорогой вид оборудования.

ТАБЛИЦА 2. Экономические показатели мембранной УРП [3]

Производительность, м³/ч	Концентрация $C_{угл}$ на выходе, г/м³	Капитальные затраты, €
700	35	500 000
700	10	550 000
700	0,15	750 000

В таблице 2 представлены показатели капитальных затрат на данный вид установки в зависимости от концентрации углеводородов на выходе из установки [3].

Однако необходимо учесть, что приведенные в таблице 2 затраты исключают эксплуатационные расходы на содержание вакуумных насосов и компрессоров, а также на электроэнергию.

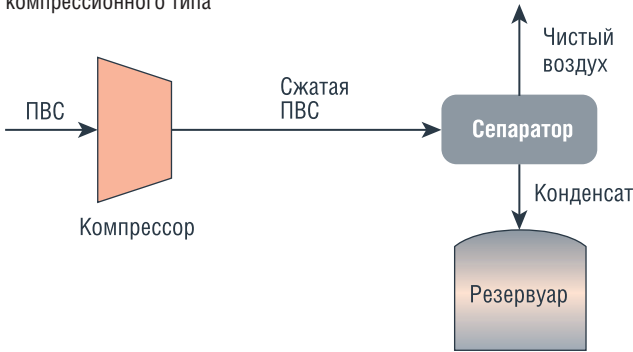
Конденсационная установка рекуперации паров

Конденсация осуществляется путем либо повышения давления (компрессионный способ), либо понижения температуры (криогенный способ).

Компрессионный способ

При компрессионном способе происходит сжатие паровоздушной смеси до давлений 0,7–5 МПа, при этом происходит конденсация углеводородов в диапазоне 50–99 % [3]. На рисунке 2 приведена технологическая схема конденсационной УРП компрессионного типа.

РИСУНОК 2. Технологическая схема конденсационной УРП компрессионного типа



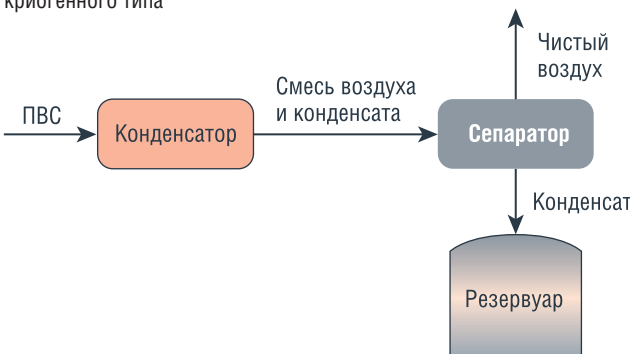
Компрессионная конденсация предполагает пропускание паровоздушной смеси (ПВС) через компрессор, где происходит сжатие и конденсация. Затем смесь конденсата и воздуха поступает

в сепаратор, где происходит разделение (очищенный воздух выбрасывается в атмосферу, конденсат сливается в резервуар).

Криогенный способ

При криогенном способе происходит охлаждение ПВС без изменения давления до конденсации углеводородов в жидкую фазу. Охлаждение осуществляется чаще всего в кожухотрубчатых и спиральных теплообменных аппаратах путем отбора тепла от ПВС за счет хладагентов. На рисунке 3 представлена технологическая схема криогенной УРП [14].

РИСУНОК 3. Технологическая схема конденсационной УРП криогенного типа



Криогенная конденсация предполагает пропускание ПВС через конденсатор, холодным теплоносителем в котором является азот. Далее смесь воздуха и жидкости поступает в сепаратор, где происходит разделение (очищенный воздух выбрасывается в атмосферу, конденсат поступает в резервуар).

Достоинства и недостатки УРП конденсационного типа

Компрессионный способ

Основными преимуществами установки данного вида являются:

- простота конструкции;
- высокая степень очистки – до 80 % [3];
- непрерывность процесса очистки.

К недостаткам установки данного вида относятся:

- низкая степень улавливания ввиду невыполнения требований пожарной безопасности.

Исходя из требований безопасности, в работе [15] на примере железнодорожной нефтебазы рассматривается вариант включения установки УРП компрессионного типа только тогда, когда содержание кислорода в ПВС снизится до 17 %. Данное значение уставки соответствует концентрации углеводородов в ПВС, превышающей верхний концентрационный предел распространения пламени (ВКПР). В таблице 3 приведены значения ВКПР для различных смесей воздуха и углеводородов.

За год наблюдений степень очистки ПВС от углеводородов изменялась в диапазоне от 70 до 80 % (около 30 % случаев). В то же время степень улавливания из ПВС лежала в пределах от 0,1 до 6,2 %, составив в среднем 2,3 % [15].

ТАБЛИЦА 3. Значения ВКПР (для смесей воздух-пропан, воздух-н-бутан) [15]

Смесь	ВКПР, %	ВКПР (в пересчете на кислород), %
Воздух-пропан	10,9	18,6
Воздух-н-бутан	9,3	18,95

- Высокие затраты на электроэнергию ввиду применения компрессорной установки.

В данном виде установок степень улавливания, которая является ключевым показателем очистки ПВС, зависит не только от степени очистки, но также от технического совершенства установки.

Криогенный способ

Основными преимуществами установки данного вида являются:

- обеспечение высокой пожарной безопасности при работе установки;
- высокая степень очистки – до 99 % [13];
- теоретически возможно улавливания углеводородов групп C_1 – C_4 [3];
- непрерывность процесса очистки паровоздушной смеси (схема работы «один включен, другой выключен») [14].

К недостаткам установки данного вида относятся:

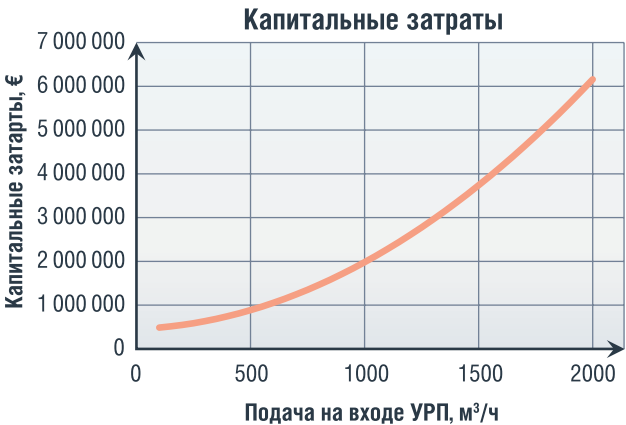
- ограниченная теплообменным аппаратом (ТА) пропускная способность – до 2000 м³/ч [3];
- риск разрушения труб ТА из-за загрязнений и обморожения [14];
- необходимость в хладагенте [3].

По данным из источников производителей данных установок [3], ориентировочные капитальные затраты определяются по следующей функции, описывающей зависимость капитальных затрат от производительности:

$$K = 1,324 \cdot Q^2 + 204,4 \cdot Q + 454\,000.$$
 (1)

На рисунке 4 представлена зависимость изменения капитальных затрат от подачи на входе в УРП.

РИСУНОК 4. Зависимость капитальных затрат от подачи на входе в криогенную УРП



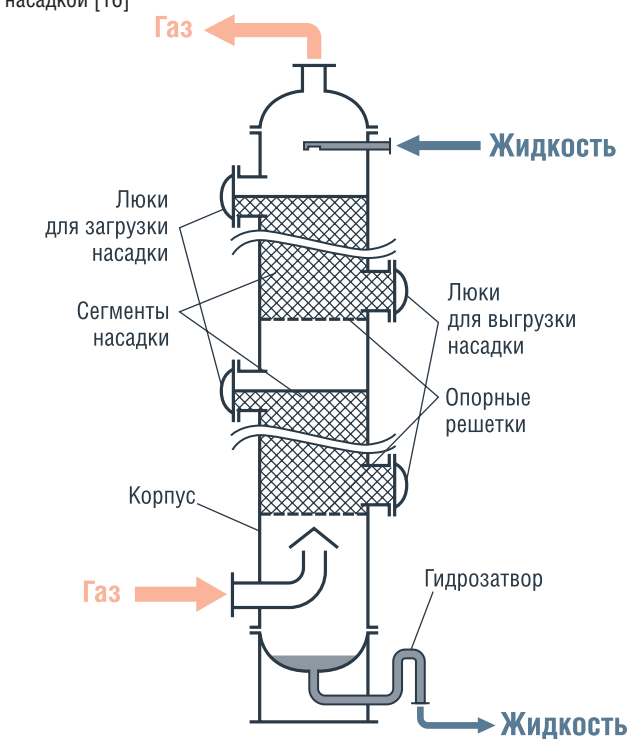
Данный вид установок является эффективным в плане энергопотребления. Однако при учете потребления азота экономическая составляющая понижается.

Абсорбционная установка рекуперации паров

Абсорбция представляет из себя процесс поглощения числа молекул жидкостью. Вещество, осуществляющее поглощение, называется абсорбентом, а поглощаемое вещество – абсорбатом. Абсорбер представляет из себя вертикальную колонну, в которой обеспечивается большая площадь контакта жидкости с газом [16, 17].

В основе любой абсорбционной установки лежит задача по увеличению площади контакта между абсорбентом и абсорбатом. По способу интенсификации процесса массообмена в результате абсорбции выделяют два основных типа абсорберов – с диспергированием жидкой фазы и с диспергированием газовой фазы [18, 19].

РИСУНОК 5. Конструкция абсорбера с секционированной насадкой [16]



В нефтяной промышленности используются абсорбционные установки с секционированной насадкой (кольца Палля) [16]. На рисунке 5 представлена конструкция абсорбера данного вида.

В качестве абсорбента чаще всего используются нефть и дизельное топливо. Жидкость поступает в верхнюю часть колонны. ПВС поступает в нижнюю часть колонны. Затем они двигаются навстречу друг другу по схеме противоток, что является наиболее эффективной схемой движения потоков при массообмене. Происходит улавливание путем поглощения жидкостью углеводородов. При проходе через кольца Палля в средней части жидкость диспергируется, тем самым увеличивается площадь контакта двух фаз – ПВС и абсорбента, в верхней части кольца выполняют роль каплеуловителя.

Основными преимуществами установки данного вида являются:

- высокая пропускная способность: от 3000 м³/ч до 100 000 м³/ч [13];
- высокая степень очистки – 95–98%. Диапазон улавливаемых углеводородов – C₃–C₄ [13];
- обеспечение высокой пожарной безопасности при работе установки [3];
- относительно невысокие капитальные затраты [3];
- непрерывность процесса очистки паровоздушной смеси.

К недостаткам установки данного вида относятся:

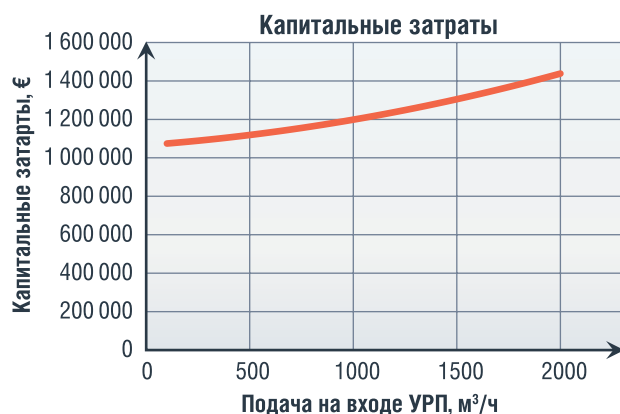
- большие габариты установки [13];
- необходимость дополнительной емкости для адсорбента;
- зависимость от погодных условий [19];
- большие затраты на электроэнергию (порядка 6300 евро в год) [3].

По данным из источников производителей данных установок [3], ориентировочные капитальные затраты определяются по следующей функции, описывающей зависимость капитальных затрат от производительности:

$$K = 0,0535 \cdot Q^2 + 79,13 \cdot Q + 1\,066\,000. \quad (2)$$

На рисунке 6 представлена зависимость изменения капитальных затрат от подачи на входе в УРП.

РИСУНОК 6. Зависимость капитальных затрат от подачи на входе в абсорбционную УРП



Данный вид установок является универсальным для объектов нефтяной отрасли, однако высокие капитальные затраты, зависимость от условий окружающей среды (температуры воздуха), высокое энергопотребление накладывают ограничения на ее применение.

Адсорбция представляет процесс поглощения молекул газообразной среды поверхностным слоем твердого тела. Вещество, осуществляющее поглощение называется адсорбентом, улавливаемое же вещество – адсорбатом. Адсорбция разделяется на химическую и физическую. В сфере, связанной с улавливанием паров углеводородов, большее распространение получила физическая адсорбция, так как химическая адсорбция является необратимым

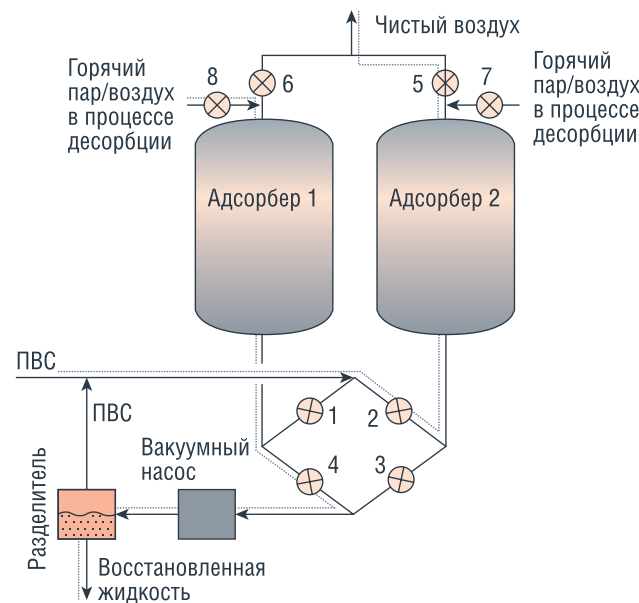
процессом, в ходе которого изменяется химический состав адсорбата. Физическая адсорбция основана на силах межмолекулярного взаимодействия, именуемых Ван-дер-Вальсовыми силами и является обратимым процессом. В качестве адсорбента могут использоваться следующие вещества [20, 21]:

- цеолит;
- активированный уголь;
- бурый железняк.

Наиболее часто в качестве адсорбента применяют уголь, так как он обладает большей доступностью и наименьшей ценой.

Установка данного типа состоит из пары адсорберов, так как в процессе эксплуатации происходит насыщение угля, ему необходимо время на восстановление. Данный процесс называется десорбцией. Десорбция осуществляется с помощью пропускания нагретого водяного пара через насыщенный адсорбент, тем самым происходит

РИСУНОК 7. Технологическая схема адсорбционной УРП [3]



передача тепловой энергии адсорбату, находящемуся на поверхности угля, до тех пор, пока ее не будет достаточно для отделения от адсорбента. После окончания процесса десорбции поглощающие свойства адсорбента полностью восстанавливаются, температура проведения десорбции для активированного угля лежит в диапазоне 100–200 °C [20, 22].

На рисунке 7 представлена технологическая схема УРП адсорбционного типа.

ПВС поступает в адсорбер 1 через задвижку 1. После прохождения через активированный уголь очищенный воздух через задвижку 6 выбрасывается в атмосферу. Адсорбер 2 находится на восстановлении. Через задвижку 7 в адсорбер подается горячий водяной пар/воздух. Далее, посредством вакуумного насоса смесь углеводородов подается в разделитель (сепаратор), где происходит разделение адсорбата от пара/воздуха.

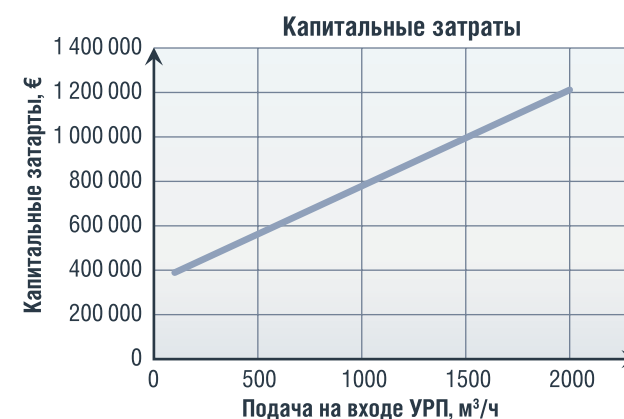
Основными преимуществами установки данного вида являются:

- высокая пропускная способность: от 400 м³/ч до 15000 м³/ч [23];
- высокая степень очистки – 95–98%. Диапазон улавливаемых углеводородов – C₁–C₄ [13];
- независимость от погодных условий;
- непрерывность процесса очистки паровоздушной смеси.

К недостаткам установки данного вида относятся:

- высокая чувствительность к составу ПВС [3];
- дополнительные затраты на регенерацию адсорберов [23];
- повышенные меры пожарной безопасности [3].

РИСУНОК 8. Зависимость капитальных затрат от подачи на входе в абсорбционную УРП



По данным из источников производителей данных установок [3], ориентировочные капитальные затраты можно определить по следующей функции, описывающей зависимость капитальных затрат от производительности:

$$K = 432,8 \cdot Q + 346\,000. \quad (3)$$

На рисунке 8 представлена зависимость изменения капитальных затрат от подачи на входе в УРП.

Годовые эксплуатационные затраты варьируются в пределах от 24 600 до 41 000 евро [3].

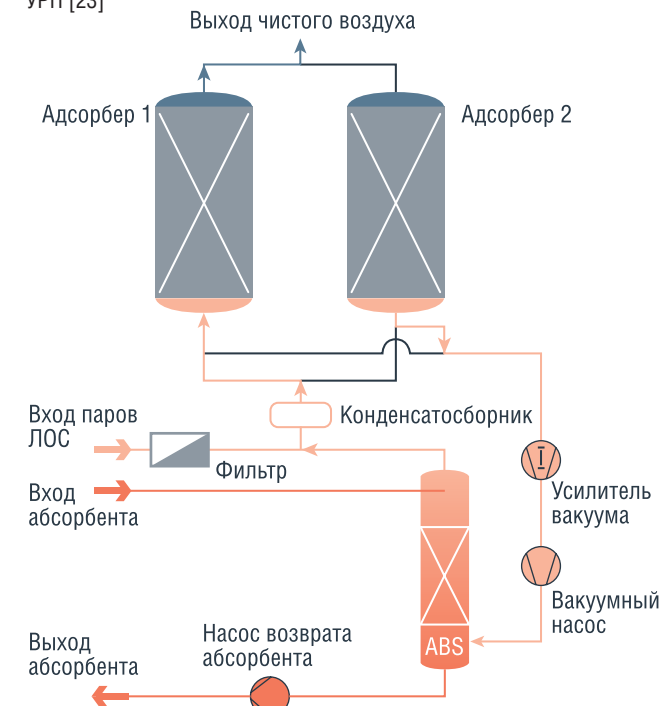
Данный вид установок так же, как и абсорбционный вид УРП, является универсальным и может быть применен на любых объектах нефтяной отрасли (от мелких нефтебаз до крупных портов). Однако ряд недостатков, связанных с обеспечением оборудования для десорбции, включающего ТА для подогрева водяного пара/воздуха, а также с неоднородностью поступающей ПВС, ограничивает применение адсорберов.

Комбинированная установка рекуперации паров

Существуют различные конструкции комбинированных установок, сочетающие в себе плюсы нескольких видов установок:

- компрессионно-криогенная;
- криогенно-адсорбционная;
- адсорбционно-абсорбционная;
- и др.

РИСУНОК 9. Технологическая схема адсорбционно-абсорбционной УРП [23]



Наибольшее применение в нефтяной отрасли нашли адсорбционно-абсорбционные установки благодаря своей простоте в эксплуатации, надежности и безопасности по сравнению с другими.

Данный вид установки объединяет в себе два типа – абсорбционный и адсорбционный.

На рисунке 9 представлена технологическая схема адсорбционно-абсорбционной установки [23].

Паровоздушная смесь через огнепреградитель (на схеме не показан) по входной линии поступает на фильтр, где очищается от механических примесей и частиц-окислителей, осаждающихся на поверхности угля. Далее пары поступают в конденсатор, где происходит отделение капель конденсата.



К конденсатосборнику подключен насос (на схеме не показан), обеспечивающий откачку собираемого конденсата в коллектор внутреннего возврата нефти. ПВС поступает к адсорберам, где происходит очистка и улавливание углеводородов. Затем очищенный воздух выбрасывается в атмосферу.

Процесс десорбции осуществляется вакуум-насосами, подающими пары адсорбированных углеводородов в абсорбер, в который одновременно сверху через распылитель подается абсорбент. Двигаясь в противотоке, абсорбент поглощает пары углеводородов. Использованный абсорбент насосом закачивается обратно в коллектор налива.

Данный тип установок объединяет в себе преимущества адсорбционной и абсорбционной установок.

Основными преимуществами установки данного вида являются:

- высокая пропускная способность: от 400 м³/ч до 15000 м³/ч [23];
- высокая степень очистки – 95–98 %. Диапазон улавливаемых углеводородов – С₁–С₄ [13];
- замкнутый цикл очистки ПВС [3, 10];
- наличие фильтров для обеспечения однородности поступающей ПВС [23];
- непрерывность процесса очистки паровоздушной смеси.

К недостаткам установки данного вида относятся:

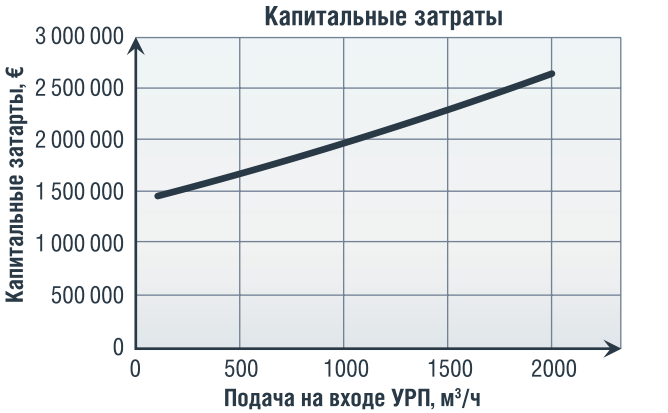
- повышенные меры пожарной безопасности [3];
- зависимость от погодных условий (обмерзание и разрушение насадок) [19];
- относительно высокие капитальные затраты.

Для расчета зависимости капитальных затрат на установку от подачи производится сложение функций (2) и (3):

$$K = 0,0535 \cdot Q^2 + 511,93 \cdot Q + 1412000. \quad (4)$$

На рисунке 10 представлена зависимость изменения капитальных затрат от подачи на входе в УРП.

РИСУНОК 10. Зависимость капитальных затрат от подачи на входе в комбинированную УРП



Данная установка имеет высокий уровень надежности и простоту в обслуживании, что создает высокую вероятность использования комбинированной УРП на объектах нефтяной промышленности.

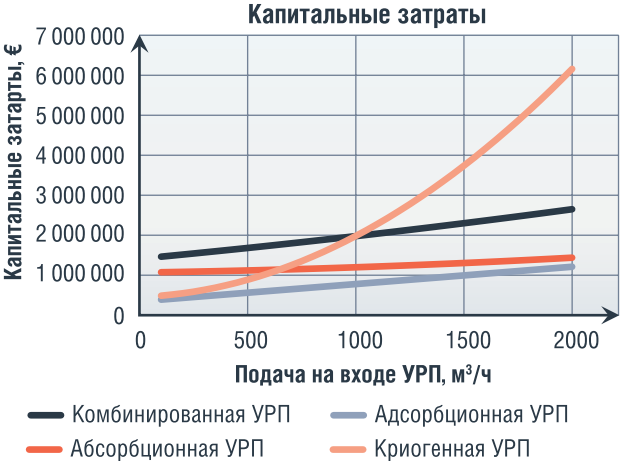
Результаты и обсуждения

Установка мембранного типа обладает технологически и конструкционно сложными элементами. Одним из этих элементов является мембрана, используемая для улавливания углеводородов. Она имеет высокую стоимость, т.к. изготовление мембраны – сложный и трудоемкий технологический процесс. Кроме того, необходимо подбирать пористость мембраны отдельно для каждого состава ПВС. Поэтому применение данного вида установок нецелесообразно в нефтяной отрасли.

Компрессионная установка ввиду возможности образования взрывоопасных концентраций из-за повышенного давления, создаваемого в компрессорах, имеет ограниченное время работы ввиду высоких требований пожарной безопасности на объектах нефтяной промышленности. Вследствие чего степень улавливания данных установок находится на очень низком уровне. Поэтому применение данного вида установок нецелесообразно на объектах нефтяной отрасли.

Для криогенной, адсорбционной, абсорбционной и комбинированной УРП строится совмещенный график зависимостей капитальных затрат от подачи ПВС на вход УРП.

РИСУНОК 11. Совмещенный график зависимостей капитальных затрат от подачи ПВС на вход УРП



На рисунке 11 приведен совмещенный график зависимостей капитальных затрат от подачи ПВС на вход УРП.

Таким образом, из графика, приведенного на рисунке 11, определяется, что криогенный тип установок является капиталоемким и уступает по производительности другим видам. Его применение в нефтяной отрасли возможно только в случае, если объект является небольшим по размерам, т.е. необходима малая пропускная способность (капитальные затраты стремятся к минимуму), и рядом с объектом нефтяной отрасли (нефтебазой) находится предприятие по производству хладагентов.

Наиболее экономичными являются адсорбционная и абсорбционная установки. Однако адсорбционная установка является более устойчивой к переменным погодным условиям, чем абсорбционная. К тому же для абсорбционной установки необходим крупный

источник абсорбента. Но абсорбционная установка имеет более широкий диапазон подач ПВС. Применимость абсорбционных установок возможна в южных регионах на крупных нефтебазах, портах, где есть источник абсорбента, в качестве которого будет выступать хранящийся продукт. Кроме того, диапазон улавливаемых углеводородов указывает на то, что данный вид установок наиболее применим к парам бензина. Применение адсорбционной установки возможно на малых объектах ввиду необходимого требования однородности продукта для обеспечения эффективного улавливания ПВС, но эти объекты могут находиться в более суровых погодных и климатических условиях, чем объекты, располагающие установками абсорбционного типа.

Установка комбинированного типа при относительно небольшой разнице в капитальных вложениях по сравнению с адсорбционной и абсорбционной установками обладает универсальностью. Ее применение возможно как на малых, так и на крупных объектах ввиду широкого диапазона подач ПВС. По сравнению с абсорбционным типом, диапазон улавливаемых углеводородов составляет С₁-С₄. Обеспечение данного диапазона достигается за счет включения фильтров тонкой очистки, а также применения замкнутого контура десорбции. По сравнению с адсорбционным типом, процесс улавливания паров имеет замкнутый цикл, нет необходимости в отдельной емкости для сбора конденсата.

Таким образом, установка рекуперации комбинированного типа является самой эффективной с точки зрения совокупности финансовых и технических показателей.

Выводы

Основными показателями оценки эффективности применения УРП различных видов являлись капитальные и эксплуатационные расходы, пропускная способность, условия работы, степень очистки, группа улавливаемых углеводородов, а также простота и надежность конструкции.

В результате анализа и сравнения установок наиболее оптимальной по совокупности всех вышеприведенных показателей является УРП комбинированного (адсорбционно-абсорбционного) типа. Данный вид установок рекомендуется к применению на наиболее ответственных объектах с большим диапазоном величин пропускной способности и видов нефтепродуктов. Так, данный вид установок используется на одном из передовых по технологическому оснащению нефтяных перевалочных портов – Козьмино. Однако в ходе эксплуатации был выявлен ряд недостатков, которые могут быть устранены при помощи различных модификаций конструкции. ●

Литература

- Пшенин В.В., Закирова Г.С Повышение эффективности систем улавливания паров нефти при товарно-транспортных операциях на нефтеналивных терминалах. Записки Горного института. – 2023. – DOI 10.31897/PMI.2023.29.
- Архипова О.В., Иванова А.В., Безбородов Ю.Н. Методы и установки по рекуперации углеводородных паров при сливо-наливных операциях на нефтебазах и АЗС. X Всероссийская конференция «Молодежь и наука» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://www.openrepository.ru/article?id=419393&ysclid=lg92w9tm6n2703989851> (Дата обращения: 20.09.2023).

- Measures to Reduce Emissions of VOCs during Loading and Unloading of Ships in the EU. AEAT/ENV/R/0469 Is 2. Report: официальный сайт Европейской комиссии [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://bayvalves.com/wp-content/uploads/2020/05/Measures-to-Reduce-Emissions-of-VOCs-during-Loading-and-Unloading-of-Ships-in-the-EU.pdf> (Дата обращения: 01.10.2023).
- Короленко А.М., Зоря Е.И., Лощенкова О.В. Система обеспечения и контроля качества нефтепродуктов при приеме, хранении и отпуске в организациях нефтепродуктообеспечения. – М.: ООО «МАКС Пресс», 2019. – 244 с.
- Логико-имитационное моделирование функционирования энергетических систем / И.Ю. Лисин, С.В. Ганага, А.М. Короленко, Ю.В. Колотилов // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 2. – С. 94–98. – DOI 10.24887/0028-2448-2019-2-94-98.
- Безродный А.А., Цзинь В., Короленко А.М. Целеполагание, устойчивость и построение структур систем нефтепродуктообеспечения // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9. – № 1. – С. 99–105. – DOI 10.28999/2541-9595-2019-9-1-99-105.
- Послание Президента РФ от 21.04.2021 г. б/н [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/46794> (Дата обращения: 01.10.2023).
- Коршак А.А. Нефтебазы и автозаправочные станции: учеб. пособие. Ростов-на-Дону: Феникс, 2015. – 494 с.
- Сунгатуллин Р.З., Коршак А.А., Зябкин Г.В. Современное состояние рекуперации паров при операциях с нефтью и нефтепродуктами // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – Т. 7. – № 5. – С. 111–119.
- Коршак А.А., Зябкин А.А., Захарченко А.В. Оценка области применения установок рекуперации паров нефтепродуктов по зарубежным данным // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – Т. 13. – № 3. – С. 252–260.
- Тихонов А.Г. Рекуперация паров, образующихся при наливке стабильного конденсата // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2009. – № 12. – С. 35–39.
- Любин Е.А., Занетдинов К.А., Белов Д.Ю. Оценка эффективности комбинированной мембранно-эжекторной системы улавливания легких фракций // Нефтегазовое дело. – 2020. – Т. 18. – № 3. – С. 69–79.
- Faisal I. Khan, Aloke Kr. Ghoshal removal of volatile organic compounds from polluted air // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2000. – № 13. – P. 527–545.
- Коршак А.А., Коршак А.А., Пшенин В.В. К расчету фазовых переходов в конденсационных установках рекуперации паров нефти и нефтепродуктов // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6. – С. 98–101. – DOI 10.24887/0028-2448-2021-6-98-101.
- Коршак А.А., Коршак А.А. Принципы расчета степени улавливания углеводородов при применении установок рекуперации паров нефти и нефтепродуктов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2023. – № 1 (141). – С. 113–122. – DOI 10.17122/ntj-oil-2023-1-113-122.
- Броунштейн Б.И., Щеголев В.В. Гидродинамика, массо- и теплообмен в коллинных аппаратах. – Л.: Химия, 1988. – 336 с.
- Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: В 2-х томах / Ю.Д. Земенков, Р.Р. Исламов, Я.М. Курбанов [и др.]. Том 1. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 313 с.
- Эксплуатация объектов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов: учебное пособие: в 2 томах / Ю.Д. Земенков, Р.Р. Исламов, А.К. Николаев [и др.]. Том 2. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2022. – 315 с.
- Методика прогнозирования степени улавливания паров углеводородов при абсорбции / А.А. Коршак, А.В. Николаева, А.С. Нагаткина [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10. – № 2. – С. 202-209. – DOI 10.28999/2541-9595-2020-10-2-202-209.
- Кинле Х., Бадер Э. Активные угли и их промышленное применение / Пер. с нем. – Л.: Химия, 1984. – 216 с.
- Слесаренко В.В., Лапшин В.Д., Соколова П.А. Совершенствование установок рекуперации паров нефти для снижения вредных выбросов в атмосферу // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2013. – № 53. – С. 182–189.
- Кривошея И.В., Солтанов С.Х., Юнусов Х.Б. Применение установки рекуперации нефтепродуктов, основанной на адсорбционных свойствах активированного угля // Актуальные проблемы биологической и химической экологии. Сборник материалов V международной научно-практической конференции. – 2016. – С. 304–307.
- Официальный сайт компании CarboVac [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.voczero.com/high-voc-concentration-vapour-recovery> (Дата обращения: 01.10.2023).

KEYWORDS: *oil, petroleum products, losses, evaporation, recovery, adsorption, absorption.*

НОВЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ В ГАЗОХИМИИ:

путь от лабораторных исследований до промышленности

Мордкович Владимир Зальманович

ФГБУ «Технологический институт сверхтвердых и новых углеродных материалов»,
заместитель директора по научной работе,
ООО «ИНФРА», д.х.н.

Синева Лилия Вадимовна

ведущий научный сотрудник,
ООО «ИНФРА»,
главный научный сотрудник лаборатории новых химических технологий,
ФГБУ «Технологический институт сверхтвердых и новых углеродных материалов»,
д.х.н.

ГАЗОХИМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ БОЛЬШЕЙ ЧАСТЬЮ ТРЕБУЮТ ДЛЯ СВОЕГО ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ ГЕТЕРОГЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ ПОД КАЖДУЮ РЕАКЦИЮ И ПРОДУКТ. РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЭТОЙ ОТРАСЛИ ЗАВИСЯТ ПРЕЖДЕ ВСЕГО ОТ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПРОЦЕССОВ. ВСЯКОЕ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРЕБУЕТ СООТВЕТСТВУЮЩИХ ИЗМЕНЕНИЙ В КАТАЛИЗАТОРЕ ИЛИ НОВОГО КАТАЛИЗАТОРА. ПУТЬ ОТ ЛАБОРАТОРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДО ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ – ОЧЕНЬ ДЛИННЫЙ, НО ПРЕОДОЛИМЫЙ, КАК ПОКАЗАНО В ЭТОЙ СТАТЬЕ НА ПРИМЕРЕ НОВЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ СИНТЕЗА ФИШЕРА–ТРОПША

GAS CHEMICAL PROCESSES MOSTLY REQUIRE HETEROGENEOUS CATALYSTS FOR THEIR IMPLEMENTATION, SPECIALIZED FOR EACH REACTION AND PRODUCT. THE PROFITABILITY, ENERGY AND ENVIRONMENTAL PARAMETERS OF THIS INDUSTRY DEPEND PRIMARILY ON THE EFFICIENCY OF THE CONSTITUENT PROCESSES. ANY INCREASE IN EFFICIENCY REQUIRES CORRESPONDING CHANGES IN THE CATALYST OR A NEW CATALYST. THE PATH FROM LABORATORY RESEARCH TO INDUSTRIAL DEVELOPMENT IS VERY LONG, BUT SURMOUNTABLE, AS SHOWN IN THIS ARTICLE USING THE EXAMPLE OF NEW FISCHER-TROPSCH SYNTHESIS CATALYSTS

Ключевые слова: газохимия, катализаторы, лабораторные исследования, синтез Фишера–Тропша, промышленное производство.

Процессы промышленной газохимии основаны по большей части на катализаторах, впервые предложенных и досконально исследованных по крайней мере полвека назад (а катализатор синтеза аммиака – более века назад). Исключения крайне редки, и к ним, как ни парадоксально, относится как раз современный катализатор синтеза аммиака. Продвижение же вперед осуществляется не за счет открытия новых каталитических реакций на новых центрах, а за счет применения многофункциональных и гибридных катализаторов, эксплуатирующих известный активный центр в составе миниатюрного химического комбината, сосредоточенного, как правило, внутри одной гранулы.

Катализатор синтеза аммиака представляет собой интересное исключение из правила. Действительно, плавный железный катализатор был предложен Фрицем Габером в первые годы XX века, впервые применен на опытном заводе в Оппау (Германия) мощностью 30 т/сутки в 1913 году и по сей день применяется кое-где в промышленности в модифицированной промоторами форме [1]. Интересно, что в своей наиболее цитируемой работе [1] Фриц Габер описывал также и другие перспективные с его точки зрения катализаторы, в частности карбид урана.

С 1914 года в качестве основного реакционного пути при приготовлении железного катализатора было принято восстановление промотированного магнетита Fe_3O_4 , – такие катализаторы обладали большей удельной поверхностью и, соответственно, активностью, что позволило постепенно снизить давление промышленного синтеза с 800–1000 атм, типичных для первой половины XX века, до 300 атм, типичных для крупных агрегатов аммиака, массово введенных в эксплуатацию в 1960–70-х годах [2].

В 1986 году Чжэцзянский технологический университет (ZJUT) в Китае предложил новый катализатор для синтеза аммиака, который в окончательной форме состоит из катализаторов на основе вюститита с $Fe_{1-x}O$ в качестве прекурсора [3]. Он стал первым новым железным катализатором для синтеза аммиака почти за сто лет. Катализаторы на основе вюститита по-прежнему имеют железную основу, однако они полностью

отличаются от катализатора на основе магнетита принципом приготовления, химическим составом, кристаллической структурой и химико-физическими свойствами. Вюстит является термодинамически метастабильной фазой. Катализаторы на основе вюститита обладают примерно на 70 % более высокой каталитической активностью и на 65,9 % более высоким TOF. Технология была быстро освоена компанией Zud Chemie и нашла свое коммерческое применение. Это самый современный коммерческий катализатор для производства железа с самой высокой активностью и низкой себестоимостью производства в мире. В промышленном применении, по сравнению с классическим катализатором на основе магнетита для синтеза аммиака, более высокая активность позволяет снизить рабочие температуры, а давление в контуре – вдвое. Все это в совокупности приводит к снижению капитальных затрат и затрат на электроэнергию.

Удивительный пример вюститного катализатора представляет собой одновременно иллюстрацию неизменности активного компонента катализатора газохимии на протяжении столетия и редкого исключения из правила, согласно которому развитие катализатора достигается не за счет работы с активными центрами. Магистральным направлением развития катализаторов газохимических процессов является разработка многофункциональных и гибридных катализаторов,

ФАКТЫ

В 1913
году

впервые применен плавный железный катализатор на опытном заводе мощностью 30 т в сутки в немецком городе Оппау

эксплуатирующих уже известный активный центр в составе миниатюрного химического комбината, сосредоточенного, как правило, внутри одной гранулы.

Этим доступные разработчикам новых каталитических процессов приемы, разумеется, не ограничиваются, применяют и структурирование катализаторов в блоки, и микроканальные реакторы, и многое другое. При этом появление любого действительно нового многофункционального/гибридного катализатора влечет за собой серьезное изменение самого технологического процесса. Следует иметь в виду, что подавляющее большинство практически значимых разработок сосредоточено на совершенствовании известных катализаторов: увеличении активности, улучшении стойкости к истиранию, продлении срока службы, снижении ΔP вдоль реактора и т.д.

В данной работе показано, как сформулированные проблемы решаются в получении синтетических жидких углеводородов различного назначения. На примере наших работ по гибридным и многофункциональным катализаторам на основе кобальта показано, как выглядит путь от абстрактной научной идеи через лабораторные исследования к катализатору промышленного назначения. Особое внимание уделено изучению влияния цеолитов и теплопроводной насадки на молекулярно-массовое распределение продуктов.

Катализаторы синтеза Фишера–Тропша

Синтез Фишера–Тропша (СФТ) – гетерогенно-каталитический процесс, в котором смесь монооксида углерода и водорода превращается в углеводороды. СФТ является основной стадией технологий ХТЛ (любое углеродсодержащее сырье – в жидкость) – одним из альтернативных источников углеводородов для получения особо чистых моторных топлив и других продуктов нефтехимии (рис. 1) [4,5]. В промышленности компаниями Shell (Нидерланды) и Sasol (ЮАР) реализована традиционная технология с получением на стадии СФТ восков для их последующей переработки в смесь жидких углеводородов. Компании Chevron (США) и ИНФРА (Россия) предлагают для реализации укороченный вариант: когда уже на выходе из реактора СФТ получается смесь жидких углеводородов – синтетическая нефть.

Традиционный СФТ промышленного масштаба использует железные [4] и кобальтовые [6] катализаторы. Железные катализаторы более дешевые, чем кобальтовые, однако они требуют более жестких условий эксплуатации, что приводит к низкому сроку службы. Кроме того, в присутствии таких катализаторов образуется широкая линейка продуктов: спирты, газообразные олефины, жидкие углеводороды, содержащие ароматику. Это осложняет технологию выделения продуктов.

Катализаторы на основе кобальта требуют более мягких условий эксплуатации (200–250 °С, 2 МПа), что повышает селективность процесса и удлиняет срок службы катализаторов. В их присутствии образуются в основном насыщенные парафины, преимущественно линейного строения.

РИСУНОК 1. Технологии ХТЛ



ФАКТЫ

На **70** %

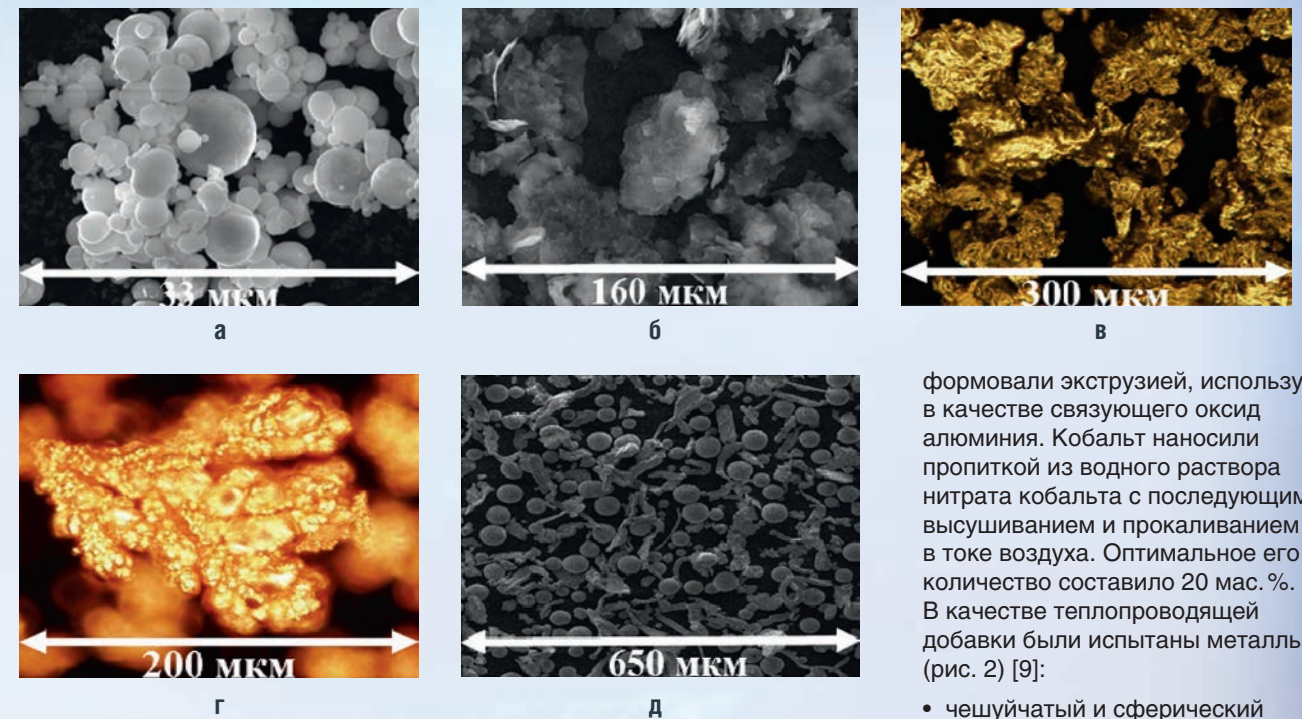
активность катализаторов на основе вюстита выше, чем у других катализаторов

Железные катализаторы могут не содержать носителя и промоторов, тогда как кобальтовые используют только в виде активного металла, распределенного по подложке-носителю. В качестве носителей традиционно используют тугоплавкие оксиды с высокой поверхностью: Sasol предпочитает наносить железо или кобальт на оксид алюминия, Shell – наносит кобальт на оксид кремния. Компании ExxonMobil (США) и BP (Великобритания) разработали кобальтовые катализаторы на основе оксидов соответственно титана и цинка, однако в промышленном масштабе эти катализаторы не используются.

Катализаторы для однореакторного получения смеси жидких углеводородов должны быть как минимум бифункциональными [6, 7], то есть активными в образовании углеводородов из CO и H₂ и в крекинге и/или изомеризации углеводородов. Если первую функцию обеспечивает активный металл, то для реализации второй необходимо наличие кислотных центров Бренстеда, которыми, в частности, обладают цеолиты – кристаллические алюмосиликаты. Chevron разработал серию бифункциональных катализаторов на основе цеолитов ZSM [8] и готов их поставлять в промышленном масштабе.

Таким образом, катализатор СФТ состоит из активного металла (Co или Fe) и носителя (оксиды Al, Si, Ti, Zn или смешанные оксиды, в том числе цеолит) и по необходимости промоторов (электронные и/или структурные). Поэтому при разработке нового промышленного

РИСУНОК 2. Металлические теплопроводящие добавки: сферический алюминий (а), чешуйчатый алюминий (б), чешуйчатый цинк (в), медные дендриты (г), чешуйчатое железо (д)



катализатора СФТ необходимо в первую очередь определиться с активным металлом и подложкой для него. Кроме того, необходимо учитывать основные проблемы СФТ – высокую экзотермичность и низкую производительность, что требует создания новых многофункциональных каталитических систем. Было сделано множество попыток разработать формулу высокоактивного катализатора, однако как только такой катализатор, демонстрирующий в лабораторных условиях производительность 600 и даже 800 кг C₅₊ с 1 м³ катализатора в час, формовали, убирали разбавление и прочие послабления, производительность снижалась до обычных 90–100 кг C₅₊/(м³·ч). В первую очередь это объясняется плохим теплоотводом, поскольку коэффициент теплопроводности оксидных носителей, как правило, не превышает 0,25 Вт/(м·К).

Российская компания ИНФРА, на примере разработок которой мы рассмотрим путь катализатора от идеи, вокруг которой будет строиться будущий промышленный катализатор, до промышленной реализации, выбрала высокопроизводительный процесс в условиях теплонапряженного реактора на основе кобальтового катализатора для однореакторной технологии.

СФТ – сложная трехфазная система, в которой реагенты диффундируют из газовой фазы через жидкую пленку образующихся продуктов к активному центру на поверхности твердого катализатора, на котором происходит их адсорбция с последующим взаимодействием. Этим определяются высокие требования к тепломассопереносу, который необходимо обеспечить при разработке новой формулы катализатора. Поэтому в состав катализатора было решено ввести теплопроводящую добавку для интенсификации теплообмена и цеолит для интенсификации массообмена и отвода тепла реакции с жидкими продуктами. Гранулы носителя

формовали экструзией, используя в качестве связующего оксид алюминия. Кобальт наносили пропиткой из водного раствора нитрата кобальта с последующим высушиванием и прокаливанием в токе воздуха. Оптимальное его количество составило 20 мас. %. В качестве теплопроводящей добавки были испытаны металлы (рис. 2) [9]:

- чешуйчатый и сферический алюминий;
- чешуйчатый цинк;
- медные дендриты;
- чешуйчатое железо.

Большинство из них при введении в состав гранул подвергалось экзотермическому окислению, цинк и железо не привели к заметному увеличению коэффициента теплопроводности, кроме того, медь, цинк и железо проявили нежелательную собственную активность в конверсии CO, приводящую к нежелательным продуктам.

Оптимальное сочетание высокого коэффициента теплопроводности (3,9 Вт/(м·К)) и каталитических свойств (производительность по жидким углеводородам в полномасштабном трубчатом реакторе – 250 кг/(м³·ч)) было получено в присутствии катализатора, содержащего 35 мас. % чешуйчатого алюминия. Катализатор на его основе был всесторонне испытан, а методика его получения была масштабирована на катализаторной фабрике под названием ИНФРА S1 [10].

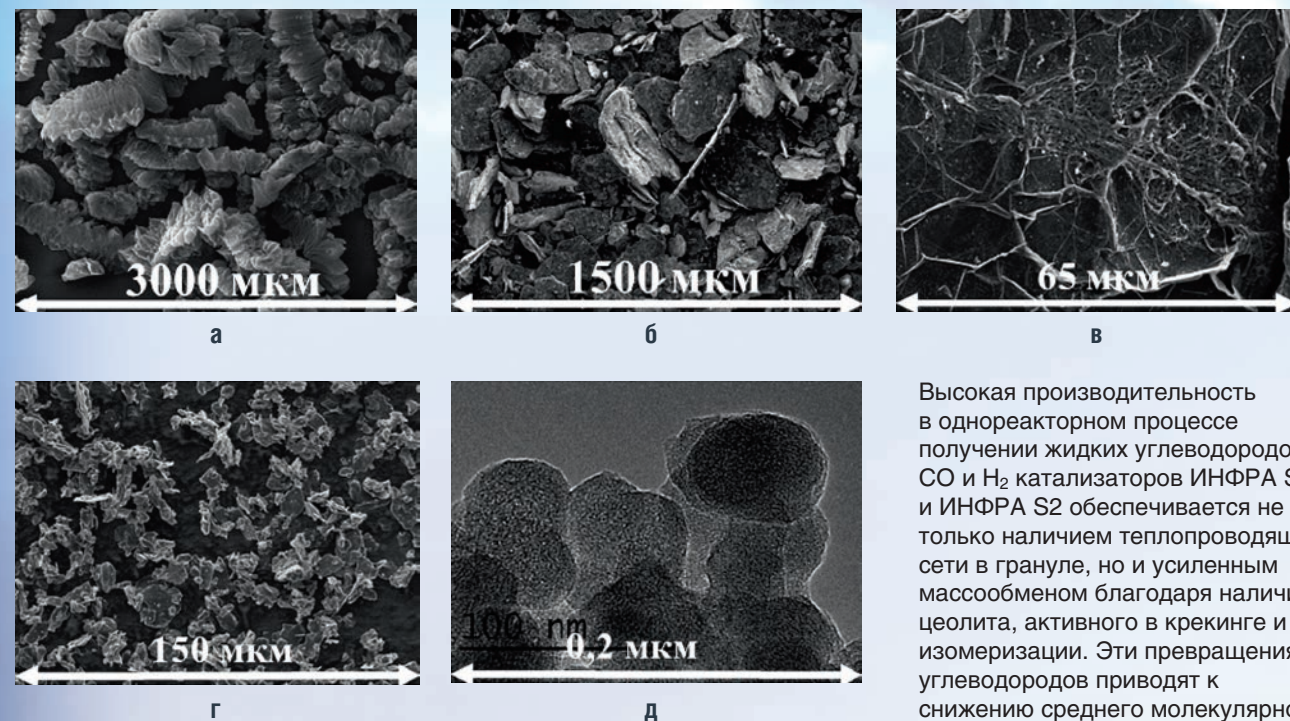
Кроме металлов, теплопроводящими свойствами обладают углеродные материалы, которым характерны и другие преимущества: например, химическая инертность и простота управления размером частиц.

ФАКТЫ

Синтез Фишера–Тропша

– это гетерогенно-каталитический процесс, в котором смесь монооксида углерода и водорода превращается в углеводороды

РИСУНОК 3. Углеродные теплопроводящие добавки: ТРГ (а), элементный графит (б), частица ТРГ, стянутая УНТ (в), коллоидный графит (г), канальная сажа (ТЕМ-изображение) (д)



Мы испытали в качестве теплопроводящей добавки некоторые из них (рис. 3) [11]:

- терморасширенный графит (ТРГ);
- элементный графит;
- коллоидный графит;
- канальная сажа;
- углеродные нанотрубки.

Большинство из них привело к повышению коэффициента теплопроводности гранул, однако по сумме показателей наилучшим был признан катализатор на основе ТРГ: коэффициент теплопроводности в этом случае достиг 8,6 Вт/(м·К), а производительность по жидким углеводородам в полномасштабном трубчатом реакторе – 300 кг/(м³·ч). Эти показатели обеспечивались всего 16 мас. % ТРГ. Методика получения этого катализатора была также масштабирована на катализаторной фабрике под названием ИНФРА S2 [12].

ФАКТЫ

200-250 °C

и 2 МПа – необходимые параметры условий эксплуатации катализаторов на основе кобальта, при которых повышается селективность процесса и продлевается срок службы катализаторов

Высокая производительность в однократном процессе получения жидких углеводородов из CO и H₂ катализаторов ИНФРА S1 и ИНФРА S2 обеспечивается не только наличием теплопроводящей сети в грануле, но и усиленным массообменом благодаря наличию цеолита, активного в крекинге и изомеризации. Эти превращения углеводородов приводят к снижению среднего молекулярного веса образующихся углеводородов, а следовательно, к снижению вязкости пленки на поверхности катализатора. Кроме того, при этом интенсифицируется и отвод тепла от активных центров.

При разработке многофункциональных катализаторов важной задачей является оптимизация скоростей реакций, протекающих на активных центрах разного типа [13], а в нашем случае – на кислотных и металлических центрах, которые зависят от 1) концентрации, структуры и расположения металлических центров; 2) силы, концентрации и доступности кислотных центров цеолита; 3) их расположения друг относительно друга; 4) пористой системы, достаточно развитой, чтобы снизить диффузионные ограничения.

РИСУНОК 4. Микрофотографии порошков цеолитов HBeta (а), HMordenite (б) и HY (в)

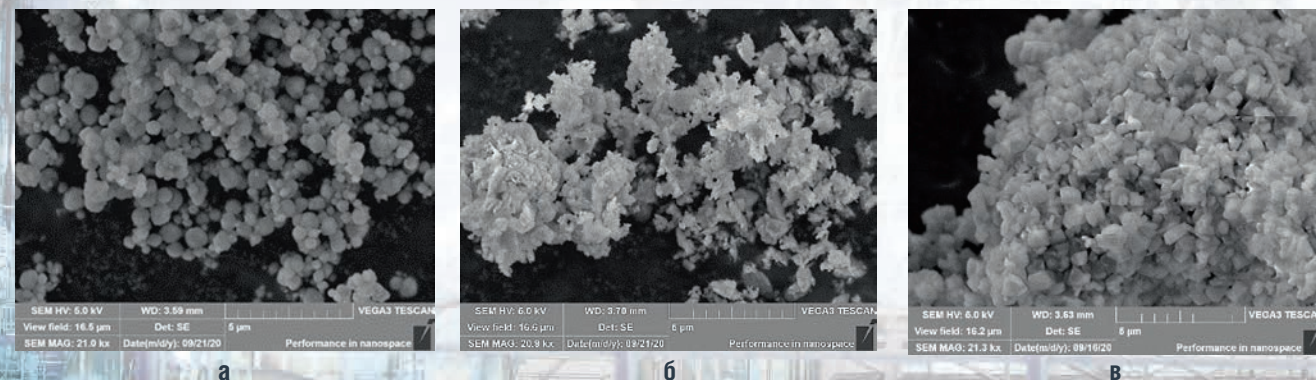
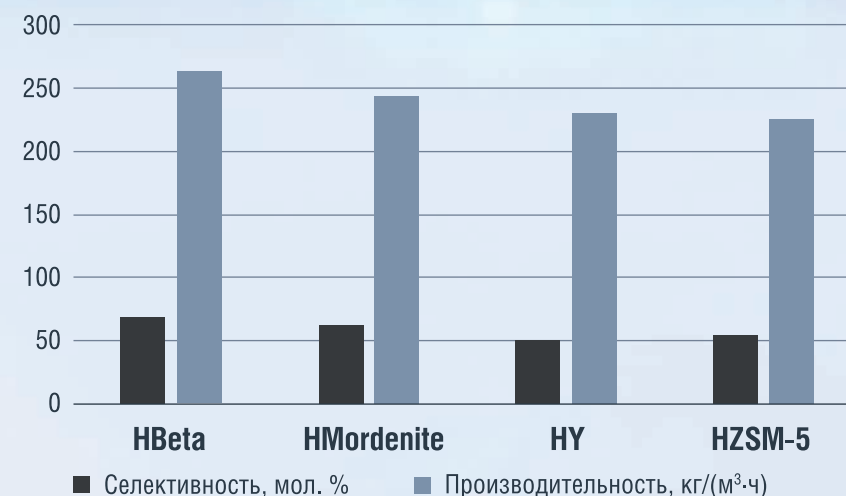


РИСУНОК 5. Зависимость селективности и производительности в образовании жидких углеводородов от типа цеолита в составе катализатора ИНФРА S1 (условия синтеза: 2 МПа, 230–240 °C, H₂/CO = 2, скорость синтез-газа = 3000 ч⁻¹)



Поэтому нами были исследованы цеолиты разного типа, характеризующиеся различными количеством и силой кислотных центров и имеющими различные размеры и формы кристаллов (рис. 4).

Наиболее перспективным оказался цеолит HBeta с соотношением Si/Al = 19: катализатор на его основе при оптимальном содержании 24 мас. % оказался самым производительным и селективным (рис. 5). Кислотность этого цеолита не самая высокая, что позволяет контролировать глубину крекинга углеводородов и поддерживать высокую селективность процесса. Объем транспортных пор катализаторов на его основе, содержащих в качестве теплопроводящей добавки алюминий и ТРГ, составил 0,67 и 0,55 см³/г соответственно, что снижает диффузионные ограничения и обеспечивает интенсивный массообмен в условиях высокой нагрузки по синтез-газу.

При масштабировании методик приготовления обоих катализаторов, разработанных в лаборатории, потребовалась корректировка соотношения твердых и жидких компонентов в пасте для экструзии, а также оптимизация программы термических обработок носителей. Полученные в результате катализаторы подтвердили свои каталитические качества при тестировании в однократном реакторе промышленного размера в течение 8000 ч. Потери в активности катализаторов при этом не превышали 15 % без каких-либо регенерационных обработок.

При тестировании этих катализаторов на опытной установке в Московской области в реакторах с различным аспектным соотношением было показано, что высокая производительность и конверсия за один проход (без циркуляции синтез-газа) могут быть достигнуты в установках промышленного размера, где можно достичь выхода жидких углеводородов до 140 баррелей на MMSCF природного газа.

На рисунке 6 приведены изображения поверхности, полученные с помощью сканирующей электронной микрофотографии (СЭМ) и рентгеновской томографии (РТ), катализаторов на основе металлического алюминия и терморасширенного графита. Из фотографий СЭМ (рис. 6а) видно,

что поверхностная структура катализатора на основе алюминия образована параллельными блестящими чешуйками металлического алюминия с частицами цеолита и связующего между ними. Хорошо видно и транспортные поры. На поверхности катализатора на основе ТРГ отсутствует блеск, характерный для чешуек металлического алюминия, однако хорошо видна более крупная трехмерная пористая система и теплопроводящий каркас, образующий подобие решетки. Рентгеновская томография гранул катализатора на основе алюминия и графита в продольном и поперечном направлении выявила существенные отличия в форме транспортных пор (рис. 6б, 6в): грануле на основе графита характерны щелевые поры, что не может не оказать влияния на массообмен.

Таким образом, несмотря на то, что поверхностная и объемная структуры катализаторов на основе металлического алюминия и терморасширенного графита

РИСУНОК 6. Сравнение поверхности катализаторов ИНФРА S1 и S2: а) СЭМ, б) РТ поперечного среза гранулы, в) РТ продольного среза гранулы

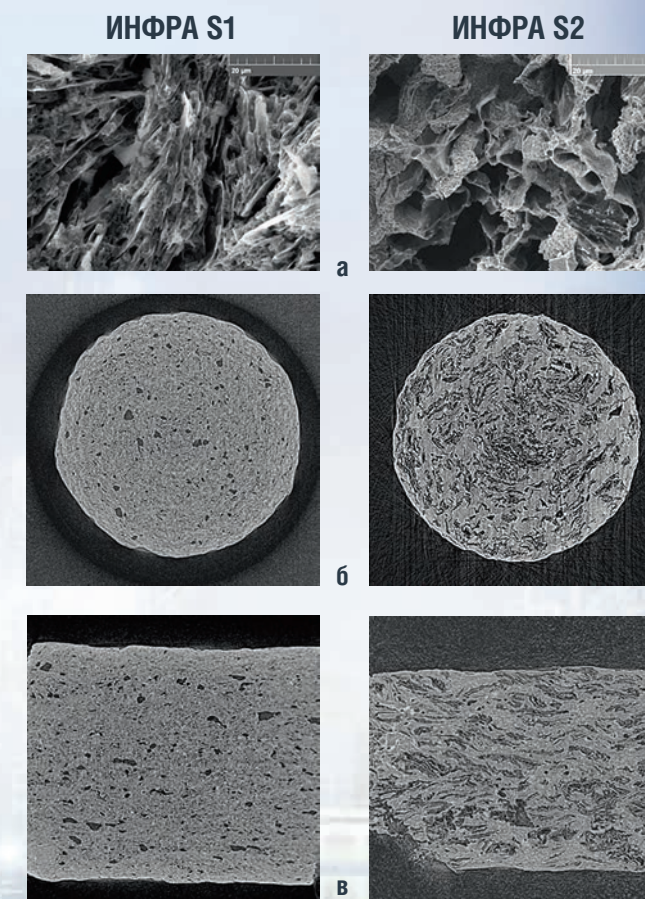


РИСУНОК 7. Основные этапы пути новой технологической идеи от лабораторного образца до промышленного катализатора



заметно отличаются (рис. 6), СФТ в их присутствии протекает с высокой производительностью и селективностью, а образующиеся жидкие углеводороды практически не содержат восков. Это обусловлено синергетическим эффектом тепло- и массообмена в гранулах катализаторов, а точнее – синергетическим влиянием теплопроводящей сети и цеолита.

Заключение

История разработки и промышленного освоения новых гибридных катализаторов синтеза Фишера–Тропша на основе кобальта раскрывает все необходимые основные этапы пути, которые новая технологическая идея должна пройти, превращаясь из интересного лабораторного образца в промышленный катализатор (рис. 7):

- исследования механизма реакции на активном центре (как правило, как и в нашем случае, это сделано другими исследователями на более раннем этапе);
- разработка идеи, вокруг которой будет строиться будущий промышленный катализатор (в нашем случае – высокопроизводительный процесс в условиях теплонапряженного реактора);
- лабораторные исследования, включая необходимую модификацию приборной базы;
- масштабирование изготовления катализатора в условиях катализаторной фабрики;
- испытания в реакторах опытных установок.

В нашем случае это заняло около десяти лет, включая сооружение опытной катализаторной фабрики и опытно-испытательного цеха. Полагаем, что при должной организации дела, прежде всего при энергичном руководстве и инвестировании процесса со стороны промышленных компаний и профильных государственных ведомств, возможно существенное сокращение этого срока. Например, у Фрица Габера и компании BASF это заняло

в свое время пять лет, прежде всего благодаря однозначному целеполаганию со стороны промышленного партнера, который не полагался на импортные закупки. ●

Литература

1. Haber F. [и др.] The Production of Synthetic Ammonia / Journal of Industrial and Engineering Chemistry. 5. 1913. P. 328–331. <https://doi.org/10.1021/ie50052A022>.
2. Tamaru K. The History of the Development of Ammonia Synthesis / In: Jennings, J.R. (eds) Catalytic Ammonia Synthesis. Fundamental and Applied Catalysis. Springer, Boston, MA. 1991. P. 1–18. https://doi.org/10.1007/978-1-4757-9592-9_1.
3. Liu H. [и др.] Development and application of wüstite-based ammonia synthesis catalysts / Catalysis Today. V. 355. 2020. P. 110–127. <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2019.10.031>.
4. Асалиева Е.Ю. [и др.] Современное состояние технологии ХТЛ на основе синтеза Фишера–Тропша: основные направления развития / Научный журнал Российского газового общества № 3(39). 2023. С. 64–71.
5. Martinelli M. [и др.] An overview of Fischer–Tropsch Synthesis: XTL processes, catalysts and reactors / Applied Catalysis A, General 608. 2020. 117740. <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2020.117740>.
6. Синева Л.В. [и др.] Перспективные тенденции в катализе газохимических процессов: кобальтовые катализаторы синтеза Фишера–Тропша. Часть 1 / Научный журнал Российского газового общества № 1 (20). 2019. С. 42–57; Часть 2 / № 2(21). 2019. С. 56–68.
7. Adeleke A.A. [и др.] Cobalt hybrid catalysts in Fischer–Tropsch synthesis / Rev. Chem. Eng. 36(4). 2020. P. 437–457. <https://doi.org/10.1515/revce-2018-0012>.
8. Kibby C. [и др.] Chevron's gas conversion catalysis-hybrid catalysts for wax-free Fischer–Tropsch synthesis / Cat. Today V. 215. 2013. P. 131–141. <https://doi.org/10.1016/J.CATTOD.2013.03.009>.
9. Asaliev E. [и др.] Fischer–Tropsch synthesis on cobalt-based catalysts with different thermally conductive additives / Appl. Cat. A: Gen. V. 505. 2015. P. 260–266. <https://doi.org/10.1016/j.apcata.2015.08.006>.
10. Патент № 2414300 Российская Федерация, МПК: B01J21/02, C07C1/04. Носитель для катализатора экзотермических процессов и катализатор на его основе: 2009129645: заявлено 04.08.2009: опубликовано 20.03.2011 / Мордкович В.З., Синева Л.В., Соломоник И.Г., Ермолаев В.С., Митберг Э.Б.
11. Грязнов К.О. [и др.] Влияние типа углеродного материала на формирование теплопроводящего скелета в гранулах кобальтовых катализаторов синтеза Фишера–Тропша / Российские нанотехнологии том 17. № 4. 2022. С. 532–540. <https://doi.org/10.18412/1816-0387-2022-4-6-21>.
12. Патент № 2685437 Российская Федерация, МПК: B01J21/02, C07C1/04. Катализатор для синтеза Фишера–Тропша и способ получения этого катализатора: 2017118372: заявлено 26.05.2017: опубликовано 18.04.2019 / Мордкович В.З., Синева Л.В., Асалиева Е.Ю., Кульчаковская Е.В., Грязнов К.О., Синичкина С.Г.
13. Мурзин Д.Ю. Бифункциональный катализ на мезоуровне / Кинетика и катализ том 61. № 1. 2020. С. 85–98. <https://doi.org/10.31857/S0453881120010086>.

KEYWORDS: *gas chemistry, catalysts, laboratory research, Fischer–Tropsch synthesis, industrial production.*

ФАКТЫ

СФТ

в присутствии катализаторов на основе металлического алюминия и терморасширенного графита протекает с высокой производительностью и селективностью, а образующиеся жидкие углеводороды практически не содержат восков

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	4500 ₽	45 000 ₽
Печатная версия	4500 ₽	45 000 ₽



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!

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОВИЗОРОВ на нефтегазоперерабатывающих предприятиях

ПРЕДПРИЯТИЯ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА – ЭТО МАСШТАБНЫЕ ПРОИЗВОДСТВА, СЛОЖНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ КОТОРЫХ ПРЕДПОЛАГАЮТ НЕПРЕРЫВНЫЙ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЙ ЦИКЛ И ОТНОСЯТСЯ К ВЫСШЕМУ КЛАССУ ОПАСНОСТИ. ЛЮБОЙ НЕЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ СБОЙ СОЗДАЕТ УГРОЗУ НЕ ТОЛЬКО ДЛЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, НО И ДЛЯ ЖИЗНИ ЛЮДЕЙ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ ИНОСТРАННЫЕ ПРОИЗВОДИТЕЛИ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ РИСКОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ?

OIL AND GAS PROCESSING ENTERPRISES ARE LARGE-SCALE INDUSTRIES, THE COMPLEX TECHNOLOGICAL PROCESSES OF WHICH REQUIRE A CONTINUOUS PRODUCTION CYCLE AND BELONG TO THE HIGHEST HAZARD CLASS. ANY MINOR GLITCH POSES A THREAT NOT ONLY TO THE ENVIRONMENT, BUT ALSO TO HUMAN LIFE. WHAT SOLUTIONS DO FOREIGN MANUFACTURERS OFFER TO MINIMIZE PRODUCTION RISKS AT OIL AND GAS PROCESSING ENTERPRISES?

Ключевые слова: инфракрасные тепловизоры, нефтегазоперерабатывающие предприятия, газоанализаторы, выявление коррозии оборудования, контрольно-измерительное оборудование.

Обеспечить бесперебойную работу оборудования помогают бесконтактные методы визуализации, в частности – технологии инфракрасной тепловизии.

Инфракрасное изображение отражает текущее состояние обнаруженных объектов по распределению их температуры путем преобразования теплового излучения в изображения.

Области применения

На предприятиях по переработке нефти и газа тепловизоры находят целый спектр применения.

Во-первых, их используют как газоанализаторы. Тепловизоры измеряют температуру газификаторов в режиме реального времени, чтобы определить рабочее состояние этого оборудования на основе распределения температуры на его поверхностях, а также выявить любые отклонения или обозначить возможные риски.

Во-вторых, тепловизоры применяют для технического осмотра нефтехимических установок. Тепловизоры могут выполнять следующие операции:

- контролировать распределение температуры на нижней части и внешних стенках

Компания **IRay Technology Co., Ltd** специализируется на разработке технологий инфракрасного тепловидения с исключительными правами интеллектуальной собственности. Компания стремится предоставлять клиентам по всему миру профессиональные и конкурентоспособные продукты и решения для инфракрасной тепловизии. Основная продукция включает детекторы IRFPA и тепловизионные модули

ректификационной колонны крекинга для определения степени накопления кокса;

- определять горячие точки в различных частях труб крекинговой печи, чтобы предоставлять информацию согласно схеме обслуживания труб;
- периодически проверять температуру стенок установок каталитического крекинга для анализа состояния их футеровки, а также мест и степени возможных неисправностей;
- регулярно проверять температуру нефтехимических установок для визуального выявления коррозии оборудования.

В-третьих, тепловизоры служат для проверки состояния резервуаров хранения нефти и газа. Они дают возможность контролировать

уровень жидкости в резервуарах непосредственно на основе температуры, тем самым избегая потенциальных рисков, которые могут спровоцировать пустые или чрезмерно наполненные резервуары, что случается из-за неисправности указателя уровня. Также тепловизоры позволяют контролировать распределение температуры в резервуарах для визуального отображения их состояния и оперативно обнаруживать точки, возникающие из-за низких или высоких температур.

В-четвертых, тепловизоры помогают обнаруживать утечки газа. В процессе переработки, хранения и транспортировки нефти и газа может произойти утечка газа. Тепловизоры контроля утечки газа позволяют быстро обнаружить и локализовать ее.

В-пятых, тепловизионные камеры служат для наблюдения за безопасностью парка. Они круглосуточно, семь дней в неделю измеряют температуру в зоне орошения, на возвышенностях, реакционных установках-резервуарах с этиленом, двигателях, масляных насосах, компрессорах и другом ключевом оборудовании, а также на подстанциях, магистральных трубопроводах и внутри производственных объектов.

Контролируя потенциальные опасные участки на всех этапах переработки нефти и газа и любом типе оборудования, тепловизоры помогают операторам определять источники опасностей и обеспечивать бесперебойную работу, повышая эффективность производственного процесса.

Рекомендации производителя

Для своевременного обнаружения утечки газа специалисты компании IRay Technology Co., Ltd рекомендуют использовать неохлаждаемую инфракрасную камеру **Tianji серии G600**.

Оборудование оснащено датчиком с полосовым фильтром (G600C: 7,0–8,5 мкм; G600F:

центральная длина волны 10,55 мкм) и разрешением 640×512 инфракрасных пикселей, что делает четкими детали изображения.



Оборудование, позволяющее обнаруживать утечку газа и измерять температуру, исполнено во взрывозащитном корпусе Ex ic CT4. При помощи модели инфракрасной камеры G600C можно обнаружить такие газы, как метан, диоксид серы, фенол, этилакрилат, фреон и т.д., а модель G600F позволяет выявить утечку таких элементов, как гексафторид серы, аммиак, этилен, винилхлорид, пропилен, акролеин, акрилонитрил, аллилфторид, аллилбромид, фуран и др.

Еще одно рекомендуемое производителями оборудование – флагманская тепловизионная **камера Yaoguang S1280** на базе Android.



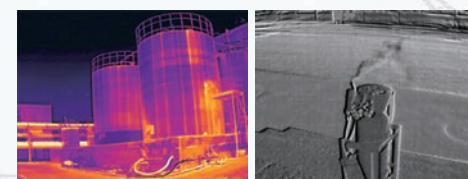
Камера поддерживает сверхвысокое разрешение 1280×1024 и оснащена 5,5-дюймовым сенсорным экраном, ОС Android, а также поддерживает несколько объективов и различных режимов фокусировки.

NETD (температурная чувствительность) всего 25 мк, а точность измерения температуры ±1 °C или ±1 % от показания (в зависимости от того, что больше).

Диапазон измерения варьируется от -20 до +650 °C, от показаний для диапазона измерений ниже 1500 °C. ●

KEYWORDS: *infrared thermal imagers, oil and gas processing enterprises, gas analyzers, corrosion detection of equipment, control and measuring equipment.*

Infiray | Sense Difference



IRay Technology Co., Ltd.

www.infiray.com
Contact: Aleksandr Liu
Position: Regional Sales Manager
Email: shaochen.liu@iraytek.com
Tel/Whatsapp: +86-15658080316



НАНОЦЕОЛИТЫ

как добавка в скважинный цемент класса G

ЦЕЛЬЮ ДАННОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ЯВЛЯЕТСЯ ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВКЛЮЧЕНИЯ НАНОЦЕОЛИТОВ В КАЧЕСТВЕ ДОБАВКИ В СКВАЖИННЫЙ ЦЕМЕНТ КЛАССА G. ОСНОВНОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ИЗУЧЕНИЮ ВЛИЯНИЯ ЭТОЙ ДОБАВКИ НА ТОПОГРАФИЮ ПОВЕРХНОСТИ И МОРФОЛОГИЮ ОБРАЗЦОВ ЦЕМЕНТА С РАЗНЫМ ВРЕМЕНЕМ ОТВЕРЖДЕНИЯ (24 Ч, 72 Ч, 7 Д) С ПОМОЩЬЮ АТОМНО-СИЛОВОЙ МИКРОСКОПИИ. ЦИЛИНДРИЧЕСКИЕ ОБРАЗЦЫ БЫЛИ ПРИГОТОВЛЕННЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОЦЕДУРЫ СМЕШИВАНИЯ В СООТВЕТСТВИИ СО СПЕЦИФИКАЦИЯМИ API И ASTM С ТРЕМЯ РАЗЛИЧНЫМИ ДОБАВКАМИ НАНОЦЕОЛИТА: 0,5 %, 1 % И 1,5 % ОТ МАССЫ ЦЕМЕНТА. ТАКЖЕ ДАННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ БЫЛО НАПРАВЛЕНО НА БОЛЕЕ ГЛУБОКОЕ ПОНИМАНИЕ ТОГО, КАК МЕТОДЫ АТОМНО-СИЛОВОЙ МИКРОСКОПИИ (АСМ) МОГУТ СЛУЖИТЬ ЭФФЕКТИВНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НАНОСТРУКТУРЫ ЦЕМЕНТА И ПРОДУКТОВ ЕГО ГИДРАТАЦИИ (C-S-H, CH И НЕГИДРАТИРОВАННЫЕ ЧАСТИЦЫ ЦЕМЕНТА). АСМ ТАКЖЕ ИСПОЛЬЗУЕТСЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ШЕРОХОВАТОСТИ ПОВЕРХНОСТИ ПУТЕМ ОЦЕНКИ ПАРАМЕТРОВ, КОТОРЫЕ ЕЕ ХАРАКТЕРИЗУЮТ

THE PURPOSE OF THIS STUDY IS TO EXPLORE THE POSSIBILITY OF INCLUDING NANO ZEOLITES AS AN ADDITIVE IN CLASS G WELL CEMENT. THE MAIN ATTENTION IS PAID TO STUDYING THE EFFECT OF THIS ADDITIVE ON THE SURFACE TOPOGRAPHY AND MORPHOLOGY OF CEMENT SAMPLES WITH DIFFERENT CURING TIMES (24 HOURS, 72 HOURS, 7 DAY) USING ATOMIC FORCE MICROSCOPY. CYLINDRICAL SAMPLES WERE PREPARED USING A MIXING PROCEDURE ACCORDING TO API AND ASTM SPECIFICATIONS WITH THREE DIFFERENT NANO ZEOLITE ADDITIVES: 0.5%, 1% AND 1.5% BY WEIGHT OF CEMENT (BWOC). THIS STUDY AIMED TO GAINING A DEEPER UNDERSTANDING OF HOW ATOMIC FORCE MICROSCOPY (AFM) TECHNIQUES CAN SERVE AS AN EFFECTIVE TOOL FOR STUDYING THE NANOSTRUCTURE OF CEMENT AND ITS HYDRATION PRODUCTS (C-S-H, CH, AND, UNHYDRATED CEMENT PARTICLES). AFM IS ALSO USED TO DETERMINE SURFACE ROUGHNESS BY ESTIMATING THE PARAMETERS THAT CHARACTERIZE IT

Ключевые слова: атомно-силовая микроскопия (АСМ), наноцеолит, силикат-гидрат-кальция (C-S-H), гидроксид кальция (CH), портландцемент, шероховатость поверхности.

Мохаммедамин Али Ибрахим Мохаммедамин

кафедра бурения нефтяных и газовых скважин, аспирант

Исмаков Рустэм Адипович

заведующий кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, д.т.н., профессор

ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет

УДК 622.245.422.4

Наночастицы повышают эффективность материалов при строительстве и добыче нефтяных и газовых скважин. Использование в структуре цементного камня наночастиц приводит к значительному улучшению качества крепи при строительстве скважин для добычи нефти и газа [1]. Наноцеолит – это разновидность наноматериала, которому, по-видимому, уделялось недостаточно внимания в качестве добавки для цементирования скважин. Возможно, это связано с широкой доступностью многих наноматериалов, с использованием наноцеолита в ряде других промышленных применений [2]. При соединении цементного порошка с водой происходит обширная серия химических реакций, в результате которых образуется цементная паста, представляющая собой пористый, сложный и крепкий материал. Эта цементная паста постепенно превращается в многофазное вещество. Его можно рассматривать как комбинацию, в которой кристаллы гидроксида кальция $\text{Ca}(\text{OH})_2$ (портландит CH), алюминаты и непрореагировавшие частицы цемента заключены внутри аморфного наноструктурированного вещества, образующегося в процессе гидратации, известного как C-S-H гель (гидрат силиката кальция). Этот гель является основным продуктом гидратации цементных материалов. Полностью гидратированная цементная паста состоит примерно на 60–70 % из этого компонента, который играет решающую роль в определении характеристик изделий на основе цемента, в том числе при креплении скважин [3–5].

Цеолиты – это минералы, состоящие из гидратированных алюмосиликатов, обладающих микропористой структурой. Цеолиты обладают пористой структурой, которая может принимать широкий спектр катионов, включая Na^+ , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и другие. Эти катионы имеют слабые связи и при контакте могут легко заменяться другими ионами в растворе. Цеолиты могут быть представлены общей формулой; $\text{M}_n/\text{n} [(\text{AlO}_2)_a (\text{SiO}_2)_b] \cdot \text{XH}_2\text{O}$, где M обозначают катионы, n – валентность катиона, соотношение b:a > = 1 и 5, a X – количество молей воды, захваченных внутри структуры цеолита [6, 7]. Из-за своей сильной пуццолановой

ТАБЛИЦА 1. Характеристики цемента для нефтяных скважин класса G

Минеральный состав			Химические составы			
C_3S	C_2A	$\text{C}_4\text{AF} + 2\text{C}_3\text{A}$	MgO	SO_3	Щелочи ($\text{Na}_2\text{O} + 0,568\text{K}_2\text{O}$)	L.O.I
57,8 %	0,2 %	16,5 %	1,32 %	2,29 %	0,356 %	1,06 %

ТАБЛИЦА 2. Химический состав наночастиц цеолита

Соединение	SiO_2	Al_2O_3	Na_2O
Концентрация	~ 6 %	~ 48 %	≤ 0,2 %

реакционной способности цеолит является отличным дополнительным вяжущим материалом. Пуццолановые материалы реагируют с $\text{Ca}(\text{OH})_2$, образующимся в результате гидратации портландцемента, с образованием присоединения C-S-H и гидратов алюмината кальция [7].

С момента своего создания атомно-силовая микроскопия нашла несколько применений, но основным из них является топографическая съемка с высоким разрешением. На АСМ-изображениях можно увидеть форму, размер, внутреннюю пористость, морфологию и шероховатость поверхности частиц [8]. Атомно-силовая микроскопия (АСМ) считается полезным инструментом для изучения механизмов гидратации и микроструктурной эволюции портландцемента, а также того, как структура поверхности меняется по мере затвердевания портландцемента. Это связано с тем, что поверхности можно рассматривать при комнатной температуре, при нормальном давлении и с очень большим увеличением [9].

Целью данного исследования является оценка применимости методов АСМ при исследовании поверхностных характеристик цемента и продуктов его гидратации. В частности, исследование направлено на изучение топографии, морфологии и шероховатости образцов цемента с различным процентным содержанием наноцеолита. Поверхность сканировали с помощью АСМ после погружения образцов в воду на три различных периода отверждения. Подробные фотографии были использованы для анализа

топографии поверхности и текстуры компонентов затвердевшего цементного камня, включая C-S-H, CH и негидратированные частицы цемента, с целью оценки их характеристики. Анализ шероховатости поверхности проводился с использованием метода 3D-изображения и нескольких параметров. Целью было получить представление о влиянии наноцеолита на цемент.

Экспериментальные материалы и методы

Материалы

Для экспериментов использовался цемент для нефтяных скважин (портландцемент тампонажный ПЦТ – G – СС высокий уровень сульфатности). Размер частиц порошка < 0,1 мм, РН = 12–13, удельный вес ($\text{H}_2\text{O} = 1$) = 3,12, цвет = серый. Произведенный и предоставленный (компания Джабал Аль-Барака, Объединенные Арабские Эмираты – Рас-Аль-Хайма). Химический и минералогический составы приведены в таблице 1.

Порошок наночастиц цеолита с размером частиц менее 100 нм, получивший название (Sapo-11 nano zeolite powder 4A), используемый для испытаний, был приобретен у компании Areej Al Furat (Ирак, Багдад). Изготовлен компанией Jiangsu XFNANO Materials Tech Co (Китай). Химические составы приведены в таблице 2.

Наноцеолиты имеют одномерную пористую структуру, состоящую из 10-членных колец, с низкой активностью к растрескиванию, высокой активностью к изомеризации и алкилированию и хорошей стойкостью к

ТАБЛИЦА 3. Составы замесов тампонажного раствора с различными добавками наноцеолита

Образец этикетки	Цемент (%)	Вода (%)	Нано-цеолит (%)
Чистый цемент (NC)	100	44	0
Наноцеолит (Z 0,5 %)	100	44	0,5
Наноцеолит (Z 1 %)	100	44	1
Наноцеолит (Z 1,5 %)	100	44	1,5

карбонизации (представлено поставщиком). Он имеет вид белого порошка с объемом пор ($\geq 0,16 \text{ см}^3/\text{г}$) и удельной поверхностью ($\text{SSA} \geq 180 \text{ м}^2/\text{г}$).

Методы

Для подготовки проб использовалась деионизированная вода с соотношением вода/цемент В/Ц = 0,44. Испытываемый цементный раствор помещали в подготовленные цилиндрические формы (диаметр 50 мм и длина/высота 100 мм) при различных дозировках 0,5 %, 1 % и 1,5% наноцеолита. Формы изготавливались из пластика с крышками, закрывающими дно цилиндра. Процедура была выполнена в соответствии со спецификацией API Spec. 10A, 2019 г [10] и ASTM (C39/C39M-09a) [11]. Цемент оставляли внутри цилиндрических форм на 24 часа, затем извлекали и погружали в водяную баню (использовалась пластиковая водяная баня с водопроводной водой) на три периода отверждения (1 день, 3дня, 7 дней). Воду в ванне меняли каждые три дня. Для анализа образцы снимали с водяной бани за 24 часа и оставляли сушиться на бумаге при комнатной температуре. Затем образцы разрезали на режущем станке в лаборатории, измельчали, просеивали и помещали на круглые предметные стекла (рекомендуемый размер для АСМ-теста). Полный состав раствора для каждой смеси, использованной в данном исследовании, приведен в таблице 3.

Основная цель процесса отверждения – повышение прочности и долговечности цементного камня, что способствует образованию новых кристаллизованных гидратов C-S-H. Это приводит к развитию компактной микроstructures и

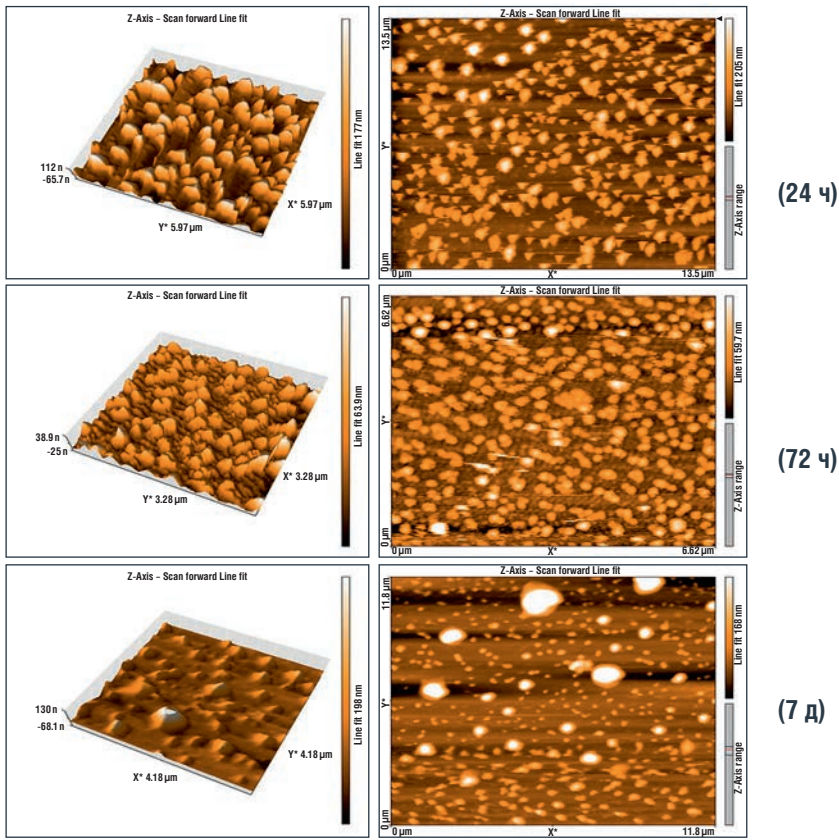
высокоэффективных цемента, что достигается за счет эффективной адгезии матрицы и модификации химического состава гидратированных частиц. Для достижения значительного улучшения гидратации цемента процесс отверждения становится еще более важным, когда речь идет о цементе с низким соотношением воды к цементу. Закрепленные низкие водоцементные отношения для цементных паст имеют неоднородную микроstructures, характеризующуюся наличием зон различной плотности, что не часто наблюдается в водоотверждаемых образцах. Зоны с меньшей плотностью могут создавать уязвимости, которые ставят под угрозу

общую прочность цементного камня. Падение соотношения вода/цемент также приводит к менее взаимосвязанной сети пор и более быстрому снижению относительной влажности пор при их герметизации. Использование низкого соотношения воды и цемента также способствует возникновению аутогенной усадки цемента. Аутогенная усадка возникает из-за образования границы раздела пар-вода в результате обеднения водой. Это явление порождает поверхностное натяжение и капиллярное давление, что приводит к растягивающим нагрузкам на стенках пор. Для достижения полной гидратации цемента теоретически необходимо соотношение воды и цемента (вода/цемент) более 0,42 [12, 13].

Результаты и обсуждение

Для исследования топографии и морфологии поверхности в наномасштабе исследуемых образцов использовалась атомно-силовая микроскопия (NaioAFM 2022, Nanosurf, Швейцария). Топография поверхности в 2D и 3D представлена на рис. 1.

РИСУНОК 1. Топография поверхности в 2D и 3D для чистого цемента за три периода отверждения



На рис. 1 представлена топография поверхности образцов цемента без добавки и цемента с нано-цеолитом (0,5 %, 1 %, 1,5 %). На изображениях наблюдались темные пятна, которые показывают наличие пустот и негидратированных частиц цемента белого цвета, расположенных в случайном порядке. Очень заметно, что область СН плоская и гладкая, зернистой структуры не наблюдается. С другой стороны, область C-S-H относительно шероховатая и неровная, с зернистой структурой.

Как видно на рис. 1, через 7 дней отверждения пустоты и негидратированные частицы стали более прозрачными, а также наблюдается случайное распределение как гидроксида кальция (СН), так и гидрата силиката кальция (C-S-H). Такое поведение связано с неправильным сцеплением между цементными матрицами, что приводит к изменениям шероховатости поверхности.

После 24 часов отверждения (рис. 2) цемента с наноцеолитом (Z 0,5%) матрица набухла. Это связано с тем, что проницаемость цеолита заставляет цеолиты действовать как губка, увеличивается пористость и снижается прочность. Связь СН и связь C-S-H видна очень четко.

Рис. 4 демонстрирует, что через 24 часа и 72 часа отверждения цемент с 1,5 % и 0,5 % наноцеолита после 24 часов отверждения в матрице выглядит одинаково. Матрица стала более набухшей, и все фазы стали очень четкими (пустоты, негидратированные частицы, СН и C-S-H). Такое поведение является ненормальным и аномальным, особенно для содержания наноцеолита 1,5 % после отверждения в течение 72 часов. При этом также наблюдается очень высокая шероховатость поверхности по сравнению с другими образцами. Кроме того, наблюдения под микроскопом показывают уменьшение количества негидратированных частиц в течение 7-дневного периода отверждения. Кроме того, наблюдается, что цементная матрица имеет в целом ровную поверхность. Это указывает на увеличение гидратации и плотности. 3-D морфология поверхности цемента и наноцеолитовой добавки показана на рисунке 5.

РИСУНОК 2. Топография поверхности в 2D и 3D для чистого цемента за три периода отверждения

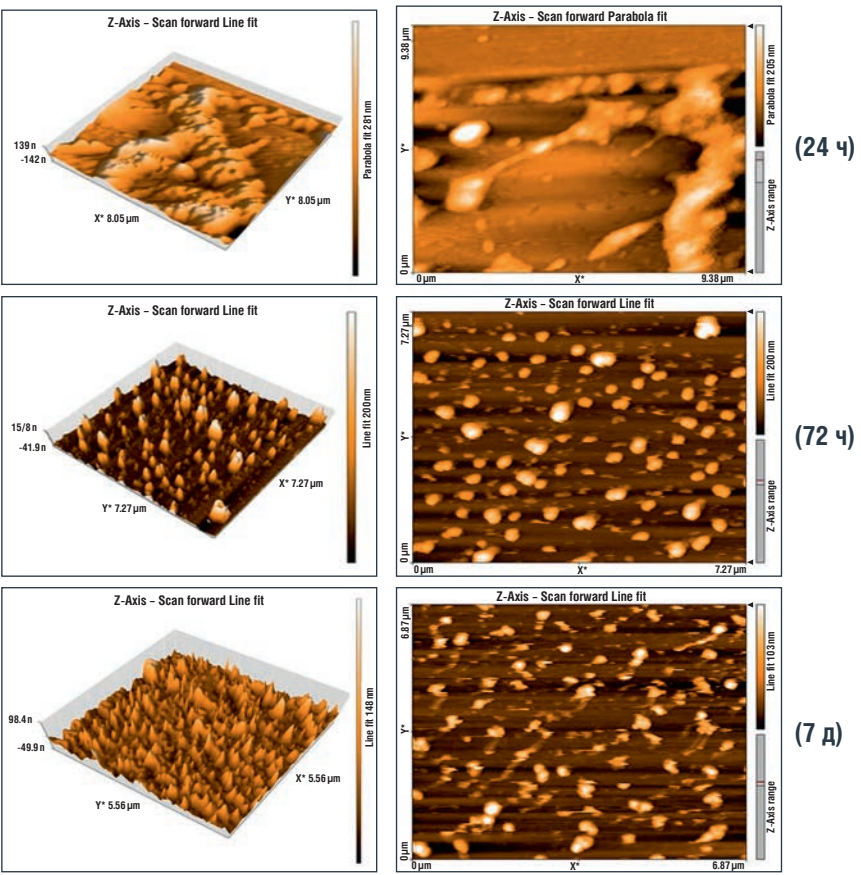


РИСУНОК 3. Топография поверхности в 2D и 3D для цемента с нано-цеолитом (Z 1 %) за три периода отверждения

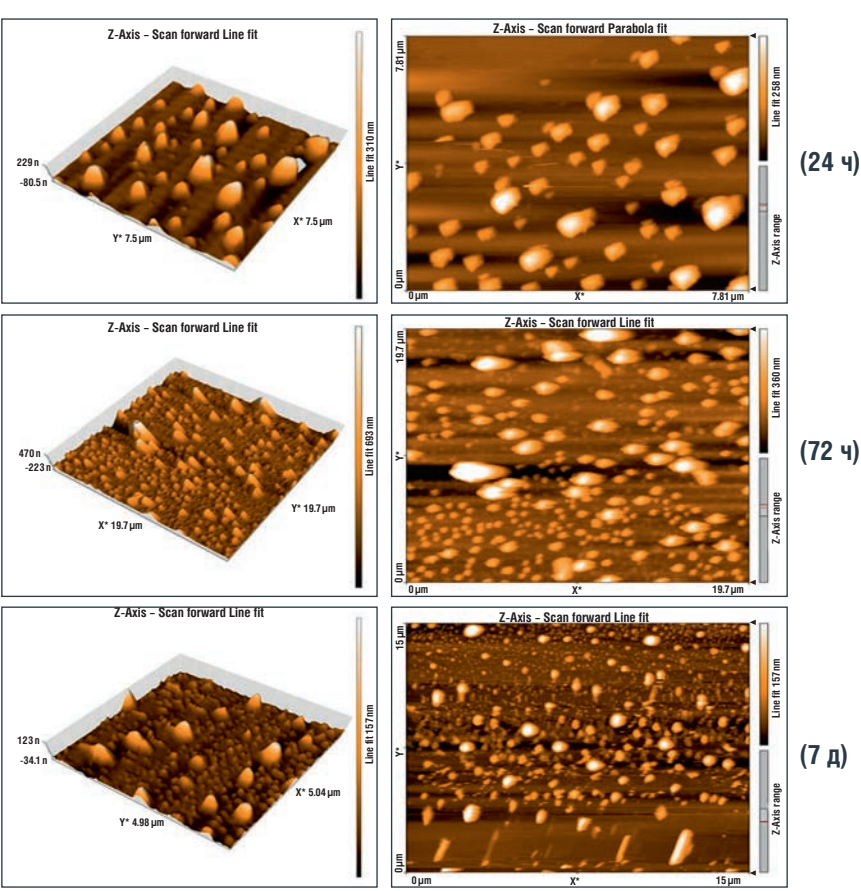


РИСУНОК 4. Топография поверхности в 2D и 3D для чистого цемента за три периода отверждения

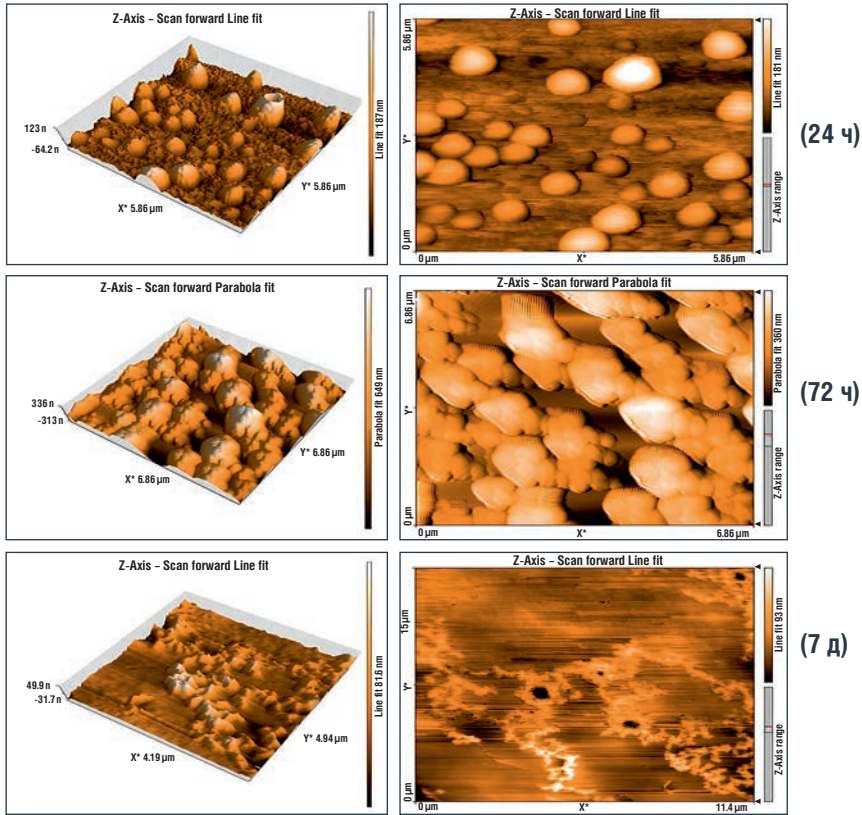
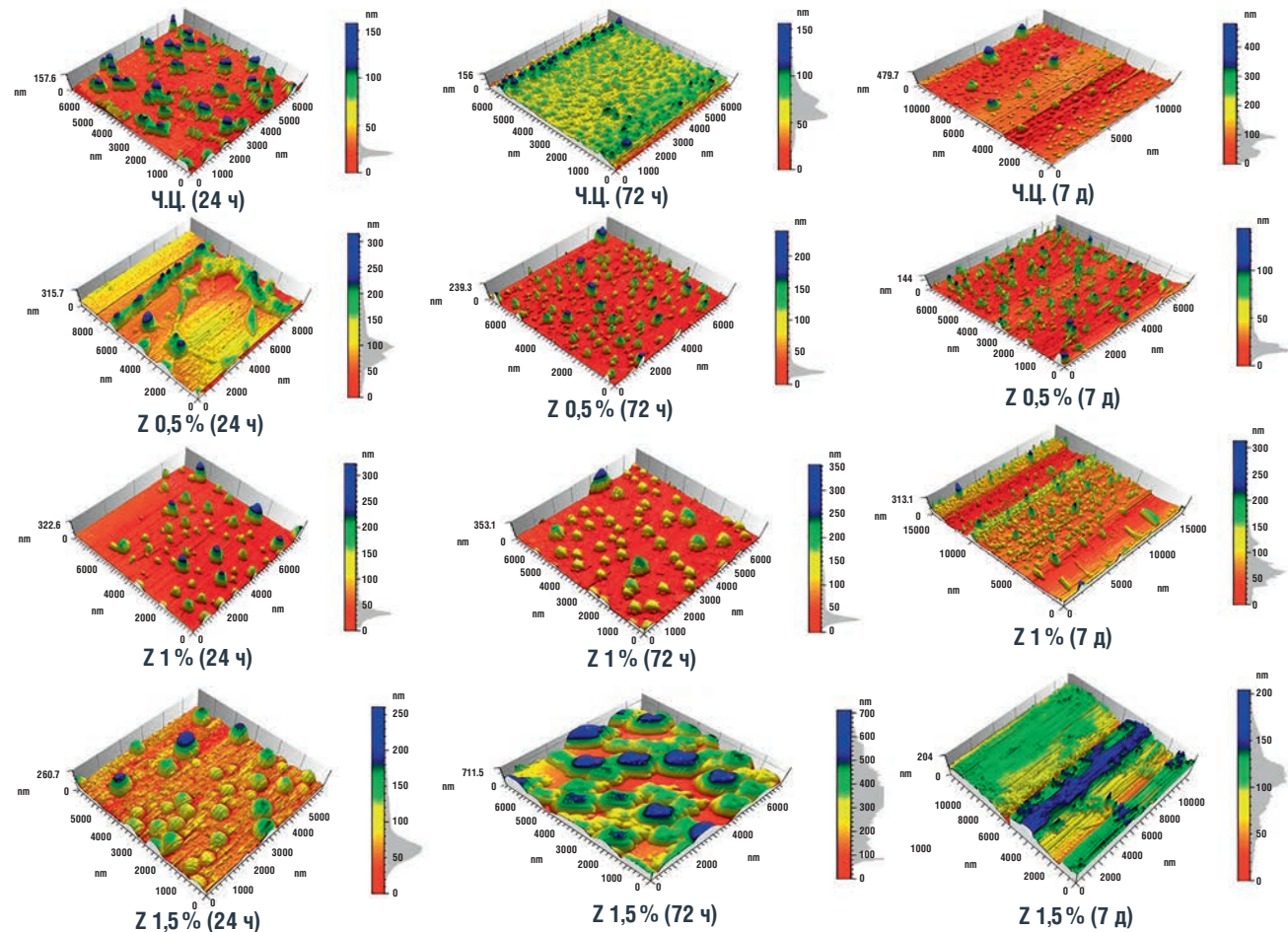


РИСУНОК 5. АСМ-изображения шероховатости поверхности (3-D) образцов цемента без наноцеолита (Ч.Ц.) и с (0,5 %, 1 %, 1,5 %) наноцеолитом за три периода отверждения



Согласно рисунку 5, шероховатость поверхности имеет вид сложной структуры со множеством выступов и впадин разного размера и расстояния друг от друга. Согласно стандарту ISO 25178 о шероховатости поверхности, параметрами высоты, описывающими морфологию поверхности, являются: (Sq) среднеквадратическая высота; (Ssk) поверхностная асимметрия ограниченного масштаба; (Sku) эксцесс поверхности ограниченного масштаба; (Sa) среднее арифметическое высоты поверхности ограниченного масштаба. В таблице 4 показаны значения параметров шероховатости.

При увеличении значений Sa и Sq для поверхности размер зерен цемента будет высоким. Это можно заметить в чистой цементной матрице после отверждения в течение 7 дней, что дает самые высокие значения Sa и Sq. Кроме того, низкие значения Sa и Sq могут способствовать уменьшению пористости матрицы и повышению ее прочности. Такое проявление

ТАБЛИЦА 4. Параметры шероховатости поверхности для цемента и добавок за три периода отверждения

Образцы цемента с различным временем отверждения	Sq (nm)	Sa (nm)	Ssk	Sku
Ч.Ц. (24 ч)	29,27	21,99	1,811	5,166
Ч.Ц. (72 ч)	16,47	12,51	0,4202	4,734
Ч.Ц. (7 д)	49,06	33,82	2,348	14,16
Z 0,5 % (24 ч)	40,99	29,80	1,013	4,533
Z 0,5 % (72 ч)	32,64	21,54	2,611	9,982
Z 0,5 % (7 д)	18,49	12,08	2,451	9,238
Z 1 % (24 ч)	42,79	26,93	2,787	11,79
Z 1 % (72 ч)	39,62	29,30	2,108	8,463
Z 1 % (7 д)	35,19	25,91	1,134	5,846
Z 1,5 % (24 ч)	32,30	22,46	1,898	7,641
Z 1,5 % (72 ч)	136,8	111,7	- 0,02389	2,350
Z 1,5 % (7 д)	31,25	24,21	- 0,2912	3,122

в матрице с наноцеолитом 0,5 % (7 д) и (Ч.Ц. 72 ч) хорошо видно как на рис. 5, так и по наименьшим значениям Sa и Sq в таблице 4.

Симметрия пиков и долин описывается Ssk. Если Ssk = 0, то пики и долины равномерно распределены вокруг средней плоскости. Если Ssk < 0, то на поверхности преобладают долины (Ssk в наноцеолите Z 1,5 % (7 д) меньше 0). Напротив, если Ssk > 0, то на поверхности преобладают пики.

Sku, характеризующая степень остроты поверхности, в общем случае, когда Sku = 3, это свидетельствует о том, что поверхность имеет сбалансированное распределение как гладких, так и зазубренных пиков и долин. Значение Sku для наноцеолита (1,5 %) после 7 дней отверждения равно (3,1). Если значение Sku меньше 3, то поверхность состоит в основном из уплощенных вершин и долин с относительно значительной кривизной по краям. Это может свидетельствовать о меньшей вероятности зарождения трещин под действием напряжений по сравнению с поверхностями, имеющими острые пики и долины. И наоборот, если Sku больше 3, то поверхность имеет четко выраженные пики и долины с очень малой кривизной по краям [14, 15].

Заключение

Для анализа поверхности порошков из цементных смесей с помощью атомно-силовой микроскопии были

приготовлены цилиндрические формы с использованием процедуры смешивания в соответствии со спецификациями API и ASTM, приготовленные с тремя различными добавками наноцеолита: 0,5 %, 1 % и 1,5 % по массе цемента. Цемент оставляли внутри цилиндрических форм на 24 часа, затем извлекали и погружали в водяную баню (использовалась пластиковая водяная баня с водопроводной водой) на три периода отверждения (1 день, 3 дня, 7 дней). Результаты показали, что для чистого цемента за 7 дней отверждения пустоты и негидратированные частицы были более прозрачными, а также наблюдалось случайное распределение как гидроксида кальция (CH), так и гидрата силиката кальция (C-S-H). После 24 часов % матрица набухла, это связано с тем, что проницаемость цеолита заставляет цеолиты действовать как губки, увеличивается пористость и снижается прочность. Такое же поведение наблюдается у цемента с наноцеолитом (Z 1,5 %) через 24 часа и 72 часа отверждения. По мере увеличения значений Sa и Sq поверхности размер зерен цемента будет высоким. Это можно увидеть на чистой цементной матрице после отверждения в течение 7 дней, что дает самые высокие значения Sa и Sq. Кроме того, низкие значения Sa и Sq могут способствовать снижению пористости матрицы и повышению ее прочности. Это проявление в матрице с 0,5 % наноцеолита

(7 д) и (Ч.Ц. 72 ч) хорошо видно. Значение Sku наноцеолита (1,5 %) после 7 дней отверждения равно (Sku = 3,1). Это указывает на то, что поверхность имеет сбалансированное распределение как гладких, так и неровных пиков и впадин. ●

Литература

1. Peter J. Boul, Pulickel M. Ajayan Nanotechnology Research and Development in Upstream Oil and Gas // Energy Technology. 2020. № 8 (1). 1901216. PP. 1–18. <https://doi.org/10.1002/ente.201901216>.
2. Eric Broni-Bediako, Fulgence Maal-Ire Naatu Experimental Evaluation of the Performance of Fresh Nano Zeolite as an Oil Well Cement Additive // Petroleum Science and Engineering. 2021. № 5 (1). PP. 1–12. DOI: 10.11648/j.pse.20210501.11.
3. T. Yang, B. Keller, E. Magyar, K. Hametner, D. Günther Direct observation of the carbonation process on the surface of calcium hydroxide crystals in hardened cement paste using an Atomic Force Microscope // Journal of Materials Science. Springer. 2003. № 38. PP. 1909–1916. <https://doi.org/10.1023/A:1023544228319>.
4. Harry F.W. Taylor Proposed Structure for Calcium Silicate Hydrate Gel // American Ceramic Society. 1986. № 69 (6). PP. 464–467. <https://doi.org/10.1111/j.1151-2916.1986.tb07446.x>.
5. H. Manzano, A. Ayuela, J. S. Dolado On the formation of cementitious C–S–H nanoparticles // Journal of Computer-Aided Materials Design. 2007. № 14. PP. 45–51. <https://doi.org/10.1007/s10820-006-9030-0>.
6. Domenico Fuoco A New Method for Characterization of Natural Zeolites and Organic Nanostructure Using Atomic Force Microscopy // Nanomaterials. 2012. № 2 (1). PP. 79–91. <https://doi.org/10.3390/nano2010079>.
7. Mirza Talha Baig, Muhammad Kalimur Rahman, Abdulaziz Al-Majed Application of Nanotechnology in Oil Well Cementing // SPE-187543-MS. 2017. <https://doi.org/10.2118/187543-MS>.
8. Ekaterina K. Kosareva, Alla N. Pivkina, Nikita V. Muravyev Atomic force microscopy in energetic materials research: A review // Energetic Materials Frontiers. 2022. № 3 (4). PP. 290–302. <https://doi.org/10.1016/j.enmf.2022.05.004>.
9. L. D. Mitchell, M. Prica, J. D. Birchall Aspects of Portland cement hydration studied using atomic force microscopy // Journal of Materials Science. 1996. № 31. PP. 4207–4212. <https://doi.org/10.1007/BF00356440>.
10. API specification 10A, Cements and Materials for Well Cementing. 25th edition. 2019.
11. ASTM C39/C39M – 09a, Standard Test Method for Compressive Strength of Cylindrical Concrete Specimens. 2009.
12. Hussein Hamada, Alyaa Alattar, Bassam Tayeh, Fadil Yahaya, Ibrahim Almesal Influence of different curing methods on the compressive strength of ultra-high-performance concrete: A comprehensive review // Case Studies in Construction Materials. 2022. № 17. e01390. <https://doi.org/10.1016/j.cscm.2022.e01390>.
13. Siddiqui Md Sarwar, Nyberg Wesley, Smith Wilson, Blackwell Brett, Riding Kyle A. Effect of Curing Water Availability and Composition on Cement Hydration // ACI Materials Journal. 2013. № 110 (3). PP. 315–322. <http://hdl.handle.net/2097/17296>.
14. Zicheng Zhu, Shan Lou, Candice Majewski Characterisation and correlation of areal surface texture with processing parameters and porosity of High Speed Sintered parts // Additive Manufacturing. 2022. № 36. 101402. <https://doi.org/10.1016/j.addma.2020.101402>.
15. Richard Leach Characterisation of Areal Surface Texture. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2013. 353 pp. – <https://doi.org/10.1007/978-3-642-36458-7>.

KEYWORDS: Atomic Force Microscopy (AFM), nano-zeolite, calcium silicate hydrate (C-S-H), calcium hydroxide (CH), Portland cement, surface roughness.

АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН путем проведения МГРП

Никишин Вячеслав Валерьевич

доцент кафедры бурения скважин,
к.т.н.

Блинов Павел Александрович

доцент кафедры бурения скважин,
к.т.н.

Зорин Александр Владимирович

магистрант кафедры бурения скважин

Гореликов Владимир Георгиевич

профессор кафедры механики
д.т.н.

Санкт-Петербургский горный университет

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ УГЛЕВОДОРОДОВ НЕРЕНТАБЕЛЬНА БЕЗ ПРИМЕНЕНИЯ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ СТИМУЛЯЦИИ ПЛАСТА. МНОГОСТАДИЙНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА (МГРП) ЗАРЕКОМЕНДОВАЛ СЕБЯ КАК ОДИН ИЗ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫХ СПОСОБОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ МГРП И ИХ ЭФФЕКТИВНОСТЬ. ТАКЖЕ ОБОЗНАЧЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ МГРП И ИХ ВОЗМОЖНЫЕ РЕШЕНИЯ

THE DEVELOPMENT OF FIELDS WITH HARD-TO-RECOVER HYDROCARBON RESERVES IS UNPROFITABLE WITHOUT THE USE OF VARIOUS FORMATION STIMULATION TECHNOLOGIES. MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING (MSHF) HAS PROVEN ITSELF TO BE ONE OF THE MOST EFFECTIVE METHODS FOR COMPLETING HORIZONTAL WELLS. THIS ARTICLE DISCUSSES THE FEATURES OF EXISTING MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGIES AND THEIR EFFECTIVENESS. THE MAIN PROBLEMS OF TECHNOLOGY AND THEIR POSSIBLE SOLUTIONS ARE IDENTIFIED AS WELL

Ключевые слова: многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, заканчивание скважин.

Как известно, в наши дни с увеличением количества крупных нефтяных и газовых месторождений, находящихся в поздней стадии разработки, растет интерес к месторождениям с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов [1]. «Такая ситуация является вполне закономерной ввиду ухудшения качества

ресурсной базы при растущем спросе на энергоносители, что способствует развитию технологий стимуляции притоков в скважинах. Влияние этого тренда ощущается по всему миру, в том числе и в России» [2]. Месторождения с трудноизвлекаемыми запасами характеризуются низкопроницаемыми продуктивными

пластами, эффективная разработка которых возможна лишь при применении соответствующих технико-технологических решений в области закачивания скважин [3]. Одним из самых эффективных и перспективных решений на данный момент является бурение скважин с горизонтальным окончанием в сочетании с многостадийными гидравлическими разрывами пластов (МГРП), что активно внедряется крупнейшими мировыми нефтегазовыми компаниями, в том числе и в России [4, 5].

Суть ГРП заключается в существенном повышении проницаемости продуктивного пласта и зоны дренирования скважины путем создания в нем высокопроводимой трещины при закачивании в пласт специальной жидкости гидроразрыва под высоким давлением и дальнейшем закреплении этой трещины расклинивающим агентом (проппантом). Технология многостадийного ГРП, в свою очередь, позволяет проводить несколько операций гидравлического разрыва пласта в одной скважине для максимального охвата продуктивного горизонта, что особенно актуально для горизонтальных скважин [6].

Особенности проведения МГРП и его эффективность

Особенности технологии проведения МГРП были рассмотрены в [7]. Для вовлечения в разработку низкопроницаемых «ачимовских отложений Вынгайхинского и Еты-Пуровского месторождений» [7] были пробурены горизонтальные скважины с целью проведения МГРП. Технология подразумевала спуск хвостовика, в составе которого применялись специальные пакеры для разобщения продуктивных интервалов горизонтального участка скважины. Также в составе хвостовика были раздвижные муфты ГРП, активируемые сбросом специального шара с устья скважины. После посадки шара определенного диаметра в посадочное седло раздвижной муфты проходное сечение хвостовика перекрывается, давление внутри колонны повышается. При достижении определенного давления происходит срез винтов и активация раздвижной муфты.

После проведения одной стадии ГРП с устья сбрасывается следующий шар, и операция повторяется.

«Горизонтальное бурение и гидроразрыв пласта являются основным условием, влияющим на разработку сланцевого газа» [8]. Однако коэффициент извлечения газа из этих коллекторов обычно составляет менее 15 %, даже при многостадийном ГРП [9].

В [10] авторами были рассмотрены отличительные особенности технологии проведения МГРП в низкопроницаемых сланцевых коллекторах в США:

- Повсеместное использование проппанта, даже в полностью карбонатных породах.
- Устойчивая тенденция к увеличению числа скважин, заканчиваемых цементацией хвостовика с последующей перфорацией.
- Протяженные горизонтальные участки скважин (1600–3200 м).
- Большое количество стадий ГРП (20–40).
- Поддержание пластового давления (ППД) за счет закачки углекислого газа (CO₂).

Комплексное применение вышеописанных решений в области заканчивания горизонтальных скважин в США позволяет получить «начальный дебит нефти порядка 130–200 т/сут» [10].

В [5] были рассмотрены аспекты, которые привели к повышению эффективности бурения горизонтальных скважин и применения многостадийного гидравлического разрыва пласта в плотных и сланцевых коллекторах на территории Канады. Среди них необходимо отметить:

- Использование для бурения горизонтальных скважин исключительно растворов на углеводородной основе (РУО), что позволяет значительно сократить риск возникновения осложнений при проходке ввиду наличия в породе глинистых компонентов.
- Применение «инновационной технологии на основе «скользящих» шторок (sliding sleeves)» [5], которая предполагает использование для МГРП гибкой трубы с двухпакерной системой. Данная технология позволяет провести одну стадию ГРП с закачкой до 50 т проппанта всего за

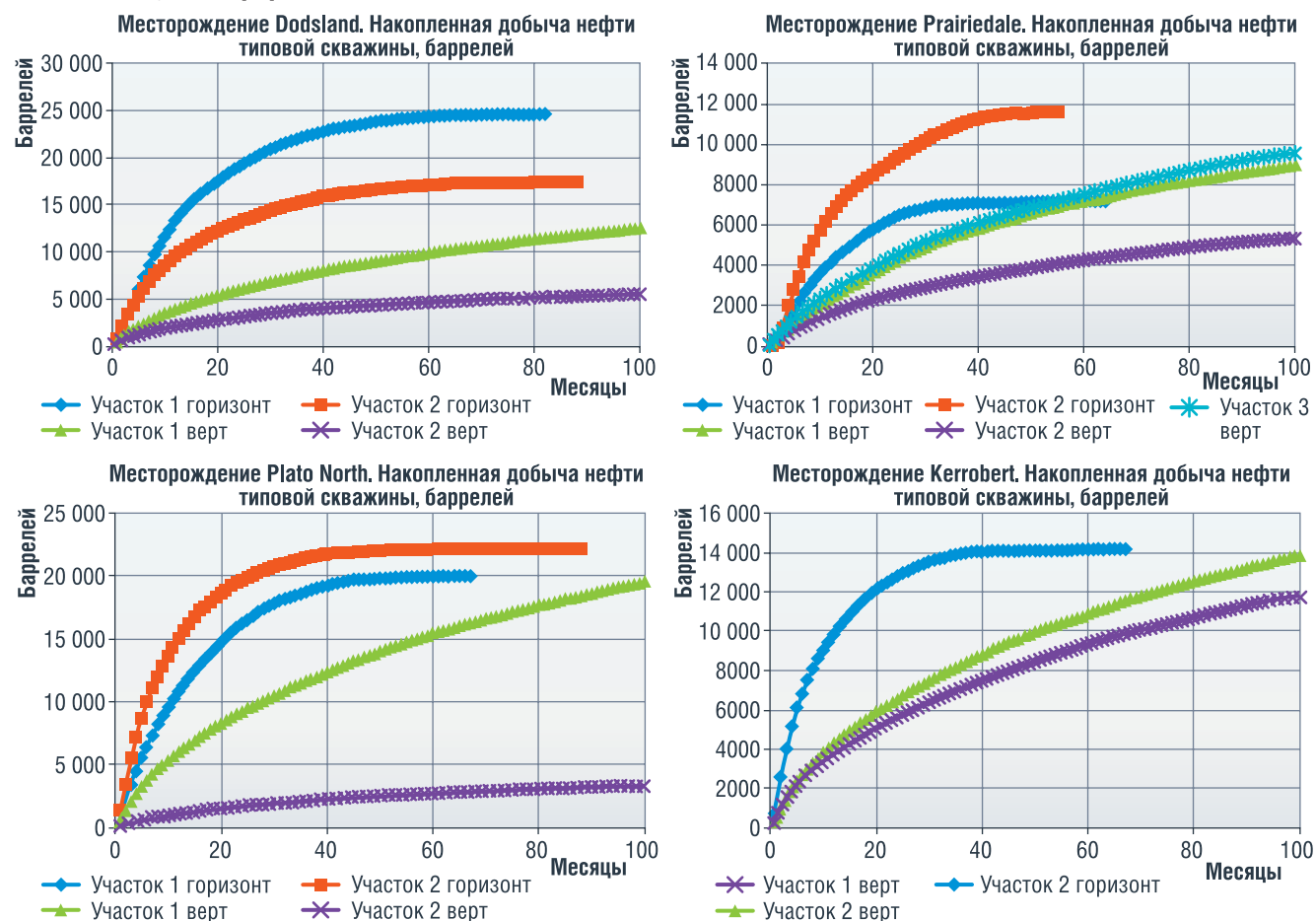
20 минут, что существенно уменьшает время всего процесса гидроразрыва и сокращает затраты на его выполнение.

- В случае отсутствия гибких труб МГРП проводится с помощью шаровых муфт. Для исключения этапа разбуривания посадочных седел с шарами они изготавливаются из специальных материалов, растворяющихся в растворах кислот или солей при повышенных температурах.
- В качестве жидкости ГРП используется «скользящая» вода (slickwater), вязкость которой составляет около 5 мПа·с. Проппант удерживается во взвешенном состоянии за счет высоких скоростей потока и больших расходов жидкости, для уменьшения абразивного износа оборудования в воду добавляются понизители трения. Данная жидкость ГРП показала свою эффективность в плотных, гидрофобных коллекторах.
- Наблюдается тенденция повышения «агрессивности» технологии ГРП: повышаются удельные расходы проппанта и жидкости разрыва на 1 метр длины горизонтального участка скважины, расстояния между ступенями ГРП, в свою очередь, уменьшаются. Также уплотняется и сетка скважин.
- На кусте ГС используется большое количество максимально производительной техники и оборудования для минимизации времени выполнения операций МГРП.
- Заводнение применяется главным образом для поддержания пластового давления, так как крайне низкая проницаемость коллекторов не позволяет проходить процессу классического вытеснения флюида.

Отмечается, что заканчивание горизонтальных скважин путем проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта позволило ввести «в разработку участки горизонта Викинг в Канаде, считавшиеся ранее малопродуктивными и неперспективными. Горизонт сложен переслаивающимися нефтеносными песчаниками и плотными аргиллитами. Пористость составляет от 15 до 20 %, проницаемость – от 20 до 80 мД, плотность нефти около 845 кг/м³» [11].

УДК 622.245.5

РИСУНОК 1. Графики зависимости накопленной добычи нефти из типовых вертикальной и горизонтальной скважин на каждом из выделенных участков [11]



Были рассмотрены четыре месторождения, в каждом выделялись несколько участков с вертикальными и горизонтальными скважинами, представляющих собой некоторые типичные системы размещения скважин.

По результатам исследования накопленная добыча нефти из

горизонтальных скважин с МГРП за 60 месяцев была больше на 30–700 % (рисунок 1) [11].

Схожие выводы можно увидеть в [6]. Авторами был проанализирован опыт проведения МГРП на Приобском месторождении. Сравнивались две группы скважин, по четыре в каждой,

пробуренные на опытном участке. В первой группе были наклонно-направленные скважины (ННС) с ГРП, во второй – горизонтальные скважины с МГРП. На протяжении 12 месяцев превышение дебита горизонтальных скважин составило 2,5–3 раза (рисунок 2).

Дополнительная годовая накопленная добыча нефти от одной горизонтальной скважины с многостадийным ГРП составила порядка 40 тыс. т, что составляет около 370 % от годовой накопленной добычи нефти от одной наклонно-направленной скважины [6]. Это в очередной раз подтверждает высокую эффективность применения ГС с МГРП.

В [12] рассматривалось применение ГС с ГРП на Ромашкинском месторождении. При разработке терригенных отложений бобриковского горизонта применялись два варианта заканчивания ГС: со спуском хвостовика-фильтра в открытый ствол и с цементацией хвостовика. Полученные результаты можно увидеть на рисунке 3.

РИСУНОК 2. Сравнение дебитов нефти ГС и ННС куста 1 [6]

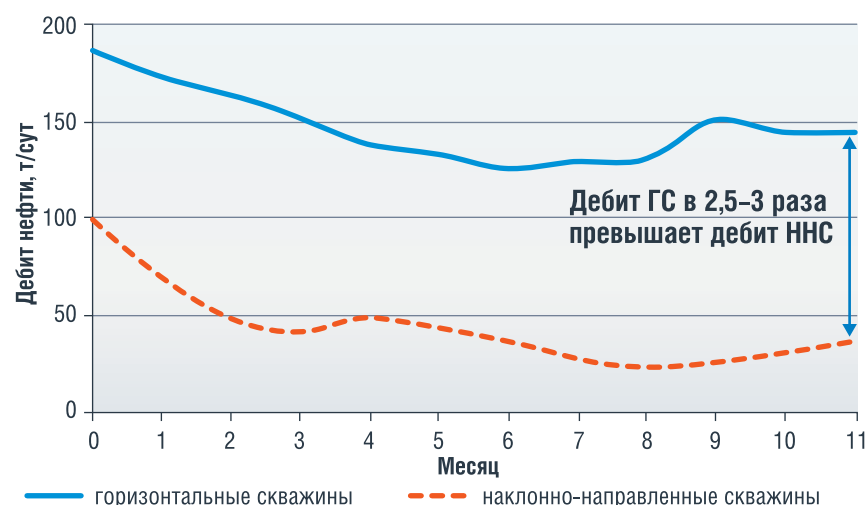


РИСУНОК 3. Эффективность ГРП по горизонтальным скважинам терригенного девона [12]



Нерешенные проблемы технологии

На данный момент существует множество проблем, связанных как с самой технологией многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах, так и с эффективностью ее применения в конкретных геологических условиях. Ниже рассмотрены наиболее распространенные проблемы в этой области.

• **Вынос проппанта.** Эксплуатация горизонтальных скважин, вскрывающих недостаточно сцементированный пласт, затруднена ввиду наличия в продукции различных механических примесей. Также распространенным явлением считается вынос проппанта из трещин ГРП, что уменьшает эффективность проведенного гидроразрыва и существенно повышает износ скважинного оборудования. «В связи с этим скважины с горизонтальным окончанием требуют не только оборудования, препятствующего поступлению песка в ствол, но и эффективных решений для закрепления проппанта в трещине» [13, 14].

• **Низкая скорость, высокая сложность и стоимость.** Многие методы проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта предполагают выполнение сложных и дорогостоящих операций, требующих большого количества времени либо за счет спуска и подъема различных инструментов, либо за счет работ по разбуриванию отдельного оборудования [15]. В связи с этим появляется необходимость в более простой технологии МГРП, требующей меньшего количества времени и материальных затрат на применение.

• **Искажения в программе закачки проппанта.** Для проведения проппантных гидроразрывов предполагается равномерное увеличение концентрации гранул расклинивающего агента в жидкости ГРП. Также на начальных стадиях, перед закачкой основной массы, используют проппант с меньшим средним диаметром частиц для снижения рисков осложнений при гидроразрыве. При проведении технологического контроля общую массу проппанта разделяют на стадии с равномерным шагом приращения концентрации и сверяют с фактическим объемом закаченной жидкости. Масса и конечная концентрация проппанта задается проектом. В случае закачки двух фракций с равномерным шагом приращения концентрации появляется одна из двух возможных ошибок: нарушение линейного характера изменения концентрации при сохранении корректной массы по стадиям или же нарушение распределения массы проппанта по стадиям при сохранении линейного набора концентрации [16].

• **Гидравлический разрыв в сложно-построенных карбонатных залежах с естественной трещиноватостью.** ГРП в коллекторах с естественной трещиноватостью представляет собой сложную задачу, ключом к которой является анализ распространения трещин гидроразрыва в сети естественных трещин породы [17]. В 2013 и 2018 гг. в исследуемой скважине были проведены два кислотных ГРП с разными расходами. Первый гидроразрыв проводился с расходом от 3,0 до 3,3 м³ в мин и привел к значительному увеличению дебита с 2,5 до 8 т/сут в течение 3 лет. В 2018 г. на фоне снижения дебита до 3 т в сут был проведен второй ГРП с расходом от 6 м³ в мин. Однако, в отличие от первой операции, в этот раз резко

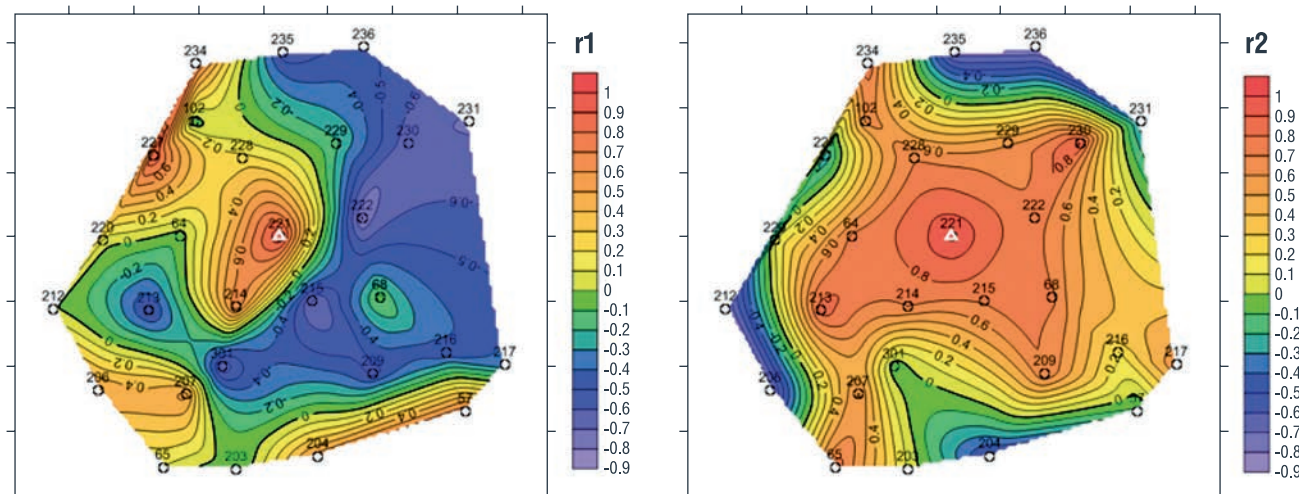
увеличенный дебит так же резко упал и через два месяца после ГРП снова составил 3 т в сут. Стоит отметить, что остаточные запасы на момент работ по-прежнему оставались высокими. Такое различие в результатах требует изучения зависимости между технологическими показателями проведенных мероприятий и эффективности их применения в данных условиях.

• **Несовершенство геолого-гидродинамической модели (ГГДМ).** В данный момент на месторождениях Пермского края при создании ГГДМ зачастую «не учитывают особенности строения карбонатных коллекторов» [17, 18], которые заключаются в неоднородности фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). В некоторых случаях различие между вертикальной и горизонтальной проницаемостями бывает весьма значительным, что при наличии близлежащих водоносных горизонтов может привести не только к снижению эффективности ГРП, но и к отрицательному экономическому эффекту. Это является одной из основных проблем при проведении гидроразрыва, которая приводит к росту обводненности продукции [17, 19].

В 2011 г. на Гагаринском месторождении проведение кислотного ГРП не только не привело к увеличению дебита, но также существенно увеличилась обводненность продукции с 1 до 99%. По результатам гидродинамических исследований скважины было установлено, что горизонтальная проницаемость пласта увеличилась с 10 до 56 мД, а вертикальная – с 71 до 2000 мД. Эти данные указывают на распространение трещины гидроразрыва в основном в вертикальном направлении, что являлось причиной интенсивного процесса конусообразования и повышения обводненности [20]. Повторения данного события в будущем можно избежать, используя «более совершенную ГГДМ, учитывающую анизотропию проницаемости и трещиноватости коллектора» [17], что позволит эффективнее подбирать скважины для проведения ГРП.

• **Механизм образования трещин ГРП.** Прогнозирование размера и геометрии трещин при

РИСУНОК 4. Схема изменения значений коэффициентов корреляции между дебитами нефти в пределах элемента разработки: r1 – до проведения ГРП; r2 – после проведения ГРП [24]



проектировании гидроразрыва является ключевой задачей. Несмотря на относительно длительный период промышленного использования технологии гидравлического разрыва пласта, до сих пор не существует общепринятой физико-математической модели, способной описать все основные процессы, происходящие при ГРП [21], поэтому основным методом получения информации о динамике роста трещин в горной породе является микросейсмический мониторинг [22].

В последнее десятилетие микросейсмический мониторинг привлекает все большие инвестиции со стороны нефтегазовых компаний, однако для полного понимания сейсмологических процессов и интерпретации результатов микросейсмического мониторинга, а соответственно, и механизма образования трещин ГРП, требуется продолжение исследований по этой теме.

• **Перспективы разработки доманиковых отложений.** Доманиковые отложения, представляющие собой сланцевые и плотные коллекторы, распространены на всей территории Татарстана, а «их запасы значительно превышают запасы традиционной нефти» [10]. Разработка таких месторождений невозможна без применения специальных современных технологий, в том числе горизонтального бурения и гидроразрыва пласта [23].

Учитывая успешный опыт США в разработке коллекторов Shaly

Carbonates, которые являются ближайшим аналогом доманиковых отложений по геолого-физическим характеристикам, необходимо оценить эффективность внедрения удачных решений в области заканчивания горизонтальных скважин путем проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта [10].

• **Влияние ГРП на ближайшие скважины.** Большинство традиционных моделей гидроразрыва пласта моделируют распространение лишь простых трещин, что иногда не соответствует действительности. В ходе анализа результатов проведения ГРП на скважине 221 Шершневого нефтяного месторождения выяснилось, что после гидроразрыва увеличился дебит не только данной скважины, но и шести ближайших добывающих скважин (скважины 64, 214, 215, 222, 228, 229) [24]. Был проведен корреляционный анализ взаимного влияния дебитов этих скважин до и после ГРП. Оказалось, что до гидроразрыва ощутимая положительная корреляция дебитов была лишь у двух пар скважин: 221–214 и 215–222, причем между самими парами существовала значительная отрицательная корреляция, что может говорить о некотором перераспределении объемов дренирования между ними. После ГРП произошло увеличение дебитов всех ближайших скважин, о чем свидетельствует наличие сильных корреляционных связей между ними (рисунок 4) [24].

Таким образом, результатом гидроразрыва стала не точечная

интенсификация добычи одной скважины, а образование целой системы трещин, связывающей ближайшие скважины. Так или иначе, требуются дополнительные исследования данного эффекта на других объектах.

Перспективные предложения для решения некоторых проблем

Выносы проппанта. Для качественного закрепления проппанта в трещине возможно применение гранул из нитинола, сплава титана (45 %) и никеля (55 %), обладающего эффектом памяти формы. Суть заключается в изготовлении из нитиноловой проволоки винтовых спиральных пружин с диаметральным размером, зависящим от ширины трещины ГРП. Эти пружины скатываются в сферы и добавляются в жидкость гидроразрыва после закачки основной массы проппанта [14]. При попадании в трещину проволока вновь принимает форму пружины под воздействием пластовой температуры выше 40 °С (рисунок 5). Нитиноловые пружины надежно удерживают проппант в трещине и не уменьшают проводимость трещины [13].

Также для удержания песка в зонах перфорации слабосцементированных и рыхлых коллекторов предлагается использование нитинолового саморасширяющегося фильтра (СРФ), изображенного на рисунке 6.

Он состоит из полого корпуса с перфорацией и продольными

РИСУНОК 5. Набивка трещины ГРП проппантом и нитиноловыми сферами: а – сферы в трещине до раскрытия; б – изменение формы сфер под воздействием пластовой температуры [13]

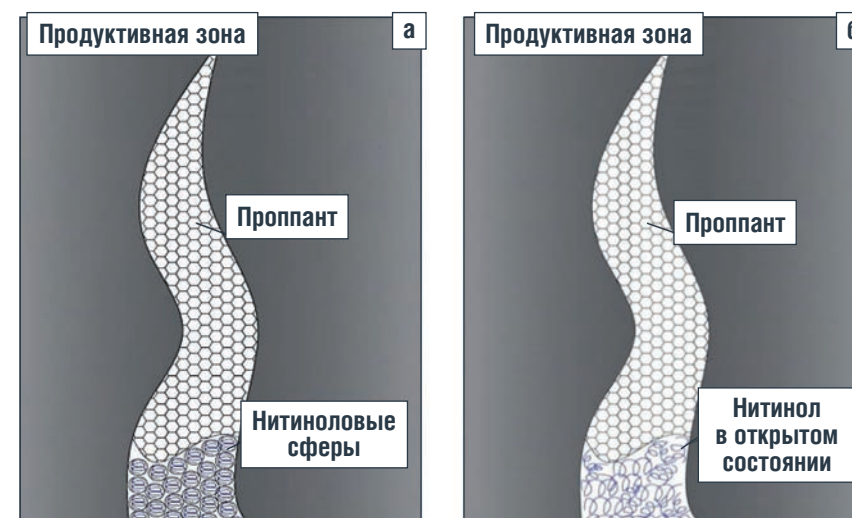
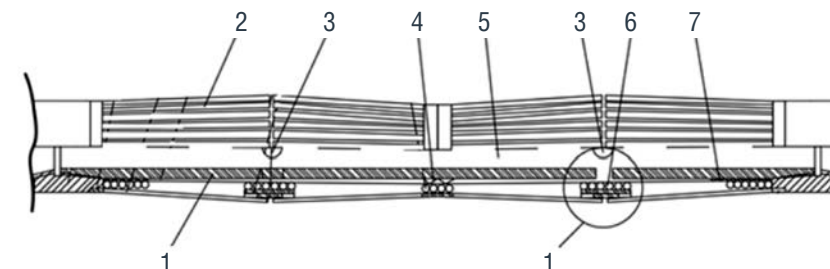


РИСУНОК 6. Конструкция саморасширяющегося скважинного фильтра [13]



1 – полый корпус; 2 – лепестки; 3 – перфорационные отверстия; 4 – оболочка фильтра; 5 – осевой канал; 6 – витки спиральной пружины; 7 – дренажные отверстия

канавками, в которых размещены спиральные пружины [13]. Оболочка фильтра выполнена в виде намотанных на стрингеры витков нитиноловой спиральной пружины. Для блокировки прямого поступления пластовой жидкости к перфорациям на корпусе фильтра установлены отражательные кольца. Защитный нитиноловый кожух изготавливается в виде спаренных тонкостенных цилиндров. Удержание проппантной пачки в стабильном состоянии после ГРП достигается за счет центрирования фильтра в осевом канале обсадной трубы и саморасширения фильтра до размеров призабойной зоны при установке на запланированном интервале [13]. СРФ обладает в 1,5–2 раза меньшей длиной по сравнению с обычными щелевыми фильтрами, так как фильтрация протекает по всей поверхности. Конструкция из нитинола позволяет многократно удалять механические примеси из фильтрующих элементов путем их охлаждения, а также обеспечивает высокую эрозионную стойкость [13].

• **Искажения в программе закачки проппанта.** Для решения проблемы предложена математическая модель изменения концентрации проппанта в закачиваемой жидкости ГРП. Для обеспечения линейного набора концентрации необходимо выполнение условия [16]:

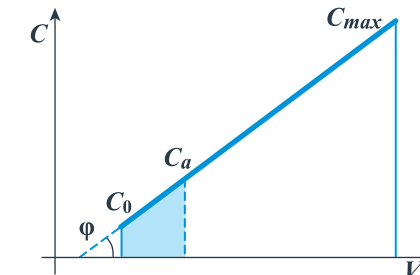
$$\frac{V_s}{C_2 - C_1} = \text{const} = K, \quad (1)$$

где C_1 , C_2 – начальная и конечная концентрации рассматриваемого отрезка; V_s – объем смеси жидкости ГРП с проппантом; K – коэффициент наклона линии набора концентрации [16].

Для сохранения линейного набора концентрации необходимо рассчитать переходную концентрацию C_a , при которой происходит смена фракции закачиваемого проппанта [16].

$$C_a = \frac{\sqrt{(C_0 m_a - C_{\max} m_a)^2 - 4 \rho V_s (C_0^2 m_a - C_0^2 \rho V_s - C_0 C_{\max} m_a + 2 C_0 m_a \rho - 2 C_{\max} m_a \rho)} - C_0 m_a + C_{\max} m_a}{2 \rho V_s}, \quad (6)$$

РИСУНОК 7. Линейный набор концентрации [16]



Исходя из рисунка 7, массу проппанта можно выразить формулой:

$$m = \frac{C_1 + C_2}{2} V, \quad (2)$$

где V – объем жидкости ГРП.

Тогда, зная общую массу проппанта двух фракций, можно вычислить требуемый объем жидкости разрыва:

$$V = \frac{2M}{C_0 + C_{\max}}, \quad (3)$$

где M – общая масса проппанта; C_0 , $C_{\max}$ – начальная и максимальная концентрации.

Объем смеси жидкости ГРП и проппанта определяется суммой их объемов:

$$V_s = \frac{2M}{C_0 + C_{\max}} + \frac{M}{\rho}, \quad (4)$$

где ρ – плотность проппанта.

Принимая во внимание постоянство коэффициента K в формуле (1) и формулу (4) для проппанта первой фракции, получена система уравнений [16]:

$$\begin{cases} \frac{V_s}{C_{\max} - C_0} = \frac{V_{sa}}{C_a - C_0} \\ V_{sa} = \frac{2m_a}{C_0 + C_a} + \frac{m_a}{\rho} \end{cases}, \quad (5)$$

где V_{sa} – объем смеси жидкости ГРП и проппанта первой фракции; m_a – масса проппанта первой фракции.

Из уравнения (5) можно определить переходную концентрацию (6).

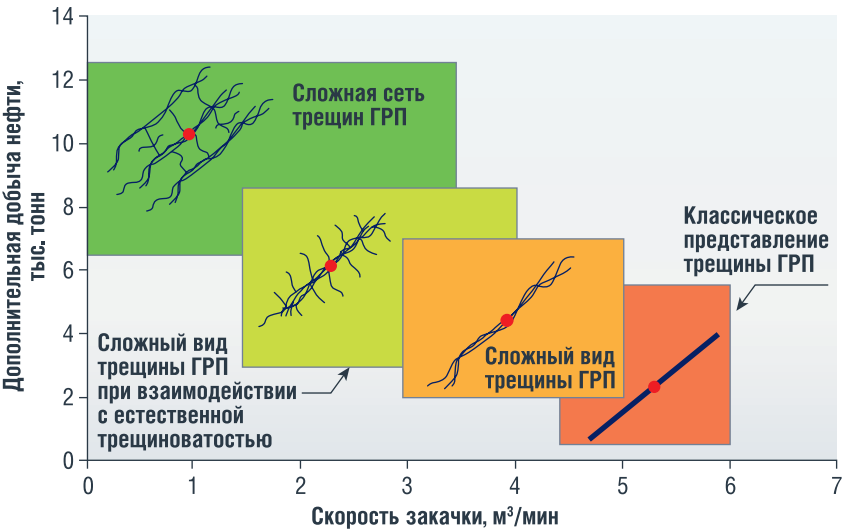
Принцип формирования программы работ по данной математической модели приведен в таблице 1.

Таким образом, полученная математическая модель линейного изменения концентрации проппанта позволяет сохранить корректное распределение его массы по

ТАБЛИЦА 1. Принцип формирования программы работ [16]

Тип проппанта	Масса	Расход	Объем жидкости	Объем смеси	Время	Концентрация от	Концентрация до
№ 1	m_a	r	$V = \frac{2m_a}{C_0 + C_a}$	$V_s = V + \frac{m_a}{\rho}$	$t = \frac{V_s}{r}$	C_0	C_a
№ 2	m_b	r	$V = \frac{2m_b}{C_a + C_{max}}$	$V_s = V + \frac{m_b}{\rho}$	$t = \frac{V_s}{r}$	C_a	C_{max}

РИСУНОК 8. Образования сети трещин гидроразрыва пласта от скорости закачки жидкости разрыва [17]



фракциям и «может быть напрямую загружена в информационные системы и базы данных» [16].

Гидравлический разрыв в сложнопостроенных карбонатных залежах с естественной трещиноватостью. Проведенные непосредственно после ГРП гидродинамические исследования скважины позволили выполнить их интерпретацию. С помощью программного комплекса KAPPA Workstation (модуль Saphir) были обработаны кривые восстановления давления, результаты анализа визуализированы на рисунке 8 [17, 25].

Из рисунка видно, что оптимальной технологией проведения кислотного гидроразрыва является закачка жидкости при малых скоростях для создания сложной сети трещин ГРП, что в условиях сложнопостроенной карбонатной залежи позволит вовлечь в процесс фильтрации значительное количество естественных трещин.

Несовершенство геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). Методом учета изменения трещинной составляющей пустотного пространства от динамики пластового давления было произведено моделирование

в «гидродинамическом симуляторе Tempest версии 8.3.1 компании Roxar» [17]. Процесс модификации геолого-гидродинамической модели происходил путем поиска множителей проницаемости [19, 20].

Для получения информации об эффективности внедрения модифицированной геолого-гидродинамической модели было проведено моделирование шести ГРП в симуляторе Tempest. Результаты расчета на стандартной и модифицированной ГГДМ представлены на рисунке 9.

Таким образом, в результате проведенных «расчетов становится

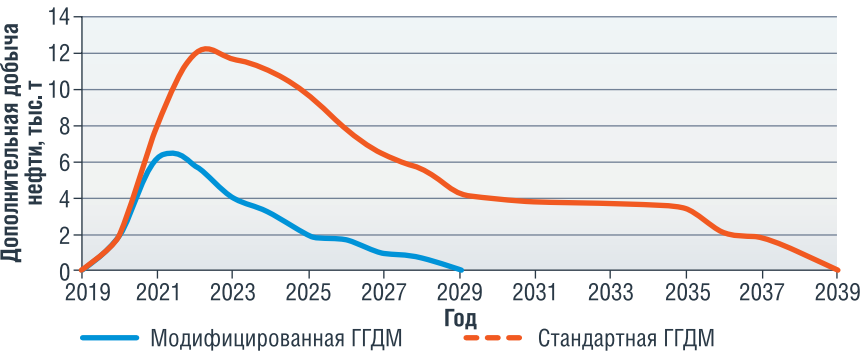
очевидным, что использование модифицированной геолого-гидродинамической модели приводит к менее оптимистичному экономическому эффекту» [17] от проведения ГРП, чем при использовании стандартной ГГДМ, поэтому ее применение обоснованно при подборе скважин для интенсификации притока путем осуществления гидравлического разрыва пласта.

Выводы

В работе были рассмотрены существующие технологии гидравлического разрыва пласта, жидкости ГРП, особенности проведения многостадийного гидроразрыва, проанализирована эффективность МГРП в горизонтальных скважинах. Также были выделены следующие проблемы и предложения для их решения:

- Выносы проппанта из трещины ГРП. Для качественного закрепления проппанта в трещине возможно применение гранул из нитинола, сплава титана (45 %) и никеля (55 %), обладающего эффектом памяти формы. Также для удержания песка в зонах перфорации слабосцементированных и рыхлых коллекторов предлагается использование нитинолового саморасширяющегося фильтра (СРФ) [13].

РИСУНОК 9. Дополнительная добыча нефти в динамике, рассчитанная в геолого-гидродинамической модели (стандартная и модифицированная) по результатам проведения гидравлического разрыва пласта на утвержденных скважинах-кандидатах [18]



- Искажения в программе закачки проппанта двух фракций. Для решения проблемы предложена математическая модель изменения концентрации проппанта в закачиваемой жидкости ГРП, которая позволяет сохранить корректное распределение его массы по фракциям и «может быть напрямую загружена в информационные системы и базы данных» [16].
- Гидравлический разрыв в сложно-построенных карбонатных залежах с естественной трещиноватостью. В результате анализа КВД определено, что оптимальной технологией проведения кислотного гидроразрыва является закачка жидкости при малых скоростях для создания сложной сети трещин ГРП, что в условиях сложнопостроенной карбонатной залежи позволит вовлечь в процесс фильтрации значительное количество естественных трещин [20].
- Несовершенство геолого-гидродинамической модели (ГГДМ). Использование «модифицированной геолого-гидродинамической модели, учитывающей анизотропию проницаемости» [17] коллектора, приводит к менее оптимистичному экономическому эффекту от проведения ГРП, чем при использовании стандартной ГГДМ, поэтому ее применение обосновано при подборе скважин для интенсификации притока путем осуществления гидравлического разрыва пласта [17].

Основными направлениями развития технологии МГРП являются создание физико-математической модели, способной описать все процессы гидроразрыва, повышение эффективности и снижение затрат на его проведение.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- На данный момент существует множество технологий гидроразрыва пласта (ГРП), каждая из которых применима в тех или иных условиях.
- Наибольшую эффективность в низкопроницаемых коллекторах показал многостадийный гидроразрыв (МГРП) в горизонтальных скважинах (ГС).
- Разработка нетрадиционных запасов углеводородов рентабельна только с применением ГС с МГРП.

- Успешность ГРП напрямую зависит от размеров и геометрии создаваемых в породе трещин, механизм образования которых пока до конца не изучен.
- Наибольшее влияние на ГРП оказывает строение пород, их естественная трещиноватость, анизотропия фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).
- Основным направлением развития является создание физико-математической модели, способной описать все процессы гидроразрыва. ●

Литература

1. Ямкин М.А., Сафиуллина Е.У. (2023). Оценка соответствия результатов компьютерного моделирования притока жидкости к трещине гидроразрыва пласта реальным данным. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 333(3), 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2023/3/3919>.

2. Алексеев А.Д., Жуков В.В., Стрижнев К.В., Черевко С.А. (2017). Изучение трудноизвлекаемых и нетрадиционных объектов согласно принципу «фабрика коллектора в пласте». Записки Горного института, 228, 695–704. <https://doi.org/10.25515/pm.2017.6.695>.

3. Syah, R., Alizadeh, S.M., Nurgalieva, K.S., Grimaldo Guerrero, J.W., Nasution, M.K.M., Davarpanah, A., Ramdan, D., Metwally, A.S.M. (2021). A Laboratory Approach to Measure Enhanced Gas Recovery from a Tight Gas Reservoir during Supercritical Carbon Dioxide Injection. Sustainability, 13, 11606. <https://doi.org/10.3390/su132111606>.

4. Ибатуллин Р.Р. (2017). Опыт разработки запасов нефти в плотных коллекторах Северной Америки. Горизонтальные скважины и многоступенчатый гидроразрыв. Георесурсы, 19(3), 4.1, 176–181. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.4>.

5. Dengaev, A., Shishulin, V., Safiullina, E., Palyanitsina, A. (2022). Modeling Results for the Real Horizontal Heavy-Oil-Production Well of Mechanical Solids. Energies 2022, 15, 5182. <https://doi.org/10.3390/en15145182>.

6. Бархатов Э.А., Яркева Н.Р. (2017). Эффективность применения многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 328 (10), 50–58. <http://izvestiya-tpu.ru/archive/article/view/1937>.

7. Юрова М.П. (2017). Роль горизонтальных скважин при разработке низкопроницаемых, неоднородных коллекторов. Георесурсы, 19 (3), 4.1, 209–215. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.10>.

8. Менгалиев А.Г., Мартюшев Д.А. (2020). Учет параметра анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях карбонатных объектов (на примере Гагаринского месторождения). Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331 (5), 7–17. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2632>.

9. Терпинская В.В., Абрамов П.А., Карпова Е.Г. (2020). Применение потокоотклоняющих герметизирующих шаров BioBalls при проведении многостадийного гидроразрыва пласта. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(10), 99–104. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/10/2854>.

10. Хисамов Р.С., Ахметгараев В.В., Хакимов С.С., Кенжеханов Ш.Ш. (2017). Технология многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах: опыт разработки коллекторов Shaly Carbonates в США и возможность адаптации для месторождений Республики Татарстан. Георесурсы, 19(3), 4.1, 186–190. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.6>.

11. Баишев Т.Б. (2017). Анализ выработки низкопродуктивных запасов нефти горизонта Викинг (западная Канада) горизонтальными скважинами с применением ГРП. Георесурсы, 19(3), 4.1, 182–185. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.5>.

12. Таипова В.А., Шайдуллин А.А., Шамсутдинов М.Ф. (2017). Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений на примере НГДУ «Азнакаевскнефть». Георесурсы, 19 (3), Ч. 1, 198–203. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.8>.

13. Верисокин А.Е., Шлеин Г.А. (2021). Комплексные технологические решения для интенсификации притока в нефтяных скважинах. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 9 (345), 42–49. [https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-9\(345\)-42-49](https://doi.org/10.33285/0130-3872-2021-9(345)-42-49).

14. Verisokin, A.E., Yu Serdyukov, D., Vasil'yev, V. A., Gun'kina, T.A., Shesterikova, R.E. (2020). Simulation of proppant flowback from hydraulic fractures. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 860, 012001. <https://doi.org/10.1088/1757-899X/860/1/012001>.

15. Liew, M.S., Danyaro, K.U., Zawawi, N.A.W.A. (2020). A Comprehensive Guide to Different Fracturing Technologies: A Review. Energies, 13, 3326. <https://doi.org/10.3390/en13133326>.

16. Кочетков А.В., Фаттахов И.Г., Мухаметшин В.В., Кулешова Л.С., Мингулов Ш.Г. (2022). Математическая модель линейного и нелинейного повышения концентрации проппанта при проведении ГРП – решение для последовательной закачки ряда типов проппанта. Записки Горного института, 254, 210–216. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.10>.

17. Менгалиев А.Г., Мартюшев Д.А. (2020). Оценка технологической и экономической эффективности гидравлического разрыва пласта с использованием геолого-гидродинамической модели, учитывающая особенности строения карбонатных коллекторов. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(7), 37–48. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/7/2717>.

18. Мартюшев Д.А., Пономарева И.И., Филиппов Е.В., Ли Ю. (2022). Образование трещин гидравлического разрыва пласта в карбонатных сложнопостроенных коллекторах с естественной трещиноватостью. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 333(1), 85–94. <https://doi.org/10.18799/24131830/2022/1/3212>.

19. Мартюшев Д.А. (2020). Совершенствование геолого-гидродинамической модели карбонатного нефтяного объекта путем учета параметра анизотропии проницаемости. Записки Горного института, 243, 313–318. <https://doi.org/10.31897/pm.2020.3.313>.

20. Менгалиев А.Г., Мартюшев Д.А. (2020). Учет параметра анизотропии проницаемости в геолого-гидродинамических моделях карбонатных объектов (на примере Гагаринского месторождения). Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(5), 7–17. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/5/2632>.

21. Грищенко В.А., Рабаев Р.У., Асылгараев, И.Н., Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. SOCAR Proceedings, 2021, 182–191. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200587>.

22. Каял Д.Р. (2017). Гидроразрыв и микросейсмичность: глобальные перспективы в разведке и добыче нефти. Георесурсы, 19 (3), Ч.1, 222–228. <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.12>.

23. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. (2018). Основные проблемы освоения залежей нетрадиционных углеводородов в ультранизкопроницаемых и сланцевых отложениях. Георесурсы, 20 (3), 4.2, 198–205. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.198-205>.

24. Галкин В.И., Пономарева И.И., Черепанов С.С., Филиппов Е.В., Мартюшев Д.А. (2020). Новый подход к оценке результатов гидравлического разрыва пласта (на примере Бобринской залежи Шершневого месторождения). Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 331(4), 107–114. <https://doi.org/10.18799/24131830/2020/4/2598>.

25. Мартюшев Д.А., Слушкина А.Ю. (2019). Оценка информативности определения фильтрационных параметров пласта на основе интерпретации кривых стабилизации давления. Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 330 (10), 26–32. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2295>.

KEYWORDS: multi-stage hydraulic fracturing, horizontal well, well completion.

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ: лабораторные исследования образцов частично гидролизированных полимеров в свободных объемах при проектировании внедрения технологии



**Подопригора
Дмитрий Георгиевич**

доцент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений
Санкт-Петербургского горного
университета,
к.т.н.



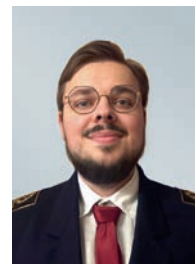
**Бязров
Роман Русланович**

аспирант кафедры
разработки и эксплуатации
нефтяных и газовых
месторождений
Санкт-Петербургского
горного университета



**Шамсутдинова
Галия Тимуровна**

студент кафедры разработки
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений
Санкт-Петербургского
горного университета



**Онегов Никита
Андреевич**

кафедра цифровых
технологий в разработке
и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений,
Уфимский государственный
нефтяной технический
университет, магистрант



**Галимов
Владимир
Владимирович**

ведущий специалист
отдела ПНП,
ООО «ПМ-ГРУПП»

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ, КАК СОВРЕМЕННЫЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ВЫЗЫВАЕТ ШИРОКИЙ ИНТЕРЕС И ВНЕДРЯЕТСЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПО ВСЕМУ МИРУ. ИЗВЕСТНЫ ПРИМЕРЫ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ В РОССИИ, НА ТАКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАК МОСКУДЫНСКОЕ, ВОСТОЧНО-МЕССОЯХСКОЕ И РУССКОЕ. ОДНИМ ИЗ КЛЮЧЕВЫХ ЭТАПОВ ОЦЕНКИ ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЯВЛЯЕТСЯ ПОДБОР РЕАГЕНТА, НАИБОЛЕЕ ПОДХОДЯЩЕГО ДЛЯ КОНКРЕТНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНЕНИЯ ТРЕХ РАЗЛИЧНЫХ КОММЕРЧЕСКИХ МАРОК ЧАСТИЧНО ГИДРОЛИЗОВАННОГО ПОЛИАКРИЛАМИДА FP 3330S, FP 3630S И FP 3230S (FLORAAM). В РАМКАХ РАБОТЫ БЫЛИ ОПРЕДЕЛЕНЫ РЕОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБРАЗЦОВ, МОЛЕКУЛЯРНЫЕ МАССЫ, ОЦЕНЕНА УСТОЙЧИВОСТЬ К МЕХАНИЧЕСКОЙ И ТЕРМИЧЕСКОЙ ДЕСТРУКЦИИ. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ БЫЛИ ПРОВЕДЕНЫ ПРИ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ И С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ ВОДЫ, СООТВЕТСТВУЮЩИМ УСЛОВИЯМ МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ДЛЯ КОТОРОГО ПРОВОДИТСЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

POLYMER FLOODING IS A WIDELY KNOWN HIGH-EFFECTIVE PHYSICOCHEMICAL ENHANCED OIL RECOVERY METHOD AND IT HAS BEEN IMPLEMENTED ON MANY OILFIELDS AROUND THE WORLD. FIELD TESTS OF THIS TECHNOLOGY HAVE ALSO BEEN CONDUCTED IN RUSSIA – ON RUSSKOYE, MOSKUDINSKOE AND EAST-MESSOYAKHA OIL AND GAS FIELDS. SELECTING THE BEST POLYMER TO SUIT GEOLOGICAL AND PHYSICAL CONDITIONS IS ONE OF THE MOST ESSENTIAL STAGES DURING THE FEASIBILITY ASSESSMENT OF POLYMER FLOODING IMPLEMENTATION AT A FIELD. THIS PAPER PROVIDES THE COMPARISON BETWEEN THREE TRADEMARKS OF PARTIALLY HYDROLIZED POLYACRYLAMIDE: FP 3330S, FP 3630S AND FP 3230S (FLORAAM). LABORATORY EXPERIMENTS WERE HELD TO DETERMINE THEIR RHEOLOGICAL PROPERTIES, CALCULATE THEIR MOLECULAR MASSES AND ASSESS THEIR MECHANICAL AND THERMAL STABILITIES. IN ORDER TO ANALYZE THE BEHAVIOR OF POLYMER SAMPLES IN RESERVOIR CONDITIONS, EXPERIMENTS WERE CONDUCTED AT RESERVOIR TEMPERATURE WITH THE USE OF MODEL WATER

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: полимер, подвижность, вязкость, реологические свойства, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, полимерное заводнение.

УДК 624.953

Полимерное заводнение на протяжении нескольких десятилетий является широко известным физико-химическим методом увеличения нефтеотдачи. Данный метод внедрялся на многих месторождениях по всему миру, среди самых известных примеров можно назвать месторождения Daqing (Китай) и Pelican Lake (Канада). В первом случае благодаря полимерному заводнению удалось добиться +15,1 % к базовой добыче [1], во втором случае более 20 % [2].

На территории РФ крупнейшим проектом на сегодняшний день является реализация пилотного испытания технологии на приуроченном к покурской свите объекте Восточно-Мессояхского месторождения, где также были получены положительные результаты. По результатам пилотных работ дополнительная добыча нефти составила 59 тонн на одну тонну закачанного полимера, NPV проекта достиг 70,4 млн руб. [3], что послужило основанием для проектирования полномасштабного внедрения данной технологии на всем месторождении [4].

Одним из механизмов действия технологии полимерного заводнения является влияние на фронт вытеснения за счет минимизации образования «языков», формирующихся в результате прорыва воды сквозь нефтенасыщенную часть пласта из-за разности в подвижности воды и нефти [5]. Данный эффект достигается путем снижения подвижности вытеснителя (воды) в сравнении с подвижностью нефти:

$$\frac{k_n}{\mu_n} > \frac{k_v}{\mu_v}, \quad (1)$$

где k_n и k_v – фазовые проницаемости нефти и воды, м²; μ_n и μ_v – динамические вязкости нефти и воды, Па·с.

Вводится понятие коэффициента подвижности – показателя оценки вытеснения нефти водой [6].

Считается, что для максимально эффективного вытеснения нефти водой этот показатель должен быть меньше единицы:

$$M = \frac{k_v \mu_n}{\mu_v k_n}. \quad (2)$$

Водный раствор полимера характеризуется параметром кажущейся вязкости. В зависимости от скорости фильтрации водный раствор полимера может вести себя как ньютоновская, так и как неньютоновская жидкость, для которой характерна нелинейная зависимость вязкости от скорости сдвига¹.

Другим механизмом действия полимерного заводнения является увеличение коэффициента охвата за счет влияния на зону высокой проницаемости. За счет неньютоновских свойств полимера в зоне повышенной проницаемости создается фильтрационное сопротивление, которое усиливается эффектами адсорбции молекул полимера на горной породе [7]. Эти факторы позволяют перенаправить потоки нагнетаемой жидкости в пропластки с меньшей проницаемостью, ранее не охваченные воздействием [8].

Помимо вышеперечисленных эффектов стоит отметить и положительное влияние вязкоупругих свойств полимерного раствора на снижение остаточной нефтенасыщенности. Данное явление связано с особенностью строения полимера, а именно с его длиной и гибкой молекулярной цепью, способной вытягивать нефть, запертую в тупиковых порах, и формировать нитевидный поток нефти в поровом пространстве вместо движения отдельных микрокапель [9]. Вязкоупругие свойства проявляются в большей степени с ростом молекулярной массы полимера и концентрации раствора [10].

С учетом наблюдаемых тенденций необходимы дополнительные исследования для оценки возможности внедрения технологии полимерного заводнения в конкретных геолого-физических условиях. В рамках данной работы были исследованы образцы полимеров в свободных объемах с целью определения возможности их использования на исследуемом объекте.

Описание объекта исследования

Исследуемый эксплуатационный объект характеризуется наличием неоднородности по проницаемости. В связи с этим менее проницаемые пропластки могут оказать существенное влияние на фильтрацию полимерного раствора в пласте. С учетом этого, ключевой целью последующего исследования является оценка возможности фильтрации различных, отличающихся по молекулярной массе, полимеров в различных по проницаемости образцах.

¹ Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: Учеб. пособие для вузов. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 156 с.

ТАБЛИЦА 1. Эмпирическая корреляция между среднечисленной молекулярной массой и абсолютной проницаемостью породы [13]

Среднечисленная молекулярная масса, млн Да	Средняя проницаемость, 10 ⁻³ мкм² (мД)
>20	1000
18–20	750
15–18	500
12–15	350
8–12	200
5–8	100
1–5	10

Стоит отметить, что проницаемость рассматриваемого объекта будет оказывать влияние на выбор молекулярной массы полимера, так как со снижением проницаемости увеличивается степень механической деградации полимера при его движении в пласте, с другой стороны, с уменьшением молекулярной массы понижается коэффициент остаточного сопротивления коллектора при одной и той же проницаемости [11]. Также приемистость скважин снижается при использовании растворов полимеров высокой молекулярной массы, что вызывает необходимость повышения давления нагнетания [12].

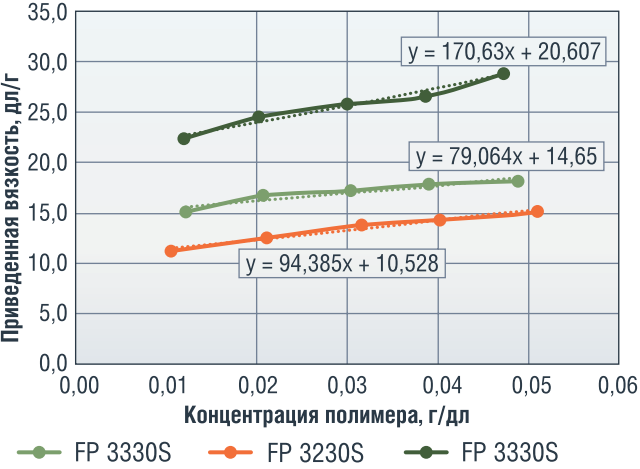
Рекомендуемые значения среднечисленной молекулярной массы полимера в зависимости от абсолютной проницаемости коллектора приведены в таблице 1.

С учетом средней проницаемости объекта (0,2 мкм²) оптимальной молекулярной массой полимера является значение до 12 млн Да. Ориентируясь на указанное значение, в качестве объектов

ТАБЛИЦА 2. Результаты расчета молекулярных масс полимеров

Марка полимера	Концентрация полимера в растворе, г/дл	Приведенная вязкость, дл/г	Характеристическая вязкость, дл/г	Степень гидролиза, %	Молекулярная масса, *10 ⁶ Да (в расчете на ПАА)
FP 3230S	0,01061	11,2835	10,53	30	5,3
	0,02099	12,5814			
	0,03159	13,8772			
	0,04022	14,3795			
	0,05103	15,0940			
FP 3330S	0,01213	15,0947	14,65	30	8,0
	0,02068	16,7713			
	0,03029	17,2336			
	0,03903	17,9079			
	0,04874	18,1691			
FP 3630S	0,01202	22,4098	20,61	30	19,5
	0,02018	24,5153			
	0,02988	25,8075			
	0,03868	26,5587			
	0,04733	29,0141			

РИСУНОК 1. График зависимости приведенной вязкости полимерного раствора от его концентрации



исследования были выбраны полимеры следующих марок: FP 3230S, FP 3330S и FP 3630S (FLOPAAM).

Далее необходимо было определить молекулярную массу полимера, построить реологические зависимости и оценить деградацию полимера. Для решения этих задач в рамках данной работы были проведены следующие лабораторные исследования:

- Определение характеристической вязкости;
- Определение зависимости кажущейся (эффективной) вязкости от скорости сдвига;
- Определение стойкости к механической деградации;
- Определение стойкости к термоокислительной деградации.

ТАБЛИЦА 3. Ионный состав воды системы ППД

Название	Хлорид Cl ⁻	Сульфаты SO ₄ ²⁻	Кальций Ca ²⁺	Магний Mg ²⁺	Калий K ⁺
Концентрация, мг/л	14 000	1,5	950	100	7760

Определение характеристической вязкости и зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига является основой для интерпретации данных, полученных в результате дальнейших фильтрационных исследований. Информация о склонности полимеров к механической деградации требуется для последующего ранжирования образцов относительно их эффективности и возможности использования при проведении фильтрационных экспериментов. Также, учитывая, что пластовая температура составляет около 60 °С, требуются исследования по определению стойкости к термоокислительной деградации выбранных полимеров, так как данные условия могут значительно влиять на снижение вязкости и деградацию частично гидролизованного полиакриламида (ПАА) [14, 15].

Определение молекулярных масс полимеров

Для определения молекулярных масс исследуемых полимеров была определена их приведенная вязкость, согласно времени истечения раствора из вискозиметра, и далее рассчитана их характеристическая вязкость, условный показатель, определяющий относительный прирост вязкости низкомолекулярного растворителя при введении в него полимера. Измерения проводились с помощью капиллярного вискозиметра ВПЖ-1-0,01-ХСЗ (ГОСТ 10028-81) с диаметром капилляра 0,54 мм, в качестве растворителя был использован раствор хлористого натрия с концентрацией 100 г/л.

На рисунке 1 представлен график зависимости приведенной вязкости полимерного раствора от его концентрации.

В таблице 2 представлены рассчитанные значения характеристической вязкости и молекулярной массы выбранных полимеров.

Согласно рисунку 1 и таблице 2, наблюдается зависимость между вязкостью полимерного раствора и молекулярной массой полимера. С увеличением молекулярной массы происходит повышение приведенной вязкости раствора.

Так как выбранные образцы полимеров являются частично гидролизованными, то рассчитанные значения их молекулярных масс являются приближенными, не учитывающими возможное наличие мономерных звеньев в составе макромолекул. Согласно результатам расчета, наибольшей молекулярной массой обладает полимер марки FP 3630S – 19,5 млн Да, наименьшей – FP 3230S, 5,3 млн Да.

Определение зависимости кажущейся вязкости полимерного раствора от скорости сдвига

При исследовании режима течения полимерных растворов на сверхчувствительных вискозиметрах было установлено, что при низких скоростях сдвига

преобладает ньютоновское течение, после первого критического значения происходит снижение кажущейся вязкости (псевдопластичное поведение), далее при достижении второго критического значения скорости сдвига течение становится дилатантным (повышение кажущейся вязкости) [16, 17].

После того, как было достигнуто предельно возможное растяжение цепочек полимеров при высоких скоростях сдвига, наступает деградация молекул, приводящая к снижению кажущейся вязкости раствора [18].

Определение зависимости вязкости полимерного раствора от скорости сдвига позволяет в дальнейшем смоделировать его движение в системе нагнетания и в пласте, выбрав наиболее подходящий для конкретных условий состав.

Для приготовления полимерных растворов была использована модель воды, соответствующая по ионному составу применяемой в системе поддержания пластового давления на исследуемом объекте. Ионный состав воды, применяемой в системе поддержания пластового давления (ППД) на месторождении, представлен в таблице 3.

Измерения кажущейся вязкости полимерных растворов при различных скоростях сдвига проводились с использованием ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1.

Были приготовлены растворы полимеров указанных марок разной концентрации – 500, 1250, 1500, 1750, 2000 и 2500 ppm. Для оценки возможного поведения полимерного раствора в пласте определялась зависимость вязкости от скорости сдвига при пластовой температуре – 60 °С. Полученные реологические кривые растворов полимеров представлены на рисунке 2.

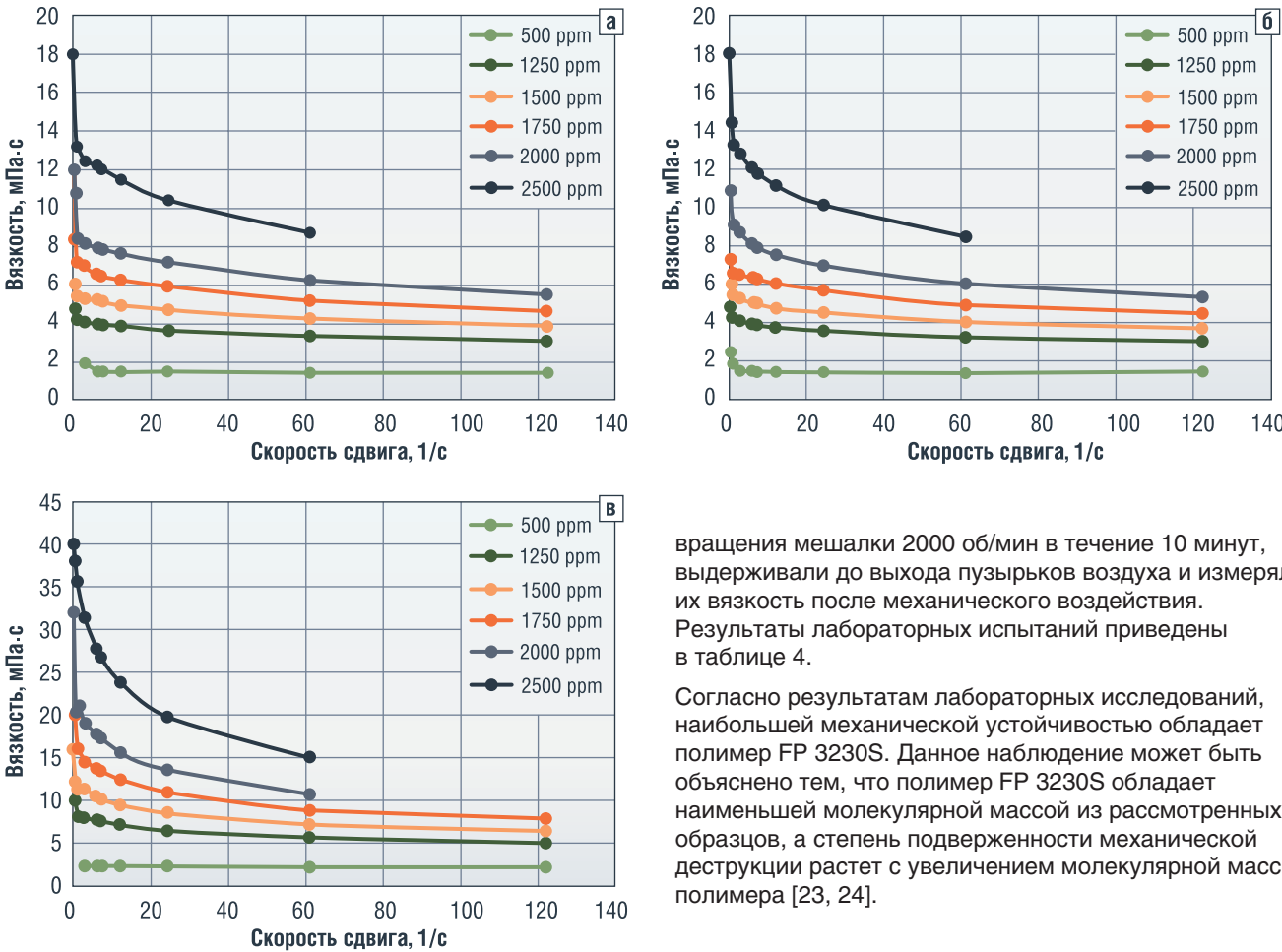
Согласно полученным реологическим кривым, все приготовленные полимерные растворы проявляли в основном псевдопластичное поведение в диапазоне скорости сдвига от 0,6 до 122,3 с⁻¹. С повышением концентрации увеличивалась псевдопластичность исследуемого образца [19, 20]. Стоит отметить, что ввиду ограничений по рабочему диапазону вискозиметра возможности получить ньютоновские плато не было.

Дополнительно был составлен график зависимости вязкости исследуемых полимерных растворов от их концентрации (рис. 3).

Согласно графику на рисунке 3, растворы полимеров FP 3230S и FP 3330S, обладающих сравнительно близкими значениями молекулярных масс (5,3 и 8,0 млн Да соответственно, таблица 3), имеют схожую вязкость при одних и тех же концентрациях.

Раствор FP 3630S при большей молекулярной массе полимера характеризуется также большими значениями вязкости [21].

РИСУНОК 2. Зависимость кажущейся (эффеkтивной) вязкости полимеров FP 3230S (а), FP 3330S (б), FP 3630S (в) от скорости сдвига при температуре 60 °С



Определение стойкости к механической деструкции

При движении в нагнетательном оборудовании и в пласте молекулы полимера под действием сдвиговых нагрузок подвергаются механической деструкции, снижающей вязкость раствора [17, 22]. Таким образом, для выбора оптимальной марки полимера необходимо предварительно оценить его стойкость к механической деструкции.

Для приготовления растворов полимеров использовалась модель воды, описанная выше. Вязкость исходных растворов была измерена при температуре 60 °С и скорости сдвига 7,338 с⁻¹. Затем растворы (500 см³) перемешивали при скорости

вращения мешалки 2000 об/мин в течение 10 минут, выдерживали до выхода пузырьков воздуха и измеряли их вязкость после механического воздействия. Результаты лабораторных испытаний приведены в таблице 4.

Согласно результатам лабораторных исследований, наибольшей механической устойчивостью обладает полимер FP 3230S. Данное наблюдение может быть объяснено тем, что полимер FP 3230S обладает наименьшей молекулярной массой из рассмотренных образцов, а степень подверженности механической деструкции растет с увеличением молекулярной массы полимера [23, 24].

РИСУНОК 3. Зависимость вязкости полимерных растворов от их концентрации

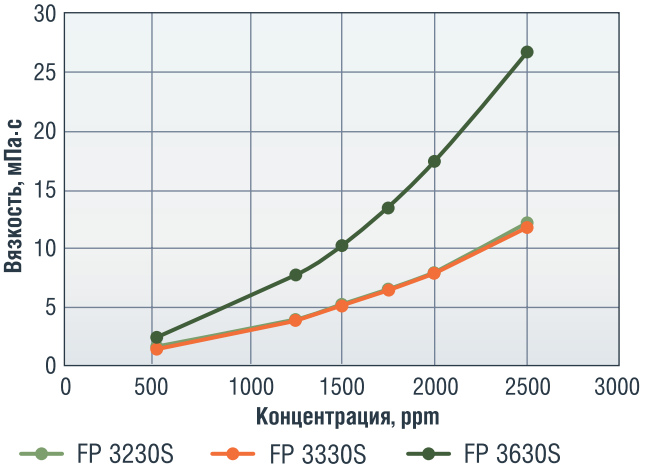
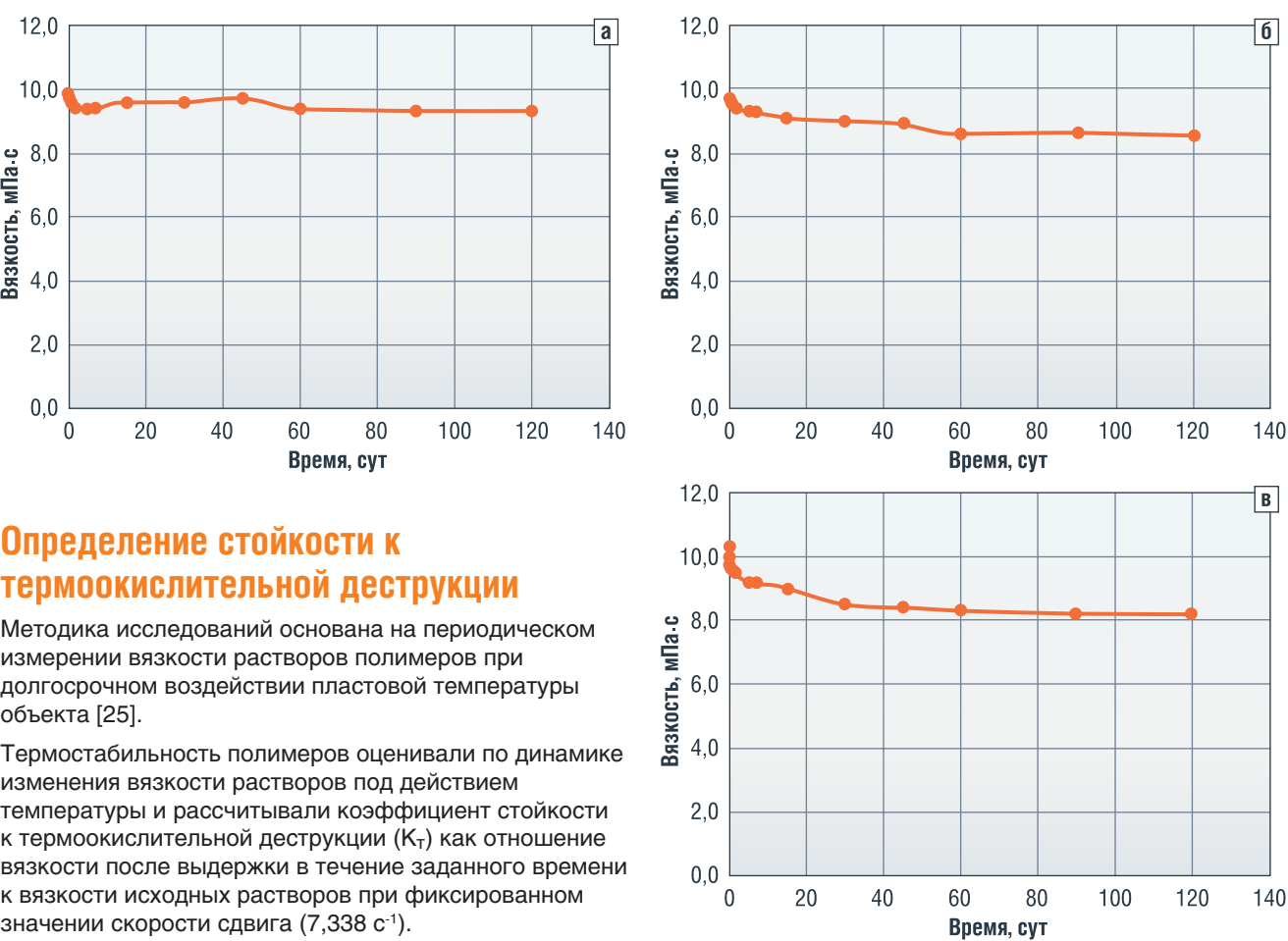


ТАБЛИЦА 4. Результаты исследования полимеров на стойкость к механической деструкции

Показатели	FP 3230S	FP 3330S	FP 3630S
Исходная концентрация, ppm	2300 ppm	2300 ppm	1500 ppm
Вязкость исходного раствора, мПа·с	9,9	9,8	10,3
Вязкость деструктированного раствора, мПа·с	8,9	8,7	8,8
Коэффициент потери вязкости по отношению к первоначальному значению, %	10,1	11,2	14,6

РИСУНОК 4. Зависимость вязкости полимеров FP 3230S (а), FP 3330S (б), FP 3630S (в) от времени при температуре 60 °С



Определение стойкости к термоокислительной деструкции

Методика исследований основана на периодическом измерении вязкости растворов полимеров при долгосрочном воздействии пластовой температуры объекта [25].

Термостабильность полимеров оценивали по динамике изменения вязкости растворов под действием температуры и рассчитывали коэффициент стойкости к термоокислительной деструкции (K_т) как отношение вязкости после выдержки в течение заданного времени к вязкости исходных растворов при фиксированном значении скорости сдвига (7,338 с⁻¹).

Для проведения исследований были приготовлены растворы полимеров с рабочими концентрациями на модели воды. Растворы полимеров помещали в бутылочки из боросиликатного стекла, снабженные резиновой пробкой и алюминиевым колпачком, который обжимается для обеспечения надежной

герметизации. Растворы продували азотом для удаления воздуха, герметично закрывали и помещали в термощаф с температурой 60 °С. Результаты проведенных лабораторных испытаний приведены на рисунке 4 и в таблице 5.

ТАБЛИЦА 5. Результаты определения стойкости к термоокислительной деструкции

Время выдержки при t = 60 °С, сутки	FP 3230S		FP 3330S		FP 3630S	
	вязкость, мПа·с	K _т , д.е.	вязкость, мПа·с	K _т , д.е.	вязкость, мПа·с	K _т , д.е.
0	9,80	1,00	9,70	1,00	10,30	1,00
0,042	9,80	1,00	9,70	1,00	9,90	0,96
0,125	9,80	1,00	9,70	1,00	9,70	0,94
0,292	9,70	0,99	9,70	1,00	9,60	0,93
1	9,50	0,97	9,50	0,98	9,50	0,92
2	9,40	0,96	9,40	0,97	9,50	0,92
5	9,40	0,96	9,30	0,96	9,20	0,89
7	9,40	0,96	9,30	0,96	9,20	0,89
15	9,60	0,98	9,10	0,94	9,00	0,87
30	9,60	0,98	9,00	0,93	8,50	0,83
45	9,70	0,99	8,90	0,92	8,40	0,82
60	9,40	0,96	8,60	0,89	8,30	0,81
90	9,30	0,95	8,60	0,89	8,20	0,80
120	9,30	0,95	8,50	0,88	8,20	0,80

Согласно полученным результатам, после 120 суток выдержки при температуре 60 °С снижение вязкости образца полимера FP 3630S составило 20 %, растворы полимеров марок FP 3330S и FP 3230S проявили большую термостабильность, в их случае потеря вязкости была равна 12 и 5 % соответственно.

Выводы

При проектировании внедрения технологии полимерного заводнения на месторождении особенно важным является лабораторный этап скрининга потенциальных марок реагентов. Определение зависимости вязкости полимера от скорости сдвига, его подверженности механической и термоокислительной деструкции позволяет выбрать оптимальный состав, подходящий для конкретных условий пласта и инфраструктуры месторождения.

В результате проведения лабораторных исследований трех марок частично гидролизованного полиакриламида, были получены следующие выводы:

- наибольшей вязкостью при идентичных концентрациях обладает раствор полимера с наивысшей молекулярной массой – FP 3630S;
- наименьшая степень подверженности механической деструкции наблюдалась у полимера марки FP 3230S: потеря вязкости в результате эксперимента составила 10,1 %, у образца FP 3330S – 11,2 %, у FP 3630S – 14,6 %;
- наименьшая степень подверженности термоокислительной деструкции наблюдалась у полимера марки FP 3230S: потеря вязкости после выдержки при 60 °С в течение 120 суток составила 5 %, у образца FP 3330S – 12 %, у FP 3630S – 20 %.

Следующим этапом оценки реагентов для проектирования внедрения полимерного заводнения на месторождении являются фильтрационные исследования на образцах керна. Полученные данные по реологическим характеристикам рассматриваемых полимеров позволяют интерпретировать данные фильтрационных экспериментов и определить наиболее подходящий реагент для условий рассматриваемого объекта. ●

Литература

1. Сонг К. Современные достижения в области полимерного заводнения в Китае / К. Сонг, Ж. Тао, К. Лью // Молекуляр. 2022. Т. 27, № 20. С. 6978.
2. Эзех О. Критический обзор полимерного заводнения на месторождениях Дачин и Пеликан Лейк: Изучение самых масштабных в мире проектов по внедрению полимерного заводнения на месторождениях легкой и тяжелой нефти соответственно / О. Эзех, С.С. Икиенсикимама, О. Акаранта // Журнал инженерных исследований и отчетов. 2021. Т. 21, №10. С. 25–40.
3. Паляница А.Н. Экологически безопасная технология повышения эффективности разработки месторождений высоковязкой нефти с высокой обводненностью / А.Н. Паляница, Е.У. Сафиуллина, Р.Р. Бязров // Энерджис. 2022. Т. 15, № 3. С. 753–772.
4. Подопригора Д.Г. Современное состояние и перспективы развития технологии закачки большеобъемных полимерных оторочек с целью повышения нефтеотдачи / Д.Г. Подопригора, Р.Р. Бязров, Е.А. Христин // Евразийский научный журнал. 2022. Т. 14, № 2.
5. Фирозджали А.М., Сагхафи Х.Р. Обзор полимерного заводнения как химического метода увеличения нефтеотдачи: Основы, экспериментальное и математическое моделирование // Петролеум. 2020. Т. 6, № 2. С. 115–122.
6. Тома А. Полимерное заводнение для увеличения нефтеотдачи на месторождениях легкой и тяжелой нефти / Тома А., Саюк Б., Абиров Ж., Мазбаев Е. // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 7–8. С. 58–67.
7. Загребельный Е. Опыт внедрения полимерного заводнения на Восточно-Мессояхском нефтяном месторождении / Е. Загребельный, Н. Глушенко,

- В. Комаров, Г. Немирович, И. Ильясов [и др.] // Доклад общества инженеров-нефтяников № 191569 на Российской Конференции Нефтегазовых Технологий в г. Москва, Россия, 15–17 октября 2018 г. Москва, Россия, 2018.
8. Лу К. Механизмы повышения нефтеотдачи полимерного заводнения в гетерогенных нефтяных коллекторах / К. Лу, Б. Као, К. Кси, В. Као, Й. Лиу, Й. Жанг, К. Ванг, Ж. Жанг // Петролеум Эксплорейшн энд Девелопмент. 2021. Т. 48, № 1. С. 169–178.
9. Демин В. Исследование механизмов полимерных растворов с вязкоупругим поведением, повышающим эффективность вытеснения нефти на микроуровне, и формирования устойчивых нитевидных потоков нефти / В. Демин, К. Хуифен, Л. Жонгчун, Я. Куингян // Доклад общества инженеров-нефтяников № 68723 на Азиатско-Тихоокеанской нефтегазовой конференции и выставке в г. Джакарта, Индонезия, 17–19 апреля 2001 г. Джакарта, Индонезия, 2001.
10. Шулинг Г. Промышленные испытания полимерного заводнения высокой концентрации с загущением сетки скважин с целью изменения направления потока после полимерного заводнения / Г. Шулинг, Ж. Женьхай, Ж. Кайю, Л. Хайбо [и др.] // Доклад общества инженеров-нефтяников № 179794 на нефтегазовой конференции по методам увеличения нефтеотдачи в Западной Азии в г. Мускат, Оман, 21–23 марта 2016 г. Мускат, Оман, 2016.
11. Аль-Шакири Б. Приемистость при нагнетании полимера: Влияние проницаемости в потоке полимеров в пористой среде / Б. Аль-Шакири, Б. Шейкер-Ширан, Т. Скодж, А. Скодж // Доклад Общества инженеров-нефтяников № 195495 на конференции Европейской ассоциации инженеров-геологов и геофизиков в г. Лондон, Великобритания, 3–6 июня 2019 г. Лондон, Великобритания, 2019.
12. Гуо Х. Как выбрать молекулярный вес полимера и его концентрацию с целью снижения риска блокирования коллектора? Опыт промышленных испытаний // Доклад на 20-м Европейском Симпозиуме по повышению нефтеотдачи в г. Пау, Франция, 8–11 апреля 2019 г. Пау, Франция, 2019.
13. Тома А. Основы технологии полимерного заводнения. СПб.: ЦОП «Профессия», 2020. 240 с.
14. Каримов Д. Полная реологическая характеристика полимеров на основе частично гидролизованного полиакриламида для потенциального внедрения в качестве метода увеличения нефтеотдачи // Доклад Общества инженеров-нефтяников № 204270 на Ежегодной Технической конференции и выставке, виртуально, 26–29 октября 2020 г.
15. Масалмех С. Расширение области применения полимерного заводнения на высокотемпературные карбонатные коллектора повышенной солености / С. Масалмех, А. Аль-Сумаити, Н. Гаиллард [и др.] // Доклад общества инженеров-нефтяников № 197647 на международный нефтегазовой выставке и конференции в г. Абу-Даби, ОАЭ, 11–14 ноября 2019 г. Абу-Даби, ОАЭ, 2019.
16. Родригес С., Ромеро К., Саргенти М.Л. Фильтрация полимерных растворов в пористой среде // Нон-Ньютониан Флюид Мех. 1993. Т. 49, № 1. С. 63–85.
17. Азад М.С., Триведи Ж.Ж. Количественная оценка вязкоупругих эффектов во время полимерного заводнения: критический обзор // Журнал Общества инженеров-нефтяников. 2019. Т. 24, № 6. С. 2731–2757.
18. Пульц К. Механическая деградация полимеров во время закачки, движения в коллекторе и добычи – Результаты полевых испытаний в залежи 8 ТН, Австрия / К. Пульц, Т. Клеменс, К. Следз, Каднар Р., Гумпенбергер Т. // Доклад общества инженеров-нефтяников № 180144 на 78-й Конференции Европейской Ассоциации Геоученых и Инженеров в г. Вена, Австрия, 30 мая – 2 июня 2016 г. Вена, Австрия, 2016.
19. Кеннеди Дж. К., Мидоус Дж., Уильям П.А. Сдвиговая и объемная вязкость серии гидрофобно ассоциированных полиэлектролитов // Журнал Химического Общества, Фарадей Трансакшнс, 1995. Т. 91, № 5, 911–916.
20. Бондаренко А.В. Лабораторные исследования по обоснованию технологии полимерного заводнения для конкретных геолого-физических условий объектов разработки нефтяных месторождений / А.В. Бондаренко, Н.Н. Барковский, Т.А. Сюр, О.И. Якимов, Севрюгина А.В. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2016. Т. 10. С. 34–42.
21. Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В. Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 51–55.
22. Джоанн С. Полимерное заводнение в условиях высокой температуры и высокой солености: Выбор типа и природы полимера, термическая стабильность // Журнал нефтегазовой науки и инженерии, 2020. Т. 195. С. 107545.
23. Тейлор К.К., Наср-Эль-Дин, Х.А. Водорастворимые гидрофобно связанные полимеры для повышения нефтеотдачи: литературный обзор // Доклад Общества инженеров-нефтяников № 29008 на конференции по нефтепромысловой химии в г. Сан-Антонио, США, 14–17 февраля 1995. Сан-Антонио, США, 1995.
24. Аль-Шакири Б. Влияние механической деградации на приемистость полимерных растворов в пористой среде / Б. Аль-Шакири, Скауге Т., Ширан Б.Ш., Скауге А. // Полимерс, 2018. Т. 10, № 7. С. 742.
25. Иманбаев Б.А. Оценка и научное обоснование применения полимерного заводнения на месторождении Узень / Б.А. Иманбаев, М.С. Сагындилов, Р.М. Кушеков, М.О. Тажигаев // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2022. Т. 4, № 1. С. 10.

KEYWORDS: *polymer, mobility, viscosity, rheological properties, chemical enhanced oil recovery methods, polymer flooding.*

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ И АСПО в нефтесервисе

АВТОРЫ РАЗРАБОТАЛИ И ОПИСАЛИ МЕТОДИКУ И АЛГОРИТМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ И АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ НА ОСНОВЕ ИЗМЕРЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ. ЭТИ ВИДЫ ОБРАЗОВАНИЙ ЗАТРУДНЯЮТ ПРОЦЕССЫ ДОБЫЧИ, ПРИВОДЯ К АВАРИЯМ И СНИЖЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН. В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ АЛГОРИТМЫ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕШЕНИЯ СИСТЕМ ОБЫКНОВЕННЫХ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИЗМЕРЕНИЙ ДАВЛЕНИЯ ГАЗОВ И ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ, ГАЗСОДЕРЖАНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ПОТОКА. РЕШЕНИЕ ДАННЫХ УРАВНЕНИЙ ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ДИНАМИКУ И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ И АСПО В СКВАЖИНАХ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ РЕЖИМА ДОБЫЧИ, УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ГАЗА И НЕФТИ, ГЕОЛОГО-КРИОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ. РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА ПОЗВОЛЯЮТ ОПРЕДЕЛЯТЬ ЗАВИСИМОСТЬ ГЛУБИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ОТ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ, ЧТО МОЖЕТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНО ДЛЯ КОНТРОЛЯ ИЗМЕНЕНИЯ ПЛОЩАДИ ПОТОКА ВО ВСЕЙ СКВАЖИНЕ И ПРИ НЕОБХОДИМОСТИ ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И УДАЛЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ И АСПО, ЧТО, В СВОЮ ОЧЕРЕДЬ, ПОЗВОЛИТ УЛУЧШИТЬ ПОНИМАНИЕ ПРОЦЕССОВ В СКВАЖИНАХ И ОПТИМИЗИРОВАТЬ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

THE AUTHORS DEVELOPED AND DESCRIBED A METHOD AND ALGORITHM FOR DETERMINING THE PARAMETERS OF THE PROCESS OF GAS HYDRATES FORMATION AND ASPHALT, RESIN, AND PARAFFIN DEPOSITS IN WELLS BASED ON PRESSURE AND TEMPERATURE MEASUREMENTS. THESE TYPES OF FORMATIONS COMPLICATE PRODUCTION PROCESSES, LEADING TO ACCIDENTS AND REDUCED WELL CAPACITY. THE ARTICLE PRESENTS ALGORITHMS FOR DETERMINING THE SOLUTION OF SYSTEMS OF ORDINARY DIFFERENTIAL EQUATIONS BASED ON MEASUREMENTS OF GAS AND LIQUID PRESSURE IN THE WELL, GAS CONTENT AND FLOW TEMPERATURE. SOLVING THESE EQUATIONS MAKES IT POSSIBLE TO EVALUATE THE DYNAMICS AND CONDITIONS OF GAS HYDRATE AND PARAFFIN DEPOSITS FORMATION IN WELLS DEPENDING ON THE PRODUCTION MODE, THE EQUATION OF STATE OF GAS AND OIL, AND GEOLOGICAL AND CRYOLOGICAL CONDITIONS. THE RESULTS OF THE COMPUTATIONAL EXPERIMENT MAKE IT POSSIBLE TO DETERMINE THE DEPENDENCE OF THE ORGANIC DEPOSITS DEPTH FORMATION ON THE OPERATING PARAMETERS OF THE PRODUCTION WELL, WHICH CAN BE USED TO CONTROL CHANGES IN THE FLOW AREA THROUGHOUT THE WELL AND, IF NECESSARY, TO PREVENT AND REMOVE THE FORMATION OF NATURAL GAS HYDRATES. THE RESULTS OBTAINED CAN BE USED TO PREDICT THE CONDITIONS FOR THE GAS HYDRATES AND PARAFFIN FORMATION, WHICH IN TURN WILL IMPROVE THE UNDERSTANDING OF PROCESSES IN WELLS AND OPTIMIZE HYDROCARBON PRODUCTION TECHNOLOGIES

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: *газовые гидраты, асфальтосмолопарафиновые отложения, установка электроцентробежного насоса, термобарические условия.*

Коробов Григорий Юрьевич

доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, к.т.н.

Воронцов Андрей Алексеевич

аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II

Газогидраты, также известные как клатраты, представляют собой кристаллические соединения, образующиеся из молекул воды (хозяев) и газа (гостя) при определенных условиях температуры и давления. Термодинамические условия для образования газовых гидратов зависят от типа газа, температуры, давления, насыщенности газом, солености воды [1] и компонентного состава других фаз. Гидраты могут быть образованы метаном (CH₄), этаном (C₂H₆), пропаном (C₃H₈), бутаном (C₄H₁₀), углекислым газом (CO₂), сероводородом (H₂S), азотом (N₂) и другими газами в добываемых углеводородах при соответствующих условиях [2]. Природные газовые гидраты, содержащие метан, являются особенно перспективным источником энергии, поскольку 1 м³ гидрата содержит примерно 165 стандартных м³ CH₄.

Существуют техногенные и природные газовые гидраты. Техногенные гидраты могут образовываться в системах добычи природного газа и нефти с высоким газовым фактором, таких как призабойные зоны, стволы скважин, промысловые трубопроводы и т.д. [3]. Природные гидраты могут образовывать скопления или находиться в диффузионном состоянии [4]. Процессы образования техногенных гидратов природного газа оказывают существенное влияние на эксплуатацию производственных объектов в нефтегазовой отрасли, усложняя технологические процессы, увеличивая энергозатраты и уменьшая межремонтный период работы оборудования.

Накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях промыслового оборудования и трубопроводов серьезно затрудняют процессы добычи, транспортировки и переработки нефти. Исследования выявили обязательные условия, при которых существует опасность образования АСПО в промысловом оборудовании [5, 6]:

- наличие тяжелых компонентов нефти, способных к агломерации в крупные частицы АСПО;
- освобождение растворенного в нефти газа при снижении давления потока ниже уровня насыщения нефти газом;
- понижение температуры потока ниже точки насыщения нефти парафиновыми углеводородами;
- срывные силы потока, зависящие от его скорости, режима и структуры, ниже сил сцепления внутри отложений [7].

Сложные климатические условия Крайнего Севера, где чаще всего открываются новые месторождения углеводородов, усложняют ситуацию с переохлаждением неземного оборудования и проходящего через него флюида. Дополнительно охлаждают поток многолетнемерзлые породы (ММП), что в комплексе с суровым климатом ухудшает ситуацию с образованием газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти и газа [8–10].

Отложение газовых гидратов и АСПО в значительной степени снижают производительность добывающей скважины, снижая рентабельность добычи углеводородов. Агломерация газовых гидратов и АСПО в единое образование еще больше затрудняет эксплуатацию добывающей скважины.

Давление и температура потока при добыче нефти

Термобарические условия внутри скважины оказывают существенное влияние на процесс добычи углеводородов. При этом давление и температура потока внутри скважины являются основными параметрами, влияющими на образование органических отложений [11, 12]. Соответственно, необходимо максимально точно определять данные параметры для прогнозирования процессов отложения парафинов и кристаллогидратов при добыче углеводородов.

Так, в исследовании [13] была представлена методика определения температуры потока внутри скважины. Данная модель основывается на дифференциальных уравнениях теплопроводности, в которых учитывается коэффициент теплопередачи между окружающими породами и потоком в скважине. Значение коэффициента получают с помощью промысловых данных [14]. В ходе экспериментов была подтверждена высокая сходимость полученной термограммы скважины с промысловыми данными. В работах [15, 16] рассматривается конвективный теплообмен для вертикального газожидкостного двухфазного потока углеводородов. Данный поток имитирует движение нефти и газа в добывающей скважине. В ходе лабораторных экспериментов были выявлены зависимости теплопередачи от скорости смеси и структуры потока. Теоретические исследования заключались в разработке комплексной механистической модели теплообмена. Данная модель учитывает характер течения потока: пузырьковая, глобуловая, кольцевая структура. Разработанная модель способна предсказать структуру потока, а далее на основе полученной структуры подсчитать гидродинамику и теплопередачу потока. Результаты сравнения модели и реальных данных показали, что представленная модель рассчитывает коэффициент теплопередачи в пределах 20 %, 30 % и 25 % погрешности для пузырькового, кольцевого и глобулового потока.

Учет таких параметров ММП, как скрытая теплота плавления, эффект подтаивания ММП, миграция воды из зон вблизи скважины к дальним областям, температурный градиент, позволил авторам работы [17] представить новую тепловую модель добывающей скважины. Промысловые испытания модели показали высокую сходимость результатов вычисления с реальными данными.

Таким образом, точное определение термобарических условий внутри скважины позволит лучше предсказывать условия образования газовых гидратов и АСПО, что, в свою очередь, позволит вести бесперебойную добычу углеводородов без выпадения органических отложений в оборудовании.

Методика определения глубин образования газовых гидратов и АСПО в скважине

Алгоритм нахождения глубин образования органических отложений включает в себя следующие пункты:

- Задаются исходные данные по конструкции скважины и начальные условия добычи, которые получают из промысловых данных;
- Находятся параметры работы установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) с поправками на эмульсию и свободный газ;
- Строится распределение температуры потока в скважине по глубине, учитывая работу УЭЦН [18];
- По модернизированной методике Поэтмана-Карпентера находится распределение давления по глубине в скважине для эксплуатационной колонны и НКТ;
- Через глубины значения давлений привязываются к значениям температуры потока. Таким образом, уточняется распределение P(T) в скважине;
- Далее, через модель работы скважины, находятся истинные параметры работы скважины в представленных условиях. Уточняются: дебит, забойное давление, давление приема;
- P(T) распределение сравнивается с равновесными условиями гидратообразования, находится глубина начала гидратообразования [19];
- Термограмма скважины сравнивается с распределением температуры кристаллизации парафина по глубине скважины.

В результате данного алгоритма получаются точные значения начальных глубин образования АСПО и кристаллогидратов. Данный алгоритм может быть модернизирован с помощью введения временной переменной в расчеты, будет учитываться кинетика образования газовых гидратов в присутствии АСПО [20, 21].

В первую очередь находится напорная характеристика УЭЦН на эмульсии в присутствии газа. Давление, создаваемое насосом, находится из паспортных характеристик установленного в скважину насоса. Произведем пересчет на вязкую жидкость по методу Ляпкина П.Д. [22]. Коэффициент быстроходности степени насоса:

$$n_s = 193 \cdot n \cdot \left(\frac{Q_{в.опт.}}{86400} \right)^{0,5} \cdot \left(g \cdot \frac{H_{в.опт.}}{z} \right)^{-0,75} \quad (1)$$

где n – число оборотов насоса, об/мин;

$Q_{в.опт.}$, $H_{в.опт.}$ – оптимальный дебит (м³/сут) и напор насоса на воде (H);

z – число ступеней.

Число Рейнольдса потока в каналах центробежно-вихревого электронасоса:

$$Re_H = \frac{4,3 + 0,816 \cdot n_s^{0,274}}{n_s^{0,575}} \cdot \frac{Q_B}{\left(\frac{\mu}{\rho_{см}} \right) \cdot 86400} \cdot \sqrt[3]{\frac{n \cdot 86400}{Q_{в.опт.}}} \quad (2)$$

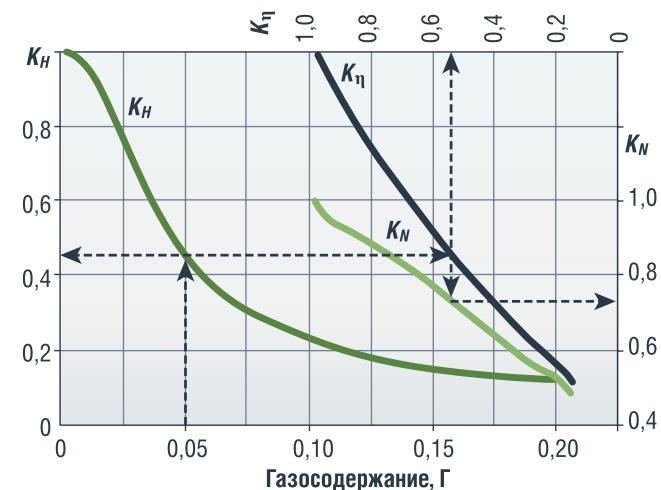
Пересчетные коэффициенты на вязкую жидкость:

$$K_{Hq} = 1 - (3,585 - 0,821 \cdot \lg(Re_H)) \cdot \left(0,027 + 0,0485 \frac{Q_B}{Q_{в.опт.}} \right) \quad (3)$$

$$K_\eta = \begin{cases} 0,485 \cdot \lg(Re_H) - 0,63 - 0,26 \frac{Q_B}{Q_{в.опт.}} & \text{если } Re_H < 2320 \\ 0,274 \cdot \lg(Re_H) - 0,06 - 0,14 \frac{Q_B}{Q_{в.опт.}} & \text{если } Re_H > 2320 \end{cases} \quad (4)$$

Теперь получим коэффициенты для перерасчета на водовоздушную смесь с помощью соответствующей номограммы на рисунке 1 [23].

РИСУНОК 1. Номограмма для расчета параметров работы насоса на водовоздушных смесях по известным параметрам работы на воде



Газосодержание находится по формуле (5):

$$\Gamma = G / \left(\frac{\rho_{нд}}{\rho_r} + G \right), \quad (5)$$

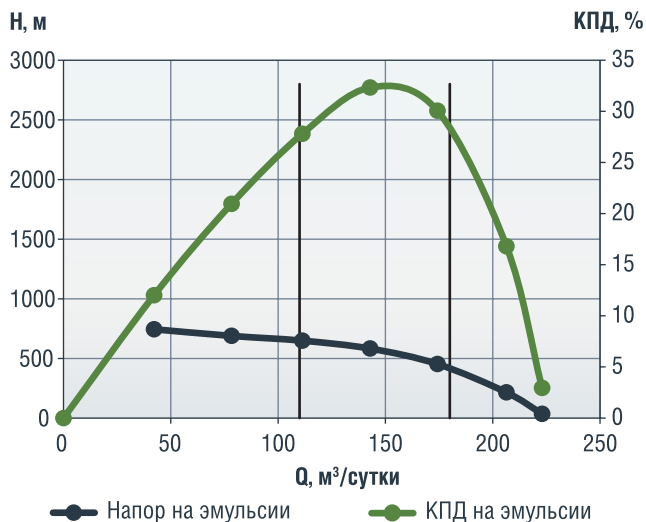
где G – газовый фактор, м³/м³;

$\rho_{нд}$ – плотность дегазированной нефти при стандартных условиях, кг/м³;

ρ_r – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³.

Получаем пересчетные коэффициенты по газу. Перемножив их с полученными коэффициентами вязкой жидкости, строим характеристику насоса для реальной эмульсии, которая представлена на рисунке 2.

РИСУНОК 2. Характеристики рассматриваемого насоса на реальной эмульсии



Данные расчеты позволяют нам найти давление, создаваемое насосом, Рнасос для любого дебита скважины, необходимое дальше для расчетов.

Температура потока в любом сечении между кровлей пласта и основанием насоса (температура в эксплуатационной колонне) определяется по формуле (6):

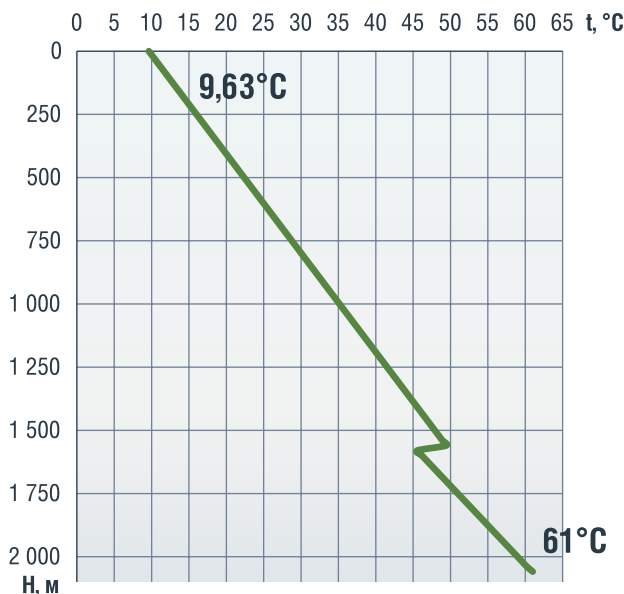
$$T_{\text{ЭК}} = T_{\text{пл}} - (H_{\text{КП}} - H) \cdot \cos \alpha \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos \alpha}{10 \cdot Q / 86400 \cdot 20 \cdot d_{\text{ЭК.внут}}^{2,67}}, \quad (6)$$

Температура потока в любом сечении колонны подъемных труб – по формуле (7):

$$T_{\text{НКТ}} = T_{\text{пл}} - (H_{\text{КП}} - H_{\text{ВЫХ}}) \cdot \cos \alpha \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos \alpha}{10 \cdot Q / 86400 \cdot 20 \cdot d_{\text{ЭК.внут}}^{2,67}} - (H_{\text{ВЫХ}} - H) \cdot \cos \alpha \cdot \frac{0,0034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos \alpha}{10 \cdot Q / 86400 \cdot 20 \cdot d_{\text{НКТ.внут}}^{2,67}}, \quad (7)$$

где α – средний угол наклона скважины;
 Γ – температурный градиент, град/м,

РИСУНОК 3. Распределение температуры потока по длине скважины



$H_{\text{ВЫХ}}$ – глубина по вертикали подвески насоса, м;
 $H_{\text{КП}}$ – глубина по вертикали кровли пласта, м;
 Q – дебит жидкости, м³/сут;

$d_{\text{ЭК.внут}}^{2,67}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

$d_{\text{НКТ.внут}}^{2,67}$ – внутренний диаметр НКТ, м.

Повышение температуры на выкиде насоса с учетом всех параметров определяется:

$$\Delta t_{\text{уэцн}} = \frac{g H_{\text{Н}}}{c} \left(\frac{1}{\eta_{\text{н}} \eta_{\text{д}}} - \frac{1}{\eta_{\text{н}}} - 0,5 \right), \quad (8)$$

где $H_{\text{Н}}$ – напор, создаваемый насосом, м;
 $\eta_{\text{н}}$ – КПД насоса; $\eta_{\text{д}}$ – КПД двигателя, равный 0,9.

Распределение температуры по длине скважины, представленное на рисунке 3.

Для определения распределения давления в скважине можно использовать модернизированную методику Поэтмана-Карпентера, адаптированную для учета работы установки электрического центробежного насоса. Эта модернизированная методика включает измененные уравнения для учета выделившегося и растворенного газа в колонне насосно-компрессорной трубы после УЭЦН. Расчеты ведутся «сверху-вниз» в колонне НКТ до давления насыщения, а также в эксплуатационной колонне от значения давления на приеме насоса до забойного давления. С помощью метода итерации находим основные параметры работы скважины. Для подсчета дебита скважины также применялась кривая Вогеля для учета работы скважины при давлениях ниже давления насыщения. Представленная методика включает следующие расчеты.

Рассчитываем температуру для давления P_i (МПа) в сечении скважины, давление с определенным шагом распределяется от известного устьевого давления P_y (МПа) и до давления насыщения $P_{\text{нас}}$ (МПа):

$$T_i = T_y + \frac{(T_{\text{пл}} - T_y) \cdot (P_i - P_y)}{(P_{\text{нас}} - P_y)}, \quad (9)$$

где T_y – температура на устье, полученная ранее в расчетах, К;

$T_{\text{пл}}$ – температура пласта, К.

Относительная плотность газа по воздуху:

$$\bar{\rho}_{\text{Г}} = \frac{\rho_{\text{Г}}}{\rho_{\text{возд}}} \quad (10)$$

Приведенные давления и температуры находим по формулам:

$$P_{\text{пр}} = \frac{P_i}{0,1 \cdot (55,3 - 10,4 \cdot \bar{\rho}_{\text{Г}}^{0,5})} \quad (11)$$

$$T_{\text{пр}} = \frac{T_i}{(12 + 238 \cdot \bar{\rho}_{\text{Г}}^{0,5})}$$

Находим коэффициент сжимаемости нефтяного газа:

$$z = \left(1 - P_{\text{пр}} \cdot \left(\frac{0,18}{T_{\text{пр}} - 0,73} - 0,135 \right) + 0,016 \cdot \frac{P_{\text{пр}}^{3,45}}{T_{\text{пр}}^{6,1}} \right) \cdot (1 - y_{\text{азот}}) + \left(1 + 0,564 \cdot 10^{-10} \cdot (T_i - 273)^{3,71} \cdot P_i^{\frac{14,7}{\sqrt{T_i - 273}}} \right) \cdot y_{\text{азот}} = 0,901 \quad (12)$$

где $y_{\text{азот}}$ – мольное содержание азота в долях.

Находим параметры, необходимые для расчета объема выделившегося газа:

$$R(P) = \frac{\lg \frac{P_i}{P_{\text{нас}}}}{\lg(10 P_{\text{нас}})}$$

$$M(T) = 1 + 0,029 \cdot (T_i - 293) \cdot (\rho_{\text{нд}} \cdot \bar{\rho}_{\text{Г}} \cdot 10^{-3} - 0,7996) \quad (13)$$

$$D(T) = 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot \bar{\rho}_{\text{Г}} \cdot [4,5 - 0,003 \cdot (T_i - 293)] - 4,785$$

Находится коэффициент сепарации насоса по формуле 14:

$$K_{\text{сеп}} = \frac{1}{\left(1 + 0,75 \cdot \frac{Q}{86400 \cdot (0,02 \cdot \left(\pi \cdot \frac{(d_{\text{ЭК.внут}}^2 - d_{\text{нас}}^2)}{4} \right))} \right)} \quad (14)$$

Удельный объем выделившегося газа, учитывая, что в насос уже попал газ с коэффициентом сепарации:

$$V_{\text{ГВ},i} = G \cdot R(P) \cdot M(T) \cdot [D(T) \cdot (1 + R(P) - 1)] \cdot (1 - K_{\text{сеп}}) \quad (15)$$

Рассчитываем остаточную газонасыщенность нефти:

$$V_{\text{ГР}i} = G \cdot M(T) - V_{\text{ГВ},i} \quad (16)$$

Определяем коэффициенты для нахождения относительной плотности выделившегося газа:

$$U = 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot G - 186 \quad (17)$$

$$a = 1 + 0,0054 \cdot (T_i - 293)$$

Теперь находим относительную плотность выделившегося газа:

$$\rho_{\text{ГВ},i}(P_i, T_i) = a \cdot [\bar{\rho}_{\text{Г}} - 0,0036 \cdot (1 + R(P_i)) \cdot (105,7 + U \cdot R(P_i))] \quad (18)$$

Относительная плотность нефтяного газа, оставшегося в нефти, при P_i и T_i :

$$\bar{\rho}_{\text{ГР}}(P_i, T_i) = \frac{G \cdot \left[\bar{\rho}_{\text{Г}} \cdot a \cdot M(T_i) - \frac{\rho_{\text{ГВ},i}(P_i, T_i) \cdot V_{\text{ГВ},i}}{G} \right]}{V_{\text{ГР}i}} \quad (19)$$

Для определения коэффициента объемного расширения нефти необходимо предварительно вычислить удельное приращение объема нефти, обозначенное как $\lambda(T)$, и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти, обозначенный как $\alpha_{\text{н}}$. После этого можно рассчитать итоговый коэффициент объемного расширения:

$$\lambda(T) = 10^{-3} \cdot \left[4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} + \frac{1,0337 \cdot \bar{\rho}_{\text{ГР}}(P_i, T_i)}{a} + 5,581 \cdot 10^{-6} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot (1 - 1,61 \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{ГР}i}) \cdot V_{\text{ГР}i} \right] \quad (20)$$

$$\alpha_{\text{н}} = 10^{-3} \cdot (2,513 - 1,975 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}}) \quad (21)$$

$$b_{\text{н}}(P_i, T_i) = 1 + \frac{1,0733 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{нд}} \cdot V_{\text{ГР}i} \cdot \lambda(T)}{M(T)} + a_{\text{н}} \cdot (T_i - 293) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot P_i \quad (22)$$

Находим удельный объем смеси при данных давлениях и температурах:

$$V_{\text{см}} = b_{\text{н}}(P_i, T_i) + \frac{V_{\text{ГВ},i} \cdot z \cdot P_0 \cdot T_i}{P_i \cdot 293} + \frac{\beta_{\text{в}}}{1 - \beta_{\text{в}}} \quad (23)$$

где $\beta_{\text{в}}$ – обводненность продукции, доли.

Находим удельную массу смеси:

$$M_{\text{см}} = \rho_{\text{нд}} + \bar{\rho}_{\text{Г}} \cdot G + \frac{\rho_{\text{в}} \cdot \beta_{\text{в}}}{(1 - \beta_{\text{в}})} \quad (24)$$

Идеальная плотность смеси жидкости и газа:

$$\rho_{\text{см.и}} = \frac{M_{\text{см}}}{V_{\text{см}}} \quad (25)$$

Корреляционный коэффициент необратимых потерь давления:

$$f = 10^{\left[19,66 \cdot \left(1 + \lg \left[\frac{0,99 \cdot 10^{-5} \cdot Q \cdot (1 - \beta_{\text{в}}) \cdot M_{\text{см}}}{d_{\text{НКТ.внут}}} \right] \right)^{-0,25} - 17,23 \right]} \quad (26)$$

Получаем полный градиент давления:

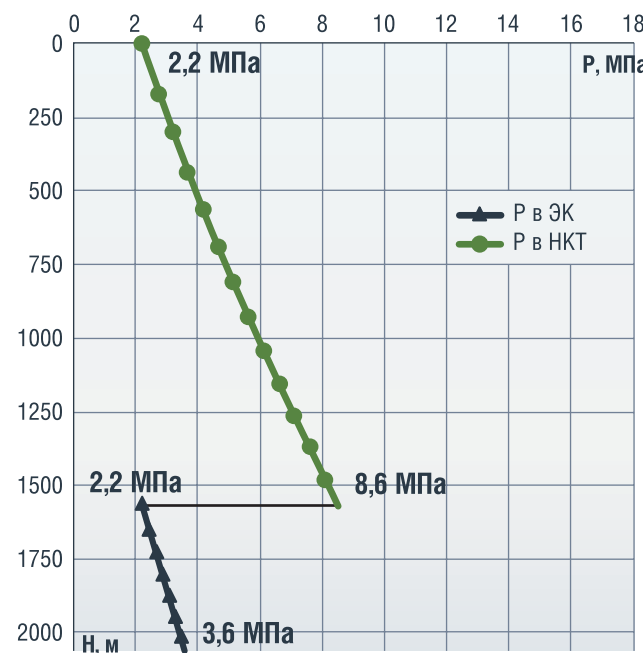
$$\frac{dP}{dH} = \rho_{\text{см}} \cdot 9,81 \cdot 10^{-6} \cdot \cos \alpha + \frac{\left[f \cdot Q^2 \cdot (1 - \beta_{\text{в}})^2 \cdot M_{\text{см}}^2 \right]}{\left(2,3 \cdot 10^{15} \cdot \rho_{\text{см}} \cdot d_{\text{НКТ.внут}}^5 \right)} \quad (27)$$

$$\frac{dH}{dP} = \left(\frac{dP}{dH} \right)^{-1} \quad (28)$$

Проводим численное интегрирование и получаем распределение давления по длине НКТ. Распределение давления в эксплуатационной колонне рассчитывается таким же образом, только расчет ведется начиная от значения давления приема $P_{\text{пр}}$, которое получается путем вычета давления, создаваемого насосом $P_{\text{насос}}$, из давления выкида $P_{\text{вык}}$, которое получается из расчета распределения давления по НКТ.

После первого расчета давлений на определенных глубинах с использованием математического метода интерполяции, новые значения температур,

РИСУНОК 4. Распределение давления по стволу скважины, полученное по модернизированному методу Поэтмана-Карпентера



полученные из расчета температуры по длине скважины, привязываются к данным значениям давлений. Затем эти новые значения температур заменяют исходные, и процесс расчета повторяется для получения более точных значений давления. Многократные итерации выполняются для нахождения точного распределения давления по глубине НКТ и эксплуатационной колонне, из которого мы получаем истинное забойное давление $P_{заб}$.

Далее, через коэффициент продуктивности скважины $K_{прод}$, находится истинный дебит скважины, а не заданный в исходных данных.

Также при расчетах вводится поправка Вогеля, которая учитывает движение газированной жидкости.

$$Q_{расч} = \begin{cases} K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), & \text{если } P_{заб} > P_{нас} \\ K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}) + \frac{K_{прод} \cdot P_{нас}}{1,8} \cdot \left(1 - 0,2 \cdot \frac{P_{заб}}{P_{нас}} - 0,8 \cdot \left(\frac{P_{заб}}{P_{нас}}\right)^2\right), & \text{если } P_{заб} \leq P_{нас} \end{cases} \quad (29)$$

Полученное расчетное значение дебита подставляем в начало расчета и повторяем весь алгоритм до тех пор, пока не достигнем необходимой точности.

Полученное в итоге распределение давления по стволу скважины представлено на рисунке 4.

Затем проводится определение равновесных условий образования кристаллогидратов с использованием расчетной методики, представленной в монографии [24, 25]. Данная методика применяется для природных и попутных нефтяных газов.

Вначале, используя формулу (30), рассчитывается давление гидратообразования p_m^0 (в МПа) при температуре, равной $T_0 = 273,15$, согласно уравнению, которое применимо для гидратов кубической структуры II, которые, в свою очередь, характерны для нефтегазоконденсатных месторождений:

$$\left[1 + p_m^0 (2,5y_{CH_4} + 1,4y_{CO_2} + 0,67y_{N_2} + 46,1y_{H_2S})\right]^2 = \frac{1}{p_m^0 \left(\frac{y_{CH_4}}{2,31} + \frac{y_{C_2H_6}}{2,3} + \frac{y_{C_3H_8}}{0,176} + \frac{y_{i-C_4H_{10}}}{0,113} + \frac{y_{n-C_4H_{10}}}{1,6} + \frac{y_{CO_2}}{26,3} + \frac{y_{N_2}}{2323} + \frac{y_{H_2S}}{10,47}\right)}, \quad (30)$$

где y – мольная доля i -го компонента газовой смеси в долях единицы.

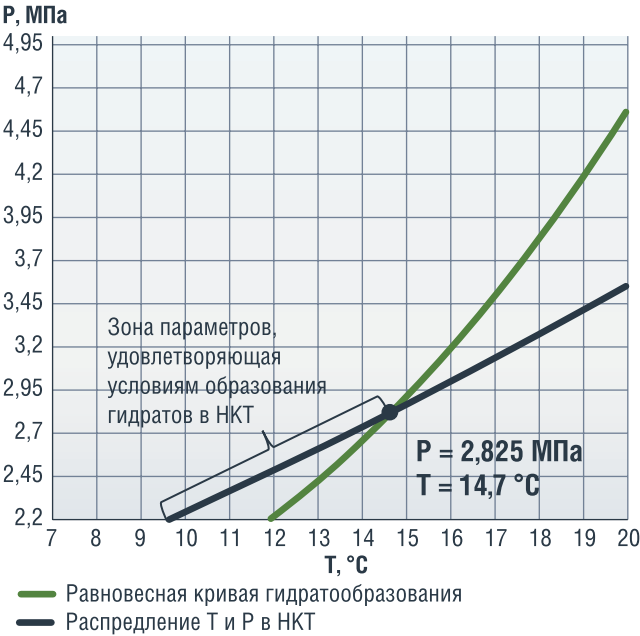
Далее строится кривая равновесных условий гидратообразования для НКТ.

Искомое давление (p_m) при температурах больших 273,15 К находится с использованием наборов эталонных кривых гидратообразования, предложенных В.А. Истоминным, по следующему уравнению:

$$p_m = \frac{p_m^0 z^0}{z} \exp \left(A_1 \left(\frac{1}{T_0} - \frac{1}{T} \right) \right). \quad (31)$$

В результате расчета по данной методике будет получена кривая равновесных условий гидратообразования в координатах $P(T)$. Данная кривая также зависит от давлений и температур в самой НКТ. Построим зависимость давления от температуры для условий НКТ и равновесную кривую гидратообразования на одном рисунке для нахождения интервалов, где образуются кристаллогидраты.

РИСУНОК 5. Определение интервала образования гидратов в НКТ



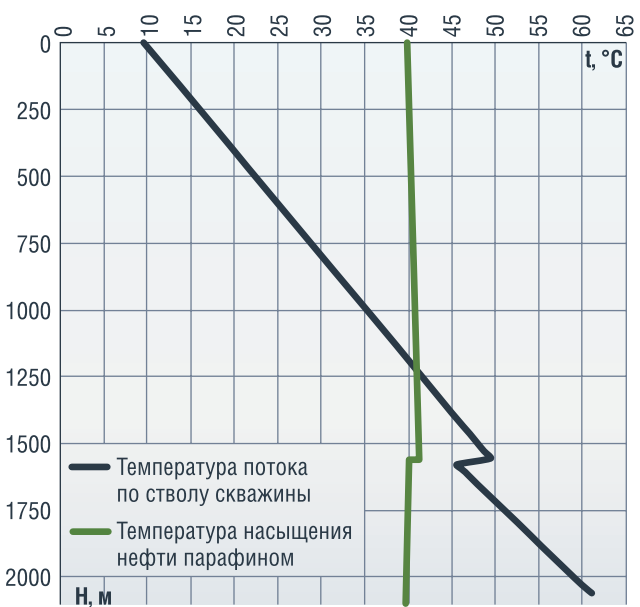
Получив данные значения, предоставляется возможность оценить глубины, на которых соблюдаются условия, способствующие образованию газовых гидратов.

Для расчета глубины образования АСПО в скважине необходимо найти температуру потока и распределение температуры кристаллизации парафина. Для построения распределения температуры насыщения нефти парафином по глубине скважины, можно воспользоваться уравнениями 32 и 33.

Значения давления и объемного газосодержания берутся из рассчитанной ранее методикой Поэтмана-Карпентера, строится зависимость температуры кристаллизации парафина от глубины:

$$T_{нп}(P_i) = t_0 + 0,2 P_i - 0,1 V_{гр,i} \quad (32)$$

РИСУНОК 6. Определение глубины образования АСПО в скважине



где t_0 находится по формуле 33:

$$t_0 = 11,398 + 34,084 \lg C_{п} \quad (33)$$

где $C_{п}$ – массовое содержание парафина, %.

Изображение зависимости температуры насыщения нефти парафином в скважине от глубины и совмещение ее с термограммой скважины позволяет определить глубину образования АСПО в добывающей скважине. Этот результат представлен на рисунке 6.

Заключение

Исследование, выполненное в данной статье, во многом связано с вычислительным алгоритмом для определения глубины образования газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах. Авторы представили методику, которая включает широкий спектр расчетов, начиная от определения условий термобарических параметров внутри скважины и заканчивая рассмотрением равновесных условий гидратообразования и температуры кристаллизации парафина. Учитываются такие важные составляющие процесса добычи пластового флюида, как: газонасыщенность, распределение свободного газа и его диспергированность в потоке, усадка нефти, наличие свободной воды, влияние вязкости добываемого флюида на параметры работы УЭЦН.

Полученные результаты могут быть использованы для прогнозирования условий образования газовых гидратов и АСПО, что, в свою очередь, позволит улучшить понимание процессов образования органических отложений в добывающих нефтяных скважинах, оптимизировать технологии добычи углеводородов.

Расчетный алгоритм, представленный в статье, обладает потенциалом для улучшения процессов добычи углеводородов. Точное определение термобарических условий внутри скважины предоставляет возможность более точного прогнозирования образования газовых гидратов и АСПО. Предложенный алгоритм нахождения глубины образования органических отложений в скважине представляет инновационный метод для промышленных исследований в этой области. Также существует возможность модернизации данного алгоритма.

Во-первых, нельзя отрицать тот факт, что парафин и асфальтены оказывают влияние на термодинамические и кинетические условия образования газовых гидратов. Дальнейшие лабораторные исследования и литературный анализ позволит изучить данный аспект.

Во-вторых, учет времени в процессах нуклеации и образовании кристаллогидратов в присутствии парафина позволит создать временную модель работы скважины в условиях, когда газовый гидрат попросту не будет успевать образовываться в стволе скважины, где с ним сложнее всего бороться.

Получение точных данных о равновесных условиях гидратообразования и температуре кристаллизации парафина способствует более осведомленному подходу к эксплуатации и обслуживанию скважин, что может существенно повлиять на доходность и эффективность добычи нефти и газа. ●

Литература

1. Mastronardo E. et al. Organic Salt Hydrate as a Novel Paradigm for Thermal Energy Storage // *Energies*. 2022. Vol. 15, № 12. P. 4339.
2. Zhang J. et al. The formation and aggregation of hydrate in W/O emulsion containing different compositions: A review // *Chem. Eng. J. Elsevier B.V.*, 2022. Vol. 445, № April. P. 136800.
3. Semenov A.P. et al. Synergistic effect of salts and methanol in thermodynamic inhibition of sll gas hydrates // *J. Chem. Thermodyn. Elsevier Ltd*, 2019. Vol. 137. P. 119–130.
4. Borisova N.N., Rozhin I.I. Method for determining the mass flow for pressure measurements of gas hydrates formation in the well // *J. Sib. Fed. Univ. – Math. Phys.* 2021. Vol. 14, № 2. P. 193–203.
5. Sandya M.S., Struchkov I.A., Rogachev M.K. Formation damage induced by wax deposits in wells using electric submersible pumps // *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*. 2021. P. 283–295.
6. Aleksandrov A.N., Kishchenko M.A., Nguyen Van T. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps // *Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals*. 2021. P. 283–295.
7. Khaibullina K.S., Korobov G.Y., Lekontsev A.V. Development of an asphalt-resin-paraffin deposits inhibitor and substantiation of the technological parameters of its injection into the bottom-hole formation zone // *Period. Tche Quim.* 2020. Vol. 17, № 34. P. 769–781.
8. Wei Z. et al. Multi-criteria decision making approaches to select appropriate enhanced oil recovery techniques in petroleum industries // *Energy Reports. Elsevier Ltd*, 2021. Vol. 7. P. 2751–2758.
9. Podoprighora D., Byazrov R., Sytnik J. The Comprehensive Overview of Large-Volume Surfactant Slugs Injection for Enhancing Oil Recovery: Status and the Outlook // *Energies*. 2022. Vol. 15, № 21. P. 8300.
10. Raupov I., Rogachev M., Sytnik J. Design of a Polymer Composition for the Conformance Control in Heterogeneous Reservoirs // *Energies*. 2023. Vol. 16, № 1. P. 515.
11. Коробов Г.Ю., Воронцов А.А. Исследование условий образования газогидратных и асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти механизированным способом // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2023. – № 10., вып. 334. – С. 61–75.
12. Wang W. et al. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions // *J. Dispers. Sci. Technol. Taylor & Francis*, 2020. Vol. 41, № 12. P. 1821–1830.
13. Korobov G., Podoprighora D. Depth computation for the onset of organic sedimentation formation in the oil producing well as exemplified by the Sibirskeye oil field // *Acta Tech. CSAV (Ceskoslovensk Akad. Ved)*. 2018. Vol. 63, № 3. P. 481–492.
14. Martins J.R. et al. Heat dissipation of the Electrical Submersible Pump (ESP) installed in a subsea skid // *Oil Gas Sci. Technol.* 2020. Vol. 75.
15. Manabe R. et al. A mechanistic heat transfer model for horizontal two-phase flow // *4th North American Conference on Multiphase Technology*. 2004. P. 45–63.
16. Gao Y. et al. Two phase flow heat transfer analysis at different flow patterns in the wellbore // *Appl. Therm. Eng. Elsevier Ltd*, 2017. Vol. 117. P. 544–552.
17. Wang X. et al. Coupled thermal model of wellbore and permafrost in Arctic regions // *Appl. Therm. Eng. Elsevier Ltd*, 2017. Vol. 123. P. 1291–1299.
18. Merey S., Aydin H., Eren T. Design of electrical submersible pumps in methane hydrate production wells: A case study in Nankai trough methane hydrates // *Upstream Oil Gas Technol. Elsevier Ltd*, 2020. Vol. 5, № August.
19. Zhou S. et al. Experimental study on hydrate formation and flow characteristics with high water cuts // *Energies*. 2018. Vol. 11, № 10.
20. Liu Y. et al. Investigating hydrate formation and flow properties in water-oil flow systems in the presence of wax // *Front. Energy Res.* 2022. Vol. 10, № September. P. 1–14.
21. Zi M. et al. Investigation of gas hydrate formation and inhibition in oil-water system containing model asphaltene // *Chem. Eng. J. Elsevier B.V.*, 2021. Vol. 412, № November 2020. P. 128452.
22. Hang J. et al. Inter-stage energy characteristics of electrical submersible pump under gassy conditions // *Energy. Elsevier Ltd*, 2022. Vol. 256. P. 124624.
23. Bulgarelli N.A.V. et al. Experimental investigation of the Electrical Submersible Pump's energy consumption under unstable and stable oil/water emulsions: A catastrophic phase inversion analysis // *J. Pet. Sci. Eng. Elsevier B.V.*, 2022. Vol. 216, № May. P. 110814.
24. Arzhanov M.M., Malakhova V. V., Mokhov I.I. Modeling thermal regime and evolution of the methane hydrate stability zone of the Yamal peninsula permafrost // *Permafr. Periglac. Process*. 2020. Vol. 31, № 4. P. 487–496.
25. Yakushev V.S. et al. Experimental modeling of methane release from intrapermafrost relic gas hydrates when sediment temperature change // *Cold Reg. Sci. Technol. Elsevier*, 2018. Vol. 149, № January. P. 46–50.

KEYWORDS: gas hydrates, asphaltene-resin-paraffin deposits, electric centrifugal pump unit, well thermobaric conditions.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС РОССИИ В НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ: приоритетные направления государственной политики

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ВОПРОСЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ В НОВЫХ МАКРОЭКОНОМИЧЕСКИХ РЕАЛИЯХ. ИССЛЕДОВАНЫ ВОПРОСЫ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ВНУТРЕННЕГО НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА, ИЗВЛЕЧЕНИЯ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ, ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ. ОБОСНОВАНА ЗНАЧИМОСТЬ КОМПЛЕКСНОГО ВНЕДРЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ВО ВСЕ СТАДИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ И ИХ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОГО ЗАКРЕПЛЕНИЯ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ В ТРАНСФОРМАЦИОННЫХ УСЛОВИЯХ. ЭТО ПРЕДПОЛАГАЕТ ВЫДЕЛЕНИЕ ПРИОРИТЕТНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКИ И СВОЕВРЕМЕННОЕ ВНЕСЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В СТРАТЕГИЧЕСКИЕ И ПРОГРАММНО-ЦЕЛЕВЫЕ ДОКУМЕНТЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ. ОСОБАЯ РОЛЬ ОТВОДИТСЯ ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАЦИОНАЛЬНОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ГОСУДАРСТВА, КОМПЛЕКСНОМУ РАЗВИТИЮ НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ, СОЗДАНИЮ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ПЛАТФОРМЫ, В РАМКАХ КОТОРОЙ ИЗМЕНЕНИЯ СПОСОБНЫ ОБЕСПЕЧИТЬ ОПЕРЕЖАЮЩИЕ ТЕМПЫ РАЗВИТИЯ, УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВЕННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОИЗВОДИМОЙ ПРОДУКЦИИ И ПОКАЗАТЕЛЕЙ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

IN ARTICLE ARE DISCUSSING THE ISSUES OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF RUSSIAN OIL AND GAS COMPLEX IN NEW MACROECONOMIC REALITIES. ARE RESEARCHING THE ISSUES OF THE CURRENT STATE OF THE DOMESTIC OIL AND GAS MARKET, EXTRACTION OF HARD-TO-RECOVER RESERVES, INCREASING THE EFFICIENCY OF SUBSOIL USE. IS JUSTIFIED THE IMPORTANCE OF THE INTEGRATED INTRODUCTION OF DIGITAL TECHNOLOGICAL DECISIONS AT ALL STAGES OF PRODUCTION PROCESSES AND THEIR LEGISLATIVE CONSOLIDATION TO ENSURE THE ADVANCED DEVELOPMENT OF THE RUSSIAN ECONOMY IN TRANSFORMATIONAL CONDITIONS. THIS IMPLIES THE ALLOCATION OF PRIORITY DIRECTIONS OF STATE POLICY AND THE TIMELY INTRODUCTION OF CHANGES TO STRATEGIC AND PROGRAM-TARGETED DOCUMENTS FOR DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INDUSTRY. A SPECIAL ROLE IS GIVEN TO ENSURING THE NATIONAL SECURITY AND ENERGY SUSTAINABILITY OF THE STATE, THE INTEGRATED DEVELOPMENT OF THE OIL AND GAS INFRASTRUCTURE, THE CREATION OF AN ECONOMIC PLATFORM WITHIN WHICH CHANGES CAN ENSURE ADVANCED DEVELOPMENT RATES, IMPROVING THE QUALITY CHARACTERISTICS OF THE PRODUCTS PRODUCED AND INDICATORS OF THE FUNCTIONING OF THE OIL AND GAS COMPLEX

Ключевые слова: государственное регулирование, нефтегазовый комплекс, экономически устойчивое развитие, методология, методология государственного регулирования, национальная безопасность, энергетическая безопасность, технологический суверенитет, шестой технологический уклад.

**Трофимов
Сергей Евгеньевич**
профессор Академии
военных наук,
эксперт Совета по развитию
цифровой экономики
Совета Федерации ФС РФ,
к.э.н.

Переход НГК на платформу цифрового развития позволяет усовершенствовать технологические процессы, высвободить рабочую силу, сократить финансовые и трудовременные затраты, в целом качественно улучшить функционирование отрасли. Цифровые технологии позволяют наращивать продуктивность пластов и поддерживать ее на протяжении как можно более продолжительного временного горизонта, что, в свою очередь, делает рентабельными ранее не считавшимися таковыми скважины и месторождения [8]. Так, в XXI в. США активно начали разрабатывать собственную минерально-сырьевую базу (МСБ), ранее большинство открытых месторождений оставались законсервированы. Главным образом это обусловлено программой возвращения промышленного производства в страну, которая по-прежнему будет сопровождаться сильной зависимостью от внешних энергетических рынков. При этом не исключено, что в ближайшие годы США уступят лидирующую позицию по добыче природного газа.

Одним из показателей технологической эффективности является суточная добыча

на скважину, в особенности на этапе истощения месторождений. Воспроизводство МСБ должно осуществляться опережающими темпами, проводиться большее количество ГРП, активнее внедряться технологические инновации, в т.ч. стимулирующие выработку старых месторождений. Планомерное увеличение уровня добычи обусловлено преимущественно ростом внутреннего и мирового спроса на энергию; в промышленную эксплуатацию постепенно вводятся относительно не крупные месторождения, разработкой которых в основном занимаются небольшие частные компании, а не глобальные корпорации [12, 22]. Так, целесообразно придерживаться стратегических ориентиров, обеспечивающих расширенное воспроизводство МСБ и не подрывающих инвестиционные возможности компаний, наращивать уровень добычи на континентальных, а не шельфовых месторождениях, являющихся наиболее экономически эффективными. Использование различных сценарных условий в отношении ключевых показателей функционирования НГК (цены на нефть, объемы добычи и др.) вызывает ряд дискуссий, связанных с тем, что сценарии развития не всегда соответствуют реальным условиям. На наш взгляд, эффективнее следовать единой выбранной траектории развития, которая является наиболее вероятной, например по принадлежности к конкретному географическому региону, и корректировать дальнейшие действия с учетом возникающих изменений внутренней и внешней среды.

Внутренний нефтегазовый рынок на современном этапе технологического развития

Устойчивое развитие российской экономики сопряжено с полным удовлетворением внутреннего энергетического спроса за счет собственных ресурсов, наращиванием объемов добычи углеводородов и продуктов их глубокой переработки, в т.ч. для экспорта.

На внутреннем нефтегазовом рынке прослеживаются интересы государства и бизнеса в большинстве производственных процессов, отражающихся на показателях отраслевого развития [17]. Особую актуальность их взаимодействия приобретают ввиду распределения долей собственности и принятия управленческих решений в акционерных компаниях с государственным участием, а также степени влияния ведущих корпораций на принимаемые правительственные решения и регулирующие практики, подкрепленные полной неэффективностью работы антимонопольных органов ГР. Соотношение между государственным и частным сектором претерпевает существенные изменения как среди крупнейших компаний, так и относительно небольших предприятий, осуществляющих экономическую деятельность в узкоспециализированных секторах: появляются новые участники, часть неэффективных – прекращают функционирование или поглощаются другими предприятиями. Кроме того, целесообразно усовершенствовать формы и инструменты ГР НГК в отношении иностранных компаний, осуществляющих свою деятельность в России, с учетом передового зарубежного опыта.

В различных странах функционирование НГК может представлять собой как государственную монополию в лице единственной компании или отраслевого министерства, так и множество крупных и небольших отраслевых участников. Стратегические планы предприятий по производственным и финансовым показателям могут быть существенно скорректированы

УДК 338.45:622.3(470)



в силу изменения условий внутренней и внешней среды, что характерно в отношении различных субъектов экономической деятельности, значительная часть которых не выдерживает внутриотраслевой конкуренции и внешних факторов воздействия. Обеспечение необходимых правовых и институциональных условий направлено на защиту интересов таких компаний, разрабатывающих небольшие залежи и участки.

Для НГК характерна практика слияний и поглощений с целью минимизации и устранения различных видов рисков, что необходимо учитывать при формировании альтернативных сценариев развития, отраженных в государственных документах, в частности в Энергетической стратегии России на период до 2035 года [1], целевые показатели, средства и технологии достижения которых могут претерпевать изменения в ходе ее исполнения. Документы стратегического развития могут содержать разделы и подразделы, целостно охватывающие НГК как единый механизм, в т.ч. в разрезе его структурных составляющих, что предполагает возможность разрешения кратчайшим образом текущих и перспективных отраслевых вопросов.

Совершенствование производственных процессов, включая переработку и транспортировку углеводородов, предполагает законодательное стимулирование деятельности промышленных предприятий, направленное, в частности, на строительство новых, модернизацию и ремонт действующих нефтегазопроводов и перерабатывающих мощностей. Экономически обоснованное соотношение между государством и частными компаниями, слаженное функционирование всех подотраслей НГК, детализированная проработка стоимости транспортных тарифов на внутреннем и внешнем рынках являются одними из ключевых вопросов государственной энергетической политики. Кроме того, высказываются различные позиции в отношении финансовых выплат совету директоров и правлению государственных нефтегазовых компаний в зависимости от показателей эффективности их функционирования.

Развитая трубопроводная сеть выступает важнейшим отраслевым звеном в вопросах обеспечения национальной и энергетической безопасности, производственных процессах и устойчивом развитии всех сегментов национального НГК. Это предполагает принятие дополнительных мер, передовых регулирующих практик и технологических решений, направленных на обеспечение надежности ее функционирования, в частности замену изношенного оборудования, строительство новых, более рентабельных транспортных потоков, предотвращение атак дронов на нефтегазовые объекты, незаконных врезок и др. [3, 13, 18]. Возникающие вопросы необходимо устранять в кратчайшие сроки с целью минимизации рисков и возможных убытков.

Экономически обоснованное соотношение между государством и частными компаниями, слаженное функционирование всех подотраслей НГК, детализированная проработка стоимости транспортных тарифов на внутреннем и внешнем рынках являются одними из ключевых вопросов государственной энергетической политики

Законодательное стимулирование, направленное на внедрение новейших технологических решений, увеличение глубины переработки углеводородов для легких и тяжелых фракций до достижения передовых мировых показателей, повышение качества и экологичности производимой продукции, стимулирование внутреннего спроса, рост доли российского оборудования в объеме промышленного производства и сервиса способствуют качественному прорыву в национальном НГК, эффективности его функционирования. На внутреннем и мировом рынках необходимо отслеживать изменения в предпочтениях потребителей, структуры энергорасходования, экспорта по отдельным видам продукции, наметить ключевые вопросы, точки роста и дальнейшие регулирующие меры, привлечь дополнительные финансовые ресурсы в секторы midstream и downstream за счет применения как экономических, так и административных методов ГР. Нефтяной и газовый сегменты российского рынка существенно

различаются между собой в части количества функционирующих предприятий, включая независимые компании, что является прямым следствием проводимой государственной политики 1990-х гг., в т.ч. в отношении естественных монополий. В частности, намечается тенденция развития небольших независимых компаний, осуществляющих производство на региональных и локальных рынках. Так, по данным Министерства энергетики РФ, «в 2020 г. в нефтяном комплексе России добычу нефти и газового конденсата осуществляли 285 организаций-недропользователей, разрабатывающих лицензионные участки, включая: 98 предприятий, входящих в структуру 11 ВИНК, удельный вес которых в общероссийской добыче нефти

составил 84,1 %; 184 независимые компании, не входящие в структуру ВИНК (12,3 % от национального уровня добычи); 3 компании, работающие на условиях и являющиеся операторами СРП. Добычу природного газа и ПНГ осуществляли 260 добывающих предприятий, включая: 76 организаций, входящих в состав ВИНК, 15 дочерних компаний ПАО «Газпром», 8 структурных подразделений ПАО «НОВАТЭК», 158 независимых добывающих компаний; 3 предприятия-оператора СРП» [4, 14].

Значимым вопросом выступает извлечение наиболее рентабельных запасов месторождений до падения уровня добычи, что способствует снижению коэффициента нефтеотдачи пластов и относительно невысокой эффективности недропользования. В России необходимо предусмотреть законодательные меры, направленные на стимулирование разработки нефтегазоносных залежей с более сложными условиями добычи, позволяющими экономически эффективно разрабатывать низкорентабельные

месторождения, проводить ГРР в сложных природно-климатических и геологических условиях. Они подразумевают освоение относительно некрупных залежей, что призвано улучшить социально-экономические показатели регионов добычи, увеличить нефтегазовые доходы бюджета, обеспечить экономически устойчивое развитие национальных производств за счет предоставления им равных условий доступа к инфраструктуре, проведению ГРР и уже открытым месторождениям, НПЗ, трубопроводным магистралям, необходимой для принятия решений информации. Небольшие предприятия способны составить конкуренцию крупнейшим корпорациям в рамках отдельных проектов и направлений функционирования, привносить дополнительные экономические преимущества в механизм ГР НГК.

Комплексное отражение наиболее значимых отраслевых вопросов, средств и технологий их достижения в государственных программах и документах стратегического развития предполагает баланс интересов государства и бизнеса, который способен превалировать исключительно над государственными интересами. В результате могут быть предложены новые регулирующие практики, позволяющие повысить эффективность недропользования, устранить административные барьеры. Отлаженно выстроенный государственный механизм позволяет повысить эффективность функционирования НГК на всех этапах производственных процессов, нивелировать негативные проявления монопольных действий отдельных нефтегазовых корпораций, исключить возможности сбоев в случае возникновения ЧС. Соответственно, важна поддержка развития нефтегазохимии, продукции глубоких переделов и ее экспорта. Нефтегазовые предприятия должны ориентироваться на ключевые тенденции в потреблении углеводородов, отвечать необходимым техническим требованиям и стандартам, осуществлять модернизацию и технологическое перевооружение производственных мощностей, что позволяет улучшить качественные и количественные характеристики выпускаемой продукции, соответствующей внутрироссийскому и общемировому спросу [5, 21].

Совершенствование правовых основ ГР НГК предполагает разработку мер, направленных на защиту интересов частной собственности, прагматичное применение накопленного положительного советского опыта в современных экономических условиях, привлечение дополнительных инвестиций во все сегменты НГК, корректировку проводимой антимонопольной политики, в т.ч. в отношении недопущения сговора на уровне как национальных компаний, так и небольших региональных АЗС, уточнение действующих тарифных ставок, стимулирование освоения ТРИЗ. Антимонопольное регулирование призвано сократить себестоимость конечной продукции НГК, способствовать выработке новых критериев развития, повысить эффективность, прозрачность и инвестиционную привлекательность функционирования предприятий.

Постепенное истощение ряда стратегически значимых, крупнейших месторождений и наиболее рентабельных запасов предполагает законодательное и экономическое стимулирование освоения лицензионных участков с более сложными условиями добычи, причем меры ГР НГК должны включать в себя не только преференциальные льготы по НДС и таможенным пошлинам. Ввиду того, что относительно небольшие предприятия на внутреннем рынке могут вполне эффективно осваивать средние и мелкие углеводородные залежи, не представляющие для крупных нефтегазовых компаний коммерческого интереса, важно осуществлять государственную поддержку развития инфраструктуры, содействовать появлению новых энергетических предприятий.

Основную долю в добыче углеводородов, налоговых доходах бюджета и экспортных поступлениях страны занимают несколько крупнейших компаний. Несмотря на колоссальные внутренние запасы, отечественные корпорации также постепенно наращивают добычу и переработку углеводородов в дальнем зарубежье: в странах Южной Америки, Африки, Восточной Азии и др. Разведанные запасы могут находиться как на балансе компаний, так и в нераспределенном фонде. Структура балансовых запасов крупнейших компаний претерпевает существенные изменения.

Цифровизация производственных процессов в НГК обеспечивает решение накопленных технологических вопросов, проведение в кратчайшие сроки модернизации предприятий, предотвращает появление различных типов рисков. Она предполагает принципиально новые подходы к ГР НГК, обусловленные в т.ч. многозадачностью и разноплановостью в принятии государственных регулирующих решений, позволяет избежать резкого падения добычи на отдельных месторождениях, характеризующихся крупными объемами запасов как с постепенным усложнением условий добычи, так и благоприятными инфраструктурными, геологическими, экологическими и природно-климатическими факторами. Значимым направлением выступает становление разветвленной транспортной инфраструктуры от основных нефтегазоносных провинций к ключевым центрам потребления, включающее развитие арктических акваторий и СМП, что связано с освоением географически удаленных от перерабатывающих мощностей и объектов энергетической инфраструктуры залежей; увеличение экспорта продукции глубоких переделов имеет ряд экономических преимуществ.

Структура распределения нефтегазовых запасов крайне неравномерна: на современном этапе ввод в промышленную эксплуатацию новых месторождений нивелирует падение добычи на действующих. Наличие уникальных углеводородных запасов позволяет прагматично подходить к решению внешнеэкономических отраслевых вопросов, в ряде которых монопольное положение корпораций с государственным участием выступает неоспоримым преимуществом. Экономически устойчивое развитие национального НГК предполагает комплексную разработку месторождений с различными объемами запасов, а не только гигантских, крупных и средних.

Эффективность ГРР также напрямую зависит от инвестиций в НИОКР и дальнейшую глубокую переработку углеводородов. Совершенствование недропользования в континентальной части и на шельфе выступает одним из направлений

повышения энергоэффективности экономики, должно находить отражение в стратегических и программно-целевых документах развития НГК, наиболее полно отражать существующие экономико-энергетические тенденции, интересы как государства, так и предприятий. ГР производственных процессов, связанных с добычей и потреблением нефтегазовых ресурсов, учитывает истощение и падение уровня добычи на ключевых углеводородных месторождениях, причем аналогичные по объему доказанных запасов открыть достаточно проблематично в силу естественных факторов, природно-климатических и геологических условий.

Прирост нефтегазовых запасов позволяет не только сохранить потребление на текущем уровне, но и наращивать объемы извлекаемых углеводородов, отдалить на максимально возможный период падение общего уровня добычи, которое в силу больших экологичности и доказанных запасов природного газа не будет сокращаться на протяжении многих десятилетий. Уровень добычи углеводородов в России постепенно преодолел тотальное падение 1990-х гг., вышел на ведущие показатели РСФСР конца 1980-х гг., а в настоящее время – превысил их. Устойчивость объемов добычи является одним из критериев, характеризующих состояние отечественного НГК и перспективы его развития.

Небольшие нефтегазовые предприятия могут формировать региональную, корректировать федеральную экономическую политику. Основные добывающие регионы страны в долгосрочной перспективе сохраняют уровень воздействия на национальный НГК. На современном этапе к ним добавляются Восточная Сибирь, доля которой в структуре общей добычи существенно увеличивается, Дальний Восток и Арктика. Развитие инфраструктуры в прибрежных акваториях служит значимым фактором роста занятости местного населения, улучшения социально-экономических показателей приарктических субъектов Федерации, существенного увеличения объемов промышленного производства в силу новых контрактов на судостроение и строительство транспортных магистралей и трубопроводов.

Отдельные положения программных документов развития должны корректироваться в силу внешних и внутренних факторов, изменения ценовой и инвестиционной политики. Основные направления государственной энергетической повестки включают в себя не только Арктику, но и континентальную часть страны, становление центров нефтегазодобычи Сибири и Дальнего Востока. Иностранные корпорации, участвующие в российских нефтегазовых проектах и совместных предприятиях, в значительной мере должны способствовать их развитию, продвижению национальных интересов на мировом топливно-энергетическом рынке. Одной из внешнеэкономических задач ГР НГК выступает устранение политического фактора из газовых трубопроводных проектов из России в Европу для обеспечения европейских потребителей прямыми поставками качественного сырья и продукции с российских месторождений и промышленных производств.

На государственном уровне основные решения в части регулирования НГК осуществляют президент РФ, правительство РФ, преимущественно в лице заместителя председателя, Министерство энергетики, Министерство промышленности и торговли, Министерство природных ресурсов и экологии, подконтрольные им ведомства, в частности Федеральное агентство по недропользованию, Министерство экономического развития, а также крупнейшие нефтегазовые компании страны с государственным участием. Следует выделить определенную роль глобальных энергетических мейджоров, имеющих прямые контакты с руководителями органов исполнительной власти. Относительно небольшие российские предприятия в основном не обладают необходимым административным ресурсом. Данные решения затрагивают вопросы строительства, развития и модернизации производственной инфраструктуры, жизнеобеспечения регионов, требуют привлечения значительных бюджетных и частных инвестиций [6, 9]. Инфраструктура крупных нефтегазовых компаний обычно находится в лучшем состоянии по сравнению с небольшими предприятиями в силу финансовых возможностей и необходимых кадровых ресурсов,

что позволяет им более комплексно подходить к развитию производств.

Совместное участие государственных и частных нефтегазовых компаний подразумевает охват всех направлений производственных процессов, способствует появлению новых значимых промышленных проектов. Для инвесторов НГК по-прежнему выступает привлекательным объектом для долгосрочных капиталовложений по сравнению с другими отраслями и производствами в силу большей рентабельности. Крупнейшие нефтегазовые корпорации имеют значительные конкурентные преимущества перед другими компаниями, что позволяет им в кратчайшие сроки решать возникающие вопросы, укреплять собственные внешнеэкономические позиции в части зарубежных проектов по разработке углеводородных запасов и регионов сбыта продукции, в полной мере наращивать производственный и инфраструктурный потенциал. Прокладка трубопроводов и строительство магистралей обеспечивают комплексное развитие новых нефтегазовых регионов, провинций и всего национального НГК.

Ценообразование на продукцию НГК для внутреннего потребителя существенно отличается от экспортных цен, причем в отдельные периоды новейшей истории России цены для населения находились на уровне ниже себестоимости производства, что в полной мере компенсировалось внешними поставками, а также увеличением количества предприятий с более низкими издержками. Со временем саморегулирование рыночного механизма, естественные экономические процессы и определенные инструменты ГР выровняли ценовую политику для населения в части точки безубыточности. При этом экспорт продукции находится в приоритете в силу большей рентабельности, влияет на структуру спроса и предложения углеводородов.

Кроме того, в 1990–2000-е гг. был преодолен кризис потребительского спроса, выразившийся в первую очередь в неоплате населением коммунальных услуг, в результате чего финансирование осуществлялось исходя из собственных резервов, что послужило значимым фактором

увеличения объемов проведения ГРР, наращивания добычи, поддержания их и заявленных объемов экспорта на стабильном уровне с целью недопущения излишней конкуренции на основных рынках сбыта российской продукции. Разъяснение отдельных положений системы ЖКХ для населения и предприятий, касающихся организационно-управленческих, финансовых, научно-методологических и иных типов решений, в целом способствует повышению энергоэффективности национальной экономики, позволяет переориентировать часть запасов на иные внутренние направления, для целей экспорта или резерва на следующие периоды.

Приоритетные направления государственной политики в нефтегазовом комплексе России

В настоящее время государственные меры по развитию НГК, включая сохранение биоразнообразия и бережное отношение к природным ресурсам, в полной мере отражены в нормативно-правовой базе. Они становятся системообразующими для национальной энергетической политики, находят подтверждение в соответствующих статьях государственного бюджета. Внедрение на практике эффективных форм и инструментов ГР подразумевает плановость, разграничение друг от друга, отсутствие дублирования, нацеленность на комплексное развитие, улучшение инвестиционной привлекательности за счет большей прозрачности, устойчивости и предсказуемости. В нефтегазовой промышленности не должно возникать рисков, аналогичных Третьему энергетическому пакету ЕС, т.е. должны быть сняты внутренние ограничения по типу принадлежности к тому или иному виду производства и административные барьеры. Нефтегазовые компании в перспективе будут укреплять возможности административного воздействия на принятие управленческих решений, в т.ч. в области энергосбережения и постепенном переходе на альтернативные виды топлива.

Постепенное увеличение количества частных предприятий в НГК оказывает опосредованное влияние на внутреннее и экспортное ценообразование. Одним из аспектов экономически устойчивого развития является взаимодействие крупнейших корпораций с небольшими предприятиями, что находит

На государственном балансе находятся 2716 месторождений, из них в промышленную разработку введены 1940 месторождений с извлекаемыми запасами 22,8 млрд т. Ресурсы шельфовых акваторий оцениваются в 15,7 млрд т нефти, 91,7 трлн м³ природного газа, 4,7 млрд т газового конденсата

отражение в их деятельности в силу использования монопольного положения, предоставлении в пользование действующей инфраструктуры. Колоссальные разведанные минерально-сырьевые запасы полностью обеспечивают потребности национальной экономики и промышленности в углеводородах на отдаленную перспективу. Также следует выделить качественные характеристики российских углеводородов (плотность, содержание серы и др.) в сравнении с ведущими мировыми аналогами, их котируемость на глобальных рынках; среднее качество нефти значительно превосходит иностранные маркерные сорта. При этом углеводороды, добываемые на различных месторождениях, могут существенно различаться по своим качественным характеристикам [19].

Себестоимость добычи углеводородов объясняется преимущественно неравномерностью их распределения, различной глубиной залегаания, наличием и совершенствованием технологий в секторе upstream. Развитие национальной нефтегазовой промышленности на первоначальном этапе было связано с крупнейшими месторождениями и наиболее перспективными нефтегазовыми районами. Разделение на различные центры добычи обычно обусловлено их географическим расположением. Основные нефтегазовые провинции, обладающие наибольшими запасами углеводородов, занимают основной удельный

вес в региональной структуре добычи в России. В настоящее время упор делается на основные, включая Восточно-Сибирский и Дальневосточный, нефтегазовые центры, которые в долгосрочной перспективе способны на практике реализовать поставленные задачи в отношении создания новых производств и крупных проектов,

обладающих существенной экономией в расчете на единицу у.т. или производимой продукции в силу эффекта масштаба, сократить издержки при транспортировке из труднодоступных районов как на внутренний рынок для последующей глубокой переработки для национальной промышленности, так и для целей экспорта.

Извлекаемые запасы углеводородов в России и странах Персидского залива являются наиболее рентабельными, а с учетом колоссальных неосвоенных площадей Россия по данному показателю фактически является мировым лидером, несмотря на относительно более низкие прогнозные оценки извлекаемых запасов. Например, по оценке Rystad Energy, общемировые извлекаемые ресурсы нефти в 2021 г. оценивались в 1725 млрд барр. н.э., из них в Саудовской Аравии сосредоточены 288 млрд барр., на США приходится 214 млрд барр., Россию – 149 млрд барр., Канаду – 138 млрд барр., Ирак – 110 млрд барр., Иран – 101 млрд барр., Бразилию – 83 млрд барр. [7].

По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ, на государственном балансе находятся 2716 месторождений, из них в промышленную разработку введены 1940 месторождений с извлекаемыми запасами 22,8 млрд т. Ресурсы шельфовых акваторий оцениваются в 15,7 млрд т нефти, 91,7 трлн м³ природного газа, 4,7 млрд т газового конденсата; степень геологической изученности НСР по данным

промышленным категориям составляет 4,7%, 10,1% и 6,7% соответственно [10]. Наиболее перспективными нефтегазоносными территориями являются Западная Сибирь, в т.ч. за счет разработки крупнейшей Баженовской свиты, приарктическая зона, арктический и континентальный шельф страны, Восточная Сибирь и Дальний Восток. В перспективе возможно открытие новых континентальных и шельфовых месторождений в различных регионах. В настоящее время неисследованными остаются значительные нефтегазовые площади, соответственно, наиболее актуальными являются вопросы проведения дополнительных ГРП ввиду постепенного истощения месторождений с наименьшей себестоимостью добычи и транспортировки, которые становятся более затратными.

По оценке Министерства природных ресурсов и экологии РФ, разведанные запасы нефти составляют 19,0 млрд т, природного газа – 44,5 трлн м³, газового конденсата – 2,2 млрд т [16, с. 115]. По данным Министерства энергетики РФ, добыча нефти и газового конденсата в России в 2022 г. составила 535,2 млн т, экспорт – 242 млн т, переработка – 272 млн т, глубина переработки – 83,9%. Добыча природного газа и ПНГ – 673,8 млрд м³ (снижение 11,7% к уровню 2021 г.), экспорт – 184,4 млрд м³ (-25,1%), включая поставки по трубопроводу «Сила Сибири» 15,4 млрд м³ (+48,0%), уровень газификации РФ – 73,0% [15]. Производство СПГ составило 32,5 млн т, целевые объемы в соответствии с Энергетической стратегией РФ к 2035 г. – 140 млн т [2]. За исключением периода 2020–2021 гг., постепенное увеличение добычи, отражающее развитие национальной и мировой экономики, и рост энергопотребления находят отражение в документах стратегического развития.

Технологическое состояние национальной нефтегазовой промышленности, внедрение новейших достижений на всех этапах производственных процессов в силу несопоставимо больших финансовых возможностей существенно превосходит другие отрасли и сегменты экономики. На современном этапе трансформация отечественного НГК находится в завершающей стадии: успешно прошла модернизация большинства

предприятий, оставшихся со времен существования СССР, строятся новые и обновляются существующие производственные мощности.

Единая, бесперебойная связка всех элементов механизма ГР НГК обеспечивает значительное сокращение финансовых и трудовых затрат. Одним из возможных управленческих решений существующих вопросов, в т.ч. в рамках экологического направления, является развитие глубокой переработки в непосредственной близости от месторождений с целью значительной общей экономии.

По оценке Минприроды разведанные запасы нефти составляют 19,0 млрд т, природного газа – 44,5 трлн м³, газового конденсата – 2,2 млрд т

Данный сегмент ориентируется на общемировые и европейские экологические показатели, в целом способствует улучшению экологической ситуации и сохранению окружающей среды, повышению роли национальной нефтегазовой промышленности на глобальном энергетическом рынке не только как поставщика дешевой продукции.

Развитие национальной и мировой экономики предопределяет повышение спроса на энергопотребление, причем большими темпами по сравнению с общеэкономическими показателями в силу роста реальных доходов населения, перекрывающих темпы инфляции и роста затрат на производствах, связанных с НГК. Проведение постоянного мониторинга уровня текущих запасов в нефтегазохранилищах, терминалах и перевалочных пунктах во избежание возможного энергодифицита является значимым вопросом энергетической безопасности страны и может быть характерно для всех регионов.

Эффективное функционирование механизма ГР НГК предполагает планомерную, без резких изменений, обоснованную ценовую политику, ужесточение ответственности в отношении деятельности самих антимонопольных органов, что позволяет нивелировать возможные отклонения или возникающие сбои, преодолевать кассовые и инвестиционные разрывы. Циклы макроэкономического развития и НГК тесно увязаны между

собой. В ГР НГК значимая роль отводится вопросам трудовых взаимоотношений, условий оплаты и охраны труда, методам прогнозирования основных показателей ТЭБ, соотношению различных секторов энергетики в его структуре [11].

Развитие инфраструктуры сопряжено с усложнением и удорожанием строительства объектов в связи с существенно большей транспортной протяженностью от месторождений до рынков сбыта по сравнению с зарубежными странами.

Удаленность населенных пунктов и целых внутренних регионов предполагает субсидирование в рамках соответствующих статей расходов федерального и региональных бюджетов, а в случае экспортных поставок – до перевалочных пунктов. Транспортировка углеводородов является одним из основных звеньев в обеспечении национальной и энергетической безопасности государства. В рамках данного направления осуществляется активное взаимодействие между субъектами Федерации, в т.ч. в отношении изменений объемов поставок, предполагающее инфраструктурные возможности, транспортную доступность, ее дальнейшее расширение и укрепление по значимым и перспективным направлениям и проектам, наращивание потенциала, выступающее прагматичным решением ряда текущих и долгосрочных вопросов. Их причины обусловлены естественным ходом развития экономики: транспортировка углеводородов как внутреннему потребителю, так и для целей экспорта должна стать менее затратной, в особенности в условиях постепенного наращивания их объема, предполагающего большую загрузку существующих мощностей и строительство новых объектов инфраструктуры, включая терминалы, порты и др.

Структура органов ГР НГК не является статичной, со временем подлежит изменениям, для чего важно обладать соответствующей

гибкостью. Это продиктовано необходимостью соответствия скорости происходящих цифровым изменениям и вызовам, прагматичного и комплексного решения существующих вопросов, в особенности находящихся на пересечении интересов государства и нефтегазовых компаний. Характерной особенностью выступает защита миноритарных акционеров, справедливость при распределении дивидендов.

Выводы и рекомендации

На современном этапе доставшаяся в наследство от СССР производственная база подверглась кардинальным технологическим изменениям, что отчасти обусловлено значительным воздействием частного сектора в НГК. К экономическому направлению государственной политики вполне применима классическая цитата, приписываемая М.Е. Салтыкову-Щедрину: «Строгость законов российских смягчается необязательностью их исполнения». Так, принятые программы развития регионов и отраслей, положения, указы и иные НПА зачастую не исполняются на практике. Этому способствует несвоевременное поступление финансовых ресурсов, коррупциогенные факторы, неквалифицированные кадры, вопросы, связанные с технологическим состоянием производств, обустройством месторождений, социальной политикой и др. Все это опосредованно связано с национальной безопасностью государства, полным обеспечением внутреннего рынка углеводородным продуктом с целью недопущения кризисных ситуаций.

Ввиду того, что национальный НГК в долгосрочной перспективе продолжит занимать ключевую роль в структуре экономики и формировании государственного бюджета, при отрицательной конъюнктуре рынка необходимо прекратить закрытие нерентабельных нефтегазовых производств, модернизировать и перепрофилировать их с целью сохранения рабочих мест и решения региональных социально-экономических вопросов, создать необходимую институциональную основу для дальнейшего открытия новых предприятий, повысить социальную ответственность

нефтегазовых компаний. Улучшение экономической и управленческой отдачи от производств и корпораций с государственным участием, объединяющих в себе ряд непрофильных активов, способствует внедрению передовых технологий, практик и регулирующих решений на ключевых участках, принятие которых требует взвешенной позиции, анализа положительных и негативных последствий.

Проведение постоянного мониторинга общего функционирования НГК и сверки получаемых результатов с запланированными показателями на каждом этапе с целью недопущения возможных рисков позволяет повысить прагматизм и эффективность ГР. Изменения должны происходить по всем ключевым направлениям, т.е. фактически должна быть заложена платформа, в рамках которой они способны превратиться в устойчивый, качественный рост, обеспечивающий скорейшее внедрение оптимальных технологических решений, улучшение качественных характеристик производимой продукции и показателей функционирования НГК [5]. Это затрагивает аспекты увеличения количества высокопроизводительных рабочих мест, решения инфраструктурных и социальных вопросов, устранения рисков, процессов, ситуаций и элементов механизма ГР, препятствующих экономическому устойчивому развитию НГК. В рамках созданной платформы осуществляется отстаивание интересов государства и предприятий. Происходящие на них экономические изменения должны отражать и в размеренном режиме опережать ход развития, соответствовать существующим трансформационным процессам в глобальной и российской экономике [20]. ●

Литература

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р // СПС «КонсультантПлюс».
2. О долгосрочной программе развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации [Электронный ресурс]: распоряжение Правительства РФ от 16 марта 2021 г. № 640-р // СПС «КонсультантПлюс».
3. Брагинский О.Б. Экономика производства и использования углеводородного сырья: мировая практика и отечественный опыт / О.Б. Брагинский, К.Н. Миловидов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2018. – 424 с.
4. Газовый комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. –

- Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1215> (дата обращения: 5 сент. 2021).
5. Глазьев С.Ю. Рынок в будущее. Россия в новых технологическом и мирохозяйственном укладах / С.Ю. Глазьев. – М.: Книжный мир, 2018. – 768 с.
 6. Гринберг Р.С. Некоторые размышления об императивах экономической модернизации в России / Р.С. Гринберг // Экономическое возрождение России. – 2018. – № 2. – С. 41–46.
 7. Давыдов Д. Rystad Energy: В мире серьезно сократились извлекаемые запасы нефти [Электронный ресурс]: Экноблог. – Режим доступа: <https://www.teknoblog.ru/2021/07/14/112640> (дата обращения: 10 сент. 2021).
 8. Дмитриевский А.Н. Современная НТР и смена парадигмы освоения углеводородных ресурсов / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2015. – № 6. – С. 10–16.
 9. Квинт В.Л. Стратегирование трансформации общества: знание, технология, ноономика / В.Л. Квинт, С.Д. Бодрунов. – СПб.: ИНИР им. С.Ю. Витте, 2021. – 351 с.
 10. Козлов А.А. Глава Минприроды о борьбе с пластиком и ответственности производителей за свои товары. Интервью Е. Березиной [Электронный ресурс]: Российская газета. – Режим доступа: <https://www.rg.ru/2021/08/30/glava-minprirody-o-borbe-s-plastikom-i-otvetstvennosti-proizvoditelej-za-svoi-tovary.html> (дата обращения: 10 сент. 2021).
 11. Кононов Ю.Д. Пути повышения обоснованности долгосрочных прогнозов развития ТЭК / Ю.Д. Кононов. – Новосибирск: Наука, 2015. – 147 с.
 12. Макаров А.А. Возможности технологического прогресса в энергетике России / А.А. Макаров // Проблемы прогнозирования. – 2020. – № 1. – С. 71–87.
 13. Мاستепанов А.М. Проблемы обеспечения энергетической безопасности в новых геополитических условиях / А.М. Мастепанов // Энергетическая политика. – 2017. – № 1. – С. 20–37.
 14. Нефтяной комплекс [Электронный ресурс] // Министерство энергетики Российской Федерации. – Режим доступа: <http://minenergo.gov.ru/node/1209> (дата обращения: 5 сент. 2021).
 15. Новак А.В. Российский ТЭК 2022: вызовы, итоги и перспективы / А.В. Новак // Энергетическая политика. – 2023. – № 2. – С. 4–11.
 16. О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2021 г. Государственный доклад. – М.: Минприроды России, МГУ им. М.В. Ломоносова, 2022. – 684 с.
 17. Орлов В.П. О партнерстве государства и бизнеса в геологии / В.П. Орлов // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2018. – № 4. – С. 23–32.
 18. Стенников В.А. Устойчивое развитие энергетики: тенденции и вызовы / В.А. Стенников // Энергетическая политика. – 2023. – № 2. – С. 32–39.
 19. Трофимов С.Е. О государственном регулировании нефтегазового комплекса / С.Е. Трофимов // Вопросы экономики. – 2018. – № 1. – С. 151–160.
 20. Трофимов С.Е. Совершенствование государственного регулирования нефтегазового комплекса России: проблемы теории и методологии / С.Е. Трофимов. – М.: ИНФРА-М, 2022. – 337 с.
 21. Шмаль Г.И. Нефтегазовый комплекс как опора для модернизации экономики России / Г.И. Шмаль. – Федеральный справочник. Национальная безопасность России. – 2016. – Т. 3. – С. 325–331.
 22. Эпов М.И. Отечественные технологии – нефтегазовому сектору: крупный проект, вокруг которого стоит объединяться / М.И. Эпов // ЭКО. – 2012. – № 10. – С. 52–65.

KEYWORDS: *state regulation, oil and gas complex, economically sustainable development, theoretical research, methodology, methodology of state regulation, national security, energy sustainability, technological sovereignty, Sixth technological paradigm.*

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ЧУКОТСКОГО МИКРОКОНТИНЕНТА

АВТОР СТАТЬИ ВЫЯВЛЯЕТ НАЛИЧИЕ ОПРЕДЕЛЕННОЙ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СВЯЗИ В РАСПОЛОЖЕНИИ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ НА ТЕРРИТОРИИ ЧУКОТСКОГО МИКРОКОНТИНЕНТА РАСПОЛОЖЕНИЕМ КОНЦЕНТРИЧЕСКИХ МОРФОЛОГИЧЕСКИХ СТРУКТУР, ВЫДЕЛЕННЫМ ПО РЕГИОНАЛЬНЫМ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

THE AUTHOR OF THE ARTICLE REVEALS THE PRESENCE OF A CERTAIN POSITIONAL CONNECTION IN THE LOCATION OF OIL AND GAS BEARING AREAS ON THE TERRITORY OF THE CHUKOTKA MICRO-CONTINENT BY THE LOCATION OF CONCENTRIC MORPHOLOGICAL STRUCTURES IDENTIFIED ACCORDING TO REGIONAL GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL DATA

Ключевые слова: Чукотский микроконтинент, концентрические морфологические структуры, палеомантийные плюмы, перспективы нефтегазоносности.

Харитонов Андрей Леонидович

ведущий научный сотрудник лаборатории главного магнитного поля Земли, ФГБУН «Институт земного магнетизма, ионосферы и распространения радиоволн им. Н.В. Пушкова» РАН

По планам президента и правительства Российской Федерации (РФ) территория Дальнего Востока РФ должна стать регионом опережающего развития. Одним из таких регионов Дальнего Востока РФ является Чукотский автономный округ. Геологи иногда называют его Чукотским микроконтинентом (ЧМК). Чукотский микроконтинент, по мнению таких исследователей, как Обручев С.В. [1], Ботт М. [2], Валяев Б.М. [3], Сейфуль-Мулюков Р. [4], Сывороткин В.Л. [5], Тимурзиев А.И. [6] и многих других, является очень перспективным для поисков и разведки месторождений различных полезных ископаемых (золото, алмазы, руды, углеводороды). Если анализировать территорию Чукотского микроконтинента с точки зрения наиболее актуальных в настоящее время углеводородных ресурсов, то известно, что его считают достаточно перспективным Арктическим нефтегазовым бассейном, в который входят не только шельфовые зоны Северного Ледовитого (СЛО) и Тихого океанов, но и прибрежные континентальные регионы Дальнего Востока РФ. В этих регионах уже открыто некоторое количество месторождений углеводородов [7]. Чукотский микроконтинент является самой восточной частью

азиатской территории Российской Федерации, но с геотектонической точки зрения он является западной частью Северо-Американской литосферной плиты (рис. 1).

В современных условиях, когда имеются определенные экономические и технические сложности с изготовлением отечественного геолого-геофизического оборудования для морской 3D-сейсморазведки на Арктических месторождениях и санкции развитых зарубежных стран на поставки современного импортного оборудования для морских геолого-разведочных и нефтедобывающих компаний России [6], одной из возможных замен могут быть достаточно оперативные, всепогодные и относительно недорогие аэрокосмические методы для геолого-геофизических поисков нефтеперспективных областей (НПО) не только на шельфе, но прибрежных регионах СЛО. До последнего времени региональных геолого-геофизических исследований в шельфовых зонах СЛО и северных районах Дальнего Востока РФ (Чукотский АО) было явно недостаточно, чтобы можно было решать задачи по глубинному изучению их недр и перспективности этих регионов на поиски и разведку месторождений нефти и газа.

Используемые данные

Для выделения крупных концентрических морфологических структур (КМС) на территории Чукотского микроконтинента, сформированных мантийными плюмами, были использованы материалы различных геолого-геофизических карт. В частности, была проанализирована карта значений аномального магнитного поля [8] (рис. 2).

РИСУНОК 1. Обзорная тектоническая схема расположения Чукотского микроконтинента на территории РФ

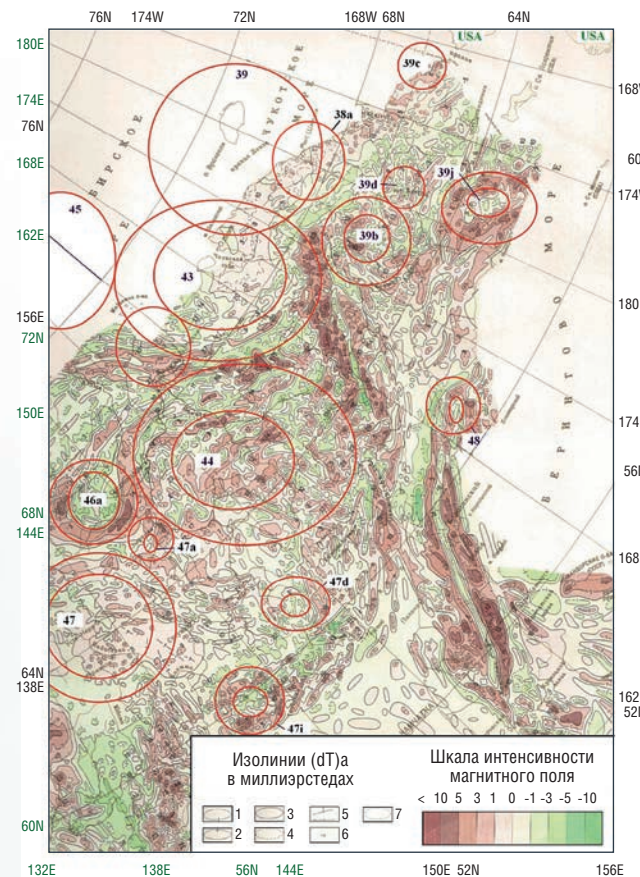


Другие данные, представленные на карте [9] (рис. 3) только подтверждают, что основные КМС, показанные на карте аномального магнитного поля (рис. 2), были выделены совершенно верно.

Поскольку почти все крупные КМС были сформированы термальными мантийными плюмами, с корневыми структурами, погруженными глубоко в мантию, то необходимо было проанализировать данные представленные на карте мощности земной коры [10] (рис. 4) и карте мощности литосферы, рассчитанной по спутниковым гравитационным данным [11]. Эти карты позволяют выделить глубокие депрессии на этих границах мантии, связанные с корневыми структурами мантийных плюмов (рис. 4, 5).

Еще одним очень важным геолого-геофизическим параметром, проанализированным в этой работе, который указывает на перспективу возможного образования месторождений газообразных и жидких углеводородов, является повышенная по сравнению со среднестатистической плотность глубинных тектонических нарушений (тектонических разломов земной коры). Обычно по глубинным тектоническим разломам происходит тепломассоперенос вещества (газо- и гидротермальных флюидов) различного химического состава (и углеводородов в том числе) к поверхностным зонам их накопления в структурных и литологических «ловушках» осадочного слоя земной коры. Например, многие тектонические разломы земной коры, выявленные в континентальной части Чукотского региона [12], как правило, имеют свое продолжение на акватории Чукотского моря. На рис. 6 изображен фрагмент карты реологической сети тектонических нарушений в пределах расположения Чукотского микроконтинента.

РИСУНОК 2. Фрагмент карты аномального магнитного поля (АМП) на территории Чукотского микроконтинента [8]

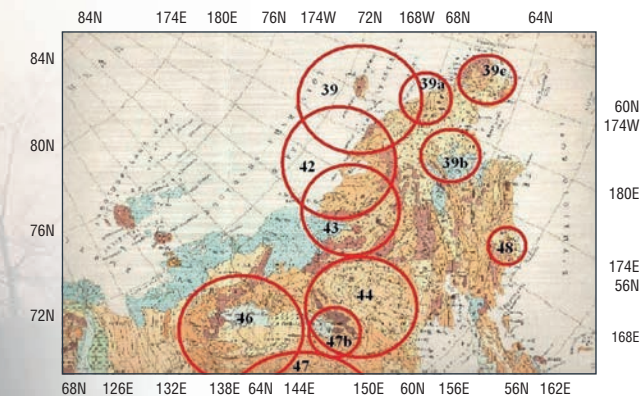


1 – изолинии положительных значений АМП (в миллиэрстедах);
2 – изолинии отрицательных значений АМП (в миллиэрстедах);
3 – изолинии нулевых значений АМП (в миллиэрстедах);
4 – изолинии промежуточных значений АМП (в миллиэрстедах);
5 – изолинии линейных значений АМП, связанных с тектоническими нарушениями (в миллиэрстедах); 6 – экстремальные значения АМП (в миллиэрстедах); 7 – изолинии предполагаемых значений АМП (в миллиэрстедах)

Номера и названия основных КМС, расположенных на территории Чукотского микроконтинента:

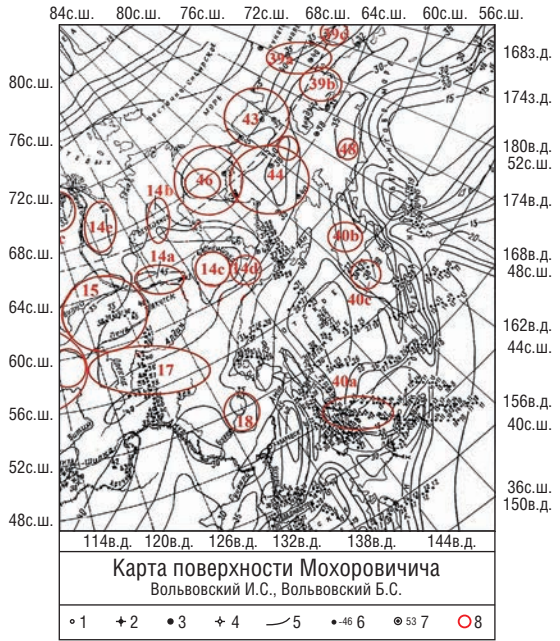
39 – Чукотоморская; 39a – Северо-Чукотская; 39b – Анадырская; 39c – Дежневская; 39d – Крестовская; 39j – Наваринская; 43 – Западно-Чукотская; 43a – Анюйская; 43b – Нижне-Колымская; 44 – Олойская; 45 – Сибироморская; 46 – Среднеколымская; 47 – Алазейская; 47a – Зырянская; 47d – Толстомысская; 47i – Магаданская; 48 – Олюторская

РИСУНОК 3. Фрагмент петроплотностной карты на территории Чукотского микроконтинента [9]



Названия и номера КМС соответствуют обозначениям на рис. 2

РИСУНОК 4. Фрагмент карты мощности земной коры (глубины Мохо) на территории Чукотского микроконтинента [10]



1–4 – различные виды промежуточных пунктов, использованных при проведении глубинных сейсморазведочных исследований; 5 – обозначение расположения рек; 6 – номера опорных сейсмических пунктов; 7 – опорные пункты измерения ГСЗ; 8 – месторасположение КМС. Названия КМС соответствуют обозначениям на рис. 2

По данным, приведенным на рис. 6, выделены преимущественно диагональные направления реологической сети глубинных тектонических разломов на территории Чукотского микроконтинента [12]. Выделенные по аэрокосмическим и наземным данным зоны глубинных тектонических разломов на территории Чукотского микроконтинента (рис. 6), как правило, образуют в его пределах ослабленные зоны земной коры повышенной флюидной проницаемости, тепломассопереноса и дегазации углеводородов из более глубоких горизонтов недр Земли в структурные ловушки осадочного слоя [13]. Особенно перспективными на нефть и газ должны быть структурные ловушки, расположенные в узлах пересечений глубинных тектонических разломов (рис. 6). Поэтому при постановке разведочных работ на нефть и газ очень важно ориентироваться на

РИСУНОК 6. Фрагмент карты тектонических нарушений, расположенных на территории Чукотского микроконтинента [12]

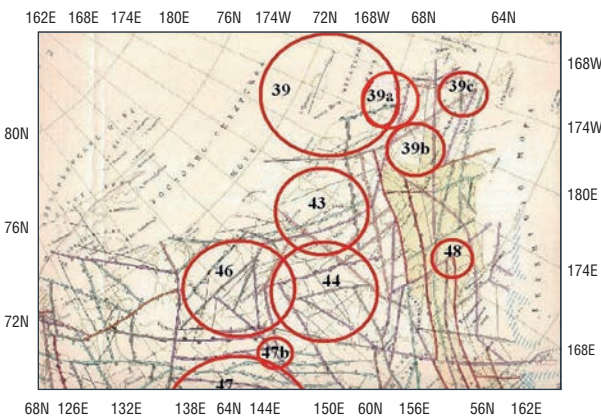


РИСУНОК 5. Фрагмент карты мощности литосферы на территории Чукотского микроконтинента [11]



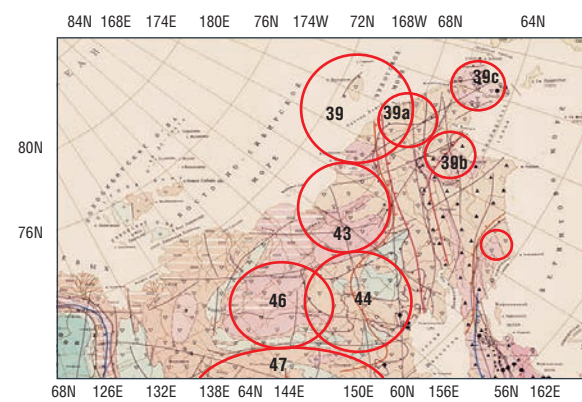
Названия КМС соответствуют обозначениям на рис. 2

пространственную структуру расположения крупных тектонических разломов земной коры исследуемого региона (рис. 6), поскольку плотность горных пород, затрудняющая процессы бурения скважин и повышающая износ бурового оборудования, значительно ниже в зонах расположения тектонических разломов, а процессы субвертикального тепломассопереноса углеводородов к поверхностным зонам их накопления значительно выше. Соответственно, будет выше и дебит нефте- и газодобычи разбуриваемых скважин при установке буровых установок в зонах глубинных разломов земной коры.

В методику изучения нефтегазоносности КМС также входит, помимо изучения пространственной структуры расположения тектонических разломов, изучение эндогенной динамики исследуемых территорий (изучение структуры распределения теплового потока или других геотермических параметров земной коры). Поэтому ниже приведем карту распределения прогнозных ресурсов геотермальной энергии [14] для территории Чукотского микроконтинента (рис. 7).

По геотермическим данным известно, что Ноябрьская КМС, расположенная на территории Западной Сибири, связана с активным по тепломассопереносу одноименным термальным палеомантийным плюмом [3], что и позволило найти в пределах этой КМС большое количество высокопродуктивных месторождений нефти и газа с большими запасами углеводородов (например, Уренгойское и многие другие). Судя по приведенным данным на карте прогнозных ресурсов геотермальной энергии (рис. 7), аналогичными Ноябрьской КМС по количеству геотермальной энергии и, возможно, высокоперспективными для поисков залежей нефти и газа концентрическими морфологическими структурами на севере Дальнего Востока РФ могут являться многие КМС из выделенных на рис. 2–7, сформированных активными термальными мантийными плюмами, расположенными на территории Чукотского микроконтинента.

РИСУНОК 7. Фрагмент карты геотермальной энергии [14] на территории Чукотского микроконтинента



1 – изолинии геотермического градиента в верхней части земной коры ($^{\circ}\text{C}/\text{км}$); 2–6 – станции измерения теплового потока и его значения (в $10^{-2} \text{ Вт}/\text{м}^2$): 2 – 2–4; 3 – 4–6; 4 – 6–8; 5 – 8–10; 6 – >10; вулканы: 7 – действующие; 8 – потухшие в кайнозойское время; 9–12 – значения температуры воды в термальных источниках (в градусах Цельсия): 9 – до 20; 10 – от 20 до 50; 11 – от 50 до 75; 12 – от 75 до 100.

Типы геотермического режима: области стационарного теплового режима: 13 – в пределах складчатых областей; 14 – в пределах древних платформ; области нестационарного теплового потока: 15 – с конвективным переносом тепла термальными водами и магматическими расплавами корового и подкорового разогрева; 16 – с усиленной кондуктивной передачей тепла (области охлаждения); 17 – области с накоплением тепла под слоем мезо-кайнозойских слабо литифицированных осадочных осадочных отложений с низкой теплопроводностью – области верхне-корового разогрева; 18 – блоки земной коры с пониженной генерацией радиогенного тепла; 19 – блоки земной коры с повышенной генерацией радиогенного тепла; 20 – участки локального разогрева в мезо-кайнозое в результате процессов взрывного характера. Названия и номера КМС соответствуют обозначениям, приведенным на рис. 2

Методы исследований

В настоящей статье использованы некоторые из ранее разработанных технологий по математической обработке и геолого-геофизической интерпретации [15], которые были применены для вероятностно-статистического анализа комплекса различных геолого-геофизических данных (ГГД), оцифрованных с карт на территории Чукотского микроконтинента. Эта технология может позволить проводить более надежное количественное исследование региональных геолого-тектонических особенностей строения этого региона и выполнить статистическую оценку их региональной нефтегазовой перспективности.

В качестве основных методов исследования на этой территории предлагается использовать разработанную методику [15], которая опирается на статистические параметры наземных ГГД [10–14] и результаты аэрокосмических методов дистанционного зондирования Земли [16]. Полученные статистические результаты можно использовать для прогноза потенциальных нефте- и газо-перспективных концентрических морфологических структур (КМС), расположенных на территории Чукотского микроконтинента. Это может дать возможность с небольшими финансово-экономическими затратами выделить новые НГО, проявляющиеся как в морфологических особенностях аномального

магнитного поля (концентрические магнитные неоднородности), так и в морфологии рельефа поверхности земной коры (рис. 4) и поверхности астеносферы (рис. 5).

Для прогноза углеводородной перспективности КМС на территории Чукотского микроконтинента предлагается использовать элементы теории вероятности [17]. На основании использования вероятностных методов обработки различных ГГД (H_m , $p_{раз}$, H_n , Q) была сделана попытка не субъективно (гипотетически), а количественно с помощью методов вероятности и математической статистики проанализировать на территории Чукотского микроконтинента, насколько могут быть нефтеперспективны разные по диаметру КМС.

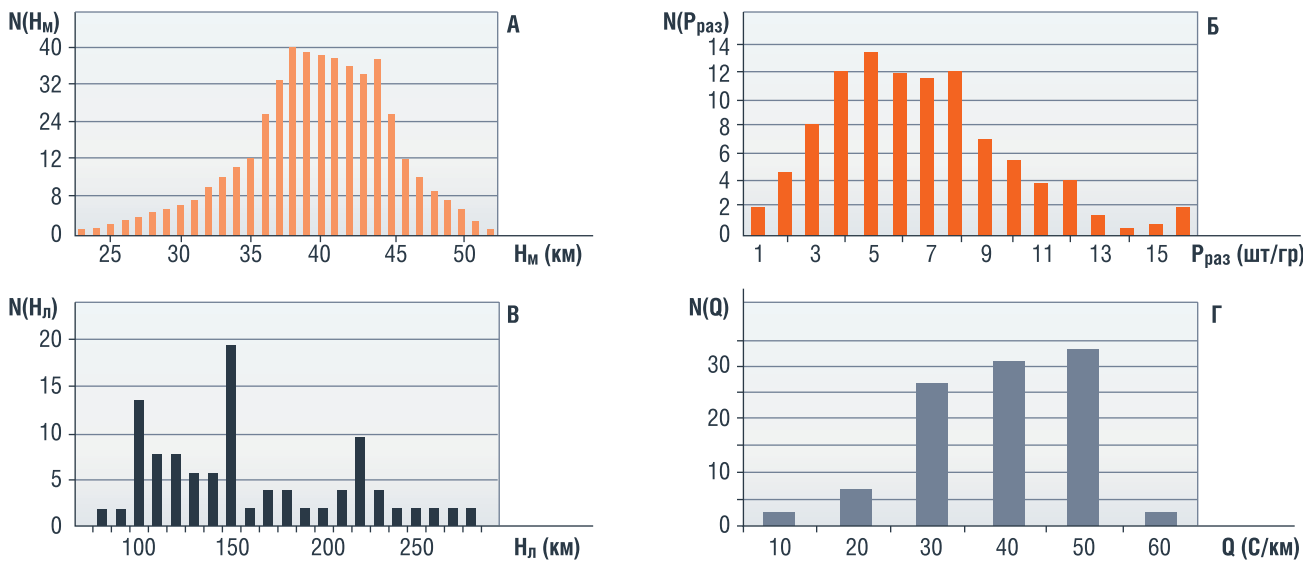
Все известные вероятностные критерии принятия решений о наличии или отсутствии аномалии в исследуемых данных обычно базируются на теории проверки статистических гипотез (I и II рода) [17]. Для проверки статистических гипотез необходима информация о цифровых данных, представленных на гистограммах $N(\Phi_i)$ и графиках условных плотностей распределения для гипотезы наличия $p(\Phi_i/H_1)$ и отсутствия $p(\Phi_i/H_0)$ аномалии в анализируемых видах ГГД. Поэтому на основе длинных рядов ГГД, снятых с оцифрованных карт [10–14], был произведен расчет и построение гистограмм $N(\Phi_i)$ по значениям четырех видов ГГД (H_m , $p_{раз}$, H_n , Q). Гистограмма, также как и понятие классической вероятности, описывает распределение частот $N(\Phi_i) = (m/n)$, определяемых для каждого из n – общего количества значений (Φ) ряда случайных величин определенного вида ГГД [17]. Обозначим фиксированную выборку ряда из n исследуемых значений $f(x_i)$ какого-либо вида ГГД ($\Phi(x_i)$) как:

$$\Phi_i(x_i) = [f(x_1), f(x_2), \dots, f(x_n)] \quad (1)$$

Для того, чтобы исключить систематические ошибки, которые могут присутствовать в цифровых данных, снятых с исследуемых карт, во всех рядах ГГД были вычислены математические ожидания $M(\Phi)$. После исключения математического ожидания $M(\Phi)$ из каждого значения ряда ГГД $f(x)$ определялось значение дисперсии $\sigma(\Phi)$ этого ряда значений ГГД. Используя централизованные значения рядов ГГД, строились гистограммы распределения рядов ГГД. На рис. 8 представлены гистограммы распределения значений рядов следующих ГГД: мощности земной коры $N(H_m)$, плотности распределения тектонических разломов $N(p_{раз})$, мощности литосферы $N(H_n)$, геотермальной энергии $N(Q)$, зафиксированных на территории основных нефтегазовых бассейнов (НГБ) РФ.

Из представленной на (рис. 8А) гистограмме $N(H_m)$ видно, что многие НГО на территории РФ расположены в регионах, где наблюдаются повышенные значения мощности земной коры ($H_m = 40$ км) по сравнению со средними значениями этого параметра по всей Земле ($H_m = 33$ км) [2]. Другая гистограмма $N(p_{раз})$ (рис. 8Б) плотности расположения тектонических разломов в пределах территории НГБ РФ была построена по данным карт [12–13]. На построенной гистограмме $N(H_n)$ (рис. 8В) выделено три значения мощности литосферы 100, 150, 220 км, зафиксированных на территории НГБ РФ (Западно-Сибирский, Ямало-Ненецкий, Волго-Уральский, Тимано-Печорский, Прикаспийский, Северо-Кавказский). Гистограмма $N(Q)$, построенная на рис. 8Г, демонстрирует, что показатели

РИСУНОК 8. Гистограммы, характерные для НГБ РФ, построенные по нижеследующим ГГД: А – мощность земной коры $N(H_M)$ по значениям оцифрованной карты [10]; Б – плотности тектонических разломов $N(P_{раз})$ по данным карты [12]; В – мощности литосферы $N(H_L)$ по данным оцифрованной карты [11]; Г – значения геотермальной энергии $N(Q)$ по данным одноименной оцифрованной карты [14]



геотермальной энергии в основных НГБ РФ также имеют повышенные значения этого параметра.

Полученные в пределах НГБ РФ данные гистограмм (рис. 8) затем были использованы при расчетах значений условных плотностей распределения для гипотез наличия аномалии $p(\Phi_i/H_1)$ и ее отсутствия $p(\Phi_i/H_0)$. Затем необходимо было проверить, соответствуют ли значения построенной по данным гистограммы статистической (условной) плотности распределения определенному виду теоретической плотности распределения (Гаусса, равномерному, Пуассона и др.). Для этого был использован критерий Колмогорова [17], который можно представить в следующем виде:

$$\lambda = D * [\sqrt{n}], \quad (2)$$

где $D = \max |F_n(x) - F(x)|$ – максимум модуля разности между статистической функцией распределения $F_n(x)$ и теоретической $F(x)$. Вероятность их соответствия определяется по данным соответствующих таблиц [17]. Согласно проведенным расчетам по критерию Колмогорова [17], теоретическое распределение значений условной плотности распределения $p(H_M/H_1)$ мощности земной коры (рис. 9А), мощности литосферы $p(H_L/H_1)$ (рис. 9В) и распределения тектонических разломов $p(P_{раз}/H_1)$ (рис. 9Б) оказались близкими к закону распределения Гаусса, а распределение значений геотермальной энергии $p(Q/H_1)$ – к равномерному закону распределения (рис. 9Г).

Из данных, приведенных на рис. 9А, Б, В, можно видеть, что на графике теоретической плотности распределения Гаусса $p(\Phi_i/H_1)$ существуют две области (α , β), связанные с ошибками I и II рода. Вероятность ошибки I рода, обнаружения ложной аномалии (α), определяется следующим интегральным выражением:

$$\alpha = \int p(\Phi_i/H_0) d\Omega(\Phi), \quad (3)$$

где $d\Omega(\Phi)$ – n -мерное пространство выборки анализируемых значений ГГД.

Вероятность ошибки II рода, пропуска действительной аномалии (β), определяется следующим интегральным выражением:

$$\beta = \int p(\Phi_i/H_1) d\Omega(\Phi) \quad (4)$$

По данным, представленным на графиках теоретических функций распределения разных видов ГГД, собранных в пределах территорий занимаемых НГБ РФ (рис. 9), были определены значения априорных вероятностей $P_a(\Phi_i/H_1)$, $P_a(\Phi_i/H_0)$.

В результате подсчета суммарных значений этих вероятностных параметров (α , β), зафиксированных в зонах пересечения кривых плотностей распределения (рис. 9), можно определить значение среднего риска принятия решения по формуле:

$$r(h) = C_\alpha \times P_a(\Phi_i/H_0) \times \alpha + C_\beta \times P_a(\Phi_i/H_1) \times \beta, \quad (5)$$

где $P_a(\Phi_i/H_1)$, $P_a(\Phi_i/H_0)$ – априорные вероятности гипотез наличия H_1 и отсутствия H_0 полезной аномалии; C_α и C_β – цены ошибок I и II рода.

Используя эти данные, определялись значения порога (h) принятия, разделяющего пространство $d\Omega(\Phi)$ значений используемого вида ГГД на две области – S_1 и S_0 условной плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$ и $p(\Phi_i/H_0)$ (рис. 9). Минимизация среднего риска по критерию Бейеса приводит к определению значения порога принятия решения, равному:

$$h = [C_\alpha \times P_a(\Phi_i/H_0)] / [C_\beta \times P_a(\Phi_i/H_1)] \quad (6)$$

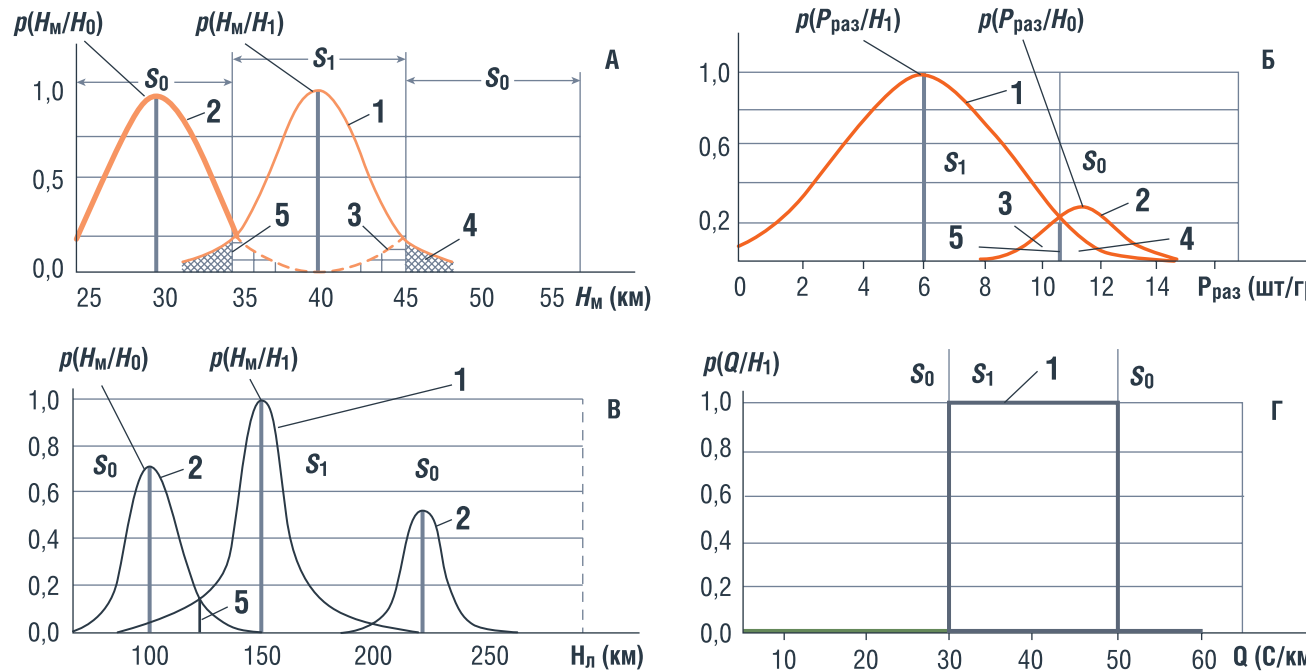
Далее, по каждому виду оцифрованных с карт ГГД в пределах каждой из 15 анализируемых КМС на территории Чукотского микроконтинента по радиальным направлениям КМС определялось среднее значение каждого вида ГГД. Затем для этого среднего значения ГГД, полученного в пределах каждой КМС, на основании сравнения с графиком теоретической плотности распределения проводился расчет коэффициента правдоподобия (Λ) для каждой исследуемой КМС по следующей формуле [17]:

$$\Lambda(\Phi_i) = [p(\Phi_i/H_1) / p(\Phi_i/H_0)] \quad (7)$$

Затем для каждой исследуемой КМС проводилось сравнение рассчитанного порогового значения (h), определенного по каждому виду ГГД на территории НГБ с коэффициентом правдоподобия (Λ).

РИСУНОК 9. Кривые теоретической плотности распределения, соответствующие закону распределения Гаусса для значений:

А – мощности земной коры (H_M), характерных для нефтегазоносных провинций РФ (1) и при отсутствии таковых (2); 3 – параметр α , связанный с ошибками I рода; 4 – параметр β , связанный с ошибками II рода; 5 – линия, соответствующая значению порога принятия решения (h), которая разделяет пространство значений анализируемого вида данных на области S_1 , S_0 . Б – кривые теоретических плотностей распределения значений плотности тектонических разломов ($P_{раз}$) (см. обозначения для графика А); В – кривая статистической условной плотности распределения значений мощности литосферы (см. обозначения для графика А); Г – кривая теоретической (1) плотности распределения $p(Q/H_1)$ значений геотермальной энергии, аппроксимированная с помощью равномерного закона распределения, полученных ГГД в нефтегазоносных провинциях РФ



Если значения коэффициента правдоподобия (Λ) для исследуемой КМС было выше порогового значения (h) исследуемого вида ГГД, то принималось решение о гипотезе наличия (H_1) аномалии этого вида ГГД, в противном случае – решение о гипотезе ее отсутствия (H_0) в пределах этой КМС. Если значение коэффициента правдоподобия (Λ) для исследуемой КМС было выше порогового значения (h), то тогда уже по значениям теоретической плотности распределения рассчитывалось значение вероятности для исследуемой КМС по каждому виду ГГД. Для этого использовался график одномерной теоретической плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$, расположенный в области S_1 .

Известно, что одномерная теоретическая плотность распределения $p(\Phi_i/H_1)$ случайного процесса определяет вероятность того, что значения этого процесса в произвольный момент (x) расположения на профиле измерений будут заключены в определенном интервале ($\Delta\Phi$) и при этом значения вероятности $P(\Phi_i)$ и теоретической плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$ случайного процесса могут быть представлены в виде следующей формулы [17]:

$$P\{\Phi_i < [\Phi_i(x)/H_1] < \Phi_i + \Delta\Phi_i\} \approx p(\Phi_i/H_1) * \Delta\Phi_i \quad (8)$$

Из формулы (8) следует, что вероятность $P(\Phi_i/H_1)$ наличия определенного события (аномалии ГГД) (Φ_i) с точностью до величины этого интервала ($\Delta\Phi_i$) будет соответствовать значению теоретической плотности распределения $p(\Phi_i/H_1)$ случайного процесса, которые для анализируемых видов ГГД представлены на рис. 9.

В пределах каждой из 7 исследуемых КМС на территории Чукотского микроконтинента сначала было выполнено определение необходимого количества

точек для каждой КМС. Поскольку были приняты за априорные значения вероятности для гипотез наличия $P_a(\Phi_i/H_1)$ и отсутствия $P_a(\Phi_i/H_0)$ аномалии какого либо вида ГГД, которые были получены в пределах НГБ, то тогда формула для определения необходимого количества точек измерения в пределах каждой исследуемой КМС на территории Чукотского микроконтинента может быть записана в следующем виде [17]:

$$n > \{ \ln[1 - P_a(\Phi_i/H_1)] \} / \{ \ln[1 - P_a(\Phi_i/H_0)] \} \quad (9)$$

После определения необходимого количества точек измерений для каждой КМС (но не менее n), производимых с одинаковым интервалом дискретизации Δx для всех КМС, на основании вышеизложенных методов обработки данных был произведен расчет вероятностей по четырем исследуемым видам ГГД в пределах каждой из 7 КМС на территории Чукотского микроконтинента.

График теоретической плотности распределения геотермальной энергии представлен на рис. 9Г (кривая 1). В соответствии с материалами по теории вероятностей и математической статистике, изложенных в [17], закон равномерного распределения можно описать следующей формулой:

$$p(Q/H_1) = 1 / (Q_2 - Q_1); \text{ если } Q_1 < Q < Q_2 \\ p(Q/H_1) = 0; \text{ если } p(Q/H_1) < Q_1 \text{ и } p(Q/H_1) > Q_2 \quad (10)$$

Для получения окончательного результата проведенных исследований по вероятностям всех четырех видов используемых ГГД $P_i(\Phi)$ (i – номер определенного вида ГГД) производилась оценка среднего значения вероятности $P_c(\Phi)$ в пределах каждой из 7 КМС.

ТАБЛИЦА 1. Результаты использования статистического анализа для прогноза перспективных нефтегазоносных областей, занимаемых различными КМС Дальнего Востока РФ

№ КМС	Название КМС	$P(H_m)$	$P(p_{г.р})$	$P(H_n)$	$P(Q)$	$P_c(H_m, H_n, Q)$
39a	Северо-Чукотская	0,58	0,60	0,16	0,75	0,52
39с	Дежневская	0,90	0,01	0,16	0,75	0,46
43	Зап.-Чукотская	0,40	0,70	0,79	0,75	0,66
44	Олойская	0,48	0,60	0,68	0,01	0,44
46	Средне-Колымская	0,01	0,60	0,25	0,50	0,34
47	Алазейская	0,05	0,40	0,25	0,50	0,30
48	Олюторская	0,50	0,01	0,43	0,75	0,42

Результаты исследований

Результаты применения вероятностно-статистического анализа, выполненного в соответствии с формулами (4–10) для анализа (проверки статистических гипотез) рядов случайных ГГД (H_m , H_n , Q), измеренных в пределах нескольких КМС на территории Дальнего Востока РФ, были систематизированы в виде следующей таблицы 1. Данные этой таблицы могут служить некоторыми статистическими критериями для прогноза новых нефтегазоносных областей на территории Дальнего Востока РФ.

Обсуждение результатов

Результаты статистического анализа региональных ГГД, полученные на территории Дальнего Востока РФ (Чукотский микроконтинент), показывают, что конечным информационным статистическим параметром, используемым для прогноза нефтегазоносности является значение средней вероятности по нескольким видам ГГД, определенное для каждой из 7 КМС (таблица 1). Поскольку исследуемая территория Дальнего Востока РФ (особенно Чукотский регион) находится в зоне повышенных значений геотермальной энергии по сравнению с остальной частью РФ (за исключением Западно-Сибирского, Ямало-Ненецкого, Северо-Кавказского регионов), то наиболее информативными (контрастными) исходными данными, используемыми для статистического прогноза областей расположения месторождений горючих полезных ископаемых, может быть наличие концентрических зон на глубине расположения поверхности Мохоровичича (рис. 4) и концентрических неоднородностей нижней границы литосферы (H_n) (рис. 5), часто связанных с «корневыми» структурами мантийных плюмов. Кроме того, на основании проведенных расчетов можно сказать, что относительно перспективные нефтегазоносные области на территории Дальнего Востока РФ могут быть связаны со следующими КМС: Северо-Чукотская (39а), Западно-Чукотская (43). Согласно проведенным расчетам, малоперспективными для поисков нефти и газа являются следующие КМС: Алазейская (47), Средне-Колымская (46). Из новых регионов, которые по результатам расчетов можно рассматривать пока как слабо изученные по глубинному строению территории Дальнего Востока РФ, но требующие дальнейшего исследования для поисков месторождений природного газа, нефти можно считать Чукотоморскую (39), Сибироморскую (45), Дежневскую (39с), Олойскую (44), Олюторскую (48) КМС.

Выводы

- Рассмотрены результаты применения статистического метода, разработанного для проведения сравнительного прогнозного анализа нефтегазовой перспективности территорий в пределах КМС Дальнего Востока РФ.
- По данным нескольких геолого-геофизических параметров на территории 7 крупных КМС Дальнего Востока РФ были выделены две относительно перспективные на наличие в них месторождений нефти и газа: Северо-Чукотская и Западно-Чукотская. ●

Автор искренне благодарит докторов геолого-минералогических наук Тимурзиева А.И., Сейфуль-Мулюкова Р.Б., Сывороткина В.Л. – организаторов ежегодных Всероссийских научных конференций «Кудрявцевские чтения» за их огромную работу.

Литература

1. Обручев С.В. Работа Колымского геоморфологического отряда Якутской экспедиции // Известия АН. 1929. Сер. 7. ОФМН. № 8. С. 749–756.

2. Ботт М. Внутреннее строение Земли. М.: Мир. 1974. 375 с.

3. Валаев Б.М. Нетрадиционные ресурсы и скопления углеводородов: особенности процессов нефтегазоаккумуляции углеводородов // В кн.: Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина), С. 390–404 / под ред. А.Н. Дмитриевского, Б.М. Валаева. М.: GEOS, 2011. 504 с.

4. Сейфуль-Мулюков Р. Нефть и газ: глубинная природа и ее прикладное значение. М.: Торус Пресс, 2012. 216 с.

5. Сывороткин В.Л. Глубинная дегазация Земли и глобальные катастрофы. М.: ООО «Геоинформцентр». 2002. 250 с.

6. Тимурзиев А.И. Миф «энергетического голода» от Хабберта и пути воспроизводства ресурсной базы России на основе реализации проекта «Глубинная нефть» // Бурение&Нефть. 2019. № 1. С. 12–20.

7. Юркова Р.М., Воронин Б.И. Перенос молекул водорода и метана в структурных ячейках серпентинитов при подъеме офиолитового диалаира // В кн.: Дегазация Земли и генезис нефтегазовых месторождений (к 100-летию со дня рождения академика П.Н. Кропоткина), С. 232–251 / под ред. А.Н. Дмитриевского, Б.М. Валаева. М.: GEOS, 2011. 504 с.

8. Карта аномального магнитного поля территории СССР. масштаб 1:10 000 000 // Л.: ВСЕГЕИ. 1977.

9. Петроплотностная карта территории СССР. масштаб 1:10 000 000 // Л.: ВСЕГЕИ. 1977.

10. Вольвовский И.С., Вольвовский Б.С. Разрезы земной коры территории СССР по данным глубинного сейсмического зондирования. Москва: Советское радио, 1975. 267 с.

11. Чермак В. Геофизические поля, их природа и геологическая интерпретация // Геодинамика. 1986. Т. 5. № 2. С. 111–256.

12. Афаньева Е.М., Беляев И.В., Головин И.В. и др. Схема зон глубинных разломов территории СССР, масштаб 1:10 000 000 // Л.: ВСЕГЕИ. 1977.

13. Беляевский Н.А. Строение земной коры континентов по геолого-геофизическим данным. М.: Недра, 1981. 431 с.

14. Смыслов А.А. (ред.). Карта геотермальных ресурсов России. Масштаб 1:30000000. Л.: ВСЕГЕИ, 1995. 1 л.

15. Закиров А.Ш., Харитонов А.Л. Глубинное строение и перспективы нефтегазоносности Северного Устьюрта // Электронный журнал «Глубинная нефть». 2014. Т. 2. № 11. С. 1059–1071.

16. Соловьев В.В. Структуры центрального типа территории СССР по данным геолого-геоморфологического анализа. Л.: ВСЕГЕИ, 1978. 25 с.

17. Дмитриев В.И. (ред.) Вычислительная математика и техника в разведочной геофизике. Справочник геофизика. М.: Недра, 1982. 222 с.

KEYWORDS: *Chukchi microcontinent, concentric morphological structures, paleomantic plumes, prospects of oil and gas potential.*



САНКЦИИ НЕ ПОМЕХА: ЕС ЭКСПОРТИРОВАЛ РЕКОРДНЫЕ ОБЪЕМЫ РОССИЙСКОГО СПГ



Вопреки всем попыткам ЕС избавиться от энергетической зависимости от России с помощью санкций, российский экспорт СПГ в Европу в ноябре достиг рекордно высокого уровня, наибольшие объемы этого топлива получили Франция и Бельгия.

В отличие от угля и нефти, российский газ не попал под санкции, но Европейская комиссия заявила, что члены блока должны избавиться от российского ископаемого топлива к 2027 году. Европейские политики отстаивают непрекращающийся импорт из России, ссылаясь на долгосрочные контракты.



Ведущий импортер российского СПГ среди стран ЕС – Испания, за которой следуют Бельгия и Франция. Хотя последняя сократила импорт, Испания и Бельгия увеличили его на 50 %.

РОССИЯ ПОБЕДИЛА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ГОНКЕ. «АРКТИК СПГ-2» ЭТО ДОКАЗЫВАЕТ

Myśl Polska

В декабре с месторождения «Утреннее» очередной российский арктический терминал начал экспорт СПГ. Завод «Новатэк-Мурманск» выпускает серийные системы газоснабжения, чтобы дать старт новому этапу экспорта российского газа.

На п-ве Гыдан строятся системы стоимостью более 20 млрд долл, предназначенные для производства почти 20 млн тонн СПГ в год. Россия участвует в технологической гонке, однако Арктик СПГ 2 по сравнению с ее прежними достижениями – это качественный скачок.

Новые технологии, особенно в таком колоссальном масштабе, не появляются вдруг. Лозунг «импортозамещение» повторялся, как мантра в течение многих лет, однако, получая государственные льготы и поддержку, «Новатэк» продолжал заказывать проектирование и технику на Западе – предыдущие терминалы тому пример.

Участие российской индустрии было незначительным, все ключевые системы являлись зарубежными. И это понятно – российские технологии еще только зарождались, но продолжалось до того времени, пока в 2022 году западные поставщики не прекратили поставки запчастей.

БАЛАНС И СПРАВЕДЛИВОСТЬ. СОВСЕМ СКОРО РОССИЯ ИЗМЕНИТ МИРОВОЮ ЭКОНОМИКУ



Экономики многих стран мира столкнулись с инфляцией, она оказывает негативное влияние на различные сферы нашей жизни. Те, кто обладает природными ресурсами, может захватить часть мировой экономики, тем самым частично избавившись от бремени инфляции. Таким образом важность экономических блоков очевидна. Во главе формирующихся экономических блоков стоит группа БРИКС. Европа страдает от инфляции, что привело ее к абсолютной политической зависимости от Соединенных Штатов.



Все это побудило правительства стран Глобального Юга начать поиск альтернатив. Всем очевидно, что существующий миропорядок не обеспечит безопасность и справедливость для всех стран. И это не говоря уже о нехватке продовольствия, безграмотном распределении ресурсов между Севером и Югом. В то время как Европа и Америка навязывают конкуренцию и бешеную экономическую эксплуатацию, Китай, Индия и Россия, закрепляются на мировой арене благодаря развивающимся экономикам. Страны БРИКС, которые сочетают в себе обширные территории, плотность населения, природные богатства, технологическое и военное развитие, в ближайшие несколько лет станут альтернативой, способной заполнить любой экономический, политический или военный вакуум, который оставит отступающий Запад. ●

ЦИФРОВАЯ РАДИОГРАФИЯ

Подходы к повышению эффективности неразрушающего контроля сварных соединений магистральных газопроводов

В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОЙ ТЕНДЕНЦИИ К АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ, ВНЕДРЕНИЮ СИСТЕМ, ОСНОВАННЫХ НА ТЕХНОЛОГИЯХ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ, А ТАКЖЕ К СОВРЕМЕННЫМ ОТЕЧЕСТВЕННЫМ РЕШЕНИЯМ РАСТЕТ СПРОС НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ ОБУСЛАВЛИВАЕТСЯ ПОВЫШЕНИЕМ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ, СООТВЕТСТВИЕМ МЕТОДОВ ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫМ ТРЕБОВАНИЯМ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ КОНТРОЛЯ, А ТАКЖЕ СНИЖЕНИЕМ МАТЕРИАЛЬНЫХ ЗАТРАТ. АВТОРЫ ПРИВОДЯТ АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ И ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ НА ПРИМЕРЕ РАДИОГРАФИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЕФЕКТОСКОПИИ. В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ РАДИОГРАФИЧЕСКИМ МЕТОДОМ ПУТЕМ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ ПРИМЕНЕНИИ ЦИФРОВОЙ РАДИОГРАФИИ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

IN THE CURRENT TREND TOWARDS AUTOMATION OF PRODUCTION PROCESSES, THE INTRODUCTION OF SYSTEMS BASED ON MACHINE LEARNING TECHNOLOGIES, AS WELL AS MODERN DOMESTIC SOLUTIONS, THERE IS A GROWING DEMAND FOR IMPROVING THE EFFICIENCY OF EXISTING METHODS OF NON-DESTRUCTIVE TESTING OF WELDED JOINTS. THE EFFECTIVENESS OF NON-DESTRUCTIVE TESTING IS DETERMINED BY INCREASED PRODUCTIVITY, COMPLIANCE OF METHODS WITH THE REQUIREMENTS FOR TESTING SENSITIVITY, AS WELL AS REDUCED MATERIAL COSTS. THE AUTHORS PROVIDE AN ANALYSIS OF EXISTING METHODS AND ADVANCED TECHNOLOGIES OF NON-DESTRUCTIVE TESTING USING THE EXAMPLE OF THE RADIOGRAPHIC FLAW DETECTION METHOD. THE ARTICLE DISCUSSES AN APPROACH TO INCREASING THE PRODUCTIVITY OF NON-DESTRUCTIVE TESTING USING THE RADIOGRAPHIC METHOD BY IMPLEMENTING A SET OF MEASURES WHEN USING DIGITAL RADIOGRAPHY AT GAS TRANSPORTATION ENTERPRISES

Ключевые слова: неразрушающий контроль, радиографический контроль, цифровая радиография, повышение производительности контроля.

**Цыбульский
Антон Владимирович**

Ведущий инженер-дефектоскопист,
ООО «Газпром трансгаз Москва»,
РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, аспирант

**Уланов
Валерий Владимирович**

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

Эффективная и безопасная эксплуатация магистральных газопроводов является фундаментальной задачей единой системы газоснабжения. Надежная подача газа требует постоянного поддержания необходимых характеристик перекачки и целостности трубопровода. В связи с этим ПАО «Газпром» проводит всестороннюю программу модернизации и технического обновления объектов газотранспортной инфраструктуры,

в том числе магистральных газопроводов, компрессорных станций и подземных хранилищ. Одним из ключевых мероприятий этой программы является плановый и оперативный ремонт магистральных газопроводов с заменой дефектных участков на новые трубопроводы. Завершающей частью согласно нормативной документации является неразрушающий контроль сварных соединений физическими методами.

Создание гибких производственных систем, в частности цифровых систем неразрушающего контроля, позволяет значительно снизить влияние человеческого фактора на результаты контроля, повысить надежность систем и обеспечить точность анализа больших неструктурированных данных. Одним из методов определяющих качество дефектоскопии, где возможно применение подобных подходов является рентгенографический метод контроля. Новые регламентирующие документы рекомендует отдавать предпочтение комплексам цифровой радиографии, обеспечивающим оперативность получения информации за счет сокращения времени от начала контроля до получения результата. На сегодняшний день абсолютное большинство строительных, а также эксплуатирующих компаний по-прежнему используют радиографию с применением радиографических пленок. Переход на цифровую радиографию на объектах контроля, где это возможно, представляется первым из доступных шагов для повышения эффективности лаборатории неразрушающего контроля организации.

Вопросы повышения производительности неразрушающего контроля сварных соединений трубопроводов в своих работах рассматривали Буллер А.И. [2], Бармаков Ю.Н., Микеров В.И., Юрков Д.И. [1], Седлер М.Х. [3]. Буллер А.И. раскрывает принципы работы мобильных комплексов радиографии, особое внимание уделяется формализованному описанию критерия оптимальности параметров систем цифровой радиографии при соответствии заявленному уровню качества для достижения максимума производительности. Седлер М.Х. раскрывает принципы повышения качества неразрушающего контроля путем автоматизации процессов проведения диагностики и идентификации дефектов. В учебном пособии «Основы цифровой рентгеновской и нейтронной радиографии» Бармаков Ю.Н., Микеров В.И., Юрков Д.И. обращают внимание на то, что при выборе метода контроля важным является и снижение затрат на проведение контроля для организаций, имеющих в своем составе лаборатории неразрушающего контроля.

Таким образом, оптимальным решением для определения метода контроля и реализуемых мероприятий при диагностике будет то, которое позволит достичь наибольшего экономического эффекта при недопущении снижения качества и производительности дефектоскопии с учетом правил безопасности производственного объекта. При доступности решений, позволяющих снизить эксплуатационные затраты, а также сохранить или повысить качество контроля целесообразной представляется разработка решений, способных повысить производительность контроля. Работа посвящена разработке подходов и решений, сокращающих время на производство радиационного контроля, а также повышению качества обработки экспонированных снимков.

Целью представляемого исследования является разработка проекта универсальной программно-аппаратной платформы для сбора, хранения, а также высокоэффективной обработки данных результатов цифровой радиографии, способной определять тип и размер дефектов в соответствии с нормативно-технической документацией в области контроля качества сварных соединений магистральных газопроводов.

Преимущества и недостатки цифровой радиографии (ЦР)

Во-первых, так как размер точек матрицы плоскостной детектора цифрового комплекса в среднем меньше размера зерен радиографической пленки, то чувствительность контроля ЦР значительно выше. Это позволяет более точно определять тип и размер дефекта в соответствии с нормативной документацией.

Во-вторых, цифровые изображения не требуют обработки и не зависят от навыка проявляющего специалиста. Помимо сокращения времени на проявку, промывку и просушку, изображения объекта контроля мгновенно переносятся на компьютер, с возможностью отображения на экране, что позволяет дефектоскопистам оперативно анализировать их, а также передавать руководству для оперативного решения по

вырезке дефектного участка, что также упрощает процесс передачи изображений между структурными подразделениями.

В-третьих, уменьшение дозы излучения. Цифровая радиография требует меньшую дозу излучения по сравнению с пленочной радиографией, что сокращает вредные воздействия на дефектоскопистов и окружающую среду.

Снижение нагрузки на рентгеновское оборудование позволит применять его в более щадящем режиме в связи с чем увеличится срок эксплуатации.

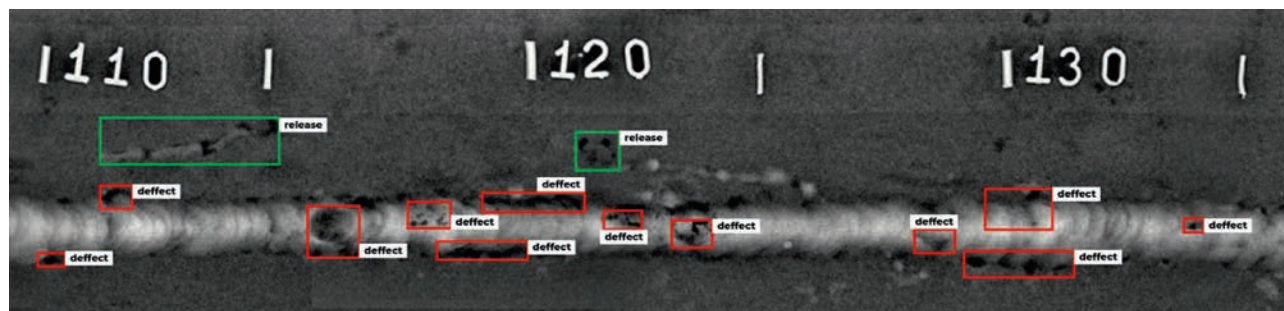
В-четвертых, легкость хранения и управления данными. Цифровые изображения не требуют много места и могут быть переданы через локальную сеть. Это облегчает управление данными и доступ к анализу прошедшего контроля объекта.

В-пятых, экономия ресурсов. Цифровая радиография не требует использования и хранения фотопленки и химических реагентов, что позволяет экономить средства на рентгеновскую пленку, химию для проявки, лампы неактивного освещения, затраты на оборудование комнаты для проявки, а также расходные материалы для проведения контроля, расшифровки и хранения. Помимо прочего, отсутствует потребность в организации логистики и транспортировки вышеперечисленных материалов. Не требуются затраты на утилизацию химических реагентов, а также на ремонт и обслуживание проявочной техники.

К недостаткам метода можно отнести высокую стоимость оборудования, затраты на поверку комплекса, а также обучение персонала. ЦР уязвим к утечке и потере данных, что требует дополнительные меры информационной безопасности.

В целом, рассматривая полный цикл работы оборудования, метод ЦР обладает большей экономической и технической эффективностью. Учитывая вышеперечисленные преимущества ЦР, одним из направлений развития метода является формирование новых систем и подходов сокращения времени на расшифровку результатов диагностики.

РИСУНОК 1. Пример выявленных дефектов



Формирование новой системы для оптимизации процесса контроля

Несмотря на то, что каждая операция контроля цифровым методом требует меньше времени, время на расшифровку снимков остается соизмеримым с пленочным, а в некоторых случаях даже уступает. Целесообразным представляется применять решения и мероприятия, способные ускорить процесс определения типа и размера дефектов на цифровых изображениях.

Достичь подобного результата возможно при создании единой базы данных в разрезе крупного предприятия. Первым шагом будет являться создание платформы для ввода данных контроля и загрузки цифровых файлов контроля. Программный комплекс на первоначальном этапе будет способен выполнять функцию хранения результатов, способных заменить площади архивов пленочных снимков. База данных, при условии соблюдения правил корпоративной безопасности, будет упрощать порядок передачи результатов лицам, принимающим решения о повторном ремонте и командировании бригад.

Следующим этапом будет являться применение машинного обучения на основе большого объема снимков. Задачами машинного обучения является достоверное определение типа и размера дефектов сварных соединений магистральных газопроводов.

При подборе методов машинного обучения, способных провести обработку данных результатов цифровой радиографии, предпочтение отдается точности, скорости и размеру готовой модели. В исследовании проводится анализ

на практическую применимость к поставленной цели: ансамблевые методы машинного обучения (Bootstrap AGGREGatING, CatBoost, XGBoost, LightGBM) и методы глубокого обучения (MLP, CNN, GAN). Последние традиционно используются для любого вида анализа изображений, однако ансамблевые методы имеют преимущество в скорости без особого ущерба в точности. В ходе работы была подготовлена тестовая выборка данных с применением аугментации, подобраны минимально необходимые признаки модели и метрики качества.

При достижении данного этапа развития проекта время на проведение расшифровки результатов контроля будет сокращено с десятков минут до нескольких минут. Программный комплекс позволит автоматически определять дефекты, их размер и тип, при этом ответственность за конечное заключение остается за специалистом, проверяющим правильность определения дефекта комплексом, результаты которого со временем обучения и увеличения выборки данных будут только расти.

На данный момент реализована бета-версия проекта на основе анализа нормативно-технической документации в области неразрушающего контроля рентгенографическим методом. Применялись результаты контроля цифровым методом рентгенографии при обследовании магистральных газопроводов Московской области.

Выводы

На основе требований производства к повышению эффективности проведения работ по диагностике объектов газовой промышленности, а также в связи с потребностью в переходе на отечественные продукты, был разработан проект по реализации программного

комплекса. Проект способен повысить эффективность труда, снизить влияние человеческого фактора на уровень достоверности и выявляемости дефектов при рентгенографическом контроле путем быстрой обработки результатов контроля с возможностью представления заключений о результатах контроля.

Выделены ключевые преимущества и недостатки применения цифровых методов неразрушающего контроля. Проанализирован существующий опыт использования технологий машинного обучения в неразрушающем контроле в целом. Целью представляемого исследования является разработка проекта универсальной программно-аппаратной платформы для сбора, хранения, а также высокоэффективной обработки данных результатов цифровой радиографии, способной определять тип и размер дефектов в соответствии с нормативно-технической документацией в области контроля качества сварных соединений магистральных газопроводов. ●

Литература

1. Бармаков Ю.Н. Основы цифровой рентгеновской и нейтронной радиографии / Ю.Н. Бармаков, В.И. Микеров, Д.И. Юрков. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Эдитус», 2022. – 212 с.
2. Буллер А.И. Разработка систем цифровой радиографии сканирующего типа для контроля цилиндрических объектов большого диаметра: специальность 05.11.13 «Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Буллер Алексей Иванович. – Томск, 2012. – 20 с.
3. Седлер М.Х. Повышение качества контроля труб путем разработки установки автоматизированного ультразвукового контроля / М.Х. Седлер, Е.А. Карабасов // Современное машиностроение. Наука и образование. – 2014. – № 4. – С. 988–994.

KEYWORDS: *non-destructive testing, radiographic control, digital radiography, control performance improvement.*

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

Индия ведет переговоры с Россией о строительстве магистрального нефтепровода

В январе 2014 г. глава Евразийского отдела МИД Индии А.Бисария сообщил, что вопрос строительства МНП недавно обсуждался и «теперь нам нужен наземный нефтепровод Север–Юг для того, чтобы покупать у России больше нефти». Ранее вице-президент ONGC М. Наир сообщил, что ONGC планирует пригласить Россию строить этот МНП.



• Комментарий Neftegaz.RU

После отказа западных компаний от российской нефти индийские НПЗ начали закупать ее с большим дисконтом. В результате в 2022 году экспорт российской нефти в Индию вырос в 22 раза, что позволило России занять первое место среди экспортеров. О нефтепроводе речь не идет, поставки осуществляются преимущественно контейнерами до порта Нхава-Шева. В мае 2023 года подписано соглашение о создании железнодорожного участка Решт–Астара – части транспортного коридора Север – Юг от Санкт-Петербурга до порта Мумбаи в Индии. Это последний участок западного маршрута МТК, необходимый для полноценной работы железной дороги на всем протяжении коридора.



Газпром: сланцевый газ не заменит Польшу поставок из России

Сланцевый газ и поставки СПГ в обозримом будущем не смогут заменить Польшу трубопроводного газа из России, заявил в январе 2014 г. зампред правления Газпрома А. Медведев. Не сможет стать альтернативой российскому газу и СПГ, который планируется поставлять в Польшу через строящийся терминал в Свиноуйсьце.

• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя десять лет Польша продолжает закупать газ у России. В 2022 году, когда Россия перестала поставлять трубопроводный газ за неуплату, Польша готовилась к прекращению поставок по долгосрочному контракту, который истек в конце 2022 г.: начали заполнять ПХГ газом, получаемым со стороны Германии, наращивать закупки



СПГ через регазификационный терминал. 23 июня 2023 г. Совет ЕС принял одиннадцатый пакет санкций, однако ограничения

не распространились на СУГ, в результате по итогам первого квартала 2023 г. Россия стала основным поставщиком СУГ в Польшу.

Великобритания планирует увеличить добычу сланцевого газа

В январе 2014 г. Д. Кэмерон заявил, что полностью поддерживает возобновившиеся в стране работы по добыче сланцевых газа и нефти. Речь идет о начале разведывательного бурения на севере и востоке Англии. Это должно позволить Великобритании ограничить экспорт газа и снизить тарифы на электричество.

• Комментарий Neftegaz.RU

Очевидно, что собственная добыча позволяет снизить закупки энергоносителя. Запасы сланцевого газа в Великобритании оцениваются в 36,8 трлн м³, что при коэффициенте извлечения 10% обеспечит страну газом на 43 года. Но взгляд на то, что важнее: экология или энергетическая независимость, у каждого нового премьер-министра страны свой. В 2019 г. добыча газа методом ГРП была запрещена из-за рисков повышенной сейсмической активности. В 2022 г. премьер-министр Л. Трасс отменила мораторий на ГРП для добычи сланцевого газа. Несколько месяцев спустя ее место занял Р. Сунак, одним из первых решений которого стало восстановление моратория. ●

ЭНЕРГИЯ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА

Экологическое состояние акватории в контексте обеспечения пресной водой и производства электроэнергии

ОПРЕСНЕНИЕ МОРСКОЙ ВОДЫ СТАНОВИТСЯ ВСЕ БОЛЕЕ ВАЖНЫМ ФАКТОРОМ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ МНОГИХ РЕГИОНОВ, В ЧАСТНОСТИ ЗАСУШЛИВЫХ РАЙОНОВ БЛИЖНЕГО ВОСТОКА, В ЧАСТНОСТИ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА. В БЛИЖАЙШИЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯ ДЛЯ ВОДОСНАБЖЕНИЯ НАСЕЛЕНИЯ, ПОТРЕБНОСТЕЙ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА РЕГИОНА И НУЖД НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ БУДЕТ ОПРЕСНЯТЬСЯ ВОДА ИЗ РАЗЛИЧНЫХ ВОДОЕМОВ, В ТОМ ЧИСЛЕ ИЗ АКВАТОРИИ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА. НАДО ОТМЕТИТЬ, ЧТО УЖЕ СЕЙЧАС ПЕРСИДСКИЙ ЗАЛИВ ЯВЛЯЕТСЯ СТОКОМ ГИПЕРСОЛЕННЫХ ВОД ДЛЯ ЗАВОДОВ, ОПРЕСНЯЮЩИХ ПРИМЕРНО ПОЛОВИНУ МОРСКОЙ ВОДЫ В МИРЕ. ОДНОЙ ИЗ НАИБОЛЕЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОПРЕСНЕНИЯ МОРСКОЙ ВОДЫ ЯВЛЯЕТСЯ МЕХАНИЧЕСКОЕ СЖАТИЕ ПАРА И ТЕХНОЛОГИЯ ОБРАТНОГО ОСМОСА. МНОГИЕ ИЗ ЭТИХ ОПРЕСНИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК СБРАСЫВАЮТ РАССОЛ В ЮГО-ЗАПАДНУЮ ЧАСТЬ ЗАЛИВА В МЕСТЕ СВОЕГО РАСПОЛОЖЕНИЯ, СОЛЬ НАКАПЛИВАЕТСЯ, ПОТОМУ ЧТО МОРСКАЯ ВОДА НЕДОСТАТОЧНО ЗАМЕЩАЕТСЯ ОСТАТОЧНОЙ ЦИРКУЛЯЦИЕЙ ЗАЛИВА (Т.Е. РЕГИОН ПЛОХО ПРОМЫВАЕТСЯ). ПРОМЫВАНИЕ НЕЭФФЕКТИВНО В ЮГО-ЗАПАДНОМ РЕГИОНЕ, КОТОРЫЙ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ КАК «ЗОНА МЕДЛЕННОГО ПРОМЫВАНИЯ ЗАЛИВА»

SEAWATER DESALINATION IS BECOMING AN INCREASINGLY IMPORTANT FACTOR IN THE SUSTAINABLE DEVELOPMENT OF MANY REGIONS, IN PARTICULAR THE ARID REGIONS OF THE MIDDLE EAST, AND MORE SPECIFICALLY THE PERSIAN GULF. PLANNED IN THE COMING DECADES FOR THE WATER SUPPLY OF THE POPULATION AND THE NEEDS OF AGRICULTURE IN THE REGION, AND ESPECIALLY FOR THE OIL AND GAS INDUSTRY, WATER WILL BE DESALINATED FROM VARIOUS RESERVOIRS, INCLUDING FROM THE PERSIAN GULF. IT SHOULD BE NOTED THAT EVEN NOW THE PERSIAN GULF IS A SINK OF HYPERSALINE EFFLUENTS FOR PLANTS THAT PRODUCE ABOUT HALF OF THE WORLD'S SEAWATER DESALINATION CAPACITY. ONE OF THE MOST ENERGY-INTENSIVE SEAWATER DESALINATION TECHNOLOGIES IS MECHANICAL VAPOR COMPRESSIO AND REVERSE OSMOSIS TECHNOLOGY. MANY OF THESE DESALINATION PLANTS DISCHARGE BRINE INTO THE SOUTHWESTERN PART OF THE BAY AT THEIR LOCATION, AND SALT ACCUMULATES IN THE BRINE BECAUSE THE SEAWATER IS NOT SUFFICIENTLY REPLACED BY THE BAY'S RESIDUAL CIRCULATION (I.E., THE REGION IS POORLY FLUSHED). THIS CIRCULATION WASHES THE ENTIRE BAY AND PREVENTS THE ACCUMULATION OF SALTS AND PARTICLES OF TOXIC MINERALS AND HEAVY METALS ACROSS THE BASIN. BUT FLUSHING IS INEFFECTIVE IN THE SOUTHWESTERN REGION, WHICH HAS BEEN DESCRIBED AS A "SLOW BAY FLUSHING ZONE"

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: устойчивое водоснабжение, опреснение морской воды, математическое моделирование, Персидский залив, влияние сброса рассола от опреснения воды.

Мани
Момени Ардешир

аспирант МГТУ
им. Н.Э. Баумана

Изучение акватории и состояние вод Персидского залива

Государства, расположенные на берегу Персидского залива, имеют богатую историю, но сегодня название этой акватории ассоциируется в первую очередь со словом «нефть». Запасы черного золота, открытые в заливе и его прибрежных районах в прошлом веке, являются крупнейшими на планете. В водах Персидского

залива также было обнаружено гигантское газовое месторождение, сокровища которого поделили Катар и Иран.

Персидский залив протянулся между Аравийским полуостровом и континентальной Азией, соединяясь узким Ормузским проливом с Аравийским морем – северной окраиной Индийского океана. Площадь залива составляет 250 000 км². Его длина достигает 989 км, ширина варьируется от 180 до 333 км. Большая часть северо-восточного побережья принадлежит Ирану (береговая линия – 1536 км, включая острова). На всем его протяжении в залив впадают крупные реки, берущие начало в горах Загрос. Среди них – знаменитые Тигр и Евфрат, образующие исторический регион

УДК 624.953

РИСУНОК 1. Персидский залив и потенциал опреснения в акватории Персидского залива



Месопотамия. При впадении в северную часть залива обе реки сливаются в единое русло. В устье лежит самый короткий участок побережья на политической карте Персидского залива. 58 км береговой линии достались Ираку.

На западном берегу господствует Саудовская Аравия с береговой линией в 1300 км. В этой же части Персидского залива находятся Объединенные Арабские Эмираты, Кувейт, Бахрейн, Оман и Катар. Все эти страны – монархические государства.

По морским меркам Персидский залив мелководный. Средняя глубина – 90 м, наибольшая едва превышает 100 метров. У выхода в Ормузский пролив дно уходит до глубин в 170 м. Прибрежные районы Ирака, Саудовской Аравии, ОАЭ, Катара по большей части низменные, мало изрезанные, в отличие от скалистой береговой линии полуострова Мусандам на севере Омана.

В заливе есть множество обитаемых и необитаемых островов, естественных и рукотворных. Крупнейшие из них – Кешм (1491 км²) и Бахрейн (766 км²). Некоторые острова Персидского залива являются спорными территориями, на которые претендуют различные государства региона [1] (рис. 1).

Энергетический потенциал Персидского залива

Энергетика сегодня является одним из важных детерминантов международных отношений,

основанных на владении углеводородными ресурсами и контроле над маршрутами трубопроводов и транспортировкой в рамках безопасности. По мере того, как нефть и природный газ становятся стратегическими товарами, произошли значительные изменения в международной экономической и политической системе и отношениях между крупными государствами. Таким образом, для анализа международной или внешней политики крупных стран требуется особое внимание к энергетике и растущей конкуренции за энергоносители. Учитывая ограничения, с которыми страны Персидского залива сталкиваются в плане поставок энергии, более широкие вопросы внешней энергетической политики крупных государств и их поставщиков привлекли внимание ученых [3].

Обеспечивая около 30 % поставок нефти и природного газа на мировые энергетические рынки, страны Персидского залива являются одними из основных конкурентов в этой области.

На новую энергополитику глубокое влияние оказывает беспрецедентный рост спроса на энергию и подъем новых региональных и глобальных держав. Разрыв между мировыми поставками и спросом на энергию, концентрация невозобновляемых запасов нефти и газа на Ближнем Востоке, распространение промышленного капитализма в Китае и Индии резко изменили глобальную энергополитику.

В 2000-х, следуя общим тенденциям мирового развития, включая тенденцию к энергетическому переходу, эти государства начали диверсифицировать свою экономику, вошли в число крупнейших производителей продуктов нефтехимии, начали активно развивать возобновляемую энергетику и реализовывать водородные проекты [2].

Иран обладает примерно 10 % доказанных запасов нефти и 7 % мировых минеральных ресурсов. Центральное расположение в Евразии и богатые запасы нефти и природного газа ставят страну в центр мировой энергополитики.

Иран является вторым по величине экспортером нефти после Саудовской Аравии и вторым по величине запасов природного газа в мире после России. Однако Иран нуждается в значительных инвестициях в свою нефтегазовую промышленность.

Несмотря на санкции, препятствующие крупным иностранным инвестициям, Ирану удалось заключить ряд сделок по разработке своих нефтяных и газовых месторождений, включая сделку с бразильской Petrobras, китайской Sinopec, компаниями Индии и Турции.

Страны ССАГПЗ (Оман, Бахрейн, Кувейт, Катар, Саудовская Аравия и ОАЭ) в регионе Персидского залива входят в число стран, обладающих крупнейшими в мире доказанными запасами нефти и природного газа. Помимо нефти, сжиженный природный газ

РИСУНОК 2. Месторождения нефти и газа в регионе Персидского залива



(СПГ) также стал основным экспортным продуктом. Согласно отчету BP World Energy Report (2021 г.), государства Персидского залива (страны Персидского залива, а также Иран и Йемен) в настоящее время владеют около 50 % мировых доказанных запасов нефти и 40 % доказанных запасов газа, в то время как их добыча составляет лишь 28 % мировой добычи нефти и 12 % добычи природного газа. С долей около 36 % экспортеры нефти в регионе оказывают большое влияние на мировую торговлю нефтью. По сравнению с высоким уровнем экспорта нефти большая

часть добываемого в регионе газа продается на внутренний рынок, но увеличивается поток экспортируемого СПГ из Катар, Омана и Абу-Даби, который в настоящее время составляет 60 млрд м³ (рис. 2).

Экономическое положение стран Персидского залива

Прогнозы развития стран Персидского залива складываются из анализа их ВВП (в постоянных ценах 2010 г. в долларах США) с помощью

спектрального анализа до 2050 г. Поскольку экономика стран Персидского залива зависит от нефти, особая взаимосвязь между ценой на нефть и экономикой стран Персидского залива раскрывается с помощью масштабного основного компонента.

Анализ и интеграция в прогнозы ВВП разлагаются на более четкие сигналы, называемые приближениями и деталями, в рамках одномерного дискретного вейвлет-анализа. Упрощенные сигналы перекомпоновываются после расширения Burg. Все прогнозы спектрального анализа оптимистичны для экономики восьми стран Персидского залива. По прогнозам спектрального анализа, к 2050 году Ирак выйдет на первое место с годовым темпом роста +2,37 %, а Иран – на второе место с годовым темпом роста +2,19%. Двумя отстающими странами, по прогнозам спектрального анализа, к 2050 году называются Саудовская Аравия (+1,37 %) и Кувейт (-0,04 %).

К 2024 году Иран, согласно тому же спектральному анализу, должен выйти на первое место с годовым темпом роста +4,12 %, Ирак – на второе место с ростом +3,79%. Для сравнения, в прогнозах МВФ первое место занимают Ирак (+3,17%) и Объединенные Арабские Эмираты (+2,92%). Двумя отстающими странами называются Катар (0,22%) и Кувейт (-3,74%) [4].

ТАБЛИЦА 2. Матрица корреляции между годовым ВВП восьми стран Персидского залива (в постоянных ценах 2010 г. в долларах США) и среднегодовой ценой на нефть WTI в период с 1960 по 2018 г. (размер выборки варьируется для каждой страны)

	ОАЭ	Бахрейн	Саудовская Аравия	Оман	Катар	Кувейт	Ирак	Иран
ОАЭ	100 %							
Бахрейн	99 %	100 %						
Саудовская Аравия	96 %	97 %	100 %					
Оман	96 %	98 %	92 %	100 %				
Катар	96 %	98 %	98 %	98 %	100 %			
Кувейт	98 %	96 %	94 %	92 %	90 %	100 %		
Ирак	97 %	97 %	94 %	95 %	96 %	91 %	100 %	
Иран	91 %	98 %	91 %	87 %	90 %	96 %	88 %	100 %
Среднегодовая цена WTI	80 %	76 %	81 %	78 %	53 %	83 %	80 %	80 % 100 %

Нефтегазовый сектор составляет около 38 % ВВП стран Персидского залива и более чем вдвое превышает в среднем государственные доходы (т.е. 79%). Таким образом, этот сектор является основным источником доходов, из-за падения цен на нефть в течение последних 6 лет это сильно повлияло на бюджет. Чтобы подтвердить тесную взаимосвязь между экономикой стран Персидского залива и ценой на нефть марки WTI, автор вычислил матрицу корреляции между годовыми ВВП восьми стран Персидского залива (в постоянных ценах 2010 г. в долларах США) и среднегодовой ценой на нефть марки WTI.

Таблица 2 показывает взаимосвязь между ценой на сырую нефть и экономикой стран Персидского залива, коэффициент корреляции варьируется от 53 % в Катаре до 83 % в Кувейте. Это говорит о том, что экономика Катара более диверсифицирована, чем у Кувейта или других стран региона Персидского залива (РПЗ), а факторами данной диверсификации выступают газ, СПГ и ГПЗ-продукты.

На рис. 3 видно, что после 2020 г. наблюдается прогресс в экономике региона Ближнего Востока, из данных таблицы 2 можно сделать вывод, что экономический прогресс стран Персидского залива в основном зависит от нефтедолларов, а это означает, что политический план развития стран РПЗ противоречит охране окружающей среды, последствия чего отображены на рисунке 4.

РИСУНОК 3. Динамика развития региона после МРСА (с 1960 по 2018 – 2023 гг.) и прогнозируемого (с 2019 по 2050 год) ВВП Персидского залива (в постоянных ценах 2010 года в долларах США) [4]

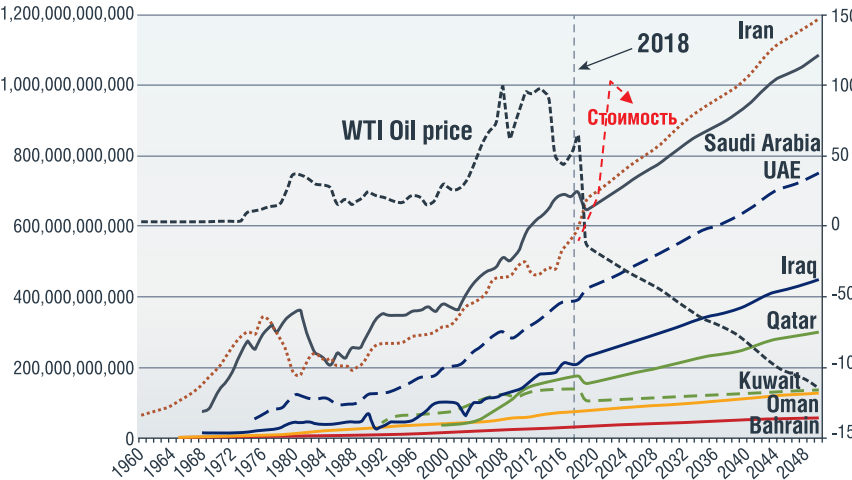
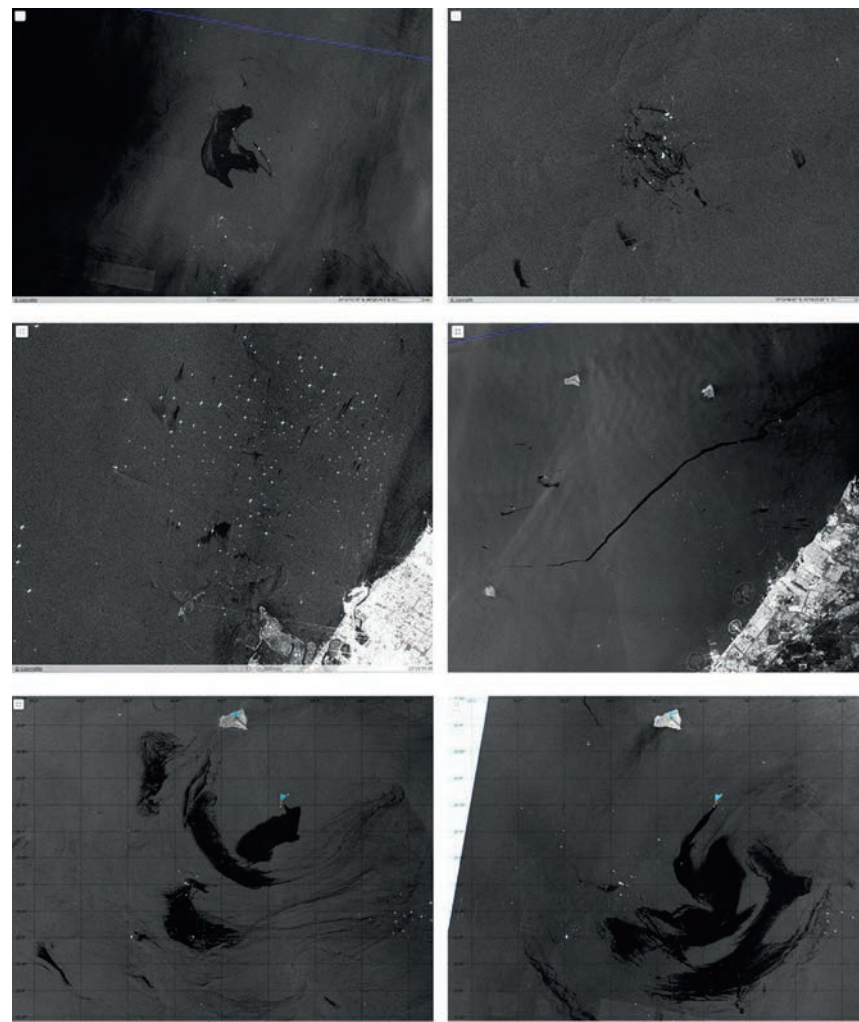


РИСУНОК 4. Последствия перевозки и переработки нефтепродуктов по Персидскому заливу. Интегральная карта всех пленочных загрязнений, обнаруженных в Персидском заливе в 2017 г. на РЛИ спутников Sentinel-1A и Sentinel-1B (серой линией показаны границы территориальных вод) [5]



РИСУНОК 5. Примеры типичных разливов, обнаруженных на РЛИ: 1) крупный разлив в месте нефтедобычи (иранский сектор, месторождение Abouzar) 26.03.2017; 2) разливы в месте нефтедобычи (иранский сектор, месторождение Salman) 26.03.2017; 3) аномально крупные разливы нефти в Персидском заливе на РЛИ Sentinel-1A от 8.03 в 14:24 UTC (общая площадь 486 км²) и 11.03.2017 в 02:15 UTC (общая площадь 783 км²)



Специалистами компании «Сканекс» совместно с Институтом океанологии РАН (ИО РАН) реализован пилотный проект

по спутниковому мониторингу Персидского залива, акватория которого подвергается нефтяному загрязнению.

Загрязненность в акватории Персидского залива постоянно возрастает в результате добычи нефти на более чем 34 месторождениях и более чем из 800 скважин, танкерных перевозок (до 20–30 тыс. танкеров ежегодно), утечек нефти на трубопроводах, стандартных судовых операций и аварий судов. По оценкам экспертов, в акваторию залива разными путями попадает в среднем от 100 до 160 тыс. тонн нефти и нефтепродуктов ежегодно, а уровень нефтяного загрязнения превышает средний мировой показатель в 47 раз.

Одной из причин загрязнения являются судовые разливы, которые происходят в результате стандартных судовых операций: мытья танкеров, сбросов балластных вод и судовых отходов, содержащих нефтепродукты (сброс отработанной воды машинного отделения, остаточных нефтепродуктов, см. рис. 6).

На основе анализа интегральных карт загрязнения (рис. 4, 5, 6) специалистами было сделано заключение, что Персидский залив подвержен серьезному нефтяному загрязнению, главным образом в результате интенсивной нефтедобычи, транспортировки нефти и активного судоходства.

Сложившаяся ситуация угрожает экологии залива, и это имеет прямое отношение к росту ВВП государств РПЗ, даже при формальном соблюдении общемировых стандартов и требований к охране окружающей среды [5].

РИСУНОК 6. Положение нефтеналивных танкеров, интенсивность судоходства и следы от нефтехимических отходов в Персидском заливе

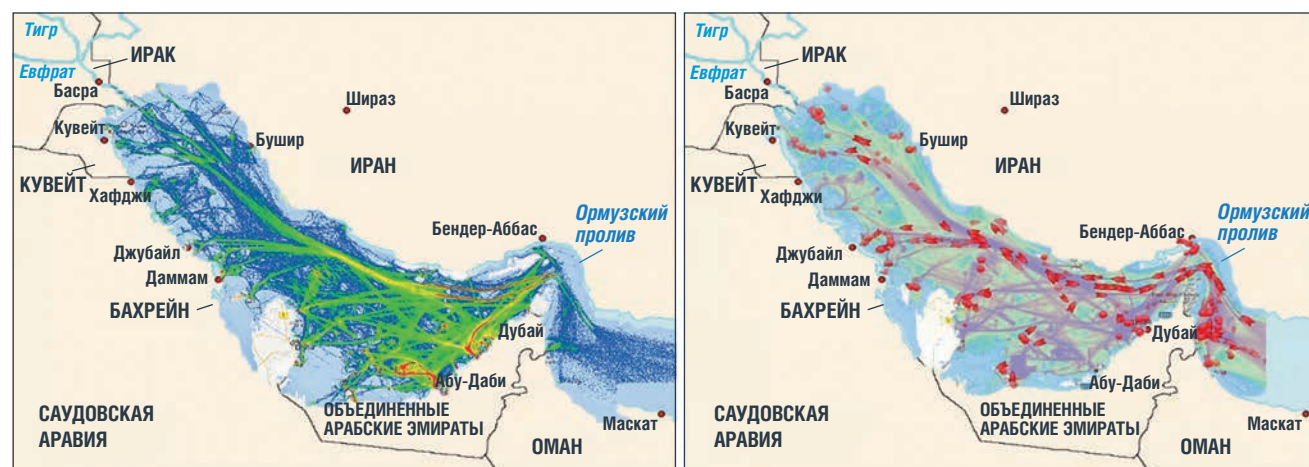
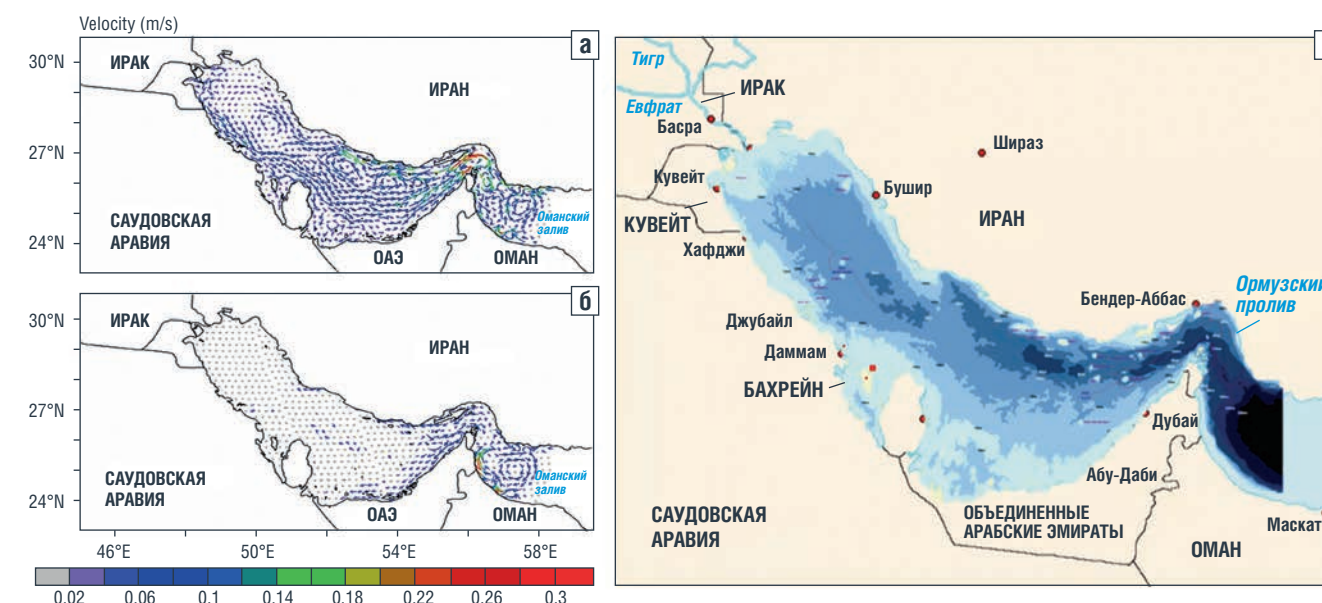


РИСУНОК 7. Пространственное и временное изменение горизонтальной скорости остаточной циркуляции (RS) в заливе: (а) средняя по глубине горизонтальная скорость, когда латеральная протяженность РС максимальна в июне; (б) средняя по глубине горизонтальная скорость; (в) профиль глубины Персидского залива [6]



Другая угроза для окружающей среды акватории Персидского залива и нескольких довольно уязвимых экосистем связана с естественной высокой стрессовой средой, плохой циркуляцией воды, повышенной скоростью испарения, воздействием УФ-излучения, соленостью и температурой.

Таким образом, более вероятно, что загрязняющие материалы будут подвергаться более медленному рассеиванию и ограниченному разбавлению и таким образом останутся в регионе в течение более длительного времени.

На целостность экосистемы большое влияние оказывает деятельность человека [6] (рис. 7).

В Персидский залив стекают гиперсолёные сточные воды (рассол) для заводов по опреснению морской воды и составляющих примерно половину мировых мощностей. Многие из этих заводов сбрасывают рассол в юго-западную часть залива, где соль в рассоле накапливается, потому что морская вода не часто замещается остаточной циркуляцией залива (т.е. этот район плохо промывается). Эта циркуляция омывает весь залив и препятствует накоплению солей в масштабах бассейна.

Но промывание неэффективно в юго-западном регионе, который характеризуется как «зона медленного промывания залива».

Здесь влияние положения сброса рассола на солёность в этой зоне оценивается путем сравнения двух сценариев сброса рассола в динамике остаточной циркуляции залива. В первом сценарии в остаточную циркуляцию вводится рассол 24 крупнейших опреснительных установок морской воды в Персидском заливе, во втором сценарии место сброса рассола одного из этих 24 заводов расположено вдали от зоны медленной промывки.

РИСУНОК 8. Уровень соли в воде Персидского залива (а), территория сброса стока соли из гигантских заводов по опреснению морской воды (б)

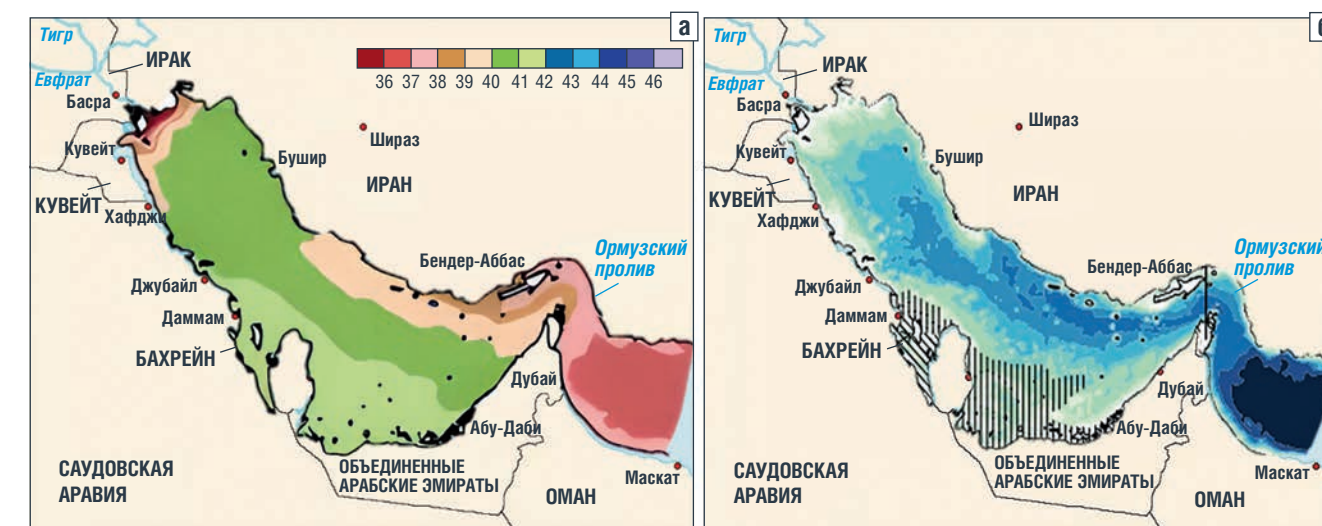
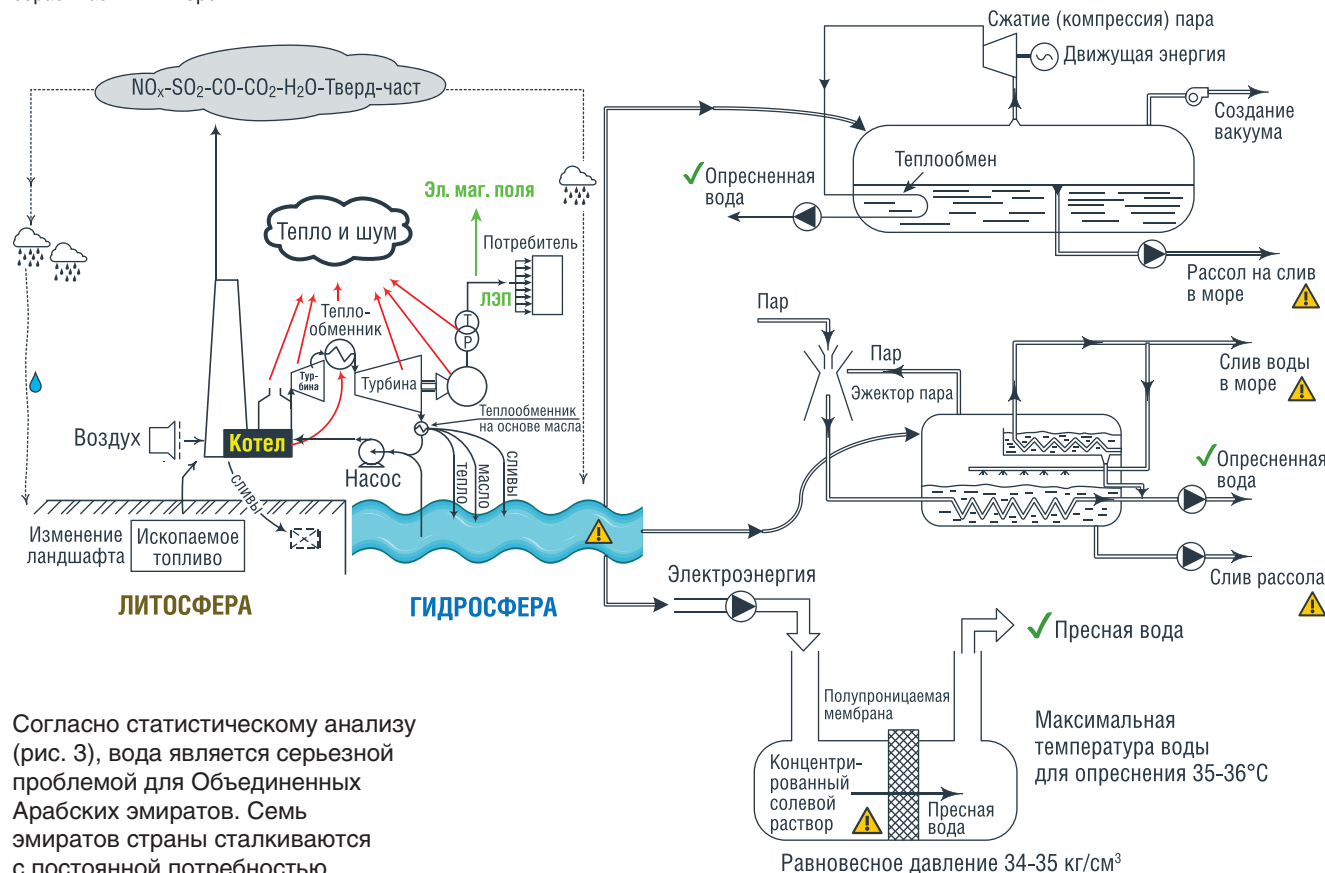


РИСУНОК 9. Технологии опреснения морской воды: от генерации электроэнергии до производства пресной воды с отходом, сбрасываемым в море



Согласно статистическому анализу (рис. 3), вода является серьезной проблемой для Объединенных Арабских эмиратов. Семь эмиратов страны сталкиваются с постоянной потребностью в более широком доступе к водным ресурсам, которые необходимы для потребления человеком, сельскохозяйственной деятельности и промышленных процессов. Ожидается, что спрос на воду в ОАЭ вырастет на 30 % к 2030 году.

В стране в среднем выпадает менее 100 мм осадков в год, а скорость пополнения подземных вод составляет менее 4 % годового объема воды, используемой страной. С минимальным количеством грунтовых вод и осадков регион Персидского залива зависит от истощения водоносных горизонтов, опреснения, повторного использования сточных вод и импорта.

Опреснение является одним из немногих долгосрочных источников пресной воды, способных удовлетворить потребности населения и экономической деятельности стран Персидского залива.

Ближний Восток и Северная Африка обладают примерно 55 % мировых мощностей по опреснению воды, при этом подавляющее большинство производства опресненной

воды осуществляется в шести государствах, входящих в Совет сотрудничества арабских государств Персидского залива [7].

На рисунке 9 представлена схема технологий производства пресной воды из морской.

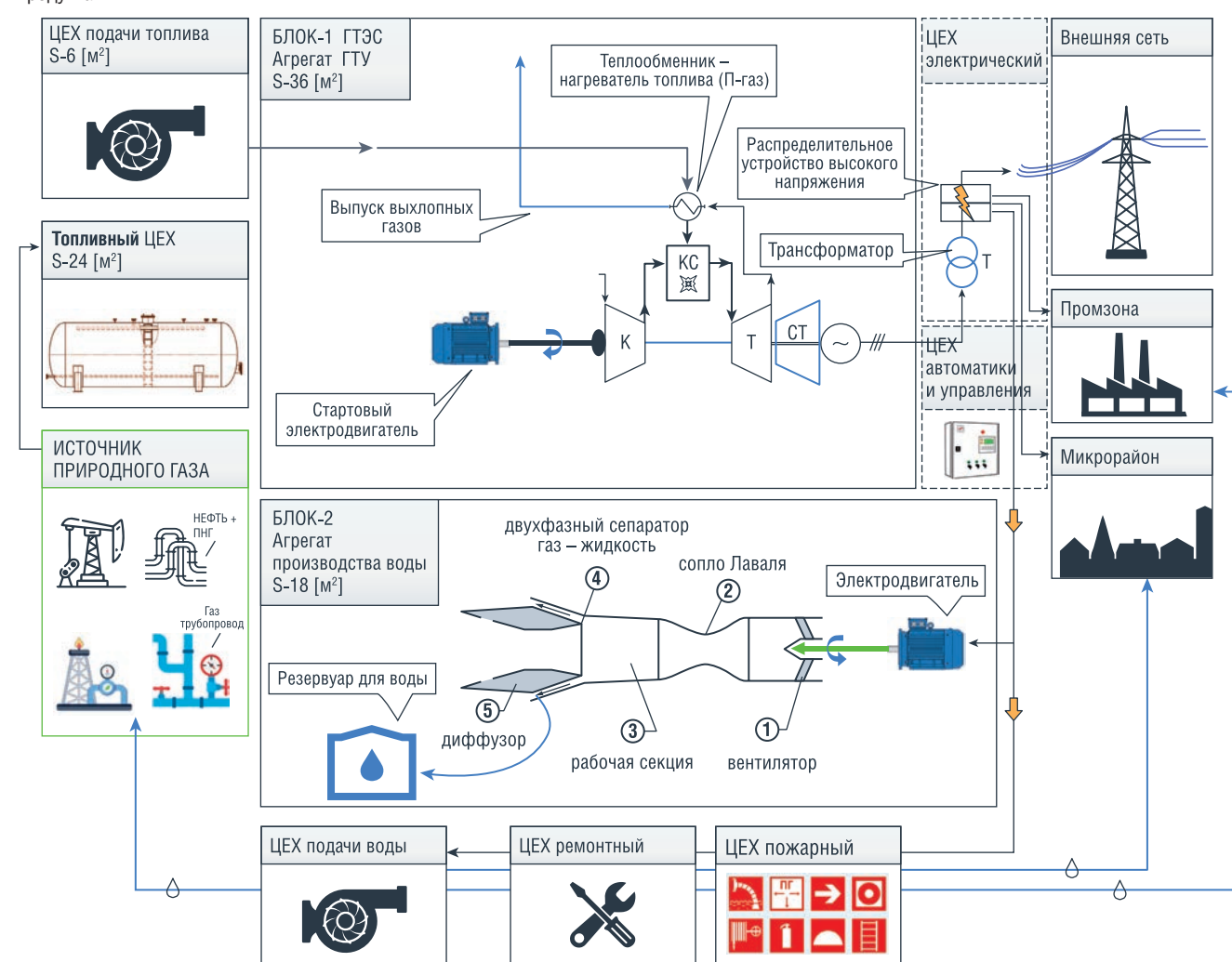
В качестве альтернативной установки получения пресных вод из атмосферного воздуха автор предлагает использование газотурбинной миниэлектростанции. Схема управления электростанциями для получения пресной воды из атмосферного воздуха с цеховой структурой представлена на рисунке 10. В соответствии с технологическим процессом производства электрической и тепловой энергии на газотурбинных электростанциях (ГТЭС) и общими требованиями управления, организационная структура ГТЭС состоит из производственных подразделений (ремонтный цех, цех подачи топлива, пожарный цех, электрический цех, цех управления и автоматики, производственно-техническая служба) и функциональных отделов. ГТУ находится в блоке 1.

Также ниже ГТУ находится в БЛОКЕ 2 с агрегатом для производства воды из воздуха. Для данного блока тоже существует водонасосный цех и резервуар для воды. Данный аппарат работает на основе 3S и функционального сопла Лавалья, в который входит вентилятор, получающий электроэнергию из блока 1. Соответственно, воздух (теплый и с высокой влажностью в районе Персидского залива) со скоростью входит в агрегат через сопло Лавалья, достигает большой скорости и охлаждается на основе теории термодинамики и газодинамики.

Надо отметить, что в результате второй части процесса образуется двухфазовый поток с вихревым явлением из-за влияния вращения вентилятора.

Третья часть состоит из сепаратора, который способен выделить тяжелый поток со смесью вода-воздух и в результате выпускать сухой воздух из диффузора. Двухфазовая смесь выходит в другой аппарат, и там образующиеся капли воды собираются и направляются в резервуар [9].

РИСУНОК 10. Предложение для производства электроэнергии на автономной министанции с производством воды как сопутствующего продукта



Заключение

Впервые смоделирована остаточная циркуляция залива, а воздействие сброса соляного раствора было количественно оценено в бассейновом и региональном масштабах. В юго-западной части Персидского залива региональная чувствительность к сбросу соляных растворов очень сильна, и для предотвращения накопления солей там могут потребоваться усилия всех заинтересованных стран.

Это исследование обеспечивает научную основу для скоординированного использования морской воды Персидского залива для опреснения. Результаты показали, что большинство исследуемых районов были сильно загрязнены. Это требует от местных органов власти разработки более эффективной политики и правил для защиты морской среды.

Правительства также должны установить «нулевую терпимость» к этому вопросу и заставить промышленные предприятия использовать биоразлагаемые материалы, такие как крахмал. Кроме того, для сохранения акватории Персидского залива необходимо заменить традиционные методы генерации электроэнергии и производства воды.

Литература

1. Персидский залив / [Электронный ресурс] // <https://wikiway.com/uae/persidskiy-zaliv/> (дата обращения: 31.03.2023).
2. А. Маселанов, А. Сумин // Энергополитика монархий Персидского залива в преддверии энергоперехода // Энергетическая политика. – 2021. – № 1 (155). – С. 56–77.
3. Безен Баламир Джошкун. Энергия Ближнего Востока: Иран, Турция и страны Персидского залива / Безен Баламир Джошкун // Energizing the middle east. – Том № 9 – С. 71–80.
4. Pierre Rostan, Alexandra Rostan 2050 Projections of the Persian Gulf Economies [Текст] / Pierre Rostan, Alexandra Rostan // Iranian Economic Review. – 2022. – № 26 (2). – С. 269–288.

5. Андрей Иванов // Спутниковый мониторинг нефтяных загрязнений Персидского залива / Андрей Иванов [Электронный ресурс] // <https://www.scanex.ru/company/news/sputnikovyy-monitoring-neftnykh-zagryazneniy-persidskogo-zaliva/> (дата обращения: 01.04.2023).
6. Эльфатих А.Б. // Оценка влияния положения сброса рассола на соленость в зоне медленного промывания Персидского / Аравийского залива // Desalination and Water Treatment. – 2020. – № 191. – С. 72–81.
7. Robert Mogielnicki Water Worries: The Future of Desalination in the UAE / Robert Mogielnicki // The AGSIW Next Gen Gulf Series. – Washington: Arab Gulf States Institute in Washington, 2020. – С. 1–16.
8. Митина Н.Н. // Водный дефицит на Ближнем Востоке и частичное решение проблемы посредством получения воды из атмосферного воздуха [Текст] / Н.Н. Митина // Neftegaz.RU. – 2023. – № 5. – С. 90–95.
9. Момени Мани, Захаров Михаил Николаевич // Новое применение сопла Лавалья в качестве 3S-сепаратора в ГТУ на нефтегазовой платформе. Деловой журнал Neftegaz.RU – 2022. – № 8. – С. 86–89.

KEYWORDS: sustainable water supply, seawater desalination, mathematical modeling, Persian Gulf, impact of desalination brine discharge back to the sea.



Нефтедобыча на наноуровне

Ученые НЦМУ выяснили, как наночастицы металлического натрия влияют на добычу нефти. К числу технологических новшеств для увеличения нефтеотдачи стоит отнести наноматериалы, в частности, органодисперсию наночастиц металлического натрия. Речь идет о применении данного материала для интенсификации добычи нефти из плотного и слабопроницаемого пласта. Разработка казанских ученых позволяет простым способом получить наночастицы химически очень активного материала – металлического натрия, который закачивается в пласт и активизирует процессы, увеличивающие дебит скважины. Металлический натрий представляет собой материал, который легко вступает во взаимодействие с химическими веществами, а в реакции с водой образует щелочь и газообразный водород. Щелочь уже давно используется в нефтедобыче, например, при щелочном затоплении. Газообразный водород хорошо растворяется в сырой нефти, повышая ее подвижность. Металлический натрий способствует гидрированию непредельных компонентов, а при контакте с водой выделяется большое количество тепла, что в совокупности положительно сказывается на дебите скважины. Наночастицы являются более реакционноспособными, чем их более крупные аналоги, из-за небольшого размера они могут легко распространяться в пористых средах без снижения проницаемости.

Энергия солнца в любую погоду

Российские специалисты из НИТУ МИСИС разработали портативную солнечную панель, в основе которой лежит перовскит – перспективный полупроводниковый материал. Такая батарея показывает высокую эффективность даже в условиях слабой освещенности и может масштабироваться. Тесты при облачной погоде и в сумерках подтвердили, что фотомодули выдают более высокую мощность генерации, чем кремниевые аналоги. В частности, при нормальном солнечном освещении КПД превышает 25 %, а при недостатке света КПД не падает ниже 15 %. Разработка представляет собой несколько фотомодулей из перовскита размерами 100 x 100 мм, нанесенные на стеклянные подложки жидкофазным методом и обработанные лазером. Для удобства транспортировки и раскладки модули расположили на гибком текстильном материале. Новшество планируется применять в автономных узлах связи и для обеспечения энергией удаленных арктических объектов. Начались исследования по созданию аналоговых солнечных панелей для низкоорбитальных малых спутников, а также доработанных подложек.

Оптимизация термохимического воздействия на пласт

Ученые Института геологии и нефтегазовых технологий КФУ получили новые результаты физического моделирования для термохимических процессов с применением новых адаптированных бинарных составов с управляемой стадией инициации. В ходе исследований было доказано, что разработанные высококонцентрированные бинарные составы в процессе термогазохимической реакции способны выделять большее количество газа и тепла. Для увеличения охвата теплового воздействия на пласт адаптированы бинарные составы за счет введения термосолестойкого ПАВ, что позволит перераспределять потоки среагировавшего состава в менее проницаемые участки пласта за счет интенсивного пенообразования в ходе реакции. Для запуска бинарного состава ученые используют инициаторы замедленного действия. При разработке данной технологии оптимизирован запуск подобранных термогазогенерирующих составов с возможностью контроля реакции при заданном индукционном периоде для безопасной закачки иницирующего и бинарного состава. Научная новизна проведенной работы заключается в том, что предлагаемые способы закачки новых химических составов адаптированы для тепловой обработки как на коллекторах терригенного, так и карбонатного типа без образования труднорастворимых соединений с иницированием реакций в призабойной зоне.

Очистка ультразвуком напечатанных деталей

Ученые Московского авиационного института разработали технологию, которая позволит внедрить в двигателестроение трехмерную печать металлом. В процессе изготовления во внутренних полостях напечатанных деталей появляются слабо спеченные частицы исходного порошка, которые при эксплуатации могут засорять каналы и приводить к поломке. Поэтому необходимо разрабатывать методы, обеспечивающие очистку этих полостей. Исследования ученых МАИ помогут внедрить новые методы очистки внутренних полостей изделий от эксплуатационных и технологических загрязнений и развить технологии изготовления деталей двигателей летательных аппаратов из керамических материалов, что позволит увеличить температуру процессов в горячей части двигателя, повысить тепловой КПД, упростить систему охлаждения деталей, а в некоторых случаях отказаться от нее. По словам ученых, изготавливать авиационные двигатели шестого поколения невозможно без новых конструкционных материалов и технологий. Перспективной является технология трехмерной печати металлом. Она способствует сокращению числа технологических операций и дает возможность создавать более сложные конструкции, но ее применение ограничено отсутствием методов очистки их внутренних полостей. В ходе исследования ученые установили, что очистить каналы от частиц порошка помогает наложение направленных ультразвуковых колебаний на жидкость, прокачиваемую через внутренние каналы детали.

Качество под контролем

Ученые Пермского Политеха разработали виртуальный анализатор температуры выкипания дизельного топлива с использованием нейронных сетей. Разработка позволяет контролировать температуру выкипания дизельного топлива, определяющую полноту его испарения. При слишком высоких значениях некоторые фракции не успевают испаряться и остаются в виде капель и пленки, что приводит к повышенному нагарообразованию и износу оборудования. Виртуальный датчик позволяет непрерывно контролировать этот процесс. В основе работы лежит математическая модель, а особенностью метода является двухэтапный подход. На первом этапе ученые построили нейросетевую модель взаимосвязи, на втором – по результатам вычислительного эксперимента – регрессионную модель, которая предсказывает значения показателя качества производимого нефтепродукта. При построении виртуального датчика политехники учитывали такие входные данные, как плотность нефти, расход мазута, температуры паров нефтепродуктов и самой нефти. Эти значения поступают на вход обученной модели, а на выходе получают температуру выкипания дизельного топлива. Виртуальный анализатор показывает состояние нефтепродукта непрерывно с обновлением значений в системе управления с любым заданным интервалом времени.

Головка-удлинитель для труднодоступных соединений

Ученые НИУ «МЭИ» разработали головку-удлинитель гаечного ключа для труднодоступных соединений, которая может быть использована для монтажа накидных гаек гидравлических трубопроводов или электрических соединителей. Разработку отличают невозможность соскальзывания с монтируемой гайки, простота конструкции, а также использование для монтажа гайки трубопровода, расположенной в углублении или ином труднодоступном месте, без применения специального ключа. Разработка способна исключить недостатки имеющихся моделей, упростить механизм работы и добавить функционал для применения в трубопроводах и электрических кабелях. Устройство представляет собой головку с двумя шестигранными соосными поверхностями, состоящую из двух полукорпусов, соединенных между собой трапециевидным пазом и гребнем. Головка-удлинитель предназначена для монтажа стандартных гаек, накидных гаек трубопроводов и шестигранных корпусов приборов с резьбовым креплением.





Экспонат на ПМГФ-2023



Посетители выставки
Нефтегаз-2023



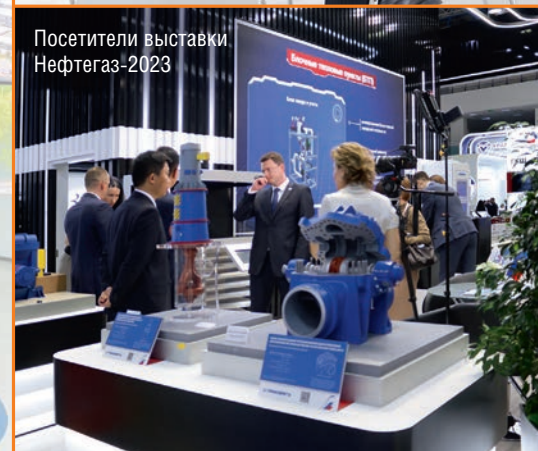
Стенд ГМС Групп
на ПМГФ-2023



Экспонат на ПМГФ-2023



Участники
ПМГФ-2023



Посетители выставки
Нефтегаз-2023



Посетители выставки
Нефтегаз-2023



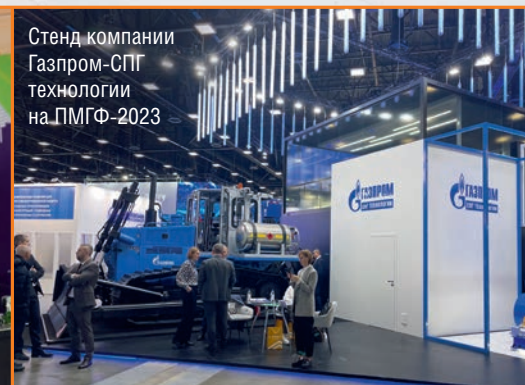
Стенд компании Грасис
на ПМГФ-2023



Стенд компании
ФратДжет-Волга
на ПМГФ-2023



Спикеры РЭН 2023



Стенд компании
Газпром-СПГ
технологии
на ПМГФ-2023



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Посетители выставки
Нефтегаз-2023



Стенд компании Уфагидромаш на выставке Нефтегаз-2023



Участники выставки Нефтегаз-2023



Посетители выставки Нефтегаз-2023



Экспонат на ПМГФ-2023



Стенд компании Нефтемаш
на выставке Нефтегаз-2023



Стенд компании Газпром
на ПМГФ-2023



Участники выставки
Нефтегаз-2023



Посетители ПМГФ-2023



Участники деловой программы
РЭН 2023



Стенд Тяжпрессмаш на Нефтегаз-2023



И. Маковский, М. Кузнецов, А. Лихачев

ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УСТАНОВКА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.4 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1 Оборудование для нефтебаз и АЗС

Измерительные установки используют для учета нефтепродуктов и обеспечения единства измерений от НПЗ и нефтебазы до конечного потребителя на АЗС.

Основное назначение – автоматизированное измерение количества нефтепродуктов и других жидкостей в единицах массы и объема при осуществлении технологических операций по выдаче и приему в автомобильные или железнодорожные цистерны, трубопроводным транспортом, а также для управления процессом слива/налива при проведении учетно-расчетных операций, перекачки продуктов на АЗС, нефтебазах и нефтеперерабатывающих заводах.

Области применения:

- нефтебазы и топливные склады;
- нефтеперерабатывающие заводы;
- автозаправочные станции;
- нефтяные терминалы;
- трубопроводный транспорт;
- авиа- и морские терминалы. ●



ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметр	Значение
Диапазон расхода продукта, л/мин (кг/мин)	от 6 до 42500
Пределы допускаемой относительной погрешности, % при измерении массы и объема	0,15; 0,20; 0,25
Диапазон давлений измеряемой среды, МПа	от 0 до 10,0
Диапазон измерения плотности, кг/м³	от 300 до 3000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерения плотности, кг/м³	±0,5, ±1
Диапазон измерения температуры, °C	от минус 50 до 100
Погрешность измерения температуры, °C	± 0,2 с датчиком температуры, ± (0,5 + 0,01t) при измерении расходомером
Рабочая температура окружающей среды, °C	от минус 40 до 50
Напряжение электрического питания, В	380 (+10/-15), 12-24 (±10%), 110 (±10%), 220 (+10/-15)
Потребляемая мощность, ВА, не более	35 000
Габаритные размеры, мм, не более	3000 x 2000 x 3000
Масса установки, кг, не более	2000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Межповерочный интервал, лет	2

СОСТАВ УСТАНОВКИ

Элемент	Функция
Массовый расходомер	Измерение массы и плотности продукта на потоке
Фильтр жидкости	Очистка нефти и нефтепродуктов от механических загрязнений неагрессивных жидкостей
Газоотделитель	Отделение воздуха и газов, скапливающихся в подающем трубопроводе измерителя
Дисковый поворотный затвор с электроприводом	Регулирование поток нефтепродуктов
Блок индикации и управления	Управление процессом налива, отображения и хранения информации о заданной дозе, количестве отпущенного продукта в единицах объема, массы и плотности
Кнопочный пост управления	Запуск установки
Устройство контроля заземления	Отвод статического электричества в процессе налива цистерн и контроля цепи заземления, автоматически блокирует работу ИУ при отсутствии или отключении цепи заземления

УСТАНОВКА РАЗДЕЛЕНИЯ НЕФТИ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1 Технологическое оборудование

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наименование	Значение
Средняя производительность по сырью	2,2–3 м³/час
Потребление пара всего НПЗ на базе БДУ-2ЕД	400–700 кг/час
Общая установленная мощность эл./дв.	60–70 кВт
Расход мазута на огневой нагрев	40–70 кг/час
Количество оборотной охлаждающей воды	20–30 м³/час
Расход на переработку 1 т сырья	
• электроэнергия	7,8 кВт/ч
• насыщенный пар	50–60 кг
• мазут	10–20 кг
давление в аппаратах	не более 0,07 МПа
время выхода установки на режим	4–12 часов

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС УСТАНОВКИ ДЛЯ НЕФТИ

Взято	%	м³/ч	м³/сутки	м³/год
Сырье (нефть)	100	3	72	23 000
Получено				
Бензин	20	0,6	14,4	4600
Технический керосин	10	0,3	7,2	2300
Дизельное топливо	20	0,6	14,4	4600
Мазут	49	1,5	36	11 300
Потери	1	0,03	0,72	200

МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС УСТАНОВКИ ДЛЯ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Взято	%	м³/ч	м³/сутки	м³/год
Сырье (газовый конденсат)	100	2,2	53	18 000
Получено				
Бензин	35	0,77	18,5	6300
Технический керосин	15	0,33	7,9	2700
Дизельное топливо	40	0,88	21,1	7100
Мазут	9	0,2	4,8	1500
Потери	1	0,022	0,5	180



Установка предназначена для разделения нефти или газового конденсата на ректификационных колоннах насадочного типа с предварительным нагревом в трубчатой печи с целью получения бензиновой фракции, керосиновой фракции, дизельной фракции и мазута. Дальнейшее доведение получаемых продуктов до установленных ГОСТом параметров осуществляется на блоке компаундирования.

Нагрев сырья осуществляется рекуперативным теплообменом в теплообменниках и автоматизированным нагревателем углеводородов. Нагреватель представляет собой горизонтальную трубчатую печь, работающую на жидком или газообразном топливе.

Установка состоит из двух основных блоков: блок рекуперации-ректификации и блок нагрева сырья и промежуточных фракций. Согласно требованиям пожарной безопасности расстояние между блоками должно быть не менее 10 м.

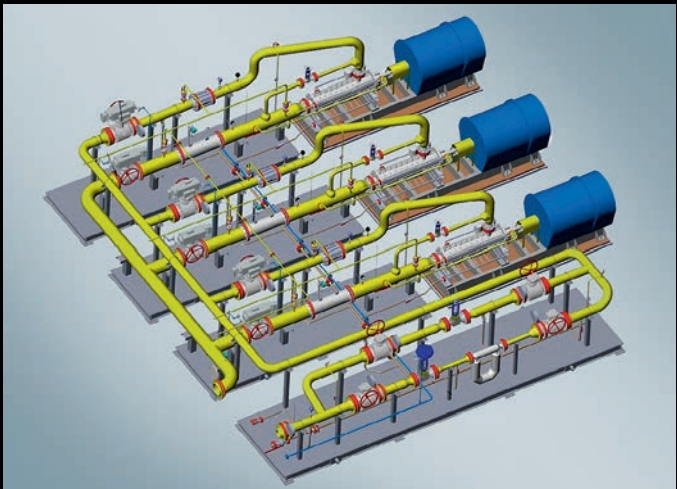
Блок рекуперации и ректификации представляет собой технологическую этажерку, ректификационные колонны и технологическую насосную. ●

АРМАТУРНЫЙ БЛОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование для транспортировки нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса



Арматурный блок подготовки газа предназначен для редуцирования и поддержания заданного давления природного осушенного газа, подготовленного в соответствии с требованиями ГОСТ 5542.

Осушенный газ используется:

- в качестве топлива в котельных, газодизельных электростанциях, подогревателях антифриза и газового конденсата, в устройствах факельных горелочных, дежурных горелок факелов;
- с целью вытеснения воздуха из конденсатопровода.

Область применения – установки комплексной подготовки газа, компрессорные станции, газоперерабатывающие заводы и др.

Режим работы изделия – круглогодичный, непрерывный в течение суток. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Параметр	Значение
Сжигаемая среда	Углеводородные, горючие газы
Давление сжигаемой среды, МПа	0,01...06
Расход сжигаемой среды, м³/час	1,6...700 000
Топливный газ	Природный газ по ГОСТ 5542
Давление топливного газа, м³/час	0,05...02
Расход топливного газа на одну дежурную горелку, м³/час:	
• электроискровой розжиг	2...4
• система розжига «бегущий огонь»	4...11
Высота факельной установки, м	10...120
Диаметр ствола факельной установки, мм	325...2000
Электрическое питание	400/230 В, 50 Гц
Суммарно потребляемая электрическая мощность, кВт:	
• электрический розжиг	1,5
• система розжига «бегущий огонь»	1,0
Температура эксплуатации, °С	-60...+100
Срок службы ствола и оборудования, лет, не более	30
Срок службы оголовка, лет, не более	10
Контроль пламени	Термопара, ионизационный зонд

ГОРИЗОНТАЛЬНЫЙ НАЗЕМНЫЙ РЕЗЕРВУАР

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для использования газа и нефтепродуктов

1.4.1.1 Резервуарное оборудование

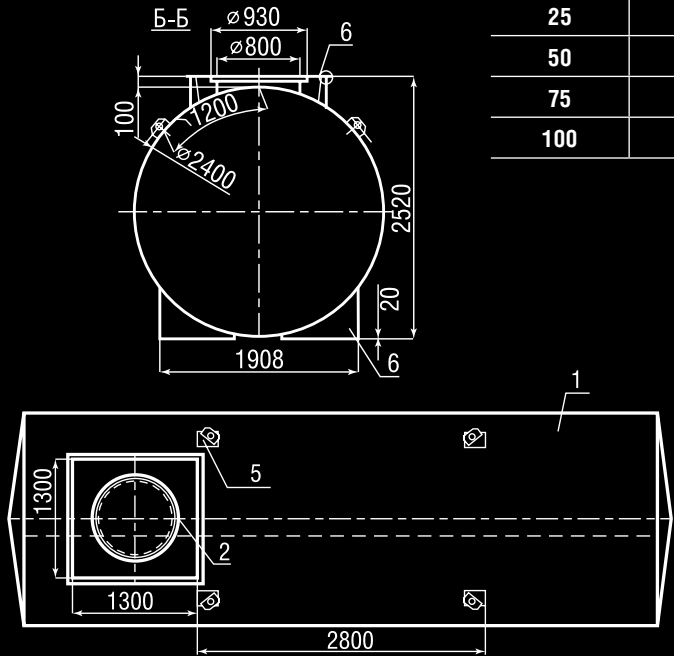


Горизонтальные резервуары из стали наземного исполнения применяются не только в нефтяной, но и других видах промышленности. Используются они с целью хранения в них нефтепродуктов, не воспламеняющихся и воспламеняющихся жидкостей, других веществ, плотность которых составляет не более тонны на кубометр.

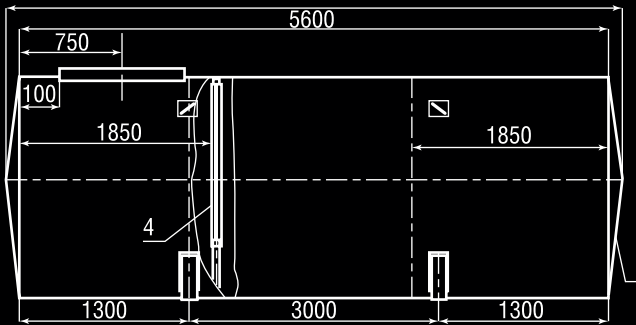
Резервуары, произведенные из стали Ст3 рекомендуется применять там, где минимум температур составляет -20 градусов по Цельсию. Резервуары из стали 09Г2С-12 можно эксплуатировать и при более низких температурах.

Резервуары имеют стандартную толщину – 4 мм и прочность их обеспечивается путем монтажа внутрь сосуда промежуточных диафрагм.

Назначенный срок службы подземного резервуара – не менее 20 лет. ●



ХАРАКТЕРИСТИКИ НАЗЕМНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ РГСН							
Объем номинальный, м³	3	5	10	25	50	75	100
Объем геометрический, м³	3,1	5,7	10,9	25,5	54	74,8	98,3
Резервуар							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)				0,07 (0,7)		
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	0,05 (0,5)				0,088 (088)		
Подогреватель							
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)	0,04 (0,4)						
Пробное давление при гидроиспытаниях, МПа (кгс/см²)	1,0 (10,0)						
Площадь поверхности нагрева, м²	2	5,5	6	13	14		
Размеры, мм							
D	L	I	H		h		
300	2060	—	—		910		
500	2040	—	2075		1175		
1000	2840	—	2470		1390		
1400	5460	—	3020		1650		
1400	11000	3000	3020		1650		
1900	9060	2300	3525		1900		
2400	12120	3300	3525		1900		



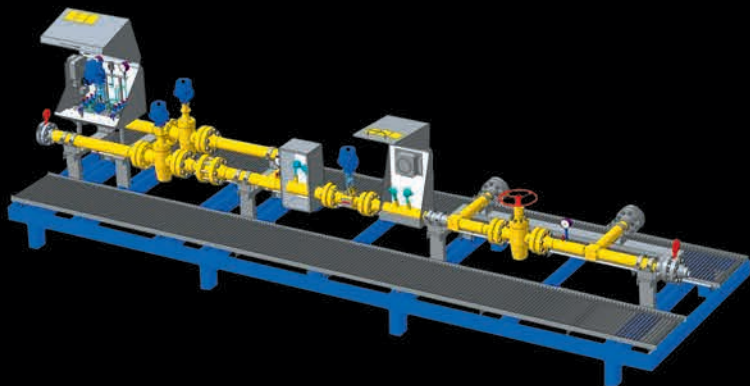
Резервуар наземный одностенный емкостью 25 м³
1 – обечайка; 2 – горловина; 3 – опора; 4 – диафрагма жесткости; 5 – проушина; 6 – приямок; 7 – днище коническое

БЛОК АРМАТУРНЫЙ ЗАМЕРА И РЕГУЛИРОВАНИЯ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование
для транспортировки
нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее
оборудование для нефтегазового
комплекса



Арматурные блоки
предназначены для обвязки
одной или нескольких газовых
скважин и выполняют ряд
функций:

- транспортирование
добываемого газа от скважины
к газосборному коллектору;
- переключение потока газа в
реверсный режим для закачки
газа в скважины;
- дистанционное или ручное
регулирование давления газа
по скважине на выходе в
газосборный коллектор;
- переключение потока газа
от скважины на факел или в
исследовательский сепаратор;
- подача и регулирование ввода
ингибитора в поток газа;
- аварийное перекрытие
потока газа от скважины при
повышении или понижении
давления в трубопроводе за
допустимые пределы;
- дистанционное или местное
перекрытие потока газа.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Расход, м³/ч	2...10 000
Номинальное давление, МПа (кгс/см²)	До 16 (160)
Питающее напряжение, В	24/220/380
Габаритные размеры	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Масса блока	В зависимости от комплектации и количества рабочих линий
Срок службы, лет	20
Температура транспортируемой среды, °С	-60... +50

Арматурные блоки могут
изготавливаться в климатических
исполнениях. Все оборудование,
устанавливаемое в блоке,
взрывозащищенного исполнения.

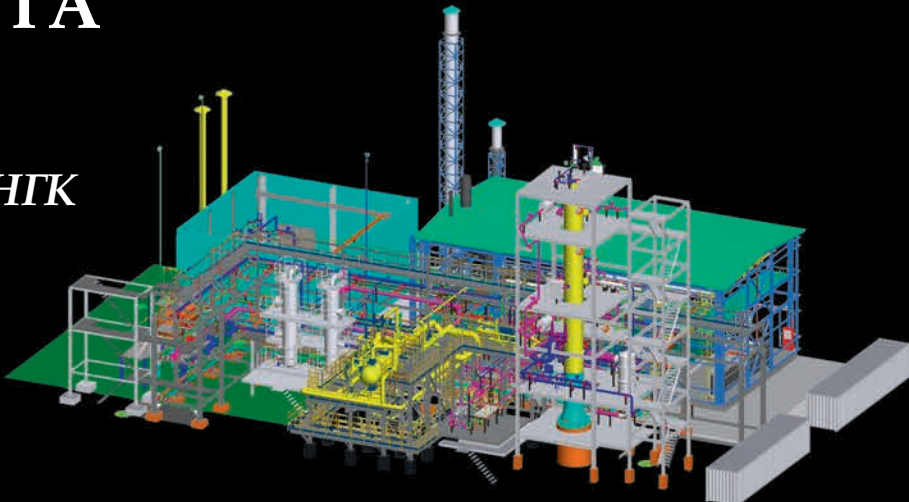
Для обеспечения работоспособности
приборов КИПиА в условиях
низких температур применяются
утепляющие термочехлы
с электрообогревом. ●

УСТАНОВКА КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.2 Оборудование
для транспортировки
нефти и газа

1.6 Общее и сопутствующее
оборудование
для нефтегазового
комплекса



Установка подготовки газа и
конденсата (УПГиК) предназначена
для нужд комплексов по добыче,
подготовке, сжижению газа и
конденсата

Подготовка газа осуществляется
методом низкотемпературной
сепарации. Для предотвращения
гидратообразования предусмотрен
блок-бокс подачи метанола.

Стабилизация газового конденсата
осуществляется методом
ступенчатой дегазации. УПГиК
укомплектована на выходе
готовой продукции блоком
контроля качества по стабильному
конденсату.

Газ подготавливается до
требований потребителей
газотурбинных силовых
энергоустановок, газовый
конденсат, выделенный из
сырьевого газа, подготавливается
до требований СТО 73157577-01-
2006.

ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ
Срок службы установки	не менее 25 лет
Производительность по сырому газу	2,05 млн нм³/сут
Расчетное давление на входе	22, 5 МПа
Диапазон производительности установки	от 10 до 120 % от номинальной
Номинальная производительность по стабильному конденсату	30 тыс. тонн/год

Электроснабжение установки
осуществляется по I категории
надежности по двум независимым
линиям. В состав установки входят
блок-боксы КТП с РУ и аппаратной
с системой САУ.

Конструкция блоков (модулей)
УПГиК не способствует
образованию скоплений снега
и льда, а также не допускает
попадания атмосферных осадков
внутри блоков. ●



А. Новак

Мы настроены на самое тесное партнерство с китайской стороной в энергетической сфере



С. аль-Джабер

Отказ от нефти и угля не позволит обеспечить устойчивое развитие и вернет мир в пещеры



А. Миллер

Пути развития газового рынка определяются в новых мировых центрах экономического развития



К. Полоус

Эффект от недальновидной политики глав ЕС европейцы могут ощутить уже сейчас



Ф. Бироль

В Европе спрос на природный газ не будет слишком большим на фоне роста спроса на водородное топливо



И. Сечин

Большое влияние на деятельность компании оказывает постоянное изменение системы налогообложения отрасли



М. Орешкин

У нас уровень роботизации в 15 раз меньше, чем в среднем в мире



Р. Йеттен

Правительство работает над прекращением импорта СПГ из России



Р. Скляр

Казахстан в связи с активным ростом промышленности ощущает нехватку газа



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" X2"~10" X14"
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 НТБП (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"~78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C



BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited

Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com

е-mail: chenxy3@calt11.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176



Kaspersky
OT CyberSecurity

Кибербезопасность ПОЛНОГО ЦИКЛА

Kaspersky OT CyberSecurity –
экосистема решений для промышленной
кибербезопасности. Защита каждого элемента
инфраструктуры: от оборудования и АСУ ТП
до информационных систем.



РЕКЛАМА



kaspersky